資料５

令和５年 10 月 10 日
電力・ガス取引監視等委員会
ネットワーク事業監視課

一般送配電事業者の託送供給等約款の変更認可について

（趣旨）
一般送配電事業者 10 者から、2023 年９月 25 日付けで経済産業大臣あてに託送供給等約款（以下、「託送約款」という。）の変更の認可申請があり、10 月３日付けで経済産業大臣から意見を求められたところ、電力・ガス取引監視等委員会としての回答について御審議いただく。

【申請者】一般送配電事業者 10 者
・北海道電力ネットワーク株式会社、・東北電力ネットワーク株式会社、
・東京電力パワーグリッド株式会社、・中部電力パワーグリッド株式会社、
・北陸電力送配電株式会社、・関西電力送配電株式会社、
・中国電力ネットワーク株式会社、・四国電力送配電株式会社、
・九州電力送配電株式会社、・沖縄電力株式会社

【託送約款変更の適用年月日】2023 年 12 月 27 日

１．経緯

系統混雑の解消のための再給電方式※1については、当委員会の制度設計専門会合及び資源エネルギー庁の審議会（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（以下、「再エネ大量小委」という。）で議論され、調整電源以外の電源も含めた一定の順序で出力制御する再給電方式（一定の順序）について 2023 年 12 月末※2までに開始することと整理された。これを受け、その内容を託送約款に反映するため、一般送配電事業者 10 者から９月 25 日付けで託送約款の変更の認可申請（電気事業法第 18 条第１項）がなされ、10 月３日付けで大臣より意見を求められた（同法第 66 条の 11 第１項第５号）。【参考資料１】

※1　従前の系統利用ルールでは、接続されている全ての電源の発電量を流せない場合、後から接続した電源を先に制御してきたところ（先着優先）。先着優先の下では、ノンファーム型接続をした再生可能エネルギーより、従前から接続している石炭火力等の発電が優先される。そのため、送電線の混雑時には、CO2 の排出が少なく、限界費用が安い再生可能エネルギーの発電が優先して流れるよう、先着優先からメリットオーダーに系統利用ルールが見直され、一般送配電事業者の指令により、混雑系統内の発電所の出力を制御し、制御した同量を、非混雑系統の発電所から再び給電する方式（再給電方式）が導入されることになった。なお、調整電源を活

用した再給電方式の開始を 2022 年中に、また、調整電源以外の電源を含めた再給電方式については、2023 年中に開始することを目指すとされていた。

※２　一般送配電事業者 10 者は、本年 12 月 28 日より一定の順序の運用を開始することを７月 31 日に公表。

２．申請内容

再給電方式（一定の順序）の導入に伴い、給電指令の対象に系統混雑のための出力抑制の追加及び混雑処理を実施した場合における精算のための単価や電力量の算定方法等に係る規定を追加。

①主な変更内容

- 基幹系統、ローカル系統、ノンファーム電源、ファーム電源を新規用語として、これらの用語の定義を追加。
- 給電指令の実施に、「基幹系統及びローカル系統で系統混雑が発生する場合」を追加。
- 給電指令時補給電力料金単価に、「基幹系統混雑時のノンファーム電源及び基幹・ローカル系統混雑時のファーム電源に対する出力抑制時の精算単価（ノンファーム電源はスポット市場価格（エリアプライス（沖縄はシステムプラス））、ファーム電源は限界費用）」を追加。
- 給電指令時の発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法に、「基幹系統混雑及びローカル系統混雑に伴う出力抑制が発生した場合や、基幹系統混雑及びローカル系統混雑に伴う出力抑制と需給バランス・系統故障等に伴う出力抑制が同時に発生した場合の算定方法等」を追加。この場合、バランシンググループ単位ではなく、「受電地点単位で算定すること」を併せて規定。

  （基幹系統混雑及びローカル系統混雑が同時に発生した場合は、再エネ大量小委の整理に基づき、ローカル系統、基幹系統、需給バランス・系統故障の順に出力抑制が行われる。）
- ノンファーム型接続に係る工事費負担金の取扱いを明確化。

  （ノンファーム電源を定義付けすることに伴うもの。従来、工事費負担金については、使用開始後３年以内の接続設備を新たな発電事業者が利用する場合、当該接続設備は新設する設備とみなし、使用を開始した時に遡って当該接続設備を利用する発電事業者間で按分されている（以下、３年ルールという）。ノンファーム電源については、出力制御を前提に連系するため増強工事がないことから、変電所間の接続設備（電線路）の利用分については、３年ルールから除外することを明文化。（ただし、ノンファーム電源であっても、当該電源の系統接続のみを目的とするアクセス線相当部分は３年ルールの対象。））

②変更理由

再給電方式（一定の順序）について、再エネ大量小委【参考資料２】において、その運用（制御順、制御方法、制御対象）、精算（単位（BG 単位から受電地点単位へ変更）、単価）等について議論され、その結果を 2023 年 12 月末までに開始することと整理されたことを踏まえ、当該内容を託送約款に反映する。

３．審査内容

今般の認可申請について、別添１のとおり、電気事業法第１８条第３項の各号に照らし、いずれにも適合していると認められる。

４．認可申請に係る意見について

上記３．の審査結果を踏まえ、別紙のとおり当委員会として、経済産業大臣が本申請に係る認可をすることに異存はない旨、経済産業大臣に回答することとしたい。

（参考）

●再給電方式（一定の順序）の出力制御対象

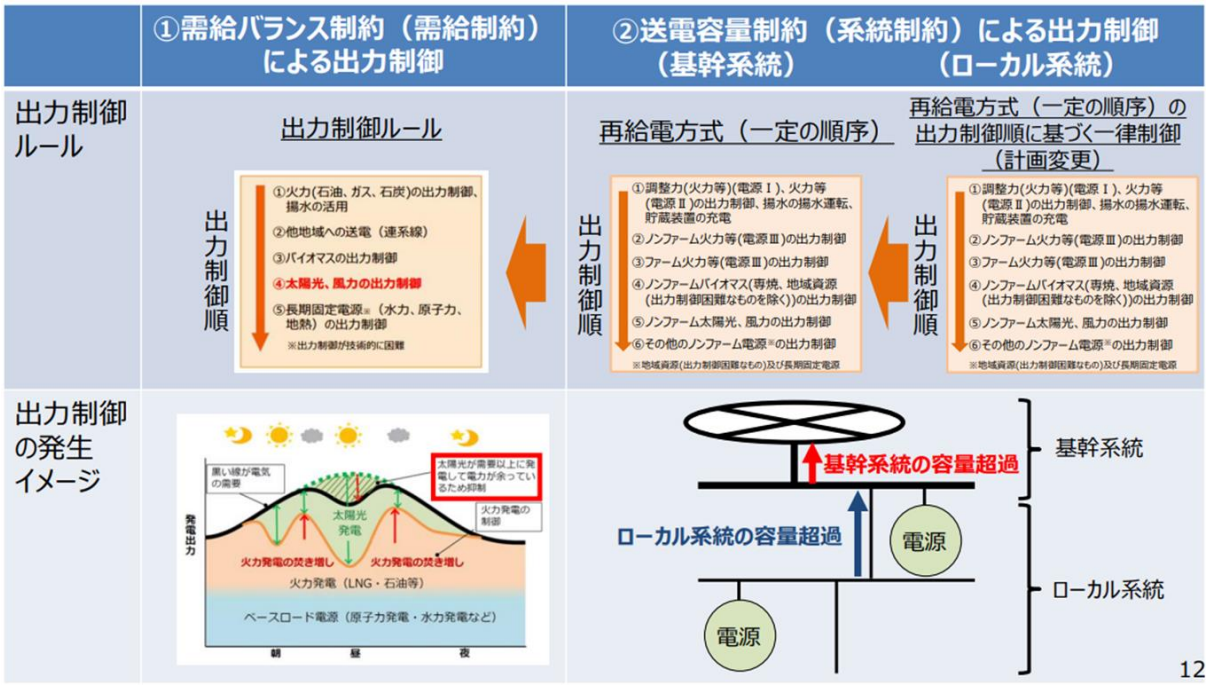
	電圧階級		連系電圧
送電系統	特別高圧（7000V～）	基幹系統※3	50万, 27.5万, 22万,18.7万, 13.2万V
		ローカル系統	15.4万, 11万, 10万V
			7.7万, 6.6万V
			3.3万, 2.2万V
配電系統	高圧（600V～7000V以下）		6600V
	低圧（600V以下）		200, 100V

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続※4
調整電源	出力制御対象	出力制御対象
一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源	出力制御対象	出力制御対象
バイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））	原則、出力制御なし※1	出力制御対象
自然変動電源（太陽光、風力）	原則、出力制御なし※1	出力制御対象
地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源	原則、出力制御なし※1	出力制御対象

※1 長期固定電源：水力・原子力・地熱
※2 ファーム型接続の調整電源や一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない火力発電等及びノンファーム型接続の電源を全て出力制御しても混雑が解消されない場合を除く
※3 各エリア上位２電圧 沖縄のみ1電圧（13.2万V）、北海道は50万Vなし（27.5万、18.7万V）
※4 増強完了後は系統を制約なしに利用できることを前提としたファーム型接続（以下「暫定ノンファーム型接続」という）を含む

（出典：電力広域的運営推進機関「2023 年 12 月再給電方式（一定の順序）の導入について」）

●再給電方式（一定の順序）の出力制御順



（出典：第 48 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 12 月）資料１）

4

【再給電方式（一定の順序）による出力制御ルール】

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御※2	メリットオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	メリットオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律
⑦ 暫定ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑧ 暫定ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑨ 暫定ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律

※2 揚水式発電機の揚水運転、需給バランス改善用の貯蔵装置の充電を含む

（出典：電力広域的運営推進機関「2023 年 12 月再給電方式（一定の順序）の導入について」）

●再給電方式（一定の順序）による出力制御時の精算単価

<出力制御時の精算単価>

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続※
調整電源	調整単価（限界費用ベース）	調整単価（限界費用ベース）
一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源	給電指令時補給単価（限界費用ベース）	給電指令時補給単価（スポット市場価格）
バイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く）	－（原則、出力制御なし）	給電指令時補給単価（スポット市場価格）
自然変動電源（太陽光、風力）	－（原則、出力制御なし）	給電指令時補給単価（スポット市場価格）
地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源	－（原則、出力制御なし）	給電指令時補給単価（スポット市場価格）

（出典：電力広域的運営推進機関「2023 年 12 月再給電方式（一定の順序）の導入について」）

＜参考条文＞

●電気事業法（昭和３９年法律第１７０号）

（託送供給等約款）

第十八条　一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給等に係る料金その他の供給条件（以下この款において単に「供給条件」という。）について、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。当該期間中において、これを変更しようとするときも、同様とする。

２　（略）

３　経済産業大臣は、第一項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

一　料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。

二　第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。

三　料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。

四　一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。

五　特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。

六　前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。

４～１１　（略）

１２　一般送配電事業者は、第一項の規定により託送供給等約款の認可を受け、第五項若しくは第八項の規定により託送供給等約款の変更の届出をし、又は次条第三項の規定による託送供給等約款の変更の通知を受けたときは、経済産業省令で定めるところにより、その託送供給等約款を公表しなければならない。

（委員会の意見の聴取）

第六十六条の十一　経済産業大臣は、次に掲げる場合には、あらかじめ、委員会の意見を聴かなければならない。

一～四　（略）

五　第十条第一項若しくは第二項（これらの規定を第二十七条の十二において準用する場合を含む。）、第十四条第二項（第二十七条の十二において準用する場合を含む。）、第十八条第一項若しくは第二項ただし書、第二十八条の十四第一項、第二十八条の四十一第三項、第二十八条の四十六第一項、第二十八条の四十八、第九十九条第一項又は第九十九条の六第一項の認可をしようとするとき。

六～十三　（略）

２　（略）

6

（別紙）

経済産業省

２０２３XXXX電委第●号
令和５年●月●日

経済産業大臣　殿

電力・ガス取引監視等委員会委員長

託送供給等約款の変更の認可について（回答）

令和５年１０月３日付け２０２３０９２５資第２１号により貴職から当委員会に意見を求められた託送供給等約款の変更の認可について、認可することに異存ありません。

託送供給等約款の変更認可について（審査結果）

一般送配電事業者の託送供給等約款の変更認可について、電気事業法第１８条第３項の規定に照らして評価する。

■申請者：一般送配電事業者10者

■申請内容：再給電方式（一定の順序）の導入に係る規定整備

■事務局審査

電気事業法第１８条第３項

経済産業大臣は、第一項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。

1号	料金が第十七条の二第一項の承認を受けた収入の見通しを超えない額の収入をその算定の基礎とするものであること。	再給電費用については、2022年12月23日付けで経済産業大臣により承認された一般送配電事業者10社の託送供給等に係る収入の見通しには含まれていない。 一般送配電事業者による託送供給等に係る収入の見通しに係る審査要領において、「第一規制期間においては、参照期間における実績額がないことから、規制期間における収入の見通しには算入せず、当該期間における実績値を踏まえた事後調整を行うこととする。」としている。
2号	第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者が託送供給等を受けることを著しく困難にするおそれがないこと。	今般、変更申請された規定は、再給電方式（一定の順序）の導入にあたり、総合資源エネルギー調査会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会において整理された内容を踏まえ、主に以下を定めるものである。 これらの内容は、託送供給を受けることを妨げるような不当に厳しい供給条件を設定するものではないことから、電気の供給を受けようとする者が託送供給を受けることを著しく困難にするおそれはないと認められる。 ➢ 基幹系統、ローカル系統、ノンファーム電源、ファーム電源を新規用語として、これらの用語の定義を追加。 ➢ 給電指令の実施に、「基幹系統及びローカル系統で系統混雑が発生する場合」を追加。 ➢ 給電指令時補給電力料金単価に、「基幹系統混雑時のノンファーム電源及び基幹・ローカル系統混雑時のファーム電源に対する出力抑制時の精算単価（ノンファーム電源はスポット市場価格（エリアプライス（沖縄はシステムプラス））、ファーム電源は限界費用）」を追加。 ➢ 給電指令時の発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法に、「基幹系統混雑及びローカル系統混雑に伴う出力抑制が発生した場合や、基幹系統混雑及びローカル系統混雑に伴う出力抑制と需給バランス・系統故障等に伴う出力抑制が同時に発生した場合の算定方法等」を追加。この場合、バランシンググループ単位ではなく、「受電地点単位で算定すること」を併せて規定。 ➢ ノンファーム型接続に係る工事費負金の取扱いを明確化。
3号	料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていること。	今般、変更申請された規定は、系統混雑により出力抑制を実施した場合（給電指令時補給電力料金）の精算単価や電力量を定めたものであり、計算式や参照すべき指標等が定められており、料金の額の算出方法が適正かつ明確に定められていると認められる。
4号	一般送配電事業者及び第一項の認可の申請に係る託送供給等約款により電気の供給を受ける者の責任に関する事項並びに電気計器及び工事に関する費用の負担の方法が適正かつ明確に定められていること。	今般、変更申請された規定は、託送供給等約款にノンファーム電源を定義したことに伴い、ノンファーム電源に係る工事費負担金の取扱いについて明文化したものであり、費用負担の方法は、従前のとおりであることから適正かつ明確に定められていると認められる。
5号	特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。	今般、変更申請された規定は、総合資源エネルギー調査会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会で整理され、系統混雑に係る出力制御を一定の順序において実施するための規定であり、正当な理由に基づく取扱いであり、特定の者に対して不当な差別的な取扱いをするものではないと認められる。
6号	前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。	今般、変更変更される規定は、公共の利益の増進に支障がないと認められる。

■事務局の審査結果

申請内容について、電気事業法第１８条第３項の各号に照らし、適合していると認められる。

経済産業省

２０２３０９２５資第２１号
令 和 ５ 年 １ ０ 月 ３ 日

電力・ガス取引監視等委員会委員長　殿

経済産業大臣

託送供給等約款の認可に係る意見聴取について

電気事業法（昭和３９年法律第１７０号）第６６条の１１第１項第５号の規定により、別添の申請に係る同法第１８条第１項の規定に基づく託送供給等約款の認可について、貴委員会の意見を求めます。

託送供給等約款変更認可申請書

令和５年９月 25 日

北海道電力ネットワーク株式会社

託 送 供 給 等 約 款 変 更 認 可 申 請 書

北 ネ 企 第 19 号
令和５年９月 25 日

経済産業大臣　西 村　　康 稔　殿

札幌市中央区大通東１丁目２番地
北海道電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　細 野 一 広

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので，電気事業法第 18 条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	令和５年 12 月 27 日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

令和５年 12 月 27 日実施

北海道電力ネットワーク株式会社

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契 約 の 要 件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 11
10　契約の成立および契約期間 …… 17
11　託送供給等の開始 …… 18
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 18
13　電気方式，電圧および周波数 …… 18
14　発電場所および需要場所 …… 20
15　供給および契約の単位 …… 22
16　承 諾 の 限 界 …… 25
17　契約書の作成 …… 25

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 26
19　接続送電サービス …… 28
20　臨時接続送電サービス …… 49
21　予備送電サービス …… 57
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 58
23　接続対象計画差対応電力 …… 59
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 60
25　給電指令時補給電力 …… 61

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期 …… 63
27　検　　針　　日 …… 63
28　料金の算定期間 …… 64
29　計　　量 …… 65
30　電力および電力量の算定 …… 65
31　損　　失　　率 …… 82
32　料 金 の 算 定 …… 82
33　支払義務の発生および支払期日 …… 84
34　料金その他の支払方法 …… 86
35　保　　証　　金 …… 88
36　連　帯　責　任 …… 89

Ⅴ　供　　給

37　託送供給等の実施 …… 90
38　給電指令の実施等 …… 93
39　適正契約の保持等 …… 97
40　契 約 超 過 金 …… 97
41　力 率 の 保 持 …… 98
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 98
43　託送供給等にともなう協力 …… 99
44　託送供給等の停止 …… 100
45　託送供給等の停止の解除 …… 101
46　託送供給の停止期間中の料金 …… 101
47　違　　約　　金 …… 101
48　損害賠償の免責 …… 102
49　設 備 の 賠 償 …… 102

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契 約 の 変 更 …… 103
51　名 義 の 変 更 …… 104
52　契 約 の 廃 止 …… 105
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 105

54 解　約　等 …… 108
55 契約消滅後の債権債務関係 …… 110

Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事

56 受電地点，供給地点および施設 …… 111
57 架 空 引 込 線 …… 112
58 地 中 引 込 線 …… 113
59 連接引込線等 …… 114
60 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 115
61 引込線の接続 …… 115
62 計量器等の取付け …… 115
63 通信設備等の施設 …… 116
64 専用供給設備 …… 117
65 電流制限器等の取付け …… 118

Ⅷ 工事費の負担

66 受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 119
67 受電用計量器等の工事費負担金 …… 122
68 会社間連系設備の工事費負担金 …… 122
69 供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 123
70 工事費負担金の申受けおよび精算 …… 130
71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 131
72 臨 時 工 事 費 …… 132
73 工事費等に関する契約書の作成 …… 133

Ⅸ 保　　安

74 保 安 の 責 任 …… 134
75 保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 134
76 調　　査 …… 134
77 調査等の委託 …… 135
78 調査に対する需要者の協力 …… 135
79 検査または工事の受託 …… 135
80 自家用電気工作物 …… 136

附　　則 …… 137

別　　表 …… 177

Ⅰ　総　　則

1　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第2条第1項第5号ロにもとづき行なわれる電気の供給(以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第2条第1項第7号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1)　託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接 続 供 給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振 替 供 給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2)　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第1条第

2 項第 7 号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

2　託送供給等約款の認可および変更

(1)　この約款は，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

3　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1)　契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2)　発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3)　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4)　発　電　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5)　需　要　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6)　低　　圧

標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。

(7)　高　　圧

標準電圧 6,000 ボルトをいいます。

(8)　特 別 高 圧

標準電圧 30,000 ボルト以上の電圧をいいます。

(9)　受 電 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10)　発 電 場 所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11)　供 給 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12)　需 要 場 所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13)　会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14)　中 継 振 替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15)　地 内 振 替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16)　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17)　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵0　接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵1　接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

⑵2　接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

⑵3　接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

⑵4　接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

⑵5　接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

⑵6　接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵7　接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵8　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵9　需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶0　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶1　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶2　ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損　失　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契 約 電 力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35) 契 約 電 流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36) 契 約 容 量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値(キロワット)で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

(38) 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(39) 発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(40) 需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(41) 需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または 30（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(43) 小 型 機 器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(44) 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(45) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(46) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(47) 定 期 検 査

電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。

(48) 定 期 補 修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(49) 給 電 指 令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(50) 昼 間 時 間

毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，4 月 30 日，5 月 1 日，5 月 2 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。

(51) 夜 間 時 間

昼間時間以外の時間をいいます。

(52) 貿 易 統 計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(53) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間，2 月 1 日から 4 月 30 日までの期間，3 月 1 日から 5 月 31 日までの期間，4 月 1 日から 6 月 30 日までの期間，5 月 1 日か

ら 7 月 31 日までの期間，6 月 1 日から 8 月 31 日までの期間，7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間，8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間，9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間，10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間，11 月 1 日から翌年の 1 月 31 日までの期間または 12 月 1 日から翌年の 2 月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の 2 月 29 日までの期間といたします。）をいいます。

4　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

5　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，1 ワットまたは 1 ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(2)　契約容量の単位は，1 キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，

契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1キロワットとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ロ)を適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット以下となるときは，契約電力を 0.5 キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5 キロワット未満となるときは，契約電力を 1 キロワットといたします。

(4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5)　力率の単位は，1 パーセントとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実　施　細　目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(イ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ロ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ハ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの

経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(3)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(イ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ロ)　(イ)によってえられた 100 キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ハ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ニ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ホ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービ

スでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 29（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

(1)　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約(発電者から電気を受電する場合に限ります。)の申込みに先立ち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ)　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者と

の振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ)　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ)　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ﾛ)　当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から 1 年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

(2)　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工

事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ロ)　契約電力，契約電流または契約容量

(ハ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ニ)　負荷設備または主開閉器

(ホ)　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(イ)　需要抑制契約者の名称

(ロ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ハ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4)　契約の申込み

契約者は，(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調

整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは8（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合，または，需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から1年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第2項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ハ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ニ)　契約電力，契約電流または契約容量

(ホ)　契約受電電力

(ヘ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ト)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヌ)　連絡体制

(ル)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(イ)　契約者の名称

(ロ)　連絡体制

(ハ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

(ニ)　振替供給の開始希望日

ハ　発電量調整供給の場合

(イ)　契約受電電力

(ロ)　発電量調整受電計画電力

(ハ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ニ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ホ)　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ)　連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後 1 年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2)　契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(イ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ロ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ハ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成

立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相2線式，交流単相3線式または交流3相3線式
	高圧または特別高圧	交流3相3線式

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線〔2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルト または 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧　6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
	10,000 キロワット以上	標準電圧　60,000 ボルト

(4)　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1 建物内の 2 以上の需要場所に共同引込線による 1 引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルト または 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧　6,000 ボルト

なお，1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が 50 キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルト

または 200 ボルトとし，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧 6,000 ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上であっても，標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6)　周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1)　当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。

イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(イ)　居住用の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ロ)　居住用以外の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(ハ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

1 建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ロ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(イ)に準ずるものといたします。

(2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を 1 発電場所または 1 需要場所とすることがあります。

(3)　道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(4)　(1)に定める 1 構内，(1)イに定める 1 建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(イ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ロ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を1発電場所または1需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1)　当社は，次の場合を除き，1需要場所について1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスを適用し，1電気方式，1引込みおよび1計量をもって託送供給を行ない，1発電場所につき，1電気方式，1引込みおよび1計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　1需要場所につき，(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の1臨時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の1接続送電サービス（ロの場合は，2接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(イ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス

(ロ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス

(ハ)　高圧臨時接続送電サービス

(ニ)　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の2接続送電サービスをあわせて契約する場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス

(ロ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，

または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合など特別の事情がある場合

(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1 接続供給契約を結び，1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として 1 接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1 契約者に対して 1 接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する 2 以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を 1 供給地点とみなすことがあります。

(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および 1 供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに 1 供給地点とみなします。）について，1 振替供給契約を結びます。

(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1 発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として 1 発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第 2 条第 2 項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 5 項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）

(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1 発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，1 需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1 需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が 1 需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものと

いたします。

16 承 諾 の 限 界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17 契 約 書 の 作 成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

(イ) 検 針 日

(ロ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ニ) 27（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

(ホ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ヘ) 30（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

(イ) 適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表 2〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以

下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ロ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施

a 近接性評価割引額は，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月 1 日に算定いたします。

b 当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

c 近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を行ないます。

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 25（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2)　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500 キロワット未満となるとき。

(イ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その 1 月の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その 1 月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む 1 月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその 1 月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その 1 月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その 1 月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1 年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む 1 月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の

負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その 1 月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む 1 月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a 接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，5 アンペア，10 アンペア，15 アンペア，20 アンペア，30 アンペア，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b 接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ニ) (イ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後 1 年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。

(ホ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ 高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から 1 年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が 500 キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。

ニ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1 供給地点につき 2 以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または 1 接続送電サービスにつき 2 以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 400 ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　電灯料金

i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの 1 灯につき	43 円 15 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	86 円 31 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	172 円 60 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	258 円 91 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	431 円 51 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	215 円 75 銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ 1 月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	128 円 89 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	257 円 77 銭
100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに	128 円 89 銭

e　その他

(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ロ) a (c)，(ハ) a または(ニ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ロ)　電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ロ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 1 需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	272 円 80 銭

ただし,接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は,接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	217 円 80 銭

ただし，(2)イ(ロ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	108 円 90 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	326 円 70 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	8 円 38 銭

(ハ)　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定

める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	272 円 80 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	217 円 80 銭

ただし，(2)イ(ロ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	108 円 90 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	326 円 70 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

1 キロワット時につき	8 円 77 銭

ii　夜間時間

1キロワット時につき	7円89銭

(ニ)　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし,別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1キロワット時につき	12円86銭

(ホ)　動力標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b)　1需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペア

および1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	608円30銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたし

ます。

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	365円20銭

ただし,接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は,接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	4円83銭

(c)　その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で,当社が適当と認めるときは,基本料金のみといたします。

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ヘ)　動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ホ) aの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は,別表5(離島ユニバーサルサービス調整)(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料

価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	608 円 30 銭

ただし,接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は,接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii (2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	365 円 20 銭

ただし,接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は,接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i 昼間時間

１キロワット時につき	5 円 06 銭

ii 夜間時間

１キロワット時につき	4 円 58 銭

(c) その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で,当社が適当と認めるときは,基本料金のみといたします。

d その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト) 動力従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし,別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	14 円 81 銭

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(イ)　高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり,かつ,2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし,特別の事情がある場合で,契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が 50 キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	776 円 60 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	2 円 68 銭

(ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	776 円 60 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたしま

す。

ⅰ　昼間時間

1キロワット時につき	2円86銭

ⅱ　夜間時間

1キロワット時につき	2円49銭

(ﾊ)　高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし,別表5(離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1キロワット時につき	15円41銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電

力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	489 円 50 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	1円34銭

(ロ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧60,000ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その1月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるため

の電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	489 円 50 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

1 キロワット時につき	1 円 41 銭

ⅱ　夜間時間

1 キロワット時につき	1 円 27 銭

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島

ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1キロワット時につき	9円37銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(イ)　力率は，供給地点ごとに，その1月のうち毎日午前8時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその1月の力率は，85パーセントとみなします。

(ロ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しいたします。

ホ　そ の 他

(イ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。

(ロ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ハ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ニ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ホ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4)　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	660円00銭
	特別高圧で供給する場合	415円80銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社

との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　1 年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次の a または b により，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電流

(a)　臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b)　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

(a)　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の 6 キロボルトアンペアにつき	95 パーセント
次の 14 キロボルトアンペアにつき	85 パーセント
次の 30 キロボルトアンペアにつき	75 パーセント
50 キロボルトアンペアをこえる部分につき	65 パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ロ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の 2 台の入力につき	100 パーセント
	次の 2 台の入力につき	95 パーセント
	上記以外のものの入力につき	90 パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の 6 キロワットにつき	100 パーセント
次の 14 キロワットにつき	90 パーセント
次の 30 キロワットにつき	80 パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，a にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 3 キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって 1 日につき次のとおりといたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	3 円 83 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	7 円 65 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	7 円 65 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	76 円 51 銭
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	76 円 51 銭

(ロ)　電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	9 円 22 銭

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基

準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	83 円 95 銭

d　その他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ニ)　動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として 5 キロワットをこえ，50 キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適

用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	5 円 80 銭

ロ 高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a 基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	3 円 22 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	1 円 61 銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サー

ビス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

(4)　そ　の　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが 1 年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1)　適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2)　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における 1 年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として 50 キロワットを下回らないものといたします。

(3)　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，1 月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	93 円 50 銭
	特別高圧で供給する場合	104 円 50 銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	110 円 00 銭
	特別高圧で供給する場合	132 円 00 銭

(4)　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5)　そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　発電量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

23　接続対象計画差対応電力

(1)　適　　用

38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

24　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画

電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

25 給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適 用 範 囲

38 (給電指令の実施等) (4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により 30 分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑱により 30 分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27　検　　針　　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電もしくは供給する場合，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

(2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3)　当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

(5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

(6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28　料金の算定期間

(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整

受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

29 計　　量

(1)　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

(3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

30 電力および電力量の算定

(1)　発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値

を 2 倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。

(2)　発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

(3)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(4)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5)　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(6)　接続受電電力量

接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7)　接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を 2 倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに算定いたします。

(8)　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその 1 月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その 1 月の接続供給電力量からその 1 月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9)　接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(10)　接続対象電力量

接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零を

こえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。

(イ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

－ 需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

－ 需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(11)　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(12)　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8

（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

⑬　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑭　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 0

(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値

（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量

＝ ベースライン

$$-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

⑮　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，⑯の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

⑯　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

⑰　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広

域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。

⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

b ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,38(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,38(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

e　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への

場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38(給電指令の実施等)(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38(給電指令の実施等)(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,38(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－ 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

⑲ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施

し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

⑳ 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

㉑ 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整に

もとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ ベースライン

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計とい

たします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26) 27（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(27) 15（供給および契約の単位）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。

(28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29) 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その 1 月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則

として，別表 9（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

31 損　失　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.9 パーセント
高圧で供給する場合	4.7 パーセント
特別高圧で供給する場合	2.0 パーセント

32 料 金 の 算 定

(1)　送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1 月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ　28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

ホ　28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5 日を上回り，または下回るとき。

(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする

場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(5)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(6)　28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量

期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。

(7)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(8)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその1月から変更後の力率によります。

(9)　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

33　支払義務の発生および支払期日

(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第5営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，27（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に実際に検針を行なった場合，または30（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第5営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(3)　(1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　54（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

(4)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から 7 日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当

社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

(5)　当社は，(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

34　料金その他の支払方法

(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払い

の日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(4)　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35 保　証　金

(1)　契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(イ)　料金の支払いの延滞があった場合

(ロ)　30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または 30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ハ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2)　発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3)　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

36　連　帯　責　任

1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

37　託送供給等の実施

(1)　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2)　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3)　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(イ)　発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ロ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当

社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4)　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(イ)　需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ロ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には,すみやかに,原則として電力広域的運営推進機関を通じて,当社に通知していただきます。

38　給電指令の実施等

(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，水力発電（揚水発電を除きます。）または地熱発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

へ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係

る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。

(イ)　割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ロ)　割 引 率

1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。

(ハ)　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(イ)　割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ロ)　割 引 率

1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。

(ハ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端

数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

a　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D-d}{D}$$

H′ ＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A-B}{A}$$

H′ ＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。

(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に 3 日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1 月につき 1 日を限って計算に入れません。この場合の 1 月につき 1 日とは，1 暦月の 1 暦日における 1 回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に 3 日前までにお知らせしたことをもって契約者に 3 日前までにお知らせしたものとみなします。

(9)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(10)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1 電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電または放電するの

に要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39 適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40 契 約 超 過 金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引

いた値といたします。

(2) 契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

41 力 率 の 保 持

(1) 低圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。

ロ 進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ 当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

42 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただ

きます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

(2)　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4)　計量器の検針または計量値の確認

(5)　44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または 54（解約等）により必要な処置

(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務

43　託送供給等にともなう協力

(1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要

綱によります。

44　託送供給等の停止

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3)　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

47　違　　約　　金

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の3倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，6 月以内で当社が決定した期間といたします。

48　損害賠償の免責

(1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2)　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3)　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

49　設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1)　修理可能の場合

修理費

(2)　亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契 約 の 変 更

(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2)　契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ)　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

51　名 義 の 変 更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

52 契 約 の 廃 止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(3) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53 供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ 接続供給の場合

(ｲ)　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は,それまでの期間の接続送電サービス料金について,さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電

力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72(臨時工事費)の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ)　19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービ

ス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(イ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(イ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ロ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が 1 年以上になる場合には，1 年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に 1 年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

54 解　約　等

(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(イ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ロ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ハ)　料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(イ)　8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ロ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ハ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ニ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ホ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ヘ)　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

(ト)　その他この約款に反した場合

(2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅷ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設

(1)　受 電 地 点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし,発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は,会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(イ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ロ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ハ)　1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ニ)　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ホ)　その他特別の事情がある場合

(2)　供 給 地 点

イ　接続供給の場合

(イ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ロ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

ａ　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

ｂ　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

ｃ　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

ｄ　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

ｅ　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（保安通信設備を含みます。）は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。

57　架 空 引 込 線

(1)　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2)　引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設して

いただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

58　地 中 引 込 線

(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2)　(1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調

整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所

ロ　建物の 3 階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66 (受電地点への供給設備の工事費負担金) (2)，(4)または 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1 発電場所または 1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。

61　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

62　計量器等の取付け

(1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則とし

て，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

63　通信設備等の施設

(1)　発電場所内または需要場所内に施設する給電指令上必要な保安通信電話等は，原則として契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－1 電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設して

いただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

(3) 給電指令上必要な情報伝送装置等については，次のとおりといたします。

イ 発電場所内に施設する情報伝送装置等は，原則として，受電地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けて施設いたします。ただし，Ｎ－1 電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

ロ 需要場所内に施設する情報伝送装置等は，供給地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

(4) 情報伝送装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，施設場所等については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって，情報伝送装置等の施設場所を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

64 専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ 契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ 43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ 発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の

事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5)　当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

65　電流制限器等の取付け

(1)　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(2)　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

(3)　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1)　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(イ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ロ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ハ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事

業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，a にかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力 1 キロワットにつき	3,410 円 00 銭

ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または 63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5)　工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

(イ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ﾛ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾎ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ (2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当

であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。

ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

67　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるとき，または発電場所内に情報伝送装置等を施設するときは，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金

額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1)　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,520 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,170 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用

される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

なお，標準電圧30,000ボルトまたは60,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事費の全額がｂの当社負担額をこえるときのその超過額を工事費負担金といたします。

a　工事費

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧30,000ボルトで供給する場合	363円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭

なお，標準電圧 30,000 ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の工事費は，上表にかかわらず，次の算式によって算定された金額といたします。

$$\text{工事費} = \text{別表 14(標準設計基準)に定める設計による工事費} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{当該送電線の送電容量}}$$

(b) 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧 30,000 ボルトで供給する場合	649 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	550 円 00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。

(c) スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表 15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として 3 回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の 2 次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

b 当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	5,500 円 00 銭

(ロ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ 19 (接続送電サービス) (2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ 次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(イ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，1 メートルとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

ホ 低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ) 契約電力

(ﾊ) 契約電流

(ﾆ) 契約容量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトから交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ 高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加され

る場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け），63（通信設備等の施設）または65（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申

し受けます。

(4)　工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

(イ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ロ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ハ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ニ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ホ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ヘ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(イ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(イ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次によ

り算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ)　高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

70　工事費負担金の申受けおよび精算

(1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(イ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合

(ロ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(イ)　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ロ)　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その

差額をお返しいたします。

(4)　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後3年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって2以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として1年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について2以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1)　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

72 臨 時 工 事 費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるも

のといたします。

73　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

74 保 安 の 責 任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

75 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先立ち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

76 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2)　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

(3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

77　調査等の委託

(1)　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

78　調査に対する需要者の協力

(1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2)　当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79　検査または工事の受託

(1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費相当額を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の

軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1)　76（調査）

(2)　77（調査等の委託）

(3)　78（調査に対する需要者の協力）

(4)　79（検査または工事の受託）

附　　則

1　実　施　期　日

この約款は，令和 5 年 12 月 27 日から実施いたします。

2　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルト，交流単相 2 線式標準電圧 6,000 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 20,000 ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルトまたは交流単相 2 線式標準電圧 6,000 ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流 3 相 3 線式標準電圧 20,000 ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1)　適 用 範 囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ，(ハ)ｃ，(ニ)ｃ，(ホ)ｃ，(ヘ)ｃ，(ト)ｃ，ロ(イ)ｃ，(ロ)ｃ，(ハ)ｃ，ハ(イ)ｃ，(ロ)ｃもしくは(ハ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ，(ニ)ｃ，ロ(ハ)もしくはハ(ハ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(イ)または(ロ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，1 年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(イ)　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10 アンペアを 1 キロワットと，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力
＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等

(ロ)　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量

＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量

ロ　1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ の 他

(イ)　19（接続送電サービス）(3)イ(イ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ) a，(ハ) a または(ニ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ロ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(イ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ロ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ハ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ハ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ニ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3)　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通

じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき(揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。)は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき(揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。)は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電

力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4)　計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則 6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

4　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

(1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(イ)　28（料金の算定期間）

(ロ)　32（料金の算定）

(ハ)　33（支払義務の発生および支払期日）

(ニ)　34（料金その他の支払方法）

(ホ)　35（保証金）

(ヘ)　47（違約金）

(ト)　54（解約等）

ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後 1 年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後 1 年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希

望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(イ)　28（料金の算定期間）

(ロ)　32（料金の算定）

(ハ)　33（支払義務の発生および支払期日）

(ニ)　34（料金その他の支払方法）

(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(イ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ロ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1 発電場所につき，1 電気方式，1 引込，2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

5　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

(1)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	60円81銭

(2)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	24円19銭

6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1)　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量

その 1 月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における 30 分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の 30 分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量,臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1)　1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2)　1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。

9　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(イ)　軽負荷期（毎年4月1日から6月30日，9月1日から10月31日までの期間をいいます。）における毎日午前8時から午後4時までの時間

(ロ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1月2日，1月3日，12月30日および12月31日の午前8時から午後4時までの時間

(ハ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(イ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ロ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(a)，(ロ)c(a)，ハ(イ)c(a)または(ロ)c(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(a)，(ロ)c(a)，ハ(イ)c(a)または(ロ)c(a)に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2)　1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前 8 時から午後 4 時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前 8 時から午後 4 時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ)　1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが 19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピ

ークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合， 19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) 1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ 附則3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロ

もしくはイ(ロ)またはロ(ロ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

11　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第 8 条第 1 項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和 5 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和 5 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）(2)ニ，30（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

13　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 1 項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 2 項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに

給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1)　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2)　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ)　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた 100 キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3)　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4)　料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ロ) 発電量調整受電計画差対応電力

a 発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続

対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適用範囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算

定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(ロ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより 30 分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5)　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対

象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は， 別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ)　30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a 当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38(給電指令の実施等)(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38(給電指令の実施等)(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38(給電指令の実施等)(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,38(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量

－ 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－ 発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑

制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

（c） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量
－ 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－ 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－ 発電量調整受電電力量

リ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電

気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は,30(電力および電力量の算定)(21)にかかわらず,30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として 30（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(6)　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対

象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7)　解　約　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)

にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(イ)　発電量調整供給に係る料金は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ロ)　インバランスリスク料は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　当社は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係

る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの，契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則 4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ロ)ｄ，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

14 近接性評価割引額の算定についての特別措置

(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則 13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則 13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則 13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ) a の当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

(2)　契約者が，附則 13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ロ)および(ハ)の接続対象計画電力量は，附則 13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

15　Ｎ－1 電制の実施についての特別措置

(1)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第 3 条第 2 項または第 8 条第 1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および 30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 4 にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2)　(1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1)　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

近接性評価地域
赤平市，旭川市，網走市，石狩市，岩内町，岩見沢市，恵庭市，江別市，小樽市，音更町，帯広市，北広島市，北見市，釧路市，釧路町，倶知安町，札幌市，滝川市，千歳市，七飯町，南幌町，根室市，登別市，函館市，美唄市，北斗市，妹背牛町，余市町

なお，平成 28 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含め

るものといたします。

旧近接性評価地域
上川総合振興局，留萌振興局，宗谷総合振興局，オホーツク総合振興局，十勝総合振興局，釧路総合振興局，根室振興局の所管区域（ただし，近接性評価地域を除きます。）

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ 近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	61 銭
	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 100,000 ボルト以下の場合	43 銭
	受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合	22 銭

ただし，平成 28 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ 近接性評価割引電力量

(イ) 近接性評価割引電力量は，次の a および b にもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を 30 分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

a 発電バランシンググループごとの電力量は，30 分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b 発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係る a の電力量の算定上，その 30 分の当社が近接性評価対象発電設備か

ら受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ 近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその 1 月（毎月 1 日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

3 契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100 パーセントといたします。）を乗じます。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合の電圧は，200 ボ

ルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 150 パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）× 125 パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 200 パーセント	

ロ　ネオン管灯

2 次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80
2,368 以下	100	100

ニ　水 銀 灯

出　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(イ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ロ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
35以下	—	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　3相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出　力（馬　　力）×　93.3パーセント
出　力（キロワット）× 125.0パーセント

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

<table>
<tr><th>装置種別
（携帯型および移動型を含みます。）</th><th>最高定格管電圧
(キロボルトピーク)</th><th>管電流（短時間定格電流）
（ミリアンペア）</th><th>換算容量(入力)
(キロボルトアンペア)</th></tr>
<tr><td>治療用装置</td><td></td><td></td><td>定格１次最大入力(キロボルトアンペア)の値といたします。</td></tr>
<tr><td rowspan="16">診察用装置</td><td rowspan="8">95キロボルトピーク以下</td><td>20ミリアンペア以下</td><td>1</td></tr>
<tr><td>20ミリアンペア超過　30ミリアンペア以下</td><td>1.5</td></tr>
<tr><td>30ミリアンペア超過　50ミリアンペア以下</td><td>2</td></tr>
<tr><td>50ミリアンペア超過　100ミリアンペア以下</td><td>3</td></tr>
<tr><td>100ミリアンペア超過　200ミリアンペア以下</td><td>4</td></tr>
<tr><td>200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下</td><td>5</td></tr>
<tr><td>300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下</td><td>7.5</td></tr>
<tr><td>500ミリアンペア超過　1,000ミリアンペア以下</td><td>10</td></tr>
<tr><td rowspan="4">95キロボルトピーク超過
100キロボルトピーク以下</td><td>200ミリアンペア以下</td><td>5</td></tr>
<tr><td>200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下</td><td>6</td></tr>
<tr><td>300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下</td><td>8</td></tr>
<tr><td>500ミリアンペア超過　1,000ミリアンペア以下</td><td>13.5</td></tr>
<tr><td rowspan="2">100キロボルトピーク超過
125キロボルトピーク以下</td><td>500ミリアンペア以下</td><td>9.5</td></tr>
<tr><td>500ミリアンペア超過　1,000ミリアンペア以下</td><td>16</td></tr>
<tr><td rowspan="2">125キロボルトピーク超過
150キロボルトピーク以下</td><td>500ミリアンペア以下</td><td>11</td></tr>
<tr><td>500ミリアンペア超過　1,000ミリアンペア以下</td><td>19.5</td></tr>
<tr><td rowspan="3">蓄電器放電式診察用装置</td><td colspan="2">コンデンサ容量　0.75マイクロファラッド以下</td><td>1</td></tr>
<tr><td colspan="2">0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下</td><td>2</td></tr>
<tr><td colspan="2">1.5　マイクロファラッド超過　3マイクロファラッド以下</td><td>3</td></tr>
</table>

(4)　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝ 最大定格1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（キロワット）＝ 実測した1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント

(5)　そ　の　他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて1契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5　離島ユニバーサルサービス調整

(1)　離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格 ＝ Ａ × α

Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格

α＝1.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1円とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300 円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値 1 キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000 円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1 銭とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(イ)　1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ロ)　1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ハ)　1 キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

(イ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ロ)，(ハ)および(ニ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ロ)　記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ニ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ハ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(イ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ニ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ヘ 離島ユニバーサルサービス調整額

(イ) 定額制供給の場合

a 電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b 電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ロ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。

電灯	10ワットまでの1灯につき	4厘
	10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	9厘
	20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	1銭8厘
	40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	2銭5厘
	60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	4銭3厘
	100ワットをこえる1灯につき50ワットまでごとに	2銭1厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの1機器につき	1銭3厘
	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの1機器につき	2銭5厘
	100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに	1銭3厘

(ロ)　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	0厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	1厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	1厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	7厘
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合1キロボルトアンペアまでごとに	7厘

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	8 厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	1 厘

(3)　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を，インターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

(1)　平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85 パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2)　有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

(1)　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校，寺院およびこれに準ずるもの。

1 差込口につき　50 ボルトアンペア

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

1 差込口につき　100 ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

8 発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ 発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値(卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。)

ロ 発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2)　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値(卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。)

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。)

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。)

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。)

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(イ)または(ロ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 30（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

＝ みなし需要抑制計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(イ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ロ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値

9　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1)　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その 1 月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ 100 ワットまでの1灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる1灯につき50ワットまでごとに	50 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値

の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ 使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ 取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ 参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ 公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント} + (\pm\text{誤差率})}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対 象 期 間</td><td>年間計画
(第1年度，
第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通 知 の 期 限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需 要 想 定 値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

(注 1) 需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

(注 2) 年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注 3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

(注 4) 週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対 象 期 間</td><td>年間計画
(第 1 年度，
第 2 年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通 知 の 期 限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

(注 1) 発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
(注 2) 年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。
(注 3) 当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
(注 4) 計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
(注 5) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
(注 6) 週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対 象 期 間</td><td>年間計画
(第1年度，
第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通 知 の 期 限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の 1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通
知
の
内
容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30 分ごとの値</td></tr>
</table>

(注 1) 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

(注 2) 年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

(注 3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

(注 4) 週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 （ボルト）	管灯の定格消費電力 （ワット）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
100	10	4.5
	15	5.5
	20	9
	30	11
	40	17
	60	21
	80	30
	100	36
200	40	4.5
	60	5.5
	80	7
	100	9

ロ　ネオン管灯（1次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器2次電圧 （ボルト）	変圧器容量 （ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
3,000	80	30
6,000	100	50
9,000	200	75
12,000	300	100
15,000	350	150

ハ　水 銀 灯

出　　力 （ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1／8	1／4	1／2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ 取付容量 （マイクロファラッド）	使用電圧 100 ボルト	50	75	75	100
	使用電圧 200 ボルト	20	20	30	40

(ロ)　3 相誘導電動機（使用電圧 200 ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電 動 機	馬　力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ	2 極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
取付容量	4 極	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
(マイクロファラッド)	6 極	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準は，Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

なお，この標準設計基準に定めのない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にもとづき，技術上，経済上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ロ　この標準設計基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，イにかかわらず

技術的に適当と認められる設計によるものとし，その設計を標準設計といたします。

(2) 高圧または低圧電線路

イ 一 般 基 準

(ｲ) 電圧降下の限度

高圧または低圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器または供給用変圧器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

公称電圧 / 区　域	高圧（ボルト）	低圧（ボルト）	
	6,600	100	200
市　街　地	300	6	20
そ　の　他	600		

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ﾛ) 経 過 地

高圧または低圧電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は，次の場合を除き，架空電線路を標準といたします。

a 架空電線路の施設が法令上認められない場合

b 技術上，経済上または地域的な事情により架空電線路とすることが不適当と認められる場合

c 既設電線路との関連において架空電線路とすることが不適当と認められる場合

ロ 架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a 高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替または負荷分割等のうち，電線路の保守および保安に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b 高圧または低圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といた

します。

(ロ) 支持物の種類

高圧または低圧架空電線路の支持物は,鉄筋コンクリート柱を標準といたします。ただし，山間部で運搬が困難な場合等，地形上，技術上，経済上または地域的な事情により鉄筋コンクリート柱を使用することが不適当と認められるときには，木柱等他の支持物を使用いたします。

(ハ) 径　　間

高圧または低圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，周囲の状況や風圧荷重等の条件により，この径間以外の場合もあります。

施設地域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	30　～　60

(ニ) 支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは，法令で定められた電線の地表上等からの高さを確保するため，施設する電線の条数や施設方法および他の工作物との離隔等を考慮し，次の値を標準といたします。ただし，根入れ，他の工作物との離隔，装柱，積雪等の関係からこの長さ以外のものを使用する場合があります。

装柱 / 施設地域	低　圧（メートル）	高　圧（メートル）	高低圧併架（メートル）
市　街　地	10　12	13　15	13　15
そ　の　他	10　12	13　15	13　15

(ホ) が い し

高圧または低圧架空電線路を支持するためのがいしは，使用電圧に耐える絶縁性能を有し，かつ，電線の張力や風圧荷重等による機械的応力にも耐える構造のものとし，次のものを標準といたします。

使用箇所 / 電　圧		引 通 箇 所	引 留 箇 所
低圧	本　線	がいしレスラック	
	引込線	ＤＶグリップ	
高　　圧		高圧ピンがいし	高圧耐張がいし ポリマーがいし

(ﾍ)　装　　柱

a　高圧または低圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧線については水平または縦配線，低圧線については縦配線といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔距離を確保するため，特殊な装柱とする場合があります。

b　支持物の強度を補う場合は，支線，支柱等を施設いたします。

c　柱上に変圧器を施設する場合は，変台装柱または懸垂装柱といたします。

(ﾄ)　開閉器の種類および容量

a　高圧架空電線路を操作し，または保守するために必要な箇所には，手動開閉器，または自動開閉器および制御用電源を施設いたします。

b　開閉器の容量は，負荷電流および短絡電流を考慮して次の値を標準といたします。

開閉器の容量（アンペア）
300　　600

(ﾁ)　電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線路に使用する電線は，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a)　高圧架空電線には，高圧絶縁電線を使用いたします。

(b)　低圧架空電線には，屋外用ビニル絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧引込線には，引込用ビニル絶縁電線，600 ボルトビニル絶縁電線または 600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種類 ＼ 種別	銅線		アルミ線
	単線 (導体径　ミリメートル)	より線 (導体断面積　平方ミリメートル)	より線 (導体断面積　平方ミリメートル)
低圧絶縁電線	4　5	38　60	32　58　95
低圧引込用絶縁電線	2.6　3.2	14　22　38　60 100	―
高圧絶縁電線	5	38　60　125	32　58　95　200

(リ)　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，契約電力等に応じて必要容量の直近上位のものを次の中から選定いたします。

なお，3相負荷に対しては，Ｖ結線を標準といたします。

柱上変圧器の容量（キロボルトアンペア）
5　10　20　30　50　75　100

(ヌ)　特殊地域の施設

a　塩害発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路の機器および材料には，耐塩構造のものを使用いたします。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷施設を設置いたします。

c　雪害のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，雪害防止用の施設を設置いたします。

ハ　地中電線路

(イ)　電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方法は,原則として管路式を標準といたします。ただし，施設場所，ケーブルの条数等の条件により，他の施設方法をとることがあります。

(ロ)　地中箱の施設

地中箱は，ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に施設いたします。また，地上設置機器等を施設する場合にも地中箱を施設いたします。

(ハ)　ケーブルの種類および太さ

a　高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルは，銅線またはアルミ線とし，

特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a) 高圧ケーブルには，6.6 キロボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

(b) 低圧ケーブルには，600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルまたは 600 ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b ケーブルの太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種類／種別	銅線（導体断面積 平方ミリメートル）	アルミ線（導体断面積 平方ミリメートル）
低圧ケーブル	14 22 38 60 100 150 200 250	―
高圧ケーブル	38 60 100 150 200 250 325 400	100 150 250 325 400 500

(ニ) 地上設置機器の施設

使用目的および使用場所に応じ，次のとおり機器を施設いたします。

機器名	使用目的
多回路配電塔	高圧幹線の連系，変圧器塔への供給
変圧器塔	低圧のお客さま，低圧引込分岐装置への供給
低圧引込分岐装置	低圧のお客さまへの供給

(3) 特別高圧電線路

イ 一般基準

(イ) 電圧降下の限度

特別高圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

公称電圧（キロボルト）	電圧降下の限度（キロボルト）
22	2
33	3
66	6

(ロ)　経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，保守，保安および将来の土地利用計画に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

なお，この場合，送電線からの分岐は，系統運用上に支障のない範囲において行ないます。

(ハ)　電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路を標準といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によります。

ロ　架空電線路

(イ)　電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として1回線といたします。

c　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。ただし，電線にケーブルを使用する場合は，これによらない場合があります。

(ロ)　支 持 物

a　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を標準といたします。

b　95平方ミリメートル鋼心アルミより線1回線の電線路には，施設場所の状況等に応じ鉄柱，パンザーマストまたは鉄筋コンクリート柱を使用する場合があります。

c　公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

(ハ)　径　　間

特別高圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。

支持物種類	径　間（メートル）
鉄　　塔	150　～　300
そ　の　他	70　～　180

なお，(ロ) c により施設する電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，

電線および支持物に加わる風圧荷重や周囲の状況により，この径間以外の場合もあります。

施設地域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	40　～　60

(ニ)　が い し

a　特別高圧架空電線路で使用するがいしは，懸垂がいしまたはラインポストがいしを標準といたします。ただし，状況により耐塩用懸垂がいし，長幹がいしを使用する場合があります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，引留型がいしまたは引通型がいしを標準といたします。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。

250 ミリメートル懸垂がいしの連結個数

汚　損　区　分		A	B	C	D	E
塩分付着密度（ミリグラム／平方センチメートル）		0.0625	0.125	0.25	0.5	塩水注入
目安とする概略距離	海岸からの概略距離（キロメートル）	一般地区	10～15	3～10	0～3	海岸近傍
	発煙源からの距離（工場地域に対して）	－	工場地域周辺の比較的軽度の煤塵害地域	工場地域の周辺部		－
公　　称	22	2	2	2	3	3
電　　圧	33	3	3	3	3	4
（キロボルト）	66	5	5	6	7	9

c　その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

d　がいしには，必要に応じてアーキングホーンを取り付けます。

(ホ) 装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地形的条件ならびに用地事情等を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，次の値を標準といたします。

公　称 電　圧 (キロボルト)	標準がいし 個　数 (個)	標準絶縁 間　隔 (ミリメートル)	最小絶縁 間　隔 (ミリメートル)	ジャンパーと 腕金との間隔 (ミリメートル)
22	2	350	200	450
33	3	550	250	650
66	5	650	400	800

(ヘ) 電線の種類および太さ

a　電線の種類は，アルミ覆鋼心アルミより線を標準といたします。ただし，腐食のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，原則として特別高圧絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，電力損失および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上，これによらない場合があります。

公称断面積 (平方ミリメートル)	より線構成　素線数／素線径（ミリメートル）	
	硬　ア　ル　ミ	ア　ル　ミ　覆　鋼
95	6／4.5	1／4.5
120	30／2.3	7／2.3
160	30／2.6	7／2.6
240	30／3.2	7／3.2
330	26／4.0	7／3.1
410	26／4.5	7／3.5
610	54／3.8	7／3.8

なお，(ﾛ) c により施設する電線は，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

銅線公称断面積 (平方ミリメートル)	アルミ線公称断面積 (平方ミリメートル)
60　80　100　150	95　120

(ﾄ)　地 上 高

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	地上高（メートル）
22・33	6
66	7

なお，(ﾛ) c により施設する電線路の特別高圧絶縁電線の最低地上高は，8 メートルを標準といたします。

ただし，次の場合は，その状況に応じ必要な高さを保持いたします。

a　線路付近に建造物がある場合，またはその建設が予測される場合

b　積雪の多い地域

c　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

d　道路横断箇所その他保安上必要と認められる場合

(ﾁ)　架空地線

a　支持物に鉄塔を使用する場合は，原則として架空地線を施設いたします。

b　架空地線は，次の場合を除き，亜鉛めっき鋼より線を使用いたします。

(a)　機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要がある場合

(b)　腐食のおそれがある場合

(c)　その他特別の事情がある場合

なお,その太さは,電線路の設計条件にもとづいて次の中から選定いたします。

公称断面積 (平方ミリメートル)	よ り 線 構 成 素線数／素線径 (ミリメートル)
70	7／3.5
90	7／4.0

c　雷害対策上必要な場合は，鉄塔に埋設地線を施設する場合があります。

(リ) 電力線搬送用ライントラップの施設

搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止する電力線搬送用ライントラップを分岐側に施設いたします。

(ヌ) そ の 他

a (ロ) c により施設する電線路には，分岐箇所に必要に応じ開閉器を施設いたします。

b (ロ) c により施設する電線路には，重要機器およびケーブルとの接続点に原則として避雷器を施設いたします。

ハ 地中電線路

(イ) 電線路の施設

特別高圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，他の方法とする場合があります。

a 重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式とする場合があります。

b 当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式または開きょ式とする場合があります。

(ロ) ケーブルの種類および太さ

a ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。

b ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下等を考慮して原則として次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧（キロボルト）	公称断面積（平方ミリメートル）
22・33	60　100　150　200　250
66	80　100　150　200　250　325　400

(ハ) 避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，接続部に避雷器を取り付ける場合があります。

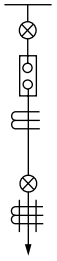
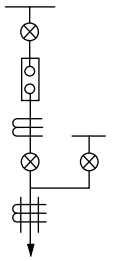
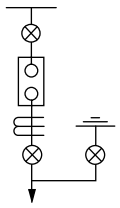
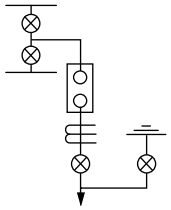
(4) 変電設備

イ 一般基準

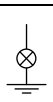
電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ 結線法

電線路の引出口設備の結線および主要機器取付台数は，次のとおりといたします。

区分		結線法	機器名	台数	備考
高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1 台 2 台 2 台 1 台 1 式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
高圧	補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1 台 3 台 2 台 1 台 1 式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器は1台といたします。
特別高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1 台 2 台 3 台 1 式	1 台は接地装置付 ただし，しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
特別高圧	2重母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1 台 3 台 3 台 1 式	1 台は接地装置付

(凡 例)

しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器
				

ハ　しゃ断器

(イ)　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流および施工時の系統構成または将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定 格 電 流 (アンペア)	定格しゃ断電流 (キロアンペア)	形　　式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	ガス形，真空形
22・33	36	600	12.5　16　25	ガス形，真空形
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	ガス形，真空形

(ロ)　将来の系統構成は，5年程度先を目標といたします。

ニ　断 路 器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統で必要な定格短時間耐電流から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定 格 電 流 (アンペア)	定格短時間耐電流 (キロアンペア)	形　　式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	三極単投
22・33	36	600	12.5　16　25	三極単投
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	三極単投

ホ　変 流 器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを選定いたします。

ヘ　配 電 盤

(イ)　配電盤には，原則として電流計，電圧計，しゃ断器操作用開閉器および運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力量計および無効電力量計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合には，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

(ロ)　電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電線路をしゃ断するための必要な保護装置を取り付けます。

なお，原則として各電線路には自動再閉路継電器を施設し，必要な箇所には母線

保護継電器を取り付けます。

(5)　保安通信設備

イ　保安通信用電話設備

(イ)　一般基準

a　施設基準

保安通信用電話設備は，原則として，特別高圧により受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。

なお，回線数は，原則として 1 回線といたします。

b　通信方式および伝送媒体

保安通信用電話設備は,当該供給設備の保安上の重要度および経済性を考慮し，原則として，次の中から最も妥当な方式および媒体により施設いたします。

通信方式	伝送媒体
架空通信線路	メタル
	光ファイバ
地中通信線路	メタル
	光ファイバ
光ファイバ複合架空地線	光ファイバ
電力線搬送	電力線

c　経過地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ロ)　架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合があります。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則として次から選定いたします。

種　　類	仕　　様
メタル通信ケーブル	ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル
光ファイバケーブル	石英系シングルモード光ファイバ

なお，心線数（対数）は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

(a)　搬送端局装置を設置することといたします。ただし，通信線をメタル通信ケーブルとした場合で，技術的に適当と認められるときは設置しないことといたします。

(b)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(c)　伝送容量は，必要最小限といたします。

(ハ)　地中通信線路

a　通信線路の施設

地中通信線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，車両通行がなく，かつ，再掘さくが可能な場合には，直接埋設式とすることがあります。

b　通信線の種類

(ロ) b に準じます。ただし，直接埋設とする場合はポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブルまたは鋼帯がい装付きといたします。

c　搬送端局装置

(ロ) c に準じます。

(ニ)　光ファイバ複合架空地線

a　通信線路の施設

光ファイバ複合架空地線の施設方法は，(3)ロ(チ)に準じます。

b　通信線の種類

架空地線と石英系シングルモード光ファイバを複合したものといたします。

なお，心線数は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

(a)　搬送端局装置を設置することといたします。

(b)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(c)　伝送容量は，必要最小限といたします。

(ホ)　電力線搬送

a　結合方式

電力線搬送設備の電線路との結合方式は，原則として線間結合方式といたします。

なお，塩害のおそれがある地域に施設する結合コンデンサは，耐塩用がい管を

使用いたします。

b　搬送端局装置

(a)　装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。

(b)　伝送容量は，必要最小限といたします。

ロ　電話設備以外の保安通信設備

電力系統の保護および運用上必要な場合は,系統保護用設備等を施設するものとし,イの基準を準用いたします。

ハ　保 安 装 置

保安装置は，保安上必要な限度において施設いたします。

15　スポットネットワーク方式の工事費の算式

69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(イ)a(c)の工事費の算定は，次の算式によります。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

69(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)ロ(イ)a(b)の工事費単価 ×｛ 100パーセント ＋ 20パーセント ×（利用回線数 － 1)｝

託送供給等約款別冊

系 統 連 系 技 術 要 件

令和５年 12 月 27 日実施

北海道電力ネットワーク株式会社

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1

2　適用の範囲 …… 1

3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅱ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電気方式 …… 2

5　運転可能周波数 …… 2

6　力　　率 …… 3

7　高　調　波 …… 3

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3

10　不要解列の防止 …… 4

11　保護装置の設置 …… 7

12　保護装置の設置場所 …… 8

13　解列箇所 …… 8

14　保護リレーの設置相数 …… 9

15　接地方式 …… 9

16　直流流出防止変圧器の設置 …… 9

17　電圧変動 …… 10

18　短絡容量 …… 11

19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 11

20　発電設備等の種類 …… 11

21　サイバーセキュリティ対策 …… 12

22　発電機諸元 …… 12

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率 …… 14

24　保護装置等の設置 …… 14

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅲ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

25　電　気　方　式 …… 15
26　運転可能周波数 …… 15
27　力　　率 …… 15
28　高　　調　　波 …… 16
29　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16
30　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16
31　不要解列の防止 …… 16
32　保護装置の設置 …… 19
33　保護装置の設置場所 …… 21
34　解　列　箇　所 …… 21
35　保護リレーの設置相数 …… 21
36　自動負荷制限 …… 21
37　線路無電圧確認装置の設置 …… 22
38　接　地　方　式 …… 22
39　直流流出防止変圧器の設置 …… 22
40　電　圧　変　動 …… 23
41　短　絡　容　量 …… 25
42　発電機定数・諸元 …… 25
43　昇圧用変圧器 …… 27
44　連　絡　体　制 …… 28
45　バンク逆潮流の制限 …… 28
46　サイバーセキュリティ対策 …… 28

Ⅲ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

47　電　気　方　式 …… 29
48　力　　率 …… 29
49　高　　調　　波 …… 29
50　保護装置等の設置 …… 30

Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件

Ⅳ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

51　電　気　方　式 …… 32

52 運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 32
53 力　　率 …… 32
54 高　調　波 …… 33
55 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33
56 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33
57 不要解列の防止 …… 34
58 保護装置の設置 …… 36
59 再閉路方式 …… 40
60 保護装置の設置場所 …… 40
61 解列箇所 …… 40
62 保護リレーの設置相数 …… 41
63 自動負荷制限および発電抑制 …… 41
64 線路無電圧確認装置の設置 …… 42
65 発電機運転制御装置の付加 …… 42
66 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45
67 直流流出防止変圧器の設置 …… 45
68 電圧変動 …… 45
69 出力変動 …… 47
70 短絡電流および地絡電流対策 …… 47
71 発電機定数・諸元 …… 47
72 昇圧用変圧器 …… 52
73 連絡体制 …… 52
74 電気現象記録装置 …… 55
75 サイバーセキュリティ対策 …… 55

Ⅳ-2 需要設備の連系に必要な技術要件

76 電気方式 …… 55
77 力　　率 …… 55
78 高　調　波 …… 55
79 電圧フリッカ …… 57
80 電圧不平衡 …… 57
81 保護協調 …… 57
82 保護装置の設置 …… 58
83 連絡体制 …… 58

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件は，託送供給等約款 8（契約の要件）にもとづき，発電者および需要者の電気設備を，当社電力系統（以下，Ⅰ〔総則〕において，「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。

2　適 用 の 範 囲

この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下，「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備，または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。ただし，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。

なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。

また，33kV スポットネットワーク配電線に発電設備等を連系することはできませんが，需要設備を連系する場合は別途協議させていただきます。

3　協　　議

この系統連系技術要件は，系統に連系する場合の技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を，当社の低圧配電系統（以下，Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅱ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・三相 3 線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200V の発電設備等を連系する場合で，受電地点の遮断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

5　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下

(2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。

また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

6　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

7　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお,ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については,技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下,「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって,燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

10　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。

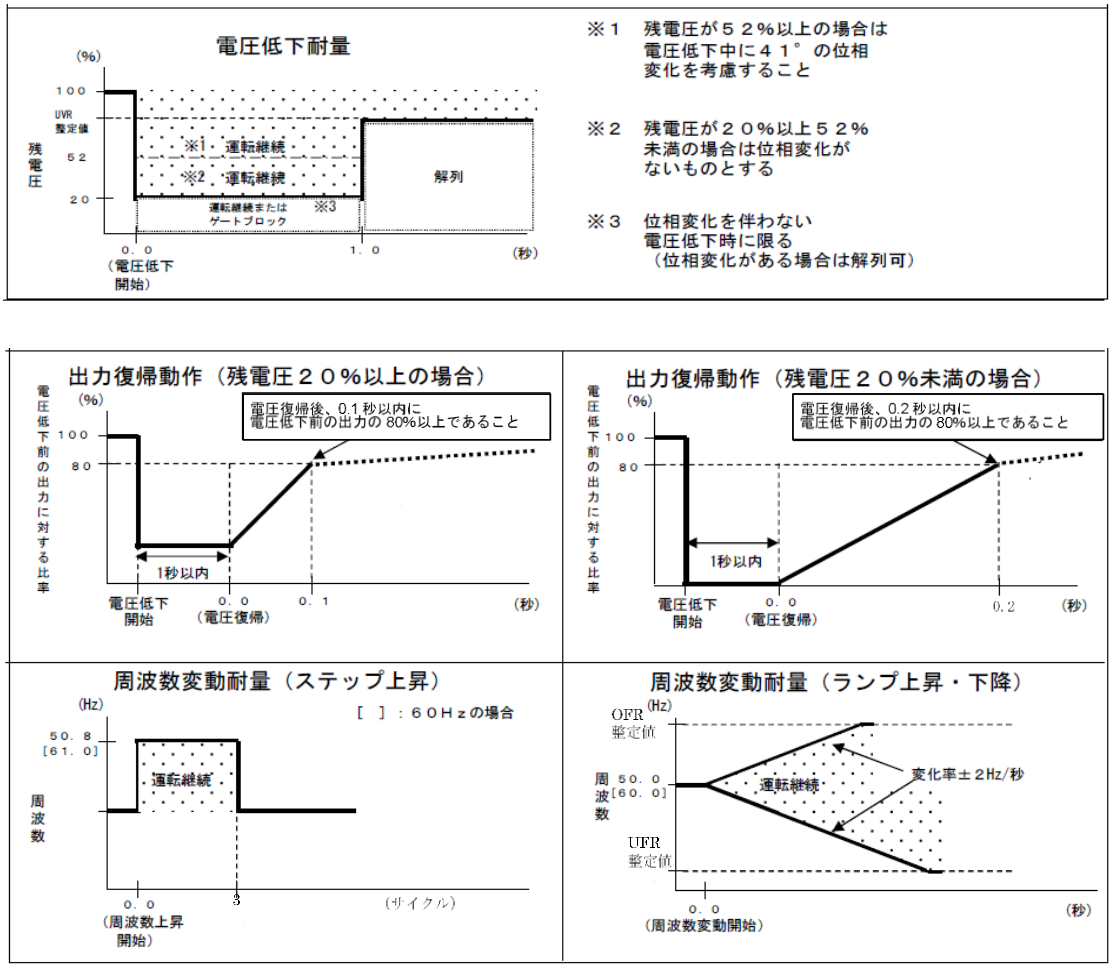
なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅱ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅱ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりといたします。

表Ⅱ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		単機出力 2kW 以上 10kW 未満※				

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また,負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また,負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ガスエンジン					
	風力		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz



図Ⅱ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

11　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列す

るための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4)　構内設備故障対策

発電設備等構内の故障に対しては，24（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

(5)　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

12　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

13　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　機械的な解列箇所 2 箇所

(2)　機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3)　発電設備等連絡用遮断器

14　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　過電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。

なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。

なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，1 相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。

なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間，三相 3 線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできます。

ロ　不足電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。

なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

15　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために,受電地点と逆変換装置との間に変圧器(単巻変圧器を除きます。)を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

17 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ 自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ 他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ 同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ 二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ 誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，「SVC」といいます。）の設置やサイリ

スタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

18 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20 発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装

置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

21　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。

22　発電機諸元

当社の求めに応じて，表Ⅱ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

表Ⅱ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電 源 種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　　力	発電プラント 制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率

(1)　需要者の供給地点における力率は，原則として，電灯契約の適用を受ける供給地点については 90%以上，その他の供給地点については 85%以上に保持していただきます。

(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお,進相用コンデンサは,託送供給等約款別表 13(進相用コンデンサ取付容量基準)を基準として取り付けていただきます。

24　保護装置等の設置

(1)　需要設備構内の短絡故障および地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。

(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を，当社の高圧配電系統（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅲ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

25　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

26　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下

(2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，FRT 要件の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。

また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

27　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側から

みて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

28 高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，49（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

29 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

30 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

31 不要解列の防止

(1) 保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，50（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

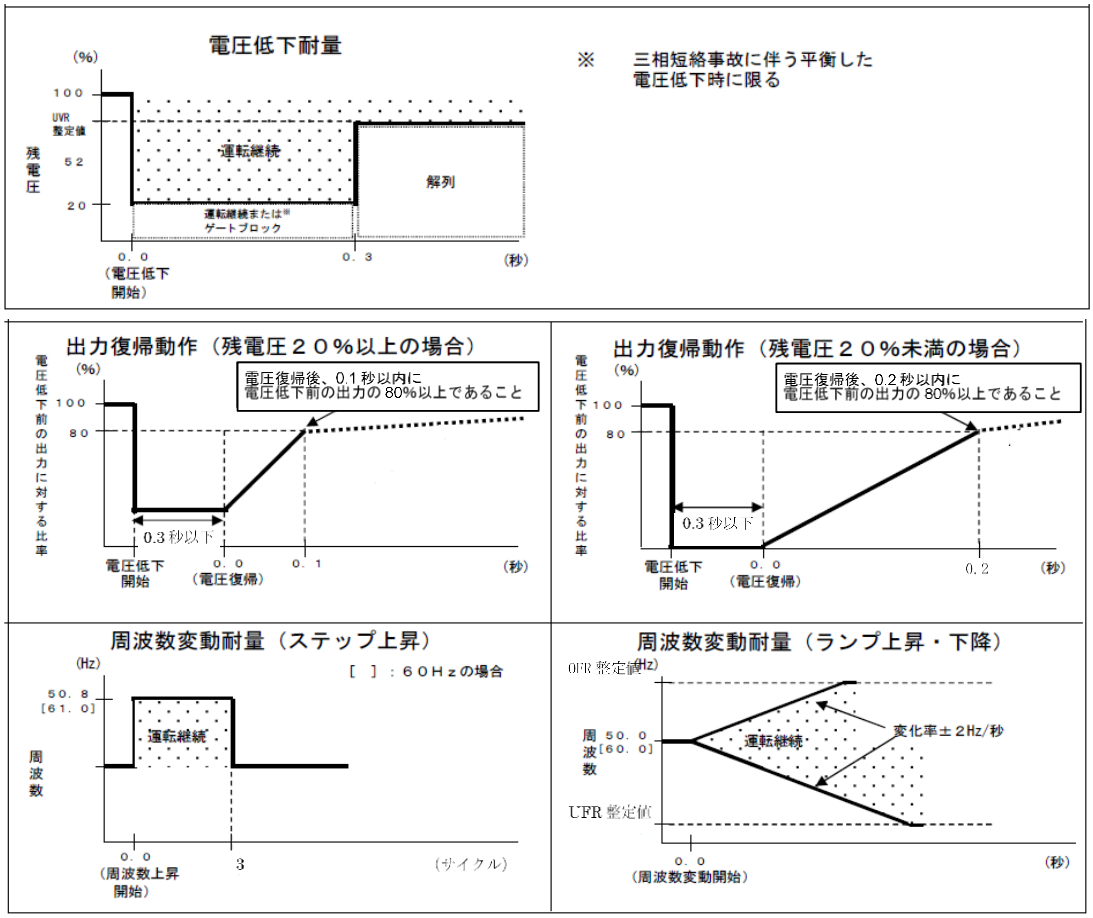
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。

なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅲ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅲ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりです。

表Ⅲ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続またはゲートブロック）</td><td>残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続
・ランプ状の±2Hz/秒
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く



図Ⅲ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

32　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10kW 以下の場合

(4)　構内設備故障対策

発電設備等構内の故障に対しては，50（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。

(5)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。

(6)　逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に

比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ1方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。

33 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

34 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器

(2) 発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用遮断器

(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

35 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。

(3) 短絡方向リレーは3相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合には，2相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは3相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合には，1相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは2相設置とすること。

36 自 動 負 荷 制 限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある

場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

37　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3)　2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

イ　保護リレーの 2 系列目は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できるものといたします。

38　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

39　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために,受電地点と逆変換装置との間に変圧器(単巻変圧器を除きます。)を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべ

ての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

40 電 圧 変 動

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値(標準電圧100Vに対しては101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル

等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても,将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とさせていただきます。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

41 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

42 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また,当社の求めに応じて,表Ⅲ－2(当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元)の諸元を提出していただきます。

なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

表Ⅲ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮 断 器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風　　力	発電プラント 制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

43 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

44 連 絡 体 制

発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ 停電時においても通話可能なものであること。

ニ 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

45 バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所の保護装置の設置等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

46 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物(発電事業の用に供するものに限ります。)は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ－2　需要設備の連系に必要な技術要件

47　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

48　力　　率

需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

49　高　調　波

高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　設置する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，等価容量が 50kVA をこえる需要者（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅲ－3（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅲ－3　1kW あたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

50　保護装置等の設置

(1)　需要設備の故障検出のため，短絡事故保護用として過電流リレーを，地絡事故保護用として地絡方向リレーを設置し，事故の除去および事故範囲の局限化等を行なうために，保護協調を行なっていただきます。

(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件

発電設備等および需要設備を当社の特別高圧系統（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

Ⅳ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件

51　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。

52　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の運転可能周波数は，当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため，原則として以下のとおりとしていただきます。

イ　連続運転可能周波数：48.5Hz 以上 50.5Hz 以下

ロ　運転限界周波数：47.0Hz 以下，51.5Hz 以上

周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz までは連続して運転が可能なものとしていただきます。

周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.0Hz 以下，検出時限を自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2秒以上)。

(2)　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

53　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定め

るものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として，発電設備等側からみて遅れ力率 90%から進み力率 95%としていただきます。

また，逆潮流がない場合は，原則として，供給地点における力率を系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

54 高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，78（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

55 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

56 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。

57　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづいて保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，81（保護協調）および 82（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として，発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。満たすべき FRT 要件は表Ⅳ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）のとおりです。

表Ⅳ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

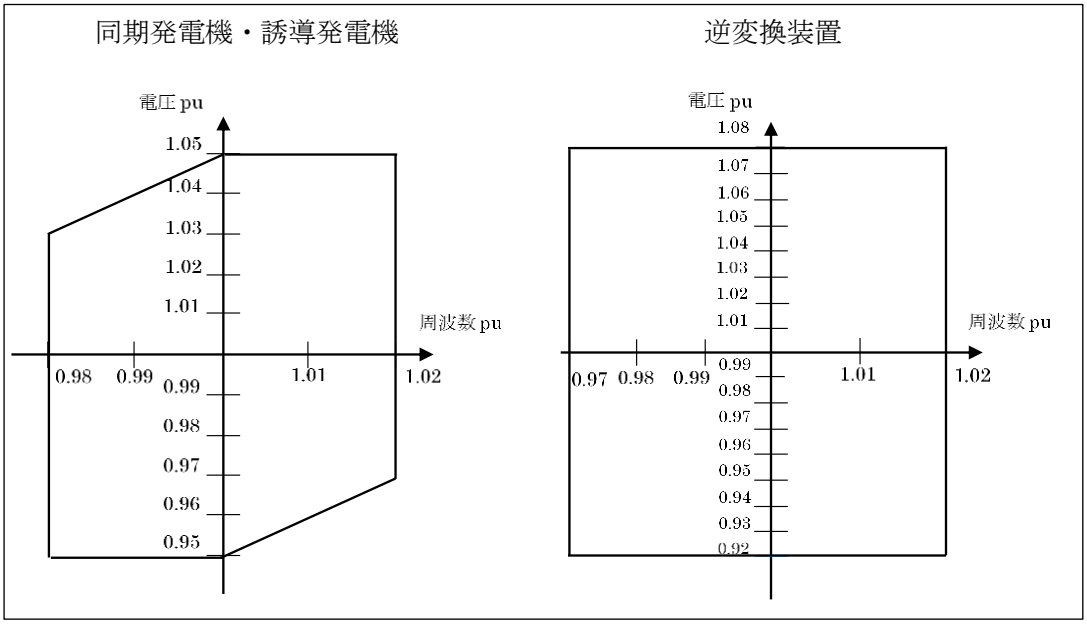
なお，運転を継続する周波数の範囲については 52（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準拠していただきます。

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，図Ⅳ－1（連続運転の端子電圧および周波数変動範囲）の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

また，これをこえる端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。



図Ⅳ－1　連続運転の端子電圧および周波数変動範囲

ただし，周波数変動範囲に対しては，52（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

58　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略できることといたします。

(2)　系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

(3)　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該

発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出･保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4)　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5)　構内設備事故対策

イ　母 線 事 故

構内母線事故時にはすみやかに当該遮断器を遮断するため,母線保護リレー等を設置していただきます。

ロ　変圧器事故

変圧器事故時には変圧器に接続する全端子の遮断器を遮断するため,変圧器高圧側設置の過電流リレーまたは変圧器内部事故検出用の比率差動リレーを設置していただきます。

(6)　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器,保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

イ　遮断器：2 サイクル以内

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

(7)　そ　の　他

受電側接続設備の標準的な送電線保護リレーは表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。

なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

表Ⅳ－2　標準的な送電線保護リレー

連系設備		電圧階級(kV)	保護種別	系列数	系統連系希望者側		当社電気所側	
					短　絡	地　絡	短　絡	地　絡
1回線	専用引出※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同　左	
			後備保護		距離リレー		同　左	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
	分岐※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同　左	
			後備保護		方向比較リレー(受信専用)		方向比較付距離リレー	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
		33	主保護	1	過電流リレー		過電流リレー	
2回線	専用引出※1	275※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同　左	
			後備保護		距離リレー		同　左	
		187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同　左	
			後備保護		方向比較付距離リレー		同　左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同　左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同　左	
	分岐※1	187※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同　左	
			後備保護		距離リレー		同　左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同　左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同　左	

※1　専用引出：当該系統連系希望者のみが連系する受電側接続設備を当社電気所から直接引き出す連系形態をいいます。
　　分　　岐：既設送電線から分岐する連系形態をいいます。
※2　距離リレーは，短絡方向リレーでは電源側の短絡検出リレーと協調が図れない場合に適用いたします。
※3　リレー盤新設の場合の標準的な構成は，主後一体型（PCM電流差動リレー／距離リレー）2系列といたします。
※4　PCM電流差動リレーは，短距離送電線，多端子系統，零相循環電流の発生等により回線選択方式が有効に機能しない場合に適用いたします。

59 再 閉 路 方 式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で,自動再閉路方式を採用するときは,連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

なお,受電側接続設備の標準的な送電線再閉路方式は表Ⅳ－3（標準的な送電線再閉路方式）によります。

表Ⅳ－3　標準的な送電線再閉路方式

電圧階級（kV）		適用再閉路方式	方式概要
275,187	1回線	高速度単相＋低速度三相再閉路	1 線地絡事故の場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66,33kV の項参照）
	2回線	高速度多相＋低速度三相再閉路	平行 2 回線送電線の事故で，異なる二相以上が健全な場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は 66,33kV の項参照）
66,33		低速度三相再閉路	当該回線の事故時に，三相一括遮断し，回線単位に三相一括で再閉路する方式

60 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

61 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

62　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。

(3)　不足電力リレーは2相設置とすること。

(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

63　自動負荷制限および発電抑制

(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また,系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合,または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。

なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2)　あらかじめ当社が指定した送電線1回線，変圧器1台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下，「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下，「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。

64　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置することといたします。

ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように2系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

なお，2 系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

(1)　2 系列の保護リレーのうちの 1 系列は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。

(2)　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1 系列目と2系列目を兼用できるものといたします。

(3)　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1 系列目と2系列目を兼用できるものといたします。

65　発電機運転制御装置の付加

(1)　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS(Power System Stabilizer)

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2)　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー（GF）運転機能

タービンの調速機（以下,「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー〔GF〕運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.1Hz をこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100MW 以上の火力発電設備は，周波数 48.5Hz までは発電機出力を低下しない，周波数 48.5Hz 以下については,1Hz 低下するごとに 5%以内の出力低下に抑える,または,一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

また，具体的な発電設備の性能は，表Ⅳ－4（具体的な発電設備の性能）に示すとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

表Ⅳ－4　具体的な発電設備の性能

	発電機定格出力	100MW 以上	
		ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	4%以下	4%以下
	GF 幅※1	5%以上 (定格出力基準)	3%以上 (定格出力基準)
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始, 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±5%以上 (定格出力基準)	±5%以上 (定格出力基準)
	LFC 変化速度※2	5%／分以上 (定格出力基準)	1%／分以上 (定格出力基準)
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC 変化速度※2	5%／分以上 (定格出力基準)	1%／分以上 (定格出力基準)
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC＋LFC 変化速度	10%／分以上 (定格出力基準)	1%／分以上 (定格出力基準)
	最低出力※3※4 (定格出力基準)	50%以下 DSS 機能具備※6	30%以下

※1　ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（以下,「GT および GTCC」といいます。)については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上，その他の発電機については定格出力の 3%以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議

※3　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議

※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC 指令値および LFC 指令値等）を受信する機能，および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GT および GTCC のみ。〕，EDC・LFC 使用／除外等）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ 187kV 以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ 受電電圧が 110kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

66 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。

また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

67 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

68 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2%以内を適正値とし，こ

の範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ 同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ 二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ 誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2%程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ 自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ 他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(イ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ロ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等を設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電地点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

(3) そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を

妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

69 出 力 変 動

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

風力発電設備の場合は，次のとおりです。

(1) 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

(2) 高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

(3) 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。

なお，調定率は，2～5%の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.1Hz とする。

70 短絡電流および地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡電流および地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は,短絡電流および地絡電流を制限する装置(限流リアクトル等)を設置していただきます。

71 発電機定数・諸元

連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流および地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等の定数は，表Ⅳ－5（標準的な火力発電機の定数）に示す項目といたします。

表Ⅳ－5　標準的な火力発電機の定数

発電機定数	標準的な値
直軸過渡リアクタンス　(Xd’)	21　～　34　(%) ※ (不飽和値)
直軸初期過渡リアクタンス (Xd”)	14　～　28　(%) ※ (不飽和値)
直軸同期リアクタンス　(Xd)	150　～　230　(%) ※
直軸開路時定数　(Tdo’)	5.0　～　10.0　(sec)
直軸初期開路時定数　(Tdo”)	0.03　～　0.10　(sec)
単位慣性定数　(2H)	7　～　20　(kW･sec／kVA)

※　発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，表Ⅳ－6（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

表Ⅳ－6　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス

電源種	設　備	諸　元
共　通	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記　録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

電源種	設　備	諸　元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）

電 源 種	設　　備	諸　　元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風　　力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

72 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡電流および地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

73 連 絡 体 制

(1) 発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，

当社制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33kV 以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(イ)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ハ)　停電時においても通話可能なものであること。

(ニ)　災害時等において当社制御所等と連絡が取れない場合には，当社制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として，表Ⅳ－7（系統運用上等必要な情報）に示す項目といたします。

表Ⅳ－7　系統運用上等必要な情報

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード
テ レ メ ー タ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	引込口（受電地点）の無効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	代表風車地点の風向・風速※2（風力発電設備の場合）
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
	全天日射強度（太陽光発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

74　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

75　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物(発電事業の用に供するものに限ります。)は,電気事業法にもとづき,電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については,サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し,または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり,適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ－2　需要設備の連系に必要な技術要件

76　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

77　力　　率

需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

78　高　　調　　波

高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　設置する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の

換算容量を総和したもの（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，以下に該当する需要者（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。

(ｲ) 22kV または 33kV の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が 300kVA をこえる場合

(ﾛ) 66kV 以上の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA をこえる場合

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅳ－8（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅳ－8　1kW あたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33kV	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
187kV	0.21	0.15	0.10	0.08	0.06	0.06	0.05	0.04
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

79　電圧フリッカ

需要者の設備にフリッカ発生源がある場合は，必要に応じて需要者においてフリッカ抑制対策を実施していただきます。

なお，フリッカ値は，原則として 1 時間分の ΔV_{10} 値（1 分データ）の 4 番目最大値が 0.45V 以下となるようにしていただきます。

80　電圧不平衡

三相同期発電機や三相誘導電動機等の回転機では,電圧不平衡により逆相電流が発生し，過熱する場合があるため，電圧不平衡率が 3%程度を逸脱する場合は，負荷のアンバランス是正，または専用の接続設備により連系する等，必要な対策を実施していただきます。

81　保護協調

構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

(1)　構内設備の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，構内設備を当該系統から遮断すること。

(2)　連系する系統に事故が発生した場合は，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備を遮断すること。

(3)　連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備は遮断されないこと。

82　保護装置の設置

(1)　構内設備故障対策

構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレー等を設置していただきます。また，変圧器保護として過電流リレーまたは比率差動リレーを設置していただきます。この他，中性点直接接地系統に連系する場合は高速遮断ができる母線保護リレー等を設置していただきます。

なお，中性点直接接地系統において，構内設備故障時の停電範囲の局限化のために送電線保護を必要とする場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

(2)　系統側事故対策

常時2回線連系等，送電線保護が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

また，連系された系統の事故時に早期復旧を図るため自動再閉路装置を採用する必要がある場合には，別途協議させていただきます。

83　連　絡　体　制

(1)　需要者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等には，当社制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と需要者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，33kV以下の特別高圧電線路と連系する場合で，かつ以下に示す条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等を使用することができるものとし，別途協議させていただきます。

イ　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

(2)　系統運用上必要な情報を当社制御所等に伝送するために，情報伝送装置を設置させて

いただきます。また，情報伝送装置により伝送していただく情報項目は，表Ⅳ－9（系統運用上必要な情報）に示す項目といたします。

なお，設備構成等により，これ以外の遮断器の開閉状態に関する情報等が必要となる場合があります。

表Ⅳ－9　系統運用上必要な情報

情報種別	情報内容※1
スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態※2
テ　レ　メ　ー　タ	供給地点の有効電力

※1　表中に記載されていないものについては別途協議

※2　保護リレー装置の動作表示には，不良表示および切替開閉器の状態表示を含みます。

電気事業法施行規則第 19 条第２項の規定に基づく添付書類

１．変更を必要とする理由

２．託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

１．変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第 41 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（令和４年４月 26 日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，令和４年 12 月 21 日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，令和５年 12 月末までに導入する整理がなされたことおよび第 46 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（令和４年 11 月 15 日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２．託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
託送供給等約款	託送供給等約款
令和5年7月1日実施	令和5年12月27日実施
北海道電力ネットワーク株式会社	北海道電力ネットワーク株式会社

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の届出および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契　約　の　要　件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 11
10　契約の成立および契約期間 …… 17
11　託送供給等の開始 …… 18
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 18
13　電気方式，電圧および周波数 …… 18
14　発電場所および需要場所 …… 20
15　供給および契約の単位 …… 22
16　承　諾　の　限　界 …… 25
17　契　約　書　の　作　成 …… 25

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 26
19　接続送電サービス …… 28
20　臨時接続送電サービス …… 49
21　予備送電サービス …… 57
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 58
23　接続対象計画差対応電力 …… 59
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 60
25　給電指令時補給電力 …… 61

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期 …… 63
27　検　　針　　日 …… 63
28　料金の算定期間 …… 64
29　計　　量 …… 65

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実　施　細　目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契　約　の　要　件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 11
10　契約の成立および契約期間 …… 17
11　託送供給等の開始 …… 18
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 18
13　電気方式，電圧および周波数 …… 18
14　発電場所および需要場所 …… 20
15　供給および契約の単位 …… 22
16　承　諾　の　限　界 …… 25
17　契　約　書　の　作　成 …… 25

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 26
19　接続送電サービス …… 28
20　臨時接続送電サービス …… 49
21　予備送電サービス …… 57
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 58
23　接続対象計画差対応電力 …… 59
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 60
25　給電指令時補給電力 …… 61

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期 …… 63
27　検　　針　　日 …… 63
28　料金の算定期間 …… 64
29　計　　量 …… 65

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

変更前（令和５年７月１日実施）			変更後（令和５年12月27日実施）		
30	電力および電力量の算定	65	30	電力および電力量の算定	65
31	損　失　率	76	31	損　失　率	82
32	料金の算定	76	32	料金の算定	82
33	支払義務の発生および支払期日	79	33	支払義務の発生および支払期日	84
34	料金その他の支払方法	80	34	料金その他の支払方法	86
35	保　証　金	82	35	保　証　金	88
36	連帯責任	84	36	連帯責任	89
Ⅴ　供　給			**Ⅴ　供　給**		
37	託送供給等の実施	85	37	託送供給等の実施	90
38	給電指令の実施等	88	38	給電指令の実施等	93
39	適正契約の保持等	91	39	適正契約の保持等	97
40	契約超過金	92	40	契約超過金	97
41	力率の保持	92	41	力率の保持	98
42	発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	93	42	発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	98
43	託送供給等にともなう協力	94	43	託送供給等にともなう協力	99
44	託送供給等の停止	94	44	託送供給等の停止	100
45	託送供給等の停止の解除	96	45	託送供給等の停止の解除	101
46	託送供給の停止期間中の料金	96	46	託送供給の停止期間中の料金	101
47	違　約　金	96	47	違　約　金	101
48	損害賠償の免責	96	48	損害賠償の免責	102
49	設備の賠償	97	49	設備の賠償	102
Ⅵ　契約の変更および終了			**Ⅵ　契約の変更および終了**		
50	契約の変更	98	50	契約の変更	103
51	名義の変更	99	51	名義の変更	104
52	契約の廃止	100	52	契約の廃止	105
53	供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	100	53	供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	105
54	解　約　等	103	54	解　約　等	108
55	契約消滅後の債権債務関係	105	55	契約消滅後の債権債務関係	110
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事			**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**		
56	受電地点，供給地点および施設	106	56	受電地点，供給地点および施設	111
57	架空引込線	107	57	架空引込線	112
58	地中引込線	108	58	地中引込線	113
59	連接引込線等	109	59	連接引込線等	114
60	中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	110	60	中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	115
61	引込線の接続	110	61	引込線の接続	115
62	計量器等の取付け	110	62	計量器等の取付け	115

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
63　通信設備等の施設 …… 111 64　専用供給設備 …… 112 65　電流制限器等の取付け …… 113 Ⅷ　工事費の負担 66　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 114 67　受電用計量器等の工事費負担金 …… 117 68　会社間連系設備の工事費負担金 …… 117 69　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 118 70　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 125 71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 126 72　臨時工事費 …… 127 73　工事費等に関する契約書の作成 …… 128 Ⅸ　保　　安 74　保安の責任 …… 129 75　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 129 76　調　　査 …… 129 77　調査等の委託 …… 130 78　調査に対する需要者の協力 …… 130 79　検査または工事の受託 …… 130 80　自家用電気工作物 …… 131 附　　則 …… 132 別　　表 …… 165	63　通信設備等の施設 …… 116 64　専用供給設備 …… 117 65　電流制限器等の取付け …… 118 Ⅷ　工事費の負担 66　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 119 67　受電用計量器等の工事費負担金 …… 122 68　会社間連系設備の工事費負担金 …… 122 69　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 123 70　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 130 71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 131 72　臨時工事費 …… 132 73　工事費等に関する契約書の作成 …… 133 Ⅸ　保　　安 74　保安の責任 …… 134 75　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 134 76　調　　査 …… 134 77　調査等の委託 …… 135 78　調査に対する需要者の協力 …… 135 79　検査または工事の受託 …… 135 80　自家用電気工作物 …… 136 附　　則 …… 137 別　　表 …… 177

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
1　適　　用 当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第 2 条第 1 項第 7 号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。 なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。 (1)　託 送 供 給 次の接続供給および振替供給をいいます。 イ　接 続 供 給 当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。 ロ　振 替 供 給 当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。 (2)　電力量調整供給 次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。 イ　発電量調整供給 当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。 ロ　需要抑制量調整供給 当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 7 号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。	**1　適　　用** 当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第 2 条第 1 項第 7 号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。 なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。 (1)　託 送 供 給 次の接続供給および振替供給をいいます。 イ　接 続 供 給 当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（北海道をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。 ロ　振 替 供 給 当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。 (2)　電力量調整供給 次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。 イ　発電量調整供給 当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。 ロ　需要抑制量調整供給 当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 7 号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。
2　託送供給等約款の届出および変更 (1)　この約款は，電気事業法第 18 条第 5 項の規定にもとづき，経済産業大臣に届け出たものです。 (2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。	**2　託送供給等約款の認可および変更** (1)　この約款は，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。 (2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
3　定　　義 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1)　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。 (2)　発電契約者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。 (3)　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。 (4)　発　電　者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。 (5)　需　要　者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。 (6)　低　　圧 標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。 (7)　高　　圧 標準電圧6,000ボルトをいいます。 (8)　特別高圧 標準電圧30,000ボルト以上の電圧をいいます。 (9)　受電地点 当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。 (10)　発電場所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。 (11)　供給地点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。 (12)　需要場所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。 (13)　会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。 (14)　中継振替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 (15)　地内振替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 (16)　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。	3　定　　義 次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。 (1)　契　約　者 この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。 (2)　発電契約者 この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。 (3)　需要抑制契約者 この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。 (4)　発　電　者 小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。 (5)　需　要　者 契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。 (6)　低　　圧 標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。 (7)　高　　圧 標準電圧6,000ボルトをいいます。 (8)　特別高圧 標準電圧30,000ボルト以上の電圧をいいます。 (9)　受電地点 当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。 (10)　発電場所 発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。 (11)　供給地点 当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。 (12)　需要場所 需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。 (13)　会社間連系点 当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。 (14)　中継振替 会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 (15)　地内振替 発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。 (16)　発電量調整受電電力 発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
(17)　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(17)　発電量調整受電電力量 受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(18)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(18)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(19)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(19)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(20)　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。	(20)　接続受電電力 接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。
(21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(21)　接続受電電力量 受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。	(22)　接続供給電力 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。
(23)　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。	(23)　接続供給電力量 供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。
(24)　接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。	(24)　接続対象電力 接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。
(25)　接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。	(25)　接続対象電力量 接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。
(26)　接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(26)　接続対象計画電力 接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(27)　接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(27)　接続対象計画電力量 接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(28)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。	(28)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。
(29)　需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。	(29)　需要抑制量調整受電電力量 受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。
(30)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(30)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(31)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(31)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(32)　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。	(32)　ベースライン 需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。
(33)　損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。	(33)　損　失　率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。
(34)　契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス	(34)　契 約 電 力 契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。	契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。
(35)　契 約 電 流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。	(35)　契 約 電 流 契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。
(36)　契 約 容 量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。	(36)　契 約 容 量 契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。
(37)　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。	(37)　契約受電電力 受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。
(38)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。	(38)　最大需要電力等 低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。 高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。
(39)　発電バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。	(39)　発電バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。
(40)　需要バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。	(40)　需要バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。
(41)　需要抑制バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。	(41)　需要抑制バランシンググループ 30（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。
(42)　電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。	(42)　電　　灯 白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。
(43)　小 型 機 器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。	(43)　小 型 機 器 主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。
(44)　動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。	(44)　動　　力 電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。
(45)　契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。	(45)　契約負荷設備 契約上使用できる負荷設備をいいます。
(46)　契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。	(46)　契約主開閉器 契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
(47)　定期検査 電気事業法第54条および第55条第1項に定められた検査をいいます。 (48)　定期補修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 (49)　給電指令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。 (50)　昼間時間 毎日午前8時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1月2日，1月3日，4月30日，5月1日，5月2日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。 (51)　夜間時間 昼間時間以外の時間をいいます。 (52)　貿易統計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 (53)　離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年1月1日から3月31日までの期間，2月1日から4月30日までの期間，3月1日から5月31日までの期間，4月1日から6月30日までの期間，5月1日から7月31日までの期間，6月1日から8月31日までの期間，7月1日から9月30日までの期間，8月1日から10月31日までの期間，9月1日から11月30日までの期間，10月1日から12月31日までの期間，11月1日から翌年の1月31日までの期間または12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間といたします。）をいいます。	(47)　定期検査 電気事業法第54条および第55条第1項に定められた検査をいいます。 (48)　定期補修 一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。 (49)　給電指令 発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。 (50)　昼間時間 毎日午前8時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1月2日，1月3日，4月30日，5月1日，5月2日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。 (51)　夜間時間 昼間時間以外の時間をいいます。 (52)　貿易統計 関税法にもとづき公表される統計をいいます。 (53)　離島平均燃料価格算定期間 貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年1月1日から3月31日までの期間，2月1日から4月30日までの期間，3月1日から5月31日までの期間，4月1日から6月30日までの期間，5月1日から7月31日までの期間，6月1日から8月31日までの期間，7月1日から9月30日までの期間，8月1日から10月31日までの期間，9月1日から11月30日までの期間，10月1日から12月31日までの期間，11月1日から翌年の1月31日までの期間または12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間といたします。）をいいます。
4　代表契約者の選任 自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては1需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。	**4　代表契約者の選任** 自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては1需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。
5　託送供給等に関する取扱い 当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。	**5　託送供給等に関する取扱い** 当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
6　単位および端数処理 この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，1ワットまたは1ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (2)　契約容量の単位は，1キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1キロワットとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を1キロワットといたします。 (4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電　計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1キロワット時とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5)　力率の単位は，1パーセントとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 **7　実　施　細　目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。	**6　単位および端数処理** この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。 (1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，1ワットまたは1ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (2)　契約容量の単位は，1キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1キロワットとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。 ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を1キロワットといたします。 (4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電　計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1キロワット時とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。 (5)　力率の単位は，1パーセントとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。 (6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 **7　実　施　細　目** この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。 なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
8　契約の要件	**8　契約の要件**
(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。	イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。
ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。	ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。
ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。	ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。
ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。
ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。	ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。
チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。	チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。
(イ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。	(イ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第2条第1項第5号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。
(ロ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。	(ロ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。
(ハ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。	(ハ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第2条第1項第5号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。
(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。
イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。	ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。
ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。	ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。
ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。	ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。
ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
(3)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。	(3)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。	イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。
(イ)　需要者に対して，次のaおよびbの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	(イ)　需要者に対して，次のaおよびbの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
a　需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	a　需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
b　需要抑制の実施頻度および時期	b　需要抑制の実施頻度および時期
(ロ)　(イ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。	(ロ)　(イ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。
(ハ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	(ハ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
(ニ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	(ニ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
(ホ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	(ホ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。	ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。
ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。	ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。
ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）(3)に該当しないこと。	ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）(3)に該当しないこと。
ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。	ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。
9　検討および契約の申込み	**9　検討および契約の申込み**
契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。	契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。
なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。	なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。
(1)　受電側接続検討の申込み	(1)　受電側接続検討の申込み
イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。	イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
(イ)　接続供給の場合	(イ)　接続供給の場合

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）	b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）
c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
d　接続受電電力の最大値および最小値	d　接続受電電力の最大値および最小値
e　接続供給の開始希望日	e　接続供給の開始希望日
(ﾛ)　振替供給の場合	(ﾛ)　振替供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値	c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値
d　供給地点	d　供給地点
e　振替供給の開始希望日	e　振替供給の開始希望日
(ﾊ)　発電量調整供給の場合	(ﾊ)　発電量調整供給の場合
a　発電契約者の名称	a　発電契約者の名称
b　発電者の名称，発電場所および受電地点	b　発電者の名称，発電場所および受電地点
c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様	c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様
d　発電量調整受電電力の最大値および最小値	d　発電量調整受電電力の最大値および最小値
e　受電地点における受電電圧	e　受電地点における受電電圧
f　発電場所における負荷設備および受電設備	f　発電場所における負荷設備および受電設備
g　発電量調整供給の開始希望日	g　発電量調整供給の開始希望日
ハ　検討期間および検討料	ハ　検討期間および検討料
(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。	(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。
(ﾛ)　当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。	(ﾛ)　当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。
a　検討を要しない場合	a　検討を要しない場合
b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者に対して送電系統の容量を確保したことによって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から 1 年以内に受け付けた受電側接続検討のとき	b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から 1 年以内に受け付けた受電側接続検討のとき
(2)　供給側接続事前検討の申込み	(2)　供給側接続事前検討の申込み
イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量	(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
(ハ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ハ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ニ)　負荷設備または主開閉器	(ニ)　負荷設備または主開閉器
(ホ)　接続供給の開始希望日および使用期間	(ホ)　接続供給の開始希望日および使用期間
ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み	(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み
イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(イ)　需要抑制契約者の名称	(イ)　需要抑制契約者の名称
(ロ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ロ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ハ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ハ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(4)　契約の申込み	(4)　契約の申込み
契約者は，(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは 8（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合，または，需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	契約者は，(1)ロ(イ)または(ロ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ハ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは 8（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合，または，需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(イ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ロ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ハ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	(ハ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
(ニ)　契約電力，契約電流または契約容量	(ニ)　契約電力，契約電流または契約容量
(ホ)　契約受電電力	(ホ)　契約受電電力
(ヘ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	(ヘ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
(ト)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	(ト)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ヌ)　連絡体制	(ヌ)　連絡体制
(ル)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間	(ル)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間
なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
(イ)　契約者の名称	(イ)　契約者の名称
(ロ)　連絡体制	(ロ)　連絡体制
(ハ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ハ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
(ニ)　振替供給の開始希望日	(ニ)　振替供給の開始希望日
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
(イ)　契約受電電力	(イ)　契約受電電力
(ロ)　発電量調整受電計画電力	(ロ)　発電量調整受電計画電力
(ハ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ハ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ニ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ニ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ホ)　連絡体制	(ホ)　連絡体制

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(イ)　需要抑制契約者の名称	(イ)　需要抑制契約者の名称
(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力	(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力
(ハ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	(ハ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ニ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値	(ニ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値
(ホ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ホ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ヘ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ヘ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ト)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ	(ト)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ヌ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ヌ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
(ル)　連絡体制	(ル)　連絡体制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後1年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後1年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に	(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
10　契約の成立および契約期間	**10　契約の成立および契約期間**
(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。	(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。
(2)　契約期間は，次によります。	(2)　契約期間は，次によります。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(イ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。	(イ)　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。
(ロ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。	(ロ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。
(ハ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。	(ハ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。
ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。	ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合 契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。
11　託送供給等の開始	**11　託送供給等の開始**
(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。
(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。	(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式，交流単相 3 線式または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線〔2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧　6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
	10,000 キロワット以上	標準電圧　60,000 ボルト

(4)　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1 建物内の 2 以上の需要場所に共同引込線による 1 引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式，交流単相 3 線式または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線〔2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧　6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
	10,000 キロワット以上	標準電圧　60,000 ボルト

(4)　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1 建物内の 2 以上の需要場所に共同引込線による 1 引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧　6,000 ボルト

なお，1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が 50 キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとし，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧 6,000 ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上であっても，標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6)　周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1)　当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。

イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(イ)　居住用の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ロ)　居住用以外の建物の場合

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧　6,000 ボルト

なお，1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が 50 キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとし，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧 6,000 ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上であっても，標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6)　周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1)　当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。

イ　当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(イ)　居住用の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ロ)　居住用以外の建物の場合

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
1建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。	1建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ1発電場所または1需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として1発電場所または1需要場所といたします。
(ハ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合	(ハ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合
1建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ロ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(イ)に準ずるものといたします。	1建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ロ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(イ)に準ずるものといたします。
(2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を1発電場所または1需要場所とすることがあります。	(2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を1発電場所または1需要場所とすることがあります。
(3)　道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。	(3)　道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を1発電場所または1需要場所といたします。
(4)　(1)に定める1構内，(1)イに定める1建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。	(4)　(1)に定める1構内，(1)イに定める1建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を1発電場所または1需要場所といたします。
イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。	イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。
(イ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。	(イ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。
(ロ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	(ロ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。	ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。
ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。	ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。
ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。	ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。
ホ　特例区域等を1発電場所または1需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。	ホ　特例区域等を1発電場所または1需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。
15　供給および契約の単位	**15　供給および契約の単位**
(1)　当社は，次の場合を除き，1需要場所について1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスを適用し，1電気方式，1引込みおよび1計量をもって託送供給を行ない，1発電場所につき，1電気方式，1引込みおよび1計量をもって発電量調整供給を行ないます。	(1)　当社は，次の場合を除き，1需要場所について1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスを適用し，1電気方式，1引込みおよび1計量をもって託送供給を行ない，1発電場所につき，1電気方式，1引込みおよび1計量をもって発電量調整供給を行ないます。
イ　1需要場所につき，(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の1臨	イ　1需要場所につき，(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の1臨

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の1接続送電サービス（ロの場合は，2接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合	時接続送電サービス（(イ)および(ロ)の2臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の1接続送電サービス（ロの場合は，2接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合
(イ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス	(イ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス
(ロ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス	(ロ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの1臨時接続送電サービス
(ハ)　高圧臨時接続送電サービス	(ハ)　高圧臨時接続送電サービス
(ニ)　特別高圧臨時接続送電サービス	(ニ)　特別高圧臨時接続送電サービス
ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の2接続送電サービスをあわせて契約する場合	ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の2接続送電サービスをあわせて契約する場合
(イ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス	(イ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス
(ロ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス	(ロ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの1接続送電サービス
ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合	ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合
ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合	ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合
ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。	ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。
ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合など特別の事情がある場合	ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合など特別の事情がある場合
(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1接続供給契約を結び，1需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として1接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1契約者に対して1接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する2以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を1供給地点とみなすことがあります。	(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1接続供給契約を結び，1需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として1接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1契約者に対して1接続供給契約を結びます。 なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する2以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を1供給地点とみなすことがあります。
(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および1供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに1供給地点とみなします。）について，1振替供給契約を結びます。	(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および1供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに1供給地点とみなします。）について，1振替供給契約を結びます。
(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1発電量調整供給契約を結びます。 なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として1発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再	(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1発電量調整供給契約を結びます。 なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として1発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第2条第5項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。	生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第2条第5項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。
イ　附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。	イ　附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。
ロ　附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。	ロ　附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1発電量調整供給契約に属するものといたします。	ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1発電量調整供給契約に属するものといたします。
(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，1需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が1需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。	(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，1需要抑制量調整供給契約を結びます。 なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1需要抑制バランシンググループに属するものといたします。 また，需要抑制契約者が1需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。
16　承 諾 の 限 界 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。	**16　承 諾 の 限 界** 当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
17　契約書の作成 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。	17　契約書の作成 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
18　料　　金 料金は，次のとおりといたします。 (1)　契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。 (イ)　検 針 日 (ロ)　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ハ)　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 (ニ)　27（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ホ)　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ヘ)　30（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日	18　料　　金 料金は，次のとおりといたします。 (1)　契約者に係る料金 イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。 ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(イ)，(ロ)，(ハ)，(ニ)，(ホ)または(ヘ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。 (イ)　検 針 日 (ロ)　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日 (ハ)　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日 (ニ)　27（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日 (ホ)　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。） (ヘ)　30（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日
ハ　近接性評価割引 (イ)　適　　用 契約者が，近接性評価地域（別表2〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。 なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。 (ロ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施 a　近接性評価割引額は，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月1日に算定いたします。	ハ　近接性評価割引 (イ)　適　　用 契約者が，近接性評価地域（別表2〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。 なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。 (ロ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施 a　近接性評価割引額は，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月1日に算定いたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。	b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。
c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。	c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。
(2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。	(2)　発電契約者に係る料金 発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。
(3)　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。	(3)　需要抑制契約者に係る料金 需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。
19　接続送電サービス	**19　接続送電サービス**
(1)　適用範囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。	(1)　適用範囲 小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。
(2)　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。	(2)　接続送電サービス契約電力等 電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。
イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。	イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。
(イ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その1月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。	(イ)　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その1月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。
a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その1月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。	a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その1月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。
b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む1月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその1月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その1月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その1月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。	b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む1月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその1月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その1月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その1月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。
c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む1月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少	c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む1月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その1月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。	された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その1月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。
(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。	(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。
a 接続送電サービス契約電流	a 接続送電サービス契約電流
(a) 接続送電サービス契約電流は，5アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。	(a) 接続送電サービス契約電流は，5アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。
(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。	(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。
b 接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	b 接続送電サービス契約容量 接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。	(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。 なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。
(ﾆ) (ｲ)の適用後1年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後1年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。	(ﾆ) (ｲ)の適用後1年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後1年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。
(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
ロ 高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。	ロ 高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から1年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。	なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から1年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。
ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。	ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。
ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。	また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。
なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(3)　接続送電サービス料金	(3)　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1供給地点につき2以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または1接続送電サービスにつき2以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。	接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，1供給地点につき2以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または1接続送電サービスにつき2以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。
イ　低圧で供給する場合	イ　低圧で供給する場合
(イ)　電灯定額接続送電サービス	(イ)　電灯定額接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　契約負荷設備	c　契約負荷設備
契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。	契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。
d　接続送電サービス料金	d　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額	接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

を加えたものといたします。

(a)　電灯料金

i　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに1月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの1灯につき	43円15銭
10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	86円31銭
20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	172円60銭
40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	258円91銭
60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	431円51銭
100ワットをこえる1灯につき50ワットまでごとに	215円75銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき1ボルトアンペアを1ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ1月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの1機器につき	128円89銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの1機器につき	257円77銭
100ボルトアンペアをこえる1機器につき50ボルトアンペアまでごとに	128円89銭

e　その他

(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ロ) a (c)，(ハ) a または(ニ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ロ)　電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
(a)　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ロ)bにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。	(a)　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ロ)bにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。
(b)　1需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。	(b)　1需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。
(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。 ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金 基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	(a)　基本料金 基本料金は，1月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	272円80銭

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ii　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量1キロボルトアンペアにつき	217円80銭

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
ただし，(2)イ(ロ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	ただし，(2)イ(ロ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流 5 アンペア：108 円 90 銭 接続送電サービス契約電流 15 アンペア：326 円 70 銭	接続送電サービス契約電流 5 アンペア：108 円 90 銭 接続送電サービス契約電流 15 アンペア：326 円 70 銭
(b) 電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b) 電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき：8 円 38 銭	1 キロワット時につき：8 円 38 銭
(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス	(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス
a 適用範囲 (ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	a 適用範囲 (ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a) 基本料金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a) 基本料金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i (2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき：272 円 80 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき：272 円 80 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合	ii (2)イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合
接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき：217 円 80 銭	接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき：217 円 80 銭
ただし，(2)イ(ロ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペア	ただし，(2)イ(ロ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペア

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
または 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。	または 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電流 5 アンペア　108 円 90 銭 接続送電サービス契約電流 15 アンペア　326 円 70 銭	接続送電サービス契約電流 5 アンペア　108 円 90 銭 接続送電サービス契約電流 15 アンペア　326 円 70 銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
i　昼間時間	i　昼間時間
1 キロワット時につき　8 円 77 銭	1 キロワット時につき　8 円 77 銭
ii　夜間時間	ii　夜間時間
1 キロワット時につき　7 円 89 銭	1 キロワット時につき　7 円 89 銭
(ニ)　電灯従量接続送電サービス	(ニ)　電灯従量接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。	(ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1 キロワット時につき　12 円 86 銭	1 キロワット時につき　12 円 86 銭
(ホ)　動力標準接続送電サービス	(ホ)　動力標準接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。	(a)　接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。
(b)　1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。	(b)　1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。	ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	(a)　基本料金 基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。 i　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　608 円 30 銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　608 円 30 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。 ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　365 円 20 銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　365 円 20 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電力量料金 電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　4 円 83 銭	１キロワット時につき　4 円 83 銭
(c)　その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。	(c)　その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
d　その他	d　その他
変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。	変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。
(ﾍ)　動力時間帯別接続送電サービス	(ﾍ)　動力時間帯別接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相３線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　608 円 30 銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　608 円 30 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
ii　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合	ii　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　365 円 20 銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　365 円 20 銭
ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。	ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。
i　昼間時間	i　昼間時間
１キロワット時につき　5 円 06 銭	１キロワット時につき　5 円 06 銭
ii　夜間時間	ii　夜間時間
１キロワット時につき　4 円 58 銭	１キロワット時につき　4 円 58 銭

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
（c） その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。 d その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 （ト） 動力従量接続送電サービス a 適用範囲 (ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 1キロワット時につき　14円81銭 d その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 ロ 高圧で供給する場合 （イ） 高圧標準接続送電サービス a 適用範囲 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を	（c） その他 接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。 d その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 （ト） 動力従量接続送電サービス a 適用範囲 (ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。 1キロワット時につき　14円81銭 d その他 変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。 ロ 高圧で供給する場合 （イ） 高圧標準接続送電サービス a 適用範囲 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。 b 供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧6,000ボルトといたします。 c 接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　776円60銭	接続送電サービス契約電力１キロワットにつき　776円60銭
(b)　電力量料金	(b)　電力量料金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　2円68銭	１キロワット時につき　2円68銭
(ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス	(ロ)　高圧時間帯別接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
(イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。	(イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。	供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。
c　接続送電サービス料金	c　接続送電サービス料金
接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金	(a)　基本料金
基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，	基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　776 円 60 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき　776 円 60 銭
(b)　電力量料金 電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ⅰ　昼間時間	(b)　電力量料金 電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。 ⅰ　昼間時間
1 キロワット時につき　2 円 86 銭	1 キロワット時につき　2 円 86 銭
ⅱ　夜間時間	ⅱ　夜間時間
1 キロワット時につき　2 円 49 銭	1 キロワット時につき　2 円 49 銭
(ハ)　高圧従量接続送電サービス a　適用範囲 (イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	(ハ)　高圧従量接続送電サービス a　適用範囲 (イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。 c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1 キロワット時につき　15 円 41 銭	1 キロワット時につき　15 円 41 銭
ハ　特別高圧で供給する場合 (イ)　特別高圧標準接続送電サービス a　適用範囲 接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧	ハ　特別高圧で供給する場合 (イ)　特別高圧標準接続送電サービス a　適用範囲 接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満 ／ 標準電圧 30,000 ボルト 接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 ／ 標準電圧 60,000 ボルト	接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満 ／ 標準電圧 30,000 ボルト 接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 ／ 標準電圧 60,000 ボルト
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。	(a)　基本料金 基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。 なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。
接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき ／ 489 円 50 銭	接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき ／ 489 円 50 銭
(b)　電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき ／ 1 円 34 銭	1 キロワット時につき ／ 1 円 34 銭
(ロ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	(ロ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス a　適用範囲 (イ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。 b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	489 円 50 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

１キロワット時につき	１円 41 銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	１円 27 銭

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上	標準電圧 60,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	489 円 50 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

１キロワット時につき	１円 41 銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	１円 27 銭

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流3相3線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満 ／ 標準電圧30,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 ／ 標準電圧60,000ボルト	接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満 ／ 標準電圧30,000ボルト 接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 ／ 標準電圧60,000ボルト
c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　接続送電サービス料金 接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
1キロワット時につき ／ 9円37銭	1キロワット時につき ／ 9円37銭
ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。 (イ)　力率は，供給地点ごとに，その1月のうち毎日午前8時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその1月の力率は，85パーセントとみなします。 (ロ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しいたします。	ニ　力率割引および割増し 高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。 (イ)　力率は，供給地点ごとに，その1月のうち毎日午前8時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。 なお，まったく電気を使用しないその1月の力率は，85パーセントとみなします。 (ロ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る1パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を1パーセント割増しいたします。
ホ　そ の 他 (イ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 (ロ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。	ホ　そ の 他 (イ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 (ロ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後1年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後1年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
(ハ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。	(ハ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。
(ニ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。	(ニ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。
(ホ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。	(ホ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。
(4)　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い	(4)　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い
高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。	高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。
イ　ピークシフト割引額	イ　ピークシフト割引額
ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。	ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。
ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力	ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力

ピークシフト電力	高圧で供給する場合	660円00銭
１キロワットにつき	特別高圧で供給する場合	415円80銭

ピークシフト電力	高圧で供給する場合	660円00銭
１キロワットにつき	特別高圧で供給する場合	415円80銭

ロ　ピークシフト電力	ロ　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。	ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。	ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

<table>
<tr><th>変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）</th><th>変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）</th></tr>
<tr><td>

20　臨時接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次の a または b により，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電流

(a)　臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b)　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

(a)　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の 6 キロボルトアンペアにつき	95 パーセント
次の 14 キロボルトアンペアにつき	85 パーセント
次の 30 キロボルトアンペアにつき	75 パーセント
50 キロボルトアンペアをこえる部分につき	65 パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ロ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

</td><td>

20　臨時接続送電サービス

(1)　適 用 範 囲

契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次の a または b により，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電流

(a)　臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b)　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

(a)　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の 6 キロボルトアンペアにつき	95 パーセント
次の 14 キロボルトアンペアにつき	85 パーセント
次の 30 キロボルトアンペアにつき	75 パーセント
50 キロボルトアンペアをこえる部分につき	65 パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ロ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

</td></tr>
</table>

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の2台の入力につき	100パーセント
	次の2台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の6キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が3キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の2台の入力につき	100パーセント
	次の2台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の6キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が3キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって1日につき次のとおりといたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって1日につき次のとおりといたします。ただし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円83銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	7円65銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	7円65銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	76円51銭
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合1キロボルトアンペアまでごとに	76円51銭

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円83銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	7円65銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	7円65銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	76円51銭
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合1キロボルトアンペアまでごとに	76円51銭

(ロ)　電灯臨時接続送電サービス	(ロ)　電灯臨時接続送電サービス
a　適用範囲	a　適用範囲
契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。	契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。
(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。	(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。
(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。	(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。
b　供給電気方式および供給電圧	b　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。	供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧200ボルトまたは交流3相3線式標準電圧200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金	c　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユ	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユ

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	ニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金 基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c(a)iiにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a)　基本料金 基本料金は，1月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)c(a)iiにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b)　電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電力量料金 電力量料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。
1キロワット時につき　9円22銭	1キロワット時につき　9円22銭
(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス	(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス
a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が5キロワット以下であるときに適用いたします。	a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が5キロワット以下であるときに適用いたします。
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき　83円95銭	臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき　83円95銭
d　その他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。	d　その他 当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。
(ニ)　動力臨時接続送電サービス	(ニ)　動力臨時接続送電サービス
a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として5キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。	a　適用範囲 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として5キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。	b　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。
c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	c　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
(a)　基本料金 基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	(a)　基本料金 基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
(b)　電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。	(b)　電力量料金 電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。
1 キロワット時につき　5 円 80 銭	1 キロワット時につき　5 円 80 銭
ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。	ロ　高圧で供給する場合 臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。
(イ)　適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。	(イ)　適用範囲 臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。
(ロ)　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。	(ロ)　供給電気方式および供給電圧 供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。
(ハ)　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	(ハ)　臨時接続送電サービス料金 臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
a　基本料金	a　基本料金

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｂ　電力量料金	ｂ　電力量料金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　3円22銭	１キロワット時につき　3円22銭
ハ　特別高圧で供給する場合	ハ　特別高圧で供給する場合
臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。	臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。
(イ)　適用範囲	(イ)　適用範囲
臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。	臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。
(ロ)　供給電気方式および供給電圧	(ロ)　供給電気方式および供給電圧
供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。	供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。
臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満　標準電圧 30,000 ボルト	臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満　標準電圧 30,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上　標準電圧 60,000 ボルト	臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上　標準電圧 60,000 ボルト
(ハ)　臨時接続送電サービス料金	(ハ)　臨時接続送電サービス料金
臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1) へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。	臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1) へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。
ａ　基本料金	ａ　基本料金
基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。	基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。
ｂ　電力量料金	ｂ　電力量料金
電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。	電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。
１キロワット時につき　1円61銭	１キロワット時につき　1円61銭
ニ　力率割引および割増し	ニ　力率割引および割増し
高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。	高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。
ホ　そ の 他	ホ　そ の 他

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。	臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。
(4) そ の 他	(4) そ の 他
イ 当社は，原則として供給設備を常置いたしません。	イ 当社は，原則として供給設備を常置いたしません。
ロ 契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが1年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。	ロ 契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが1年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。
ハ その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。	ハ その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。
21 予備送電サービス	**21 予備送電サービス**
(1) 適 用 範 囲	(1) 適 用 範 囲
高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。	高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。
イ 予備送電サービスＡ	イ 予備送電サービスＡ
常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合	常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合
ロ 予備送電サービスＢ	ロ 予備送電サービスＢ
常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合	常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合
(2) 予備送電サービス契約電力	(2) 予備送電サービス契約電力
予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における1年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。	予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における1年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。
(3) 予備送電サービス料金	(3) 予備送電サービス料金
予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，1月につき次のとおりといたします。	予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，1月につき次のとおりといたします。
なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。	なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。
また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。	また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
イ 予備送電サービスＡ	イ 予備送電サービスＡ

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

予備送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	93 円 50 銭
	特別高圧で供給する場合	104 円 50 銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	110 円 00 銭
	特別高圧で供給する場合	132 円 00 銭

(4)　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5)　そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　発電量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

予備送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	93 円 50 銭
	特別高圧で供給する場合	104 円 50 銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	110 円 00 銭
	特別高圧で供給する場合	132 円 00 銭

(4)　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5)　そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　発電量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適用範囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
23 接続対象計画差対応電力 (1) 適　　用 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) 接続対象計画差対応電力 イ 接続対象計画差対応補給電力 (イ) 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応余剰電力 (イ) 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	**23 接続対象計画差対応電力** (1) 適　　用 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (2) 接続対象計画差対応電力 イ 接続対象計画差対応補給電力 (イ) 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応余剰電力 (イ) 適用範囲 30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (ハ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
24 需要抑制量調整受電計画差対応電力 (1) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力	**24 需要抑制量調整受電計画差対応電力** (1) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力	イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力
(ｲ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	(ｲ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(ｲ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	(ｲ)　適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
25　給電指令時補給電力	**25　給電指令時補給電力**
(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。	イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）⑳により 30 分ごとに算定された値といたします。	ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により 30 分ごとに算定された値といたします。
ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
26　料金の適用開始の時期 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。	**26　料金の適用開始の時期** 接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。
27　検　　針　　日 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電もしくは供給する場合，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。 (2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 (3)　当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。 (4)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合 (5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。 (6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知ら	**27　検　　針　　日** 検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。 (1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。 なお，高圧で受電もしくは供給する場合，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。 (2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。 (3)　当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。 (4)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。 なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。 イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合 ロ　その他特別の事情がある場合 (5)　(3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。 (6)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。 (7)　(4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知ら

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
せした日に検針を行なったものといたします。	せした日に検針を行なったものといたします。
28　料金の算定期間	**28　料金の算定期間**
(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。	(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。
イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。	イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。
ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。	ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。
ハ　定額接続送電サービスの料金または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。	ハ　定額接続送電サービスの料金または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。
(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。）といたします。	(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。）といたします。
29　計　　量	**29　計　　量**
(1)　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の	(1)　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。 なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。 (3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。 **30　電力および電力量の算定** (1)　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を2倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。 (2)　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 (3)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (4)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。 (5)　接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (6)　接続受電電力量 接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。 (7)　接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を2倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに算定いたしま	算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 (2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。 (3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。 **30　電力および電力量の算定** (1)　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を2倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。 (2)　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 (3)　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (4)　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。 (5)　接続受電電力 接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (6)　接続受電電力量 接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。 (7)　接続供給電力 接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を2倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに算定いたしま

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
す。 (8)　接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその1月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その1月の接続供給電力量からその1月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。 (9)　接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 $$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。 (イ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　1ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 $$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$ (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースライ	す。 (8)　接続供給電力量 接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。 また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその1月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その1月の接続供給電力量からその1月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。 (9)　接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 $$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$ ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。 (イ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値 ａ　1ベースラインに係る需要場所を単一とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。 $$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$ (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースライ

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
ンと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (11)　接続対象計画電力	ンと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合 (a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ (ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量 (11)　接続対象計画電力

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	(12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
(13)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(13)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(14)　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ 0	(14)　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ 0
(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$	(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$
(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合	(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 (17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して1ベースラインといたします。 (18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量 ＝ ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 (17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して1ベースラインといたします。 (18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または 38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(イ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
	(ロ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
	施したとき。 d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。 a　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)への場合による出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
	調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 ｄ　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 ｅ　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
(21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量され	(21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量され

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
た 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	た 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ { 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ } － ベースライン	(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ { 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$ } － ベースライン
(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
⑵4　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。	⑵4　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。
⑵5　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	⑵5　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
⑵6　27（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	⑵6　27（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
⑵7　15（供給および契約の単位）⑴において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。	⑵7　15（供給および契約の単位）⑴において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。
⑵8　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。	⑵8　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。
⑵9　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）⑶を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	⑵9　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）⑶を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
31　損　失　率 この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。 低圧で供給する場合　7.9パーセント 高圧で供給する場合　4.7パーセント 特別高圧で供給する場合　2.0パーセント	**31　損　失　率** この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。 低圧で供給する場合　7.9パーセント 高圧で供給する場合　4.7パーセント 特別高圧で供給する場合　2.0パーセント
32　料 金 の 算 定 ⑴　送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点	**32　料 金 の 算 定** ⑴　送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1月」として算定いたします。 イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合 ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
を消滅させる場合 ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合 ニ　28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。 ホ　28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。 (2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 $$1月の該当料金 \times \frac{日割計算対象日数}{検針期間の日数}$$ ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は， $$1月の該当料金 \times \frac{日割計算対象日数}{暦日数}$$ といたします。 ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合 $$1月の該当割引額 \times \frac{日割計算対象日数}{検針期間の日数}$$ ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は， $$1月の該当割引額 \times \frac{日割計算対象日数}{暦日数}$$ といたします。 (3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。 (4)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。 (5)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当	を消滅させる場合 ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合 ニ　28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。 ホ　28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。 (2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。 イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合 $$1月の該当料金 \times \frac{日割計算対象日数}{検針期間の日数}$$ ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は， $$1月の該当料金 \times \frac{日割計算対象日数}{暦日数}$$ といたします。 ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合 $$1月の該当割引額 \times \frac{日割計算対象日数}{検針期間の日数}$$ ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は， $$1月の該当割引額 \times \frac{日割計算対象日数}{暦日数}$$ といたします。 (3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。 また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。 (4)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。 イ　供給地点を新たに設定した場合 供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。 ロ　供給地点を消滅させる場合 消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。 (5)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。	社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。
(6)　28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。	(6)　28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。
(7)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。	(7)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。
イ　供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	イ　供給地点を新たに設定した場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。	ロ　供給地点を消滅させる場合 その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。
(8)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。	(8)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。
イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。	イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。
ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその 1 月から変更後の力率によります。	ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその 1 月から変更後の力率によります。
(9)　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。	(9)　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。
33　支払義務の発生および支払期日	**33　支払義務の発生および支払期日**
(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。	(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。
(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，27（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 30（電力および電力量の算定）(9)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。	(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，27（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に実際に検針を行なった場合，または 30（電力および電力量の算定）(9)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。
(3)　(1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(3)　(1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
イ　54（解約等）(1)により解約となった場合	イ　54（解約等）(1)により解約となった場合
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手	ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合	について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合
ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合	ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合
ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合	ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合
ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合	ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合
ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合	ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合
(4)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。	(4)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。
イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から 7 日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。	イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から 7 日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。
ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。 なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。	ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。 なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。
(5)　当社は，(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。	(5)　当社は，(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。
34　料金その他の支払方法	**34　料金その他の支払方法**
(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。	(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。
イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。	イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。
ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。	ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。
ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。	ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。 ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (3)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。 ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (4)　当社の料金の支払方法は，次によります。 イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。 ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。 ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。	なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。 ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。 ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (3)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。 イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。 なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。 ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。 ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。 なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。 ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。 (4)　当社の料金の支払方法は，次によります。 イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。 なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。 ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。 ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。	なお，消費税等相当額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。 また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。
35　保　　証　　金	35　保　　証　　金
(1)　契約者の場合は，次によります。	(1)　契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。	イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。
(イ)　料金の支払いの延滞があった場合	(イ)　料金の支払いの延滞があった場合
(ロ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。	(ロ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。
(ハ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合	(ハ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合
ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。	ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。
ハ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。	ハ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。
ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。	ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。
ホ　当社は，保証金について利息を付しません。	ホ　当社は，保証金について利息を付しません。
ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(2)　発電契約者の場合は，次によります。	(2)　発電契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。	ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。
ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。	ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。
ニ　当社は，保証金について利息を付しません。	ニ　当社は，保証金について利息を付しません。
ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。	ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。
(3)　需要抑制契約者の場合は，次によります。	(3)　需要抑制契約者の場合は，次によります。
イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。	イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。
ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。	ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。
ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要	ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。 **36　連　帯　責　任** 1接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。	抑制契約者の支払額に充当することがあります。 ニ　当社は，保証金について利息を付しません。 ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。 **36　連　帯　責　任** 1接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
V　供　　給	**V　供　　給**
37　託送供給等の実施	**37　託送供給等の実施**
(1)　接続供給の場合	(1)　接続供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。	(ｲ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。
(ﾛ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。	(ﾛ)　契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。
ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。	ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。 なお，当社は，38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。
(2)　振替供給の場合	(2)　振替供給の場合
イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
(3)　発電量調整供給の場合	(3)　発電量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(ｲ)　発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計	(ｲ)　発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ロ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。	(ロ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。
ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。	ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。
ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。	なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。
チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。	チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。
なお，当社は，38（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。	なお，当社は，38（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。
(4)　需要抑制量調整供給の場合	(4)　需要抑制量調整供給の場合
イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。	イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。
(イ)　需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。	(イ)　需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。
(ロ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。	(ロ)　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。
ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。	ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。
ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は	ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。	別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。
ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。	ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。
ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。	ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。
38　給電指令の実施等	**38　給電指令の実施等**
(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。	(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合	イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，水力発電（揚水発電を除きます。）または地熱発電を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，水力発電（揚水発電を除きます。）または地熱発電を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ホ　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロまたはホのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせい	なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせい

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
たします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	たします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロまたはホの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，ホまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。	(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。
イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。	イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。
(イ)　割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	(イ)　割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
(ロ)　割 引 率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。	(ロ)　割 引 率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。
(ハ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。	(ハ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合
(イ)　割引の対象	(イ)　割引の対象

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。	当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。
(ロ)　割 引 率	(ロ)　割 引 率
1月中の制限し，または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。	1月中の制限し，または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。
(ハ)　制限または中止延べ時間数の計算	(ハ)　制限または中止延べ時間数の計算
延べ時間数は，1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，1時間未満の端　数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。	延べ時間数は，1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，1時間未満の端　数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。
なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。	なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。
a　接続供給電力を制限した場合	a　接続供給電力を制限した場合
$H' = H \times \frac{D-d}{D}$	$H' = H \times \frac{D-d}{D}$
H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）	H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）
H　＝　制限時間	H　＝　制限時間
D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力	D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力
d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値	d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値
b　接続供給電力量を制限した場合	b　接続供給電力量を制限した場合
$H' = H \times \frac{A-B}{A}$	$H' = H \times \frac{A-B}{A}$
H′　＝　修正時間	H′　＝　修正時間
H　＝　制限時間	H　＝　制限時間
A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量	A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量
B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量	B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量
c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。	c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。
(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1月につき1日を限って計算に入れません。この場合の1月につき1日とは，1暦月の1暦日における1回の工事による制限または中止の時間といたします。	(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1月につき1日を限って計算に入れません。この場合の1月につき1日とは，1暦月の1暦日における1回の工事による制限または中止の時間といたします。
なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。	なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。
(9)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。	(9)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。
(10)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－1電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－1電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費	(10)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－1電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－1電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
39　適正契約の保持等	**39　適正契約の保持等**
(1)　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。	(1)　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。
(2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。	(2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。
(3)　当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。	(3)　当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または 30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。
40　契 約 超 過 金	**40　契 約 超 過 金**
(1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその 1 月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その 1 月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。	(1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその 1 月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。 　なお，この場合，契約超過電力とは，その 1 月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。
(2)　契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。	(2)　契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。
41　力 率 の 保 持	**41　力 率 の 保 持**
(1)　低圧で供給する場合	(1)　低圧で供給する場合
イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。	イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。
ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，	ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
やむをえない事情によって，2以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。	やむをえない事情によって，2以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。
(2)　高圧または特別高圧で供給する場合	(2)　高圧または特別高圧で供給する場合
イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。	イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。 なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。
ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の1月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。	ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。 なお，この場合の当該供給地点の1月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	**42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施**
当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。	当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。 なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。
(1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査	(1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査
(2)　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務	(2)　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務
(3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認	(3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認
(4)　計量器の検針または計量値の確認	(4)　計量器の検針または計量値の確認
(5)　44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置	(5)　44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置
(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務	(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務
43　託送供給等にともなう協力	**43　託送供給等にともなう協力**
(1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。	(1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。
イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合	イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合
ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合	ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合	ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合
ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合	ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合
ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合	ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合
(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。	(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。
なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。	なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。
44　託送供給等の停止	**44　託送供給等の停止**
(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合
ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合	ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合
ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合	ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合
(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合	イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合
ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合	ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合
ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合	ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。	ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。
ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合	ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合
ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合	ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合
(3)　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。	(3)　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。
イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合	イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合
ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合	ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合
ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合	ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合
ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合	ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合
ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ	ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
㈠に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。） (4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 (5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。	㈠に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。） (4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。 (5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。
45　託送供給等の停止の解除 44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。	**45　託送供給等の停止の解除** 44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。
46　託送供給の停止期間中の料金 44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。	**46　託送供給の停止期間中の料金** 44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。
47　違　　約　　金 (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の3倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，6月以内で当社が決定した期間といたします。	**47　違　　約　　金** (1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の3倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。 イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合 ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合 (2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。 (3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，6月以内で当社が決定した期間といたします。
48　損害賠償の免責 (1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2)　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3)　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要	**48　損害賠償の免責** (1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (2)　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (3)　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。	者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。 (4)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。
49　設 備 の 賠 償 契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。 (1)　修理可能の場合 修理費 (2)　亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費との合計額	**49　設 備 の 賠 償** 契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。 (1)　修理可能の場合 修理費 (2)　亡失または修理不可能の場合 帳簿価額と取替工費との合計額

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
50　契 約 の 変 更	**50　契 約 の 変 更**
(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。	(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。
(2)　契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。	(2)　契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。
イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。	イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。
ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。	ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。
(イ)　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。	(イ)　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。
(ロ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。	(ロ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。
(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。	(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。
イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 　また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。	イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。 　また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。
ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。	ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の 2 暦日前から起算して 8 営業日前の日の 1 暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の 2 暦日前から起算して 1 営業日前の日の 1 暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。
ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。	ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。
(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調	(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
51 名 義 の 変 更 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。	**51 名 義 の 変 更** 合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。
52 契 約 の 廃 止 (1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 (2) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ 当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。 (3) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	**52 契 約 の 廃 止** (1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。 (2) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。 イ 当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。 ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。 (3) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	**53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算**
(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。	(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。 なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(イ)　低圧で供給する場合	(イ)　低圧で供給する場合
a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。 また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。	c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。
d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。	d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。
(ロ)　高圧または特別高圧で供給する場合	(ロ)　高圧または特別高圧で供給する場合

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。	a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。
b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。	b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。 なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。
(ハ)　19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(イ)cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)cにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。	(ハ)　19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(イ)cにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)cにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。
ロ　発電量調整供給の場合	ロ　発電量調整供給の場合
(イ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(イ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(ロ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。	(ロ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。
(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が1年以上になる場合には，1年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に1年以上にならないことが明	(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が1年以上になる場合には，1年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。 なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に1年以上にならないことが明

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。 (3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。	らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。 (3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。
54　解　　約　　等 (1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。 イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合 ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合 (イ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 (ロ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 (ハ)　料金以外の債務を支払われない場合 ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。 (イ)　8（契約の要件）を欠くに至った場合 (ロ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ハ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ニ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ホ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。 (ヘ)　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 (ト)　その他この約款に反した場合 (2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。	**54　解　　約　　等** (1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。 また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。 イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合 ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合 (イ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 (ロ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合 (ハ)　料金以外の債務を支払われない場合 ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。 (イ)　8（契約の要件）を欠くに至った場合 (ロ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ハ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ニ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 (ホ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。 (ヘ)　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合 (ト)　その他この約款に反した場合 (2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。 この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。
55　契約消滅後の債権債務関係 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によって	**55　契約消滅後の債権債務関係** 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によって

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
は消滅いたしません。	は消滅いたしません。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
56　受電地点，供給地点および施設	**56　受電地点，供給地点および施設**
(1)　受 電 地 点	(1)　受 電 地 点
イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。	イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。
ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。	ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。
(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合	(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合
(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合	(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合
(ﾊ)　1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	(ﾊ)　1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
(ﾆ)　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合	(ﾆ)　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合
(ﾎ)　その他特別の事情がある場合	(ﾎ)　その他特別の事情がある場合
(2)　供 給 地 点	(2)　供 給 地 点
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。	(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。
(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。	(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。
a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合	a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合
b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合	b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合
c　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。	c　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。
d　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合	d　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合
e　その他特別の事情がある場合	e　その他特別の事情がある場合
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
供給地点は，会社間連系点といたします。	供給地点は，会社間連系点といたします。
(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（保安通信設備を含みます。）は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。	(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（保安通信設備を含みます。）は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。
なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。	なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。	(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。	(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。
57　架 空 引 込 線	**57　架 空 引 込 線**
(1)　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。	(1)　当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。
(2)　引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。	(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。
(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。	(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。
(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。	(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。
イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。	イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。
ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
58　地 中 引 込 線	**58　地 中 引 込 線**
(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。	(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点	イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点
ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点	ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点
なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。	なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。
(2)　(1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　(1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。	なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。
イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所	イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所
ロ　建物の3階以下にある場所	ロ　建物の3階以下にある場所
ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所	ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所
(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。	(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。
なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。	なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。
イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）	イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）
ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール	ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール
ハ　その他イまたはロに準ずる設備	ハ　その他イまたはロに準ずる設備
(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。	(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。
59　連接引込線等	**59　連接引込線等**
(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1発電場所または1需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。	(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1発電場所または1需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。
なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。	なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。
(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。	(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。
イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線	イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。	を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。
ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	**60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法**
中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。	中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。
なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。	なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。
61　引込線の接続	**61　引込線の接続**
当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。	当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。
なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
62　計量器等の取付け	**62　計量器等の取付け**
(1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。	(1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。
イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。	イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。
ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。	ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。
(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。
また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。	また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。
(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきま	(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきま

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
す。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。	す。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。
(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。	(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。
(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。	(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。
63　通信設備等の施設	**63　通信設備等の施設**
(1)　発電場所内または需要場所内に施設する給電指令上必要な保安通信電話等は，原則として契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。	(1)　発電場所内または需要場所内に施設する給電指令上必要な保安通信電話等は，原則として契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。
(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－1電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。	(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－1電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。 なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。
(3)　給電指令上必要な情報伝送装置等については，次のとおりといたします。	(3)　給電指令上必要な情報伝送装置等については，次のとおりといたします。
イ　発電場所内に施設する情報伝送装置等は，原則として，受電地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けて施設いたします。ただし，Ｎ－1電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。	イ　発電場所内に施設する情報伝送装置等は，原則として，受電地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けて施設いたします。ただし，Ｎ－1電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。
ロ　需要場所内に施設する情報伝送装置等は，供給地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。	ロ　需要場所内に施設する情報伝送装置等は，供給地点からその情報伝送装置までを当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。
(4)　情報伝送装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，施設場所等については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。	(4)　情報伝送装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。 なお，施設場所等については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。
(5)　契約者または発電契約者の希望によって，情報伝送装置等の施設場所を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。	(5)　契約者または発電契約者の希望によって，情報伝送装置等の施設場所を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。
64　専用供給設備	**64　専用供給設備**
(1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。	(1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。
イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合	イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合
ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合	ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合
ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合	ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合
(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供	(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。	給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。
(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。	(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。
(5)　当社は，供給設備を2以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。	(5)　当社は，供給設備を2以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。
イ　2以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。	イ　2以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。
ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合	ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合
65　電流制限器等の取付け	**65　電流制限器等の取付け**
(1)　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。	(1)　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。
(2)　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。	(2)　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。
(3)　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。	(3)　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
66　受電地点への供給設備の工事費負担金	**66　受電地点への供給設備の工事費負担金**
(1)　受電側接続設備の工事費負担金	(1)　受電側接続設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金	(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(イ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	(イ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
(ロ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ロ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(ハ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，aおよびbの金額	(ハ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，aおよびbの金額
a　当該供給設備の工事費のうち，発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第56号認可。）（以下「旧託送供給等約款」といいます。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)aただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。	a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額
b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額	b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力1キロワットにつき　3,410円00銭	新増加契約受電電力1キロワットにつき　3,410円00銭

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(5)　工事費の算定	(5)　工事費の算定
(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。
(イ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	(イ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。
(ロ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ロ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ハ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ハ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ニ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ニ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ホ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。	(ホ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。
(ヘ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。	(ヘ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(イ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 工事費 × 使用回線数 / 施設回線数	(イ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 工事費 × 使用回線数 / 施設回線数
(ロ)　管路等を利用して電気を受電する場合 工事費 × 使用孔数 / 施設孔数 － 予備孔数	(ロ)　管路等を利用して電気を受電する場合 工事費 × 使用孔数 / 施設孔数 － 予備孔数
ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。	ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）とみなします。	ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。	イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。
ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。	ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。
(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
67　受電用計量器等の工事費負担金 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるとき，または発電場所内に情報伝送装置等を施設するときは，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	**67　受電用計量器等の工事費負担金** 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるとき，または発電場所内に情報伝送装置等を施設するときは，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1)　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,520 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,170 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ロ)　2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(イ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1)　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,520 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,170 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ロ)　2 以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　2 以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(イ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　2 以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から 2 以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

なお，標準電圧30,000ボルトまたは60,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事費の全額がｂの当社負担額をこえるときのその超過額を工事費負担金といたします。

ａ　工事費

(ａ)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧30,000ボルトで供給する場合	363円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭

なお，標準電圧30,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の工事費は，上表にかかわらず，次の算式によって算定された金額といたします。

$$\text{工事費} = \text{別表14(標準設計基準)に定める設計による工事費} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{当該送電線の送電容量}}$$

(ｂ)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧30,000ボルトで供給する場合	649円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	550円00銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

(ｃ)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(ｂ)にかかわらず，別表15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

なお，標準電圧30,000ボルトまたは60,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事費の全額がｂの当社負担額をこえるときのその超過額を工事費負担金といたします。

ａ　工事費

(ａ)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧30,000ボルトで供給する場合	363円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭

なお，標準電圧30,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の工事費は，上表にかかわらず，次の算式によって算定された金額といたします。

$$\text{工事費} = \text{別表14(標準設計基準)に定める設計による工事費} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{当該送電線の送電容量}}$$

(ｂ)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧30,000ボルトで供給する場合	649円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	550円00銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

(ｃ)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(ｂ)にかかわらず，別表15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として3回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の2次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。	なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として3回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の2次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。
b　当社負担額	b　当社負担額
新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　5,500円00銭	新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき　5,500円00銭
(ロ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後3年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。	(ロ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後3年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。
ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。	ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。
ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。	ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。
(イ)　供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。	(イ)　供給側接続設備 供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。
(ロ)　供給地点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。	(ロ)　供給地点 会社間連系点以外の供給地点をいいます。
(ハ)　工事こう長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，1メートルとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。	(ハ)　工事こう長 標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。 なお，単位は，1メートルとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。
ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。	ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。
(イ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量	(イ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量
(ロ)　契約電力	(ロ)　契約電力
(ハ)　契約電流	(ハ)　契約電流
(ニ)　契約容量	(ニ)　契約容量
なお，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。	なお，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。 また，供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。
ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電	ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。	サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。
(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金	(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。	(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。
(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。
ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け），63（通信設備等の施設）または65（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け），63（通信設備等の施設）または65（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
(4)　工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(4)　工事費の算定 (2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経	イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。 (イ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ロ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ハ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ニ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ホ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 (ヘ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ 低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(イ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (イ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ロ) 管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$ ホ 当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ロ(イ)aに準じて算定いたします。 ヘ (2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (イ) 高圧で供給する場合 (1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過	費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。 (イ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ロ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ハ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ニ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ホ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 (ヘ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。 ロ 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ 低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(イ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。 ニ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (イ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ロ) 管路等を利用して電気を供給する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$ ホ 当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。 なお，この場合の工事費は，(1)ロ(イ)aに準じて算定いたします。 ヘ (2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。 (イ) 高圧で供給する場合 (1)イ(イ)に定める超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(イ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。	こう長1メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。
(ロ)　特別高圧で供給する場合	(ロ)　特別高圧で供給する場合
契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(イ)aおよび(ロ)によって算定いたします。	契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(イ)aおよび(ロ)によって算定いたします。
なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(イ)aの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。	なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(イ)aの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。
ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(イ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(イ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。	(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。
なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
70　工事費負担金の申受けおよび精算	**70　工事費負担金の申受けおよび精算**
(1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。	(1)　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。
なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。	なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。
(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。	(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。
イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。
(イ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合	(イ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が5パーセントをこえる場合
(ロ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合	(ロ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合
ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)	ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)
(69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。	(69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長1メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。
(イ)　低圧または高圧で受電または供給する場合	(イ)　低圧または高圧で受電または供給する場合
a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合	a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が5パーセントをこえる場合
b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）	b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）
c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合	c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
（ロ） 特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合	（ロ） 特別高圧で受電または供給する場合 原則としてすべての場合
(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。	(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。
(4) 当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。	(4) 当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。 なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。
(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。	(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。 なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。
(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として 1 年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について 2 以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。	(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として 1 年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について 2 以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。 また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。
71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け	**71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け**
(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。	(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。 なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。
(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始	(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合 供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。	に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。 なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。 また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。
72　臨時工事費 (1)　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間1月（1月未満は，1月といたします。）につきその価額の1パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。 (2)　臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 (3)　低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 (4)　臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。	**72　臨時工事費** (1)　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。 なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。 また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間1月（1月未満は，1月といたします。）につきその価額の1パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。 (2)　臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。 (3)　低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。 (4)　臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。
73　工事費等に関する契約書の作成 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。	**73　工事費等に関する契約書の作成** 当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
74　保安の責任 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。	**74　保安の責任** 当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。
75　保安等に対する発電者および需要者の協力 (1)　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合 (2)　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。 (3)　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 (4)　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先立ち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。	**75　保安等に対する発電者および需要者の協力** (1)　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。 イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合 ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合 (2)　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。 (3)　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。 (4)　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先立ち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。
76　調　　査 (1)　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (2)　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点　　検 (3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。	**76　調　　査** (1)　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。 なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。 (2)　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。 イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定 ロ　接地抵抗値の測定 ハ　点　　検 (3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。 なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
77　調査等の委託 (1)　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。	**77　調査等の委託** (1)　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。 (2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。
78　調査に対する需要者の協力 (1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 (2)　当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。	**78　調査に対する需要者の協力** (1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。 (2)　当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。
79　検査または工事の受託 (1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 (2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費相当額を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 (3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。 (4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。	**79　検査または工事の受託** (1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。 (2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費相当額を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。 (3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。 (4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。
80　自家用電気工作物 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1)　76（調査） (2)　77（調査等の委託） (3)　78（調査に対する需要者の協力） (4)　79（検査または工事の受託）	**80　自家用電気工作物** 需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。 (1)　76（調査） (2)　77（調査等の委託） (3)　78（調査に対する需要者の協力） (4)　79（検査または工事の受託）

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
附　　則	**附　　則**
1　実　施　期　日 この約款は，令和５年７月１日から実施いたします。	**1　実　施　期　日** この約款は，令和５年12月27日から実施いたします。
2　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置 受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルト，交流単相２線式標準電圧6,000ボルトまたは交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流３相３線式標準電圧3,000ボルトまたは交流単相２線式標準電圧6,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。	**2　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置** 受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルト，交流単相２線式標準電圧6,000ボルトまたは交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，交流３相３線式標準電圧3,000ボルトまたは交流単相２線式標準電圧6,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，交流３相３線式標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。
3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置 (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1)　適 用 範 囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） (ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ，(ハ)ｃ，(ニ)ｃ，(ホ)ｃ，(ヘ)ｃ，(ト)	**3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置** (1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (1)　適 用 範 囲 イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。 ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(イ)および(ロ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(イ)および(ロ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。 (イ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。） (ロ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。） ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。 (2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ｃ，(ハ)ｃ，(ニ)ｃ，(ホ)ｃ，(ヘ)ｃ，(ト)

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
ｃ，ロ(ｲ) ｃ，(ﾛ) ｃ，(ﾊ) ｃ，ハ(ｲ) ｃ，(ﾛ) ｃもしくは(ﾊ) ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) ｃ，(ﾆ) ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。 　なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。 イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量 (ｲ)　接続供給課金対象電力 当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアを１キロワットと，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。 接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等 (ﾛ)　接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量 ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　そ の 他 (ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) ａ，(ﾊ) ａまたは(ﾆ) ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) ａにかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) ａにかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。	ｃ，ロ(ｲ) ｃ，(ﾛ) ｃ，(ﾊ) ｃ，ハ(ｲ) ｃ，(ﾛ) ｃもしくは(ﾊ) ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) ｃ，(ﾆ) ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。 　なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。 イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量 (ｲ)　接続供給課金対象電力 当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアを１キロワットと，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。 接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等 (ﾛ)　接続供給課金対象電力量 当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。 接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量 ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力 高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ハ　そ の 他 (ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) ａ，(ﾊ) ａまたは(ﾆ) ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。 (ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) ａにかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。 (ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) ａにかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
(3)　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。 イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	(3)　電力および電力量の算定 当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。 イ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ハ　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
(4)　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。	(4)　計量器等の取付け 料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。
(5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則 6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。	(5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い 接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則 6（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。
4　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	**4　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕** (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。	(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。
(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。	イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25(給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25(給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
へ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料につ　いて必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	へ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料につ　いて必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(イ)　28（料金の算定期間）	(イ)　28（料金の算定期間）
(ロ)　32（料金の算定）	(ロ)　32（料金の算定）
(ハ)　33（支払義務の発生および支払期日）	(ハ)　33（支払義務の発生および支払期日）
(ニ)　34（料金その他の支払方法）	(ニ)　34（料金その他の支払方法）
(ホ)　35（保証金）	(ホ)　35（保証金）
(ヘ)　47（違約金）	(ヘ)　47（違約金）
(ト)　54（解約等）	(ト)　54（解約等）
ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
チ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
リ　チで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ヌ　この料金その他の供給条件の適用を開始した後 1 年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後 1 年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後 1 年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後 1 年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(イ)　28（料金の算定期間）	(イ)　28（料金の算定期間）
(ロ)　32（料金の算定）	(ロ)　32（料金の算定）

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
(ハ)　33（支払義務の発生および支払期日）	(ハ)　33（支払義務の発生および支払期日）
(ニ)　34（料金その他の支払方法）	(ニ)　34（料金その他の支払方法）
(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。
(イ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	(イ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合
(ロ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	(ロ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1発電場所につき，1電気方式，1引込，2計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1発電場所につき，1電気方式，1引込，2計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計　　量 当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	ハ　計　　量 当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ　37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。
5　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置	**5　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置**
(1)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。	(1)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。
1キロワット時につき　60円81銭	1キロワット時につき　60円81銭
(2)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22(発電量調整受電計画差対応電力)(2)ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。	(2)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22(発電量調整受電計画差対応電力)(2)ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。
1キロワット時につき　24円19銭	1キロワット時につき　24円19銭
6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い	**6　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い**
発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置	**7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置**
(1)　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。	(1)　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。
イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その1月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの	イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量 その1月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。	接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。
ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量	ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量
ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。	ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。
この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。	この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。
ハ　接続送電サービス契約電力	ハ　接続送電サービス契約電力
契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。	契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(イ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。
(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。	(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。
8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置	**8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置**
(1)　1発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	(1)　1発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
(2)　1発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。	(2)　1発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
9　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第4条第1項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。	9　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕 発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第4条第1項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号トに定める額を限度として，補償するものといたします。 なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。
10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (イ)　軽負荷期（毎年4月1日から6月30日，9月1日から10月31日までの期間をいいます。）における毎日午前8時から午後4時までの時間 (ロ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1月2日，1月3日，12月30日および12月31日の午前8時から午後4時までの時間 (ハ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (イ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ロ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力は，その1月の最大需要電力から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(a)，(ロ)c(a)，ハ(イ)c(a)または(ロ)c(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修ま	10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (イ)　軽負荷期（毎年4月1日から6月30日，9月1日から10月31日までの期間をいいます。）における毎日午前8時から午後4時までの時間 (ロ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1月2日，1月3日，12月30日および12月31日の午前8時から午後4時までの時間 (ハ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (イ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ロ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ)c(a)，(ロ)c(a)，ハ(イ)c(a)または(ロ)c(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修ま

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
たは事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)に準じて算定いたします。	たは事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)に準じて算定いたします。
ホ　その他	ホ　その他
(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。	(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。
(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
(2)　1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置	(2)　1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置
イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	(ﾊ)　1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ)　1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ)　1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 3（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
11　再エネ海域利用法に係る特別措置 再エネ海域利用法第 8 条第 1 項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。	**11　再エネ海域利用法に係る特別措置** 再エネ海域利用法第 8 条第 1 項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。
	12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和 5 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和 5 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）(2)ニ，30（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
12　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。 (2)　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ)　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた 100 キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。	13　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。 (2)　契約の要件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。 イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ)　需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期 ロ　イによってえられた 100 キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
(3)　供給および契約の単位	(3)　供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
(4)　料　　金	(4)　料　　金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(イ)　適　用	(イ)　適　用
発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ロ)　発電量調整受電計画差対応電力	(ロ)　発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適用範囲	(a)　適用範囲
30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
（c） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 発電量調整受電計画差対応余剰電力 （a） 適用範囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 （b） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 （c） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ) 適 用 38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応電力 a 接続対象計画差対応補給電力 （a） 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 （b） 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 （c） 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 接続対象計画差対応余剰電力 （a） 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30	（c） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 発電量調整受電計画差対応余剰電力 （a） 適用範囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 （b） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 （c） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ) 適 用 38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ロ) 接続対象計画差対応電力 a 接続対象計画差対応補給電力 （a） 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 （b） 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 （c） 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 接続対象計画差対応余剰電力 （a） 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ) 適 用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもと	分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (イ) 適 用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもと

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
づきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	づきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力	ニ　給電指令時補給電力
発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(イ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(イ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適用範囲	a　適用範囲
38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
(ロ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ロ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適用範囲	a　適用範囲
38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
	ついては，当該契約によるものといたします。
(5)　電力および電力量の算定	(5)　電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力	イ　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は， 別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は， 別表8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量	ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(イ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
	(ロ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
	b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）(2)ヘの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ト

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
	によって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d 当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホ

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
	によって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)への場合による出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
	－　38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －　発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝　発電量調整受電計画電力量 －　38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －　38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －　発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみな	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみな

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
します。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 $+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整	します。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 $+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量 (6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。
(7)　解　約　等	(7)　解　約　等
当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）(1)ハ(イ)，(ロ)，(ハ)または(ニ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年4月1日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年4月1日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(イ)　発電量調整供給に係る料金は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(イ)　発電量調整供給に係る料金は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ロ)　インバランスリスク料は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電	(ロ)　インバランスリスク料は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
(ハ)　当社は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(ハ)　当社は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの，契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの，契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則4（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
	(9)　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ロ)ｄ，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
(9)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	(10)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
13　近接性評価割引額の算定についての特別措置	14　近接性評価割引額の算定についての特別措置
(1)　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。	(1)　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。
イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。	イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。
ロ　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から	ロ　契約者が，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。	当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。
ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則12〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。	ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(イ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。
(2)　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ロ)および(ハ)の接続対象計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。	(2)　契約者が，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ロ)および(ハ)の接続対象計画電力量は，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。
14　Ｎ－1電制の実施についての特別措置	15　Ｎ－1電制の実施についての特別措置
(1)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－1電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。	(1)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－1電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。
(2)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－1電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。	(2)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－1電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。
(3)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額	(3)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2)　(1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1)　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

近接性評価地域
赤平市，旭川市，網走市，石狩市，岩内町，岩見沢市，恵庭市，江別市，小樽市，音更町，帯広市，北広島市，北見市，釧路市，釧路町，倶知安町，札幌市，滝川市，千歳市，七飯町，南幌町，根室市，登別市，函館市，美唄市，北斗市，妹背牛町，余市町

なお，平成 28 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2)　(1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1)　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

近接性評価地域
赤平市，旭川市，網走市，石狩市，岩内町，岩見沢市，恵庭市，江別市，小樽市，音更町，帯広市，北広島市，北見市，釧路市，釧路町，倶知安町，札幌市，滝川市，千歳市，七飯町，南幌町，根室市，登別市，函館市，美唄市，北斗市，妹背牛町，余市町

なお，平成 28 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

旧近接性評価地域
上川総合振興局，留萌振興局，宗谷総合振興局，オホーツク総合振興局，十勝総合振興局，釧路総合振興局，根室振興局の所管区域（ただし，近接性評価地域を除きます。）

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2)　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	61銭
	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 100,000 ボルト以下の場合	43銭
	受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合	22銭

ただし，平成28年3月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

(イ)　近接性評価割引電力量は，次のaおよびbにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

a　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るaの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ロ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(イ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

旧近接性評価地域
上川総合振興局，留萌振興局，宗谷総合振興局，オホーツク総合振興局，十勝総合振興局，釧路総合振興局，根室振興局の所管区域（ただし，近接性評価地域を除きます。）

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2)　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	61銭
	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 100,000 ボルト以下の場合	43銭
	受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合	22銭

ただし，平成28年3月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧 100,000 ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

(イ)　近接性評価割引電力量は，次のaおよびbにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

a　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るaの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ロ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(イ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 / 契約者が調達する電力量

(ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその 1 月（毎月 1 日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｂ(ｂ)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100 パーセントといたします。）を乗じます。

(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流（アンペア）× 電圧（ボルト）× 1 / 1,000

なお，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合の電圧は，200 ボルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流（アンペア）× 電圧（ボルト）× 1.732 × 1 / 1,000

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 150 パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）× 125 パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 200 パーセント	

ロ　ネオン管灯

(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 / 契約者が調達する電力量

(ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその 1 月（毎月 1 日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｂ(ｂ)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100 パーセントといたします。）を乗じます。

(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流（アンペア）× 電圧（ボルト）× 1 / 1,000

なお，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合の電圧は，200 ボルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流（アンペア）× 電圧（ボルト）× 1.732 × 1 / 1,000

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 150 パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）× 125 パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）× 200 パーセント	

ロ　ネオン管灯

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

2　次　電　圧 （ボルト）	換　　算　　容　　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　　算　　容　　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

2　次　電　圧 （ボルト）	換　　算　　容　　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　　算　　容　　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

変更前（令和５年７月１日実施）

ニ　水銀灯

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(イ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ロ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

変更後（令和５年12月27日実施）

ニ　水銀灯

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(イ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ロ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

変更前（令和５年７月１日実施）

出　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
35 以下	—	160	出力（ワット）× 133.0 パーセント
45 以下	—	180	
65 以下	—	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出　　力（馬　　力）×　93.3 パーセント
出　　力（キロワット）× 125.0 パーセント

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

変更後（令和５年12月27日実施）

出　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
35 以下	—	160	出力（ワット）× 133.0 パーセント
45 以下	—	180	
65 以下	—	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出　　力（馬　　力）×　93.3 パーセント
出　　力（キロワット）× 125.0 パーセント

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

変更前（令和５年７月１日実施）

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量(入力)（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格１次最大入力(キロボルトアンペア)の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過　30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過　50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過　100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過　200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量　0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5　マイクロファラッド超過　3マイクロファラッド以下		3

(4)　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本工業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝ 最大定格１次入力（キロボルトアンペア）× 70 パーセント

ロ　イ以外の場合

変更後（令和５年12月27日実施）

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量(入力)（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格１次最大入力(キロボルトアンペア)の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過　30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過　50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過　100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過　200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量　0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5　マイクロファラッド超過　3マイクロファラッド以下		3

(4)　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝ 最大定格１次入力（キロボルトアンペア）× 70 パーセント

ロ　イ以外の場合

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
入力（キロワット）＝ 実測した1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント	入力（キロワット）＝ 実測した1次入力（キロボルトアンペア）× 70パーセント
(5) そ の 他	(5) そ の 他
イ (1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。	イ (1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。
ロ 動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて1契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。	ロ 動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて1契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。
ハ 予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。	ハ 予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。
5 離島ユニバーサルサービス調整	**5 離島ユニバーサルサービス調整**
(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定	(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定
イ 離島平均燃料価格	イ 離島平均燃料価格
原油換算値1キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。	原油換算値1キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。
なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。	なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。
離島平均燃料価格 ＝ A × α	離島平均燃料価格 ＝ A × α
A＝各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格	A＝各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格
α＝1.0000	α＝1.0000
なお，各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1円とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。	なお，各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1円とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。
ロ 離島基準燃料価格	ロ 離島基準燃料価格
原油換算値1キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。	原油換算値1キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。
ハ 離島調整上限燃料価格	ハ 離島調整上限燃料価格
原油換算値1キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。	原油換算値1キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。
ニ 離島ユニバーサルサービス調整単価	ニ 離島ユニバーサルサービス調整単価
離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。	離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。
なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1銭とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。	なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1銭とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。
(ｲ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合	(ｲ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合
離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島基準燃料価格－離島平均燃料価格）×$\frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$	離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島基準燃料価格－離島平均燃料価格）×$\frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$
(ﾛ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合	(ﾛ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島平均燃料価格－離島基準燃料価格）×$\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$	離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島平均燃料価格－離島基準燃料価格）×$\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$
(ハ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合 離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格）×$\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$	(ハ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合 離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。 離島ユニバーサルサービス調整単価 ＝（離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格）×$\frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$
ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用 各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。	ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用 各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。
(イ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ロ)，(ハ)および(ニ)の場合を除き，次のとおりといたします。	(イ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ロ)，(ハ)および(ニ)の場合を除き，次のとおりといたします。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

(ﾛ)　記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といた

(ﾛ)　記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といた

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

します。

(ニ)　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額

(イ)　定額制供給の場合

a　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ロ)　従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その 1 月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2)　離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

電灯	10 ワットまでの 1 灯につき	4 厘
	10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	9 厘
	20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	1 銭 8 厘
	40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	2 銭 5 厘
	60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	4 銭 3 厘
	100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	2 銭 1 厘
小型機器	50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	1 銭 3 厘
	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	2 銭 5 厘
	100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに	1 銭 3 厘

します。

(ニ)　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額

(イ)　定額制供給の場合

a　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ロ)　従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その 1 月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2)　離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

電灯	10 ワットまでの 1 灯につき	4 厘
	10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	9 厘
	20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	1 銭 8 厘
	40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	2 銭 5 厘
	60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	4 銭 3 厘
	100 ワットをこえる 1 灯につき 50 ワットまでごとに	2 銭 1 厘
小型機器	50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	1 銭 3 厘
	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	2 銭 5 厘
	100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 50 ボルトアンペアまでごとに	1 銭 3 厘

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

(ロ)　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	0厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	1厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	1厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ1キロボルトアンペアまでの場合	7厘
総容量が1キロボルトアンペアをこえ3キロボルトアンペアまでの場合1キロボルトアンペアまでごとに	7厘

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が1キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力1キロワット1日につき	8厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	1厘

(3)　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を，インターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

(1)　平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2)　有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量ま

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
たは無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。	たは無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。
7　契約負荷設備の総容量の算定	**7　契約負荷設備の総容量の算定**
(1)　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。	(1)　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。
イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合 差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。	イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合 差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。
ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合 電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。	ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合 電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。
(ｲ)　住宅，アパート，寮，病院，学校，寺院およびこれに準ずるもの。 1 差込口につき　50 ボルトアンペア	(ｲ)　住宅，アパート，寮，病院，学校，寺院およびこれに準ずるもの。 1 差込口につき　50 ボルトアンペア
(ﾛ)　(ｲ)以外の場合 1 差込口につき　100 ボルトアンペア	(ﾛ)　(ｲ)以外の場合 1 差込口につき　100 ボルトアンペア
(2)　契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。	(2)　契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。
8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い	**8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い**
(1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。	(1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い 発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。 ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。
イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）	イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）
ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）	ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）
なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。	なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。 この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
発電バランシンググループごとの発電計画 ＝ みなし発電計画の値 × 当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値 / 当日計画の通知の期限における発電計画の値	発電バランシンググループごとの発電計画 ＝ みなし発電計画の値 × 当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値 / 当日計画の通知の期限における発電計画の値
(2)　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，　当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。	(2)　接続対象計画電力量の取扱い 接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。 ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，　当該計画は次に定める値とみなします。 イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。
(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 (ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） (ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制	(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。 (ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合 卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。） (ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合 需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。） ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値 (イ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 (ロ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値	計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）(14)イ(ロ)および(ハ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。 なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。 需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画 ＝ みなし需要抑制計画の値 × 当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値 ／ 当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値 (イ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値 (ロ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合 販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値
9 電力量の協定 電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。 (1) 定額制供給の場合の接続供給電力量 イ 接続供給電力量の算定式 その1月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。	**9 電力量の協定** 電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。 (1) 定額制供給の場合の接続供給電力量 イ 接続供給電力量の算定式 その1月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10 ワットをこえ 20 ワットまでの1灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20 ワットをこえ 40 ワットまでの1灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40 ワットをこえ 60 ワットまでの1灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ100 ワットまでの1灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100 ワットをこえる 1 灯につき50 ワットまでごとに	50 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(イ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10 ワット×ロに定める月別使用時間
		10 ワットをこえ 20 ワットまでの1灯につき	20 ワット×ロに定める月別使用時間
		20 ワットをこえ 40 ワットまでの1灯につき	40 ワット×ロに定める月別使用時間
		40 ワットをこえ 60 ワットまでの1灯につき	60 ワット×ロに定める月別使用時間
		60 ワットをこえ100 ワットまでの1灯につき	100 ワット×ロに定める月別使用時間
		100 ワットをこえる 1 灯につき50 ワットまでごとに	50 ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20 キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40 キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200 時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(イ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
（ロ）　前3月間の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント} + (\pm\text{誤差率})}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 （イ）　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 （ロ）　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 (3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 (4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。	（ロ）　前3月間の接続供給電力量による場合 $\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合 使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。 ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。 $\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$ ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合 参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。 なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。 ホ　公差をこえる誤差により修正する場合 $\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント} + (\pm\text{誤差率})}$ なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。 （イ）　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月 （ロ）　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月 (3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。 (4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><th colspan="2">対 象 期 間</th><th>年間計画
（第 1 年度，第 2 年度）</th><th>月間計画
（翌月，翌々月）</th><th>週間計画
（翌週，翌々週）</th><th>翌日計画</th><th>当日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通 知 の 期 限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需 要 想 定 値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">—</td></tr>
</table>

（注 1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 4）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><th colspan="2">対 象 期 間</th><th>年間計画
（第 1 年度，第 2 年度）</th><th>月間計画
（翌月，翌々月）</th><th>週間計画
（翌週，翌々週）</th><th>翌日計画</th><th>当日計画</th></tr>
<tr><td colspan="2">通 知 の 期 限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需 要 想 定 値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">—</td></tr>
</table>

（注 1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 4）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更前（令和5年7月1日実施）

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，
第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として
30分ごとの
実需給の開始
時刻の1時間
前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">―</td><td colspan="2" rowspan="2">―</td><td colspan="2">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="2">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。
（注3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注4）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の都度，速やかに提出していただきます。
（注5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注6）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更後（令和5年12月27日実施）

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，
第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として
30分ごとの
実需給の開始
時刻の1時間
前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">―</td><td colspan="2" rowspan="2">―</td><td colspan="2">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="2">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注 2）年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。
（注3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注4）計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注6）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，　次のとおりといたします。

対　象　期　間		年間計画 (第 1 年度，第 2 年度)	月間計画 (翌月，翌々月)	週間計画 (翌週，翌々週)	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日 午前 10 時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	―	―	―	―	30 分ごとの値

（注　1）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 4）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，　次のとおりといたします。

対　象　期　間		年間計画 (第 1 年度，第 2 年度)	月間計画 (翌月，翌々月)	週間計画 (翌週，翌々週)	翌日計画	当日計画
通知の期限		毎年 10 月 31 日	毎月 1 日	毎週水曜日 午前 10 時	毎日 午前 12 時	30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前
通知の内容	需要抑制計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量	
	調達計画・販売計画	各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値	
	ベースライン	―	―	―	―	30 分ごとの値

（注　1）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 4）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

変更前（令和5年7月1日実施）

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
100	10	4.5
	15	5.5
	20	9
	30	11
	40	17
	60	21
	80	30
	100	36
200	40	4.5
	60	5.5
	80	7
	100	9

ロ　ネオン管灯（1次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器2次電圧（ボルト）	変圧器容量（ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
3,000	80	30
6,000	100	50
9,000	200	75
12,000	300	100
15,000	350	150

変更後（令和5年12月27日実施）

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
100	10	4.5
	15	5.5
	20	9
	30	11
	40	17
	60	21
	80	30
	100	36
200	40	4.5
	60	5.5
	80	7
	100	9

ロ　ネオン管灯（1次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器2次電圧（ボルト）	変圧器容量（ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
3,000	80	30
6,000	100	50
9,000	200	75
12,000	300	100
15,000	350	150

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

ハ　水銀灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬力	1／8	1／4	1／2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ボルト	50	75	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

(ロ)　3相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
	4極	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
	6極	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

ハ　水銀灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(イ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬力	1／8	1／4	1／2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ボルト	50	75	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

(ロ)　3相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
	4極	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
	6極	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準は，Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

なお，この標準設計基準に定めのない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にもとづき，技術上，経済上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ロ　この標準設計基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，イにかかわらず技術的に適当と認められる設計によるものとし，その設計を標準設計といたします。

(2)　高圧または低圧電線路

イ　一般基準

(イ)　電圧降下の限度

高圧または低圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路と

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準は，Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

なお，この標準設計基準に定めのない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にもとづき，技術上，経済上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ロ　この標準設計基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，イにかかわらず技術的に適当と認められる設計によるものとし，その設計を標準設計といたします。

(2)　高圧または低圧電線路

イ　一般基準

(イ)　電圧降下の限度

高圧または低圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路と

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

は，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器または供給用変圧器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

区域＼公称電圧	高圧（ボルト）	低圧（ボルト）	
	6,600	100	200
市街地	300	6	20
その他	600		

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ロ) 経過地

高圧または低圧電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ハ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は，次の場合を除き，架空電線路を標準といたします。

a 架空電線路の施設が法令上認められない場合

b 技術上，経済上または地域的な事情により架空電線路とすることが不適当と認められる場合

c 既設電線路との関連において架空電線路とすることが不適当と認められる場合

ロ 架空電線路

(イ) 電線路の施設

a 高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替または負荷分割等のうち，電線路の保守および保安に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b 高圧または低圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

(ロ) 支持物の種類

高圧または低圧架空電線路の支持物は，鉄筋コンクリート柱を標準といたします。ただし，山間部で運搬が困難な場合等，地形上，技術上，経済上または地域的な事情により鉄筋コンクリート柱を使用することが不適当と認められるときには，木柱等他の支持物を使用いたします。

(ハ) 径間

高圧または低圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，周囲の状況や風圧荷重等の条件により，この径間以外の場合もあります。

施設地域	径間（メートル）
市街地	20 ～ 40
その他	30 ～ 60

(ニ) 支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは，法令で定められた電線の地表上等からの高さを確保す

は，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器または供給用変圧器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

区域＼公称電圧	高圧（ボルト）	低圧（ボルト）	
	6,600	100	200
市街地	300	6	20
その他	600		

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ロ) 経過地

高圧または低圧電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ハ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は，次の場合を除き，架空電線路を標準といたします。

a 架空電線路の施設が法令上認められない場合

b 技術上，経済上または地域的な事情により架空電線路とすることが不適当と認められる場合

c 既設電線路との関連において架空電線路とすることが不適当と認められる場合

ロ 架空電線路

(イ) 電線路の施設

a 高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替または負荷分割等のうち，電線路の保守および保安に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b 高圧または低圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

(ロ) 支持物の種類

高圧または低圧架空電線路の支持物は，鉄筋コンクリート柱を標準といたします。ただし，山間部で運搬が困難な場合等，地形上，技術上，経済上または地域的な事情により鉄筋コンクリート柱を使用することが不適当と認められるときには，木柱等他の支持物を使用いたします。

(ハ) 径間

高圧または低圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，周囲の状況や風圧荷重等の条件により，この径間以外の場合もあります。

施設地域	径間（メートル）
市街地	20 ～ 40
その他	30 ～ 60

(ニ) 支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは，法令で定められた電線の地表上等からの高さを確保す

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

るため，施設する電線の条数や施設方法および他の工作物との離隔等を考慮し，次の値を標準といたします。ただし，根入れ，他の工作物との離隔，装柱，積雪等の関係からこの長さ以外のものを使用する場合があります。

装柱 / 施設地域	低圧（メートル）	高圧（メートル）	高低圧併架（メートル）
市街地	10　12	13　15	13　15
その他	10　12	13　15	13　15

(ホ)　がいし

高圧または低圧架空電線路を支持するためのがいしは，使用電圧に耐える絶縁性能を有し，かつ，電線の張力や風圧荷重等による機械的応力にも耐える構造のものとし，次のものを標準といたします。

電圧 / 使用箇所		引通箇所	引留箇所
低圧	本線	がいしレスラック	
	引込線	DVグリップ	
高圧		高圧ピンがいし	高圧耐張がいし ポリマーがいし

(ヘ)　装　柱

a　高圧または低圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧線については水平または縦配線，低圧線については縦配線といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔距離を確保するため，特殊な装柱とする場合があります。

b　支持物の強度を補う場合は，支線，支柱等を施設いたします。

c　柱上に変圧器を施設する場合は，変台装柱または懸垂装柱といたします。

(ト)　開閉器の種類および容量

a　高圧架空電線路を操作し，または保守するために必要な箇所には，手動開閉器，または自動開閉器および制御用電源を施設いたします。

b　開閉器の容量は，負荷電流および短絡電流を考慮して次の値を標準といたします。

開閉器の容量（アンペア）	
300	600

(チ)　電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線路に使用する電線は，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a)　高圧架空電線には，高圧絶縁電線を使用いたします。

(b)　低圧架空電線には，屋外用ビニル絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧引込線には，引込用ビニル絶縁電線，600 ボルトビニル絶縁電線または 600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルを使

るため，施設する電線の条数や施設方法および他の工作物との離隔等を考慮し，次の値を標準といたします。ただし，根入れ，他の工作物との離隔，装柱，積雪等の関係からこの長さ以外のものを使用する場合があります。

(ホ)　がいし

高圧または低圧架空電線路を支持するためのがいしは，使用電圧に耐える絶縁性能を有し，かつ，電線の張力や風圧荷重等による機械的応力にも耐える構造のものとし，次のものを標準といたします。

(ヘ)　装　柱

a　高圧または低圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧線については水平または縦配線，低圧線については縦配線といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔距離を確保するため，特殊な装柱とする場合があります。

b　支持物の強度を補う場合は，支線，支柱等を施設いたします。

c　柱上に変圧器を施設する場合は，変台装柱または懸垂装柱といたします。

(ト)　開閉器の種類および容量

a　高圧架空電線路を操作し，または保守するために必要な箇所には，手動開閉器，または自動開閉器および制御用電源を施設いたします。

b　開閉器の容量は，負荷電流および短絡電流を考慮して次の値を標準といたします。

(チ)　電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線路に使用する電線は，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a)　高圧架空電線には，高圧絶縁電線を使用いたします。

(b)　低圧架空電線には，屋外用ビニル絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧引込線には，引込用ビニル絶縁電線，600 ボルトビニル絶縁電線または 600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルを使

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種別＼種類	銅線 単線（導体径　ミリメートル）	銅線 より線（導体断面積　平方ミリメートル）	アルミ線 より線（導体断面積　平方ミリメートル）
低圧絶縁電線	4　5	38　60	32　58　95
低圧引込用絶縁電線	2.6　3.2	14　22　38　60　100	－
高圧絶縁電線	5	38　60　125	32　58　95　200

(ﾘ)　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，契約電力等に応じて必要容量の直近上位のものを次の中から選定いたします。なお，3相負荷に対しては，Ｖ結線を標準といたします。

柱上変圧器の容量（キロボルトアンペア）
5　10　20　30　50　75　100

(ﾇ)　特殊地域の施設

a　塩害発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路の機器および材料には，耐塩構造のものを使用いたします。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷施設を設置いたします。

c　雪害のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，雪害防止用の施設を設置いたします。

ﾊ　地中電線路

(ｲ)　電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，施設場所，ケーブルの条数等の条件により，他の施設方法をとることがあります。

(ﾛ)　地中箱の施設

地中箱は，ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に施設いたします。また，地上設置機器等を施設する場合にも地中箱を施設いたします。

(ﾊ)　ケーブルの種類および太さ

a　高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルは，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a)　高圧ケーブルには，6.6 キロボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

(b)　低圧ケーブルには，600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルまたは 600 ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b　ケーブルの太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

種別＼種類	銅線 単線（導体径　ミリメートル）	銅線 より線（導体断面積　平方ミリメートル）	アルミ線 より線（導体断面積　平方ミリメートル）
低圧絶縁電線	4　5	38　60	32　58　95
低圧引込用絶縁電線	2.6　3.2	14　22　38　60　100	－
高圧絶縁電線	5	38　60　125	32　58　95　200

(ﾘ)　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，契約電力等に応じて必要容量の直近上位のものを次の中から選定いたします。なお，3相負荷に対しては，Ｖ結線を標準といたします。

柱上変圧器の容量（キロボルトアンペア）
5　10　20　30　50　75　100

(ﾇ)　特殊地域の施設

a　塩害発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路の機器および材料には，耐塩構造のものを使用いたします。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷施設を設置いたします。

c　雪害のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，雪害防止用の施設を設置いたします。

ﾊ　地中電線路

(ｲ)　電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，施設場所，ケーブルの条数等の条件により，他の施設方法をとることがあります。

(ﾛ)　地中箱の施設

地中箱は，ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に施設いたします。また，地上設置機器等を施設する場合にも地中箱を施設いたします。

(ﾊ)　ケーブルの種類および太さ

a　高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルは，銅線またはアルミ線とし，特別な理由がある場合を除き，次によります。

(a)　高圧ケーブルには，6.6 キロボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

(b)　低圧ケーブルには，600 ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブルまたは 600 ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを使用いたします。

b　ケーブルの太さは，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

種別＼種類	銅線（導体断面積　平方ミリメートル）	アルミ線（導体断面積　平方ミリメートル）
低圧ケーブル	14　22　38　60　100　150　200　250	－
高圧ケーブル	38　60　100　150　200　250　325　400	100　150　250　325　400　500

(ニ)　地上設置機器の施設

使用目的および使用場所に応じ，次のとおり機器を施設いたします。

機器名	使用目的
多回路配電塔	高圧幹線の連系，変圧器塔への供給
変圧器塔	低圧のお客さま，低圧引込分岐装置への供給
低圧引込分岐装置	低圧のお客さまへの供給

(3)　特別高圧電線路

イ　一般基準

(イ)　電圧降下の限度

特別高圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

公称電圧（キロボルト）	電圧降下の限度（キロボルト）
22	2
33	3
66	6

(ロ)　経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，保守，保安および将来の土地利用計画に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

なお，この場合，送電線からの分岐は，系統運用上に支障のない範囲において行ないます。

(ハ)　電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路を標準といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によります。

種別＼種類	銅線（導体断面積　平方ミリメートル）	アルミ線（導体断面積　平方ミリメートル）
低圧ケーブル	14　22　38　60　100　150　200　250	－
高圧ケーブル	38　60　100　150　200　250　325　400	100　150　250　325　400　500

(ニ)　地上設置機器の施設

使用目的および使用場所に応じ，次のとおり機器を施設いたします。

機器名	使用目的
多回路配電塔	高圧幹線の連系，変圧器塔への供給
変圧器塔	低圧のお客さま，低圧引込分岐装置への供給
低圧引込分岐装置	低圧のお客さまへの供給

(3)　特別高圧電線路

イ　一般基準

(イ)　電圧降下の限度

特別高圧電線路における電圧降下の限度は，次の値を標準といたします。この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から当社の発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点に至るまでの電線路といたします。

公称電圧（キロボルト）	電圧降下の限度（キロボルト）
22	2
33	3
66	6

(ロ)　経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，保守，保安および将来の土地利用計画に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

なお，この場合，送電線からの分岐は，系統運用上に支障のない範囲において行ないます。

(ハ)　電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路を標準といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によります。

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ロ　架空電線路	ロ　架空電線路
(イ)　電線路の施設	(イ)　電線路の施設
a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。	a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。
b　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として1回線といたします。	b　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として1回線といたします。
c　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。ただし，電線にケーブルを使用する場合は，これによらない場合があります。	c　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。ただし，電線にケーブルを使用する場合は，これによらない場合があります。
(ロ)　支 持 物	(ロ)　支 持 物
a　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を標準といたします。	a　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を標準といたします。
b　95平方ミリメートル鋼心アルミより線1回線の電線路には，施設場所の状況等に応じ鉄柱，パンザーマストまたは鉄筋コンクリート柱を使用する場合があります。	b　95平方ミリメートル鋼心アルミより線1回線の電線路には，施設場所の状況等に応じ鉄柱，パンザーマストまたは鉄筋コンクリート柱を使用する場合があります。
c　公称電圧33キロボルト以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。	c　公称電圧33キロボルト以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。
(ハ)　径　　間	(ハ)　径　　間
特別高圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。	特別高圧架空電線路の径間は，次の値を標準といたします。

支持物種類	径　間（メートル）
鉄　　塔	150　～　300
そ　の　他	70　～　180

支持物種類	径　間（メートル）
鉄　　塔	150　～　300
そ　の　他	70　～　180

なお，(ロ) c により施設する電線路の径間は，次の値を標準といたします。ただし，電線および支持物に加わる風圧荷重や周囲の状況により，この径間以外の場合もあります。

施 設 地 域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	40　～　60

施 設 地 域	径　間（メートル）
市　街　地	20　～　40
そ　の　他	40　～　60

(ニ)　が い し

a　特別高圧架空電線路で使用するがいしは，懸垂がいしまたはラインポストがいしを標準といたします。ただし，状況により耐塩用懸垂がいし，長幹がいしを使用する場合があります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，引留型がいしまたは引通型がいしを標準といたします。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。

(ニ)　が い し

a　特別高圧架空電線路で使用するがいしは，懸垂がいしまたはラインポストがいしを標準といたします。ただし，状況により耐塩用懸垂がいし，長幹がいしを使用する場合があります。

なお，(ロ) c により施設する電線路には，引留型がいしまたは引通型がいしを標準といたします。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

250ミリメートル懸垂がいしの連結個数

汚　損　区　分		A	B	C	D	E
塩分付着密度（ミリグラム／平方センチメートル）		0.0625	0.125	0.25	0.5	塩水注入
目安とする概略距離	海岸からの概略距離（キロメートル）	一般地区	10～15	3～10	0～3	海岸近傍
	発煙源からの距離（工場地域に対して）	－	工場地域周辺の比較的軽度の煤塵害地域	工場地域の周辺部		－
公称電圧（キロボルト）	22	2	2	2	3	3
	33	3	3	3	3	4
	66	5	5	6	7	9

c　その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

d　がいしには，必要に応じてアーキングホーンを取り付けます。

(ホ)　装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地形的条件ならびに用地事情等を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	標準がいし個数（個）	標準絶縁間隔（ミリメートル）	最小絶縁間隔（ミリメートル）	ジャンパーと腕金との間隔（ミリメートル）
22	2	350	200	450
33	3	550	250	650
66	5	650	400	800

(ヘ)　電線の種類および太さ

a　電線の種類は，アルミ覆鋼心アルミより線を標準といたします。ただし，腐食のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

250ミリメートル懸垂がいしの連結個数

汚　損　区　分		A	B	C	D	E
塩分付着密度（ミリグラム／平方センチメートル）		0.0625	0.125	0.25	0.5	塩水注入
目安とする概略距離	海岸からの概略距離（キロメートル）	一般地区	10～15	3～10	0～3	海岸近傍
	発煙源からの距離（工場地域に対して）	－	工場地域周辺の比較的軽度の煤塵害地域	工場地域の周辺部		－
公称電圧（キロボルト）	22	2	2	2	3	3
	33	3	3	3	3	4
	66	5	5	6	7	9

c　その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

d　がいしには，必要に応じてアーキングホーンを取り付けます。

(ホ)　装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地形的条件ならびに用地事情等を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	標準がいし個数（個）	標準絶縁間隔（ミリメートル）	最小絶縁間隔（ミリメートル）	ジャンパーと腕金との間隔（ミリメートル）
22	2	350	200	450
33	3	550	250	650
66	5	650	400	800

(ヘ)　電線の種類および太さ

a　電線の種類は，アルミ覆鋼心アルミより線を標準といたします。ただし，腐食のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

なお，(ﾛ) c により施設する電線路には，原則として特別高圧絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，電力損失および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上，これによらない場合があります。

公称断面積（平方ミリメートル）	より線構成　素線数／素線径（ミリメートル）	
	硬アルミ	アルミ覆鋼
95	6／4.5	1／4.5
120	30／2.3	7／2.3
160	30／2.6	7／2.6
240	30／3.2	7／3.2
330	26／4.0	7／3.1
410	26／4.5	7／3.5
610	54／3.8	7／3.8

なお，(ﾛ) c により施設する電線路には，原則として特別高圧絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，電力損失および機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上，これによらない場合があります。

公称断面積（平方ミリメートル）	より線構成　素線数／素線径（ミリメートル）	
	硬アルミ	アルミ覆鋼
95	6／4.5	1／4.5
120	30／2.3	7／2.3
160	30／2.6	7／2.6
240	30／3.2	7／3.2
330	26／4.0	7／3.1
410	26／4.5	7／3.5
610	54／3.8	7／3.8

なお，(ﾛ) c により施設する電線は，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

銅線公称断面積（平方ミリメートル）	アルミ線公称断面積（平方ミリメートル）
60　80　100　150	95　120

なお，(ﾛ) c により施設する電線は，許容電流，短絡許容電流，電圧降下等を考慮して必要最小の太さのものを次の中から選定いたします。

銅線公称断面積（平方ミリメートル）	アルミ線公称断面積（平方ミリメートル）
60　80　100　150	95　120

(ﾄ)　地上高

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	地上高（メートル）
22・33	6
66	7

(ﾄ)　地上高

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。

公称電圧（キロボルト）	地上高（メートル）
22・33	6
66	7

なお，(ﾛ) c により施設する電線路の特別高圧絶縁電線の最低地上高は，８メートルを標準といたします。

ただし，次の場合は，その状況に応じ必要な高さを保持いたします。

a　線路付近に建造物がある場合，またはその建設が予測される場合

b　積雪の多い地域

c　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

なお，(ﾛ) c により施設する電線路の特別高圧絶縁電線の最低地上高は，８メートルを標準といたします。

ただし，次の場合は，その状況に応じ必要な高さを保持いたします。

a　線路付近に建造物がある場合，またはその建設が予測される場合

b　積雪の多い地域

c　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
d　道路横断箇所その他保安上必要と認められる場合	d　道路横断箇所その他保安上必要と認められる場合
(チ)　架空地線	(チ)　架空地線
a　支持物に鉄塔を使用する場合は，原則として架空地線を施設いたします。	a　支持物に鉄塔を使用する場合は，原則として架空地線を施設いたします。
b　架空地線は，次の場合を除き，亜鉛めっき鋼より線を使用いたします。	b　架空地線は，次の場合を除き，亜鉛めっき鋼より線を使用いたします。
(a)　機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要がある場合	(a)　機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要がある場合
(b)　腐食のおそれがある場合	(b)　腐食のおそれがある場合
(c)　その他特別の事情がある場合	(c)　その他特別の事情がある場合
なお，その太さは，電線路の設計条件にもとづいて次の中から選定いたします。	なお，その太さは，電線路の設計条件にもとづいて次の中から選定いたします。
公称断面積（平方ミリメートル）：70　／　より線構成 素線数／素線径（ミリメートル）：7／3.5 公称断面積（平方ミリメートル）：90　／　より線構成 素線数／素線径（ミリメートル）：7／4.0	公称断面積（平方ミリメートル）：70　／　より線構成 素線数／素線径（ミリメートル）：7／3.5 公称断面積（平方ミリメートル）：90　／　より線構成 素線数／素線径（ミリメートル）：7／4.0
c　雷害対策上必要な場合は，鉄塔に埋設地線を施設する場合があります。	c　雷害対策上必要な場合は，鉄塔に埋設地線を施設する場合があります。
(リ)　電力線搬送用ライントラップの施設	(リ)　電力線搬送用ライントラップの施設
搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止する電力線搬送用ライントラップを分岐側に施設いたします。	搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止する電力線搬送用ライントラップを分岐側に施設いたします。
(ヌ)　そ の 他	(ヌ)　そ の 他
a　(ロ) c により施設する電線路には，分岐箇所に必要に応じ開閉器を施設いたします。	a　(ロ) c により施設する電線路には，分岐箇所に必要に応じ開閉器を施設いたします。
b　(ロ) c により施設する電線路には，重要機器およびケーブルとの接続点に原則として避雷器を施設いたします。	b　(ロ) c により施設する電線路には，重要機器およびケーブルとの接続点に原則として避雷器を施設いたします。
ハ　地中電線路	ハ　地中電線路
(イ)　電線路の施設	(イ)　電線路の施設
特別高圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，他の方法とする場合があります。	特別高圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，他の方法とする場合があります。
a　重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式とする場合があります。	a　重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式とする場合があります。
b　当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式または開きょ式とする場合があります。	b　当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式または開きょ式とする場合があります。
(ロ)　ケーブルの種類および太さ	(ロ)　ケーブルの種類および太さ
a　ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。	a　ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。
b　ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下等を考慮して原則として次の中から選定いたします。 なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。	b　ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下等を考慮して原則として次の中から選定いたします。 なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

変更前（令和5年7月1日実施）

公称電圧（キロボルト）	公称断面積（平方ミリメートル）
22・33	60　100　150　200　250
66	80　100　150　200　250　325　400

(ハ)　避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，接続部に避雷器を取り付ける場合があります。

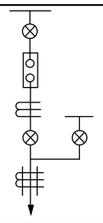
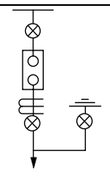
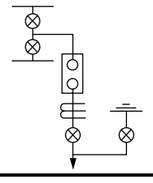
(4)　変電設備

イ　一般基準

電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ　結線法

電線路の引出口設備の結線および主要機器取付台数は，次のとおりといたします。

区分		結線法	機器名	台数	備考
高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 2台 2台 1台 1式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
	補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 3台 2台 1台 1式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器は1台といたします。
特別高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1台 2台 3台 1式	1台は接地装置付 ただし，しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
	2重母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1台 3台 3台 1式	1台は接地装置付

（凡　例）

変更後（令和5年12月27日実施）

公称電圧（キロボルト）	公称断面積（平方ミリメートル）
22・33	60　100　150　200　250
66	80　100　150　200　250　325　400

(ハ)　避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，接続部に避雷器を取り付ける場合があります。

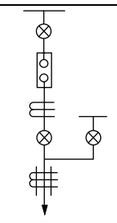
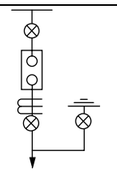
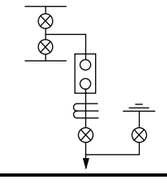
(4)　変電設備

イ　一般基準

電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ　結線法

電線路の引出口設備の結線および主要機器取付台数は，次のとおりといたします。

区分		結線法	機器名	台数	備考
高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 2台 2台 1台 1式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
	補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 3台 2台 1台 1式	しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器は1台といたします。
特別高圧	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1台 2台 3台 1式	1台は接地装置付 ただし，しゃ断器が脱着構造の場合には，断路器を省略いたします。
	2重母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1台 3台 3台 1式	1台は接地装置付

（凡　例）

変更前（令和5年7月1日実施）

しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器

ハ　しゃ断器

(イ)　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流および施工時の系統構成または将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定格電流 (アンペア)	定格しゃ断電流 (キロアンペア)	形式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	ガス形，真空形
22・33	36	600	12.5　16　25	ガス形，真空形
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	ガス形，真空形

(ロ)　将来の系統構成は，5年程度先を目標といたします。

ニ　断路器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統で必要な定格短時間耐電流から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定格電流 (アンペア)	定格短時間耐電流 (キロアンペア)	形式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	三極単投
22・33	36	600	12.5　16　25	三極単投
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	三極単投

ホ　変流器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを選定いたします。

ヘ　配電盤

(イ)　配電盤には，原則として電流計，電圧計，しゃ断器操作用開閉器および運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力量計および無効電力量計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合には，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

(ロ)　電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電線路をしゃ断するための必要な保護装置を取り付けます。

なお，原則として各電線路には自動再閉路継電器を施設し，必要な箇所には母線保護継電器を取り付

変更後（令和5年12月27日実施）

しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器

ハ　しゃ断器

(イ)　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流および施工時の系統構成または将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定格電流 (アンペア)	定格しゃ断電流 (キロアンペア)	形式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	ガス形，真空形
22・33	36	600	12.5　16　25	ガス形，真空形
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	ガス形，真空形

(ロ)　将来の系統構成は，5年程度先を目標といたします。

ニ　断路器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統で必要な定格短時間耐電流から判断して，必要最小のものを次の中から選定いたします。

公称電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定格電流 (アンペア)	定格短時間耐電流 (キロアンペア)	形式
6.6	7.2	600　1,200　2,000	12.5　20	三極単投
22・33	36	600	12.5　16　25	三極単投
66	72	800　1,200　2,000	20　25　31.5　40	三極単投

ホ　変流器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その公称電圧に応じ，最大負荷電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを選定いたします。

ヘ　配電盤

(イ)　配電盤には，原則として電流計，電圧計，しゃ断器操作用開閉器および運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力量計および無効電力量計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合には，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

(ロ)　電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電線路をしゃ断するための必要な保護装置を取り付けます。

なお，原則として各電線路には自動再閉路継電器を施設し，必要な箇所には母線保護継電器を取り付

<table>
<tr><th>変更前（令和 5 年 7 月 1 日実施）</th><th>変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）</th></tr>
<tr><td>

けます。

(5)　保安通信設備

イ　保安通信用電話設備

(イ)　一般基準

a　施設基準

保安通信用電話設備は，原則として，特別高圧により受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。

なお，回線数は，原則として 1 回線といたします。

b　通信方式および伝送媒体

保安通信用電話設備は，当該供給設備の保安上の重要度および経済性を考慮し，原則として，次の中から最も妥当な方式および媒体により施設いたします。

通信方式	伝送媒体
架空通信線路	メタル
	光ファイバ
地中通信線路	メタル
	光ファイバ
光ファイバ複合架空地線	光ファイバ
電力線搬送	電力線

c　経過地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ロ)　架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合があります。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則として次から選定いたします。

種　　類	仕　　様
メタル通信ケーブル	ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル
光ファイバケーブル	石英系シングルモード光ファイバ

なお，心線数（対数）は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

</td><td>

けます。

(5)　保安通信設備

イ　保安通信用電話設備

(イ)　一般基準

a　施設基準

保安通信用電話設備は，原則として，特別高圧により受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。

なお，回線数は，原則として 1 回線といたします。

b　通信方式および伝送媒体

保安通信用電話設備は，当該供給設備の保安上の重要度および経済性を考慮し，原則として，次の中から最も妥当な方式および媒体により施設いたします。

通信方式	伝送媒体
架空通信線路	メタル
	光ファイバ
地中通信線路	メタル
	光ファイバ
光ファイバ複合架空地線	光ファイバ
電力線搬送	電力線

c　経過地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ロ)　架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，公称電圧 33 キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合があります。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則として次から選定いたします。

種　　類	仕　　様
メタル通信ケーブル	ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル
光ファイバケーブル	石英系シングルモード光ファイバ

なお，心線数（対数）は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

c　搬送端局装置

</td></tr>
</table>

変更前（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
（a） 搬送端局装置を設置することといたします。ただし，通信線をメタル通信ケーブルとした場合で，技術的に適当と認められるときは設置しないことといたします。	（a） 搬送端局装置を設置することといたします。ただし，通信線をメタル通信ケーブルとした場合で，技術的に適当と認められるときは設置しないことといたします。
（b） 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。	（b） 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。
（c） 伝送容量は，必要最小限といたします。	（c） 伝送容量は，必要最小限といたします。
(ハ) 地中通信線路	(ハ) 地中通信線路
a 通信線路の施設	a 通信線路の施設
地中通信線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，車両通行がなく，かつ，再掘さくが可能な場合には，直接埋設式とすることがあります。	地中通信線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，車両通行がなく，かつ，再掘さくが可能な場合には，直接埋設式とすることがあります。
b 通信線の種類	b 通信線の種類
(ロ) b に準じます。ただし，直接埋設とする場合はポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブルまたは鋼帯がい装付きといたします。	(ロ) b に準じます。ただし，直接埋設とする場合はポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブルまたは鋼帯がい装付きといたします。
c 搬送端局装置	c 搬送端局装置
(ロ) c に準じます。	(ロ) c に準じます。
(ニ) 光ファイバ複合架空地線	(ニ) 光ファイバ複合架空地線
a 通信線路の施設	a 通信線路の施設
光ファイバ複合架空地線の施設方法は，(3) ロ(チ)に準じます。	光ファイバ複合架空地線の施設方法は，(3) ロ(チ)に準じます。
b 通信線の種類	b 通信線の種類
架空地線と石英系シングルモード光ファイバを複合したものといたします。 なお，心線数は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。	架空地線と石英系シングルモード光ファイバを複合したものといたします。 なお，心線数は障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。
c 搬送端局装置	c 搬送端局装置
（a） 搬送端局装置を設置することといたします。	（a） 搬送端局装置を設置することといたします。
（b） 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。	（b） 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。
（c） 伝送容量は，必要最小限といたします。	（c） 伝送容量は，必要最小限といたします。
(ホ) 電力線搬送	(ホ) 電力線搬送
a 結合方式	a 結合方式
電力線搬送設備の電線路との結合方式は，原則として線間結合方式といたします。 なお，塩害のおそれがある地域に施設する結合コンデンサは，耐塩用がい管を使用いたします。	電力線搬送設備の電線路との結合方式は，原則として線間結合方式といたします。 なお，塩害のおそれがある地域に施設する結合コンデンサは，耐塩用がい管を使用いたします。
b 搬送端局装置	b 搬送端局装置
（a） 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。	（a） 装置電源は，原則として停電時のバックアップ付きといたします。
（b） 伝送容量は，必要最小限といたします。	（b） 伝送容量は，必要最小限といたします。
ロ 電話設備以外の保安通信設備	ロ 電話設備以外の保安通信設備
電力系統の保護および運用上必要な場合は，系統保護用設備等を施設するものとし，イの基準を準用いたします。	電力系統の保護および運用上必要な場合は，系統保護用設備等を施設するものとし，イの基準を準用いたします。
ハ 保安装置	ハ 保安装置
保安装置は，保安上必要な限度において施設いたします。	保安装置は，保安上必要な限度において施設いたします。

変更前（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
15　スポットネットワーク方式の工事費の算式 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(イ)ａ(c)の工事費の算定は，次の算式によります。 $\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 69(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)ロ(イ)ａ(b)の工事費単価 × { 100パーセント ＋ 20パーセント × (利用回線数 － 1)}	**15　スポットネットワーク方式の工事費の算式** 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(イ)ａ(c)の工事費の算定は，次の算式によります。 $\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数} - 1}$ この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。 69(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)ロ(イ)ａ(b)の工事費単価 × { 100パーセント ＋ 20パーセント × (利用回線数 － 1)}

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
託送供給等約款別冊	託送供給等約款別冊
系 統 連 系 技 術 要 件	系 統 連 系 技 術 要 件
令和5年7月1日実施	令和5年12月27日実施
北海道電力ネットワーク株式会社	北海道電力ネットワーク株式会社

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅱ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　不要解列の防止 …… 3
10　保護装置の設置 …… 7
11　保護装置の設置場所 …… 8
12　解列箇所 …… 8
13　保護リレーの設置相数 …… 9
14　接地方式 …… 9
15　直流流出防止変圧器の設置 …… 9
16　電圧変動 …… 10
17　短絡容量 …… 11
18　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 11
19　発電設備等の種類 …… 11
20　サイバーセキュリティ対策 …… 12
21　発電機諸元 …… 12

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

22　力　　率 …… 14
23　保護装置等の設置 …… 14

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅲ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

24　電気方式 …… 15
25　運転可能周波数 …… 15
26　力　　率 …… 15
27　高　調　波 …… 16
28　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 16

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅱ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置 …… 7
12　保護装置の設置場所 …… 8
13　解列箇所 …… 8
14　保護リレーの設置相数 …… 9
15　接地方式 …… 9
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 9
17　電圧変動 …… 10
18　短絡容量 …… 11
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 11
20　発電設備等の種類 …… 11
21　サイバーセキュリティ対策 …… 12
22　発電機諸元 …… 12

Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件

23　力　　率 …… 14
24　保護装置等の設置 …… 14

Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件

Ⅲ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件

25　電気方式 …… 15
26　運転可能周波数 …… 15
27　力　　率 …… 15
28　高　調　波 …… 16
29　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

29 不要解列の防止 …… 16	30 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 16
30 保護装置の設置 …… 19	31 不要解列の防止 …… 16
31 保護装置の設置場所 …… 21	32 保護装置の設置 …… 19
32 解　列　箇　所 …… 21	33 保護装置の設置場所 …… 21
33 保護リレーの設置相数 …… 21	34 解　列　箇　所 …… 21
34 自動負荷制限 …… 21	35 保護リレーの設置相数 …… 21
35 線路無電圧確認装置の設置 …… 22	36 自動負荷制限 …… 21
36 接　地　方　式 …… 22	37 線路無電圧確認装置の設置 …… 22
37 直流流出防止変圧器の設置 …… 22	38 接　地　方　式 …… 22
38 電　圧　変　動 …… 23	39 直流流出防止変圧器の設置 …… 22
39 短　絡　容　量 …… 25	40 電　圧　変　動 …… 23
40 発電機定数・諸元 …… 25	41 短　絡　容　量 …… 25
41 昇圧用変圧器 …… 27	42 発電機定数・諸元 …… 25
42 連　絡　体　制 …… 28	43 昇圧用変圧器 …… 27
43 バンク逆潮流の制限 …… 28	44 連　絡　体　制 …… 28
44 サイバーセキュリティ対策 …… 28	45 バンク逆潮流の制限 …… 28
Ⅲ-2　需要設備の連系に必要な技術要件	46 サイバーセキュリティ対策 …… 28
45 電　気　方　式 …… 29	**Ⅲ-2　需要設備の連系に必要な技術要件**
46 力　　率 …… 29	47 電　気　方　式 …… 29
47 高　調　波 …… 29	48 力　　率 …… 29
48 保護装置等の設置 …… 30	49 高　調　波 …… 29
	50 保護装置等の設置 …… 30
Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件	**Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件**
Ⅳ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件	**Ⅳ-1　発電設備等の連系に必要な技術要件**
49 電　気　方　式 …… 32	51 電　気　方　式 …… 32
50 運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 32	52 運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 32
51 力　　率 …… 32	53 力　　率 …… 32
52 高　調　波 …… 33	54 高　調　波 …… 33
53 需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 33	55 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33
	56 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 33
54 不要解列の防止 …… 33	57 不要解列の防止 …… 34
55 保護装置の設置 …… 35	58 保護装置の設置 …… 36
56 再閉路方式 …… 40	59 再閉路方式 …… 40
57 保護装置の設置場所 …… 40	60 保護装置の設置場所 …… 40
58 解　列　箇　所 …… 40	61 解　列　箇　所 …… 40
59 保護リレーの設置相数 …… 41	62 保護リレーの設置相数 …… 41
60 自動負荷制限および発電抑制 …… 41	63 自動負荷制限および発電抑制 …… 41
61 線路無電圧確認装置の設置 …… 42	64 線路無電圧確認装置の設置 …… 42

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
62 発電機運転制御装置の付加 …… 42 63 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45 64 直流流出防止変圧器の設置 …… 45 65 電　圧　変　動 …… 45 66 出　力　変　動 …… 47 67 短絡電流および地絡電流対策 …… 47 68 発電機定数・諸元 …… 47 69 昇圧用変圧器 …… 52 70 連　絡　体　制 …… 52 71 電気現象記録装置 …… 55 72 サイバーセキュリティ対策 …… 55 Ⅳ-2 需要設備の連系に必要な技術要件 73 電　気　方　式 …… 55 74 力　　率 …… 55 75 高　調　波 …… 55 76 電圧フリッカ …… 57 77 電圧不平衡 …… 57 78 保　護　協　調 …… 57 79 保護装置の設置 …… 58 80 連　絡　体　制 …… 58	65 発電機運転制御装置の付加 …… 42 66 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45 67 直流流出防止変圧器の設置 …… 45 68 電　圧　変　動 …… 45 69 出　力　変　動 …… 47 70 短絡電流および地絡電流対策 …… 47 71 発電機定数・諸元 …… 47 72 昇圧用変圧器 …… 52 73 連　絡　体　制 …… 52 74 電気現象記録装置 …… 55 75 サイバーセキュリティ対策 …… 55 Ⅳ-2 需要設備の連系に必要な技術要件 76 電　気　方　式 …… 55 77 力　　率 …… 55 78 高　調　波 …… 55 79 電圧フリッカ …… 57 80 電圧不平衡 …… 57 81 保　護　協　調 …… 57 82 保護装置の設置 …… 58 83 連　絡　体　制 …… 58

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
1　目　　的 この系統連系技術要件は，託送供給等約款8（契約の要件）にもとづき，発電者および需要者の電気設備を，当社電力系統（以下，Ⅰ〔総則〕において，「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。	**1　目　　的** この系統連系技術要件は，託送供給等約款8（契約の要件）にもとづき，発電者および需要者の電気設備を，当社電力系統（以下，Ⅰ〔総則〕において，「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。
2　適用の範囲 この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下，「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備，または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。ただし，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。 なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。 また，33kVスポットネットワーク配電線に発電設備等を連系することはできませんが，需要設備を連系する場合は別途協議させていただきます。	**2　適用の範囲** この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下，「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備，または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。ただし，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。 なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。 また，33kVスポットネットワーク配電線に発電設備等を連系することはできませんが，需要設備を連系する場合は別途協議させていただきます。
3　協　　議 この系統連系技術要件は，系統に連系する場合の技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。	**3　協　　議** この系統連系技術要件は，系統に連系する場合の技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件	**Ⅱ　低圧配電系統との連系に必要な技術要件**
発電設備等および需要設備を，当社の低圧配電系統（以下，Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。	発電設備等および需要設備を，当社の低圧配電系統（以下，Ⅱ〔低圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。
Ⅱ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件	**Ⅱ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件**
4　電　気　方　式 発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・三相 3 線式）と同一としていただきます。 (1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合 (2)　単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200V の発電設備等を連系する場合で，受電地点の遮断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合	**4　電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・三相 3 線式）と同一としていただきます。 (1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合 (2)　単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200V の発電設備等を連系する場合で，受電地点の遮断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合
5　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下 (2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。 また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。	**5　運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下 (2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。 また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。
6　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。	**6　力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。
7　高　　調　　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換	**7　高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。	装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可能）の制限をかけられる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下，「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下，「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。
9　不要解列の防止 (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。 なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅱ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅱ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりといたします。	**10　不要解列の防止** (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。 なお，満たすべき FRT 要件は表Ⅱ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）および図Ⅱ－1（FRT 要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりといたします。

変更後（令和５年７月１日実施）

表Ⅱ－1　発電設備等の種別ごとのFRT要件

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く

変更後（令和５年12月27日実施）

表Ⅱ－1　発電設備等の種別ごとのFRT要件

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く

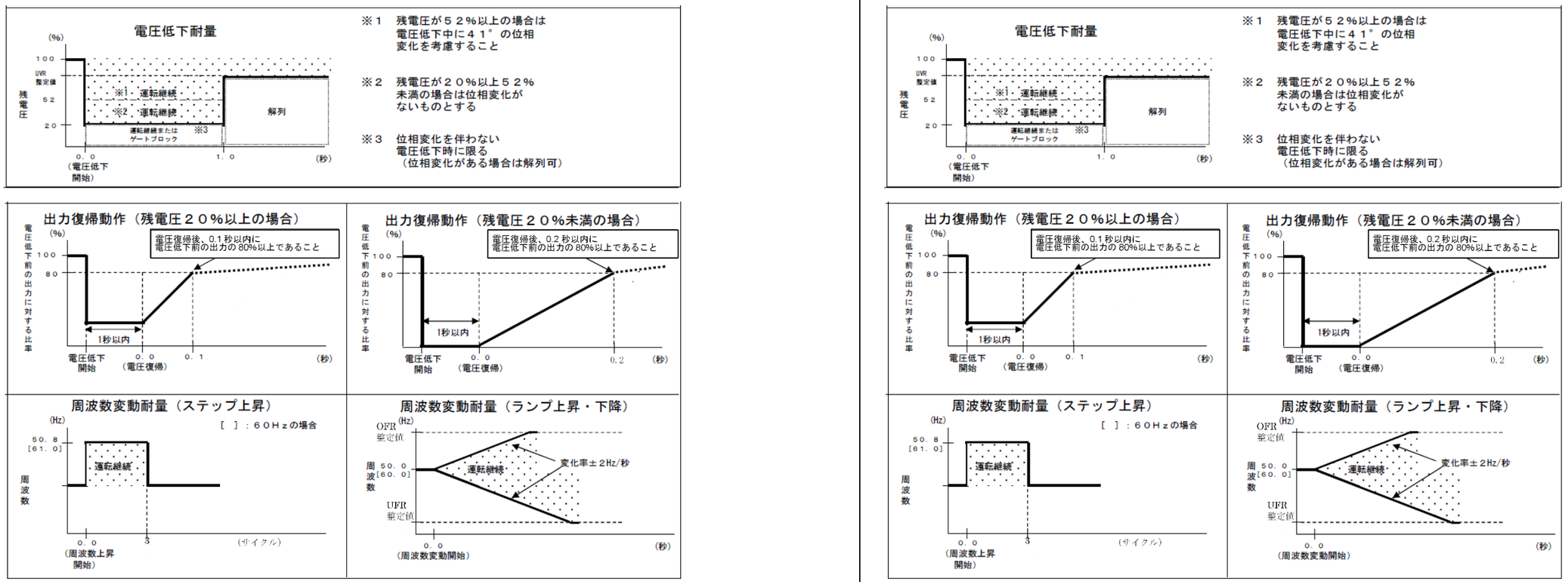
変更後（令和５年７月１日実施）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

変更後（令和５年 12 月 27 日実施）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）



図Ⅱ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

図Ⅱ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

10　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

11　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
(3)　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 (4)　構内設備故障対策 発電設備等構内の故障に対しては，23（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (5)　単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 なお，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。	(3)　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 (4)　構内設備故障対策 発電設備等構内の故障に対しては，24（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (5)　単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 なお，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。
11　保護装置の設置場所 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	12　保護装置の設置場所 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
12　解　列　箇　所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　機械的な解列箇所2箇所 (2)　機械的な解列箇所1箇所と逆変換装置のゲートブロック (3)　発電設備等連絡用遮断器	13　解　列　箇　所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　機械的な解列箇所2箇所 (2)　機械的な解列箇所1箇所と逆変換装置のゲートブロック (3)　発電設備等連絡用遮断器
13　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　過電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。 (2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式においては2相，三相3線式については3相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。 (3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，1相に設置すること。 (4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。 イ　不足電力リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式においては2相，三相3線式については3相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間，三相3線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできます。	14　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　過電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。 (2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式においては2相，三相3線式については3相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。 (3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，1相に設置すること。 (4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。 イ　不足電力リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式においては2相，三相3線式については3相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間，三相3線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできます。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ロ　不足電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。	ロ　不足電圧リレーは，単相2線式においては1相，単相3線式および三相3線式については2相に設置すること。 なお，単相3線式では中性線と両電圧線間とすること。
14　**接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	15　**接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
15　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	16　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
16　**電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V，標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%をこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。	17　**電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V，標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%をこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，「SVC」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。	イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，「SVC」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。
ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。	ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。
ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。	ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。
17　短　絡　容　量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	**18　短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
18　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。	**19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置** 単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。
19　発電設備等の種類 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。	**20　発電設備等の種類** 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。
20　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。	**21　サイバーセキュリティ対策** サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。	(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。
21　**発電機諸元** 当社の求めに応じて，表Ⅱ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。 なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。	22　**発電機諸元** 当社の求めに応じて，表Ⅱ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。 なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

表Ⅱ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

表Ⅱ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。	また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。
Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件	**Ⅱ-2　需要設備の連系に必要な技術要件**
22　力　　率	**23　力　　率**
(1)　需要者の供給地点における力率は，原則として，電灯契約の適用を受ける供給地点については90%以上，その他の供給地点については85%以上に保持していただきます。	(1)　需要者の供給地点における力率は，原則として，電灯契約の適用を受ける供給地点については90%以上，その他の供給地点については85%以上に保持していただきます。
(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。	(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。
23　保護装置等の設置	**24　保護装置等の設置**
(1)　需要設備構内の短絡故障および地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。	(1)　需要設備構内の短絡故障および地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。
(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。 イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合	(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。 イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件	**Ⅲ　高圧配電系統との連系に必要な技術要件**
発電設備等および需要設備を，当社の高圧配電系統（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。	発電設備等および需要設備を，当社の高圧配電系統（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。
Ⅲ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件	**Ⅲ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件**
24　**電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。	25　**電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。
25　**運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下 (2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，FRT 要件の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。 また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。	26　**運転可能周波数** 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数は，48.5Hz をこえ 50.5Hz 以下 (2)　運転可能周波数は，47.5Hz 以上 51.5Hz 以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，FRT 要件の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒）。 ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらないものといたします。 また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。
26　**力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。	27　**力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止するうえでやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。
27　**高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，47（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	28　**高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，49（高調波）に準じた対策を実施していただきます。
28　**需給バランス制約による発電出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社から	29　**需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
の遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可能）の制限をかけられる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	30　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。
29　不要解列の防止 (1)　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，48（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるFRT要件を満たしていただきます。 なお，満たすべきFRT要件は表Ⅲ－1（発電設備等の種別ごとのFRT要件）および図Ⅲ－1（FRT要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりです。	31　不要解列の防止 (1)　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，50（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるFRT要件を満たしていただきます。 なお，満たすべきFRT要件は表Ⅲ－1（発電設備等の種別ごとのFRT要件）および図Ⅲ－1（FRT要件のイメージ〔太陽光発電設備を例に記載〕）のとおりです。

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）

表Ⅲ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

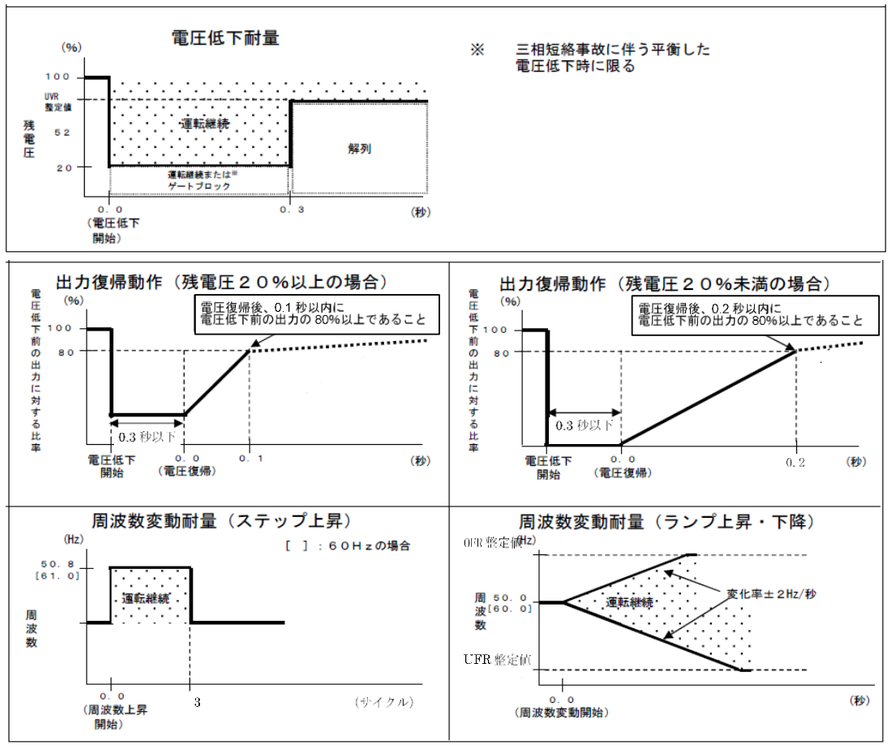
変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅲ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

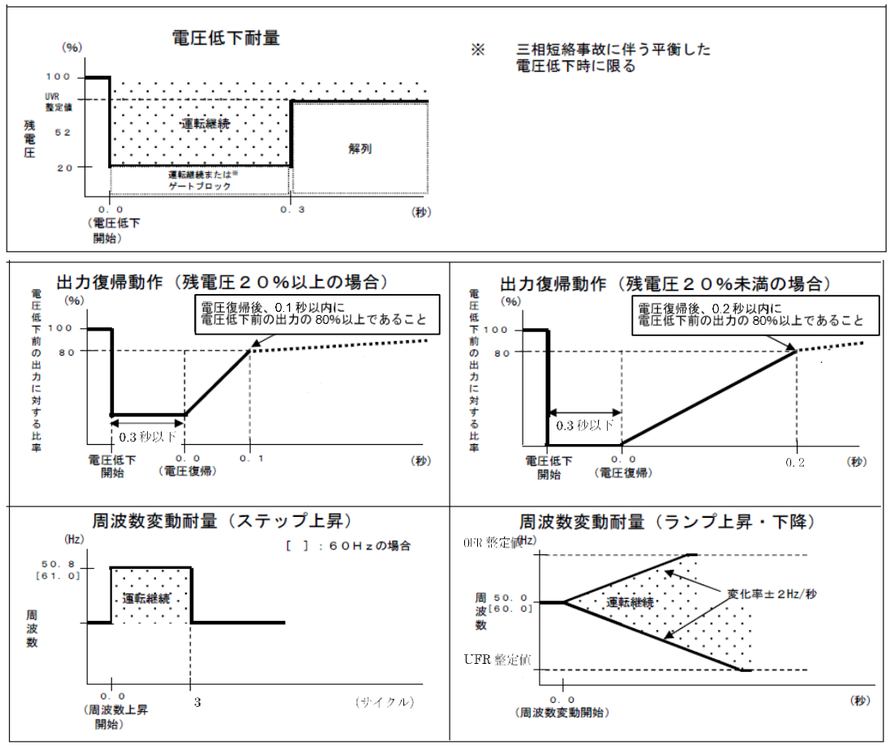
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（逆電力リレーが設置される場合は出力電力特性と逆電力リレーの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に＋0.8Hz，3 サイクル間継続 ・ランプ状の±2Hz/秒 (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）



図Ⅲ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



図Ⅲ－1　FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

30　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次

32　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10kW以下の場合 (4)　構内設備故障対策 発電設備等構内の故障に対しては，48（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (5)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。 (6)　逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ1方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。	のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10kW以下の場合 (4)　構内設備故障対策 発電設備等構内の故障に対しては，50（保護装置等の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (5)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。 (6)　逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ1方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 また，単独運転検出機能の整定値例は，系統連系規程によるものといたします。
31　**保護装置の設置場所** 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	33　**保護装置の設置場所** 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
32　**解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として	34　**解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
適用することはできません。	用することはできません。
33　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。 (3)　短絡方向リレーは３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合には，２相設置とすることができるものといたします。 (4)　不足電圧リレーは３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合には，１相設置とすることができるものといたします。 (5)　不足電力リレーは２相設置とすること。	**35　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。 (3)　短絡方向リレーは３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合には，２相設置とすることができるものといたします。 (4)　不足電圧リレーは３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合には，１相設置とすることができるものといたします。 (5)　不足電力リレーは２相設置とすること。
34　自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。	**36　自動負荷制限** 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。
35　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (3)　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。 イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。	**37　線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (3)　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。 イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
36　**接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	38　**接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
37　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	39　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
38　**電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。 (3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）に	40　**電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%をこえて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を実施すること。 (3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）に

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とさせていただきます。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。	による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とさせていただきます。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。
39　**短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	41　**短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
40　**発電機定数・諸元** 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，当社の求めに応じて，表Ⅲ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。 なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。	42　**発電機定数・諸元** 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，当社の求めに応じて，表Ⅲ－2（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。 なお，第三者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。

変更後（令和5年7月1日実施）

表Ⅲ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

変更後（令和5年12月27日実施）

表Ⅲ－2　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

変更後（令和５年７月１日実施）

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

41　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

42　連　絡　体　制

発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを

変更後（令和５年 12 月 27 日実施）

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄 電 池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

43　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

44　連　絡　体　制

発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
用いることができます。 (1)　専用保安通信用電話設備 (2)　電気通信事業者の専用回線電話 (3)　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。	用いることができます。 (1)　専用保安通信用電話設備 (2)　電気通信事業者の専用回線電話 (3)　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。
43　**バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所の保護装置の設置等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。	45　**バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所の保護装置の設置等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。
44　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	46　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅲ－2　需要設備の連系に必要な技術要件	**Ⅲ－2　需要設備の連系に必要な技術要件**
45　**電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。	47　**電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相3線式）と同一としていただきます。
46　**力　　率** 需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。 また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。	48　**力　　率** 需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。 また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

47 高　調　波

高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　設置する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，等価容量が 50kVA をこえる需要者（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅲ－3（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅲ－3　1kW あたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

48 保護装置等の設置

(1)　需要設備の故障検出のため，短絡事故保護用として過電流リレーを，地絡事故保護用として地絡方向リレーを設置し，事故の除去および事故範囲の局限化等を行なうために，保護協調を行なっていただきます。

49 高　調　波

高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　設置する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，等価容量が 50kVA をこえる需要者（以下，Ⅲ〔高圧配電系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V 以下の系統に接続して使用する定格電流 20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅲ－3（1kW あたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅲ－3　1kW あたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

50 保護装置等の設置

(1)　需要設備の故障検出のため，短絡事故保護用として過電流リレーを，地絡事故保護用として地絡方向リレーを設置し，事故の除去および事故範囲の局限化等を行なうために，保護協調を行なっていただきます。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。 イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合	(2)　需要者が，次の原因等で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。 イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合 ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件	**Ⅳ　特別高圧系統との連系に必要な技術要件**
発電設備等および需要設備を当社の特別高圧系統（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。	発電設備等および需要設備を当社の特別高圧系統（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「系統」といいます。）に連系する場合は，法令等で定める技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。
Ⅳ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件	**Ⅳ－1　発電設備等の連系に必要な技術要件**
49　**電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。	51　**電　気　方　式** 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。
50　**運転可能周波数・並列時許容周波数** (1)　運転可能周波数 発電設備等の運転可能周波数は，当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため，原則として以下のとおりとしていただきます。 イ　連続運転可能周波数：48.5Hz 以上 50.5Hz 以下 ロ　運転限界周波数：47.0Hz 以下，51.5Hz 以上 周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hzまでは連続して運転が可能なものとしていただきます。 周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.0Hz 以下，検出時限を自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒以上）。 (2)　並列時許容周波数 系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。	52　**運転可能周波数・並列時許容周波数** (1)　運転可能周波数 発電設備等の運転可能周波数は，当社の周波数維持・制御方式との協調を図るため，原則として以下のとおりとしていただきます。 イ　連続運転可能周波数：48.5Hz 以上 50.5Hz 以下 ロ　運転限界周波数：47.0Hz 以下，51.5Hz 以上 周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hzまでは連続して運転が可能なものとしていただきます。 周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.0Hz 以下，検出時限を自動再閉路時間と協調がとれる範囲の最大値としていただきます（協調がとれる範囲の最大値：2 秒以上）。 (2)　並列時許容周波数 系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～1.0Hz）とします。ただし，離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。
51　**力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として，発電設備等側からみて遅れ力率 90%から進み力率 95%としていただきます。 また，逆潮流がない場合は，原則として，供給地点における力率を系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。	53　**力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として，発電設備等側からみて遅れ力率 90%から進み力率 95%としていただきます。 また，逆潮流がない場合は，原則として，供給地点における力率を系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。
52　**高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，75（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	54　**高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5%以下，各次電流歪率 3%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，78（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）	変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）
53　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可能）の制限をかけられる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	55　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	56　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行なっていただきます。
54　不要解列の防止 (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづいて保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，78（保護協調）および 79（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として，発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。満たすべき FRT 要件は表Ⅳ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）のとおりです。	57　不要解列の防止 (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづいて保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，81（保護協調）および 82（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として，発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる FRT 要件を満たしていただきます。満たすべき FRT 要件は表Ⅳ－1（発電設備等の種別ごとの FRT 要件）のとおりです。

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）

表Ⅳ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

なお，運転を継続する周波数の範囲については 50（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準拠していただきます。

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，図Ⅳ－1（連続運転の端子電圧および周波数変動範囲）の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

また，これをこえる端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅳ－1　発電設備等の種別ごとの FRT 要件

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

なお，運転を継続する周波数の範囲については 52（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準拠していただきます。

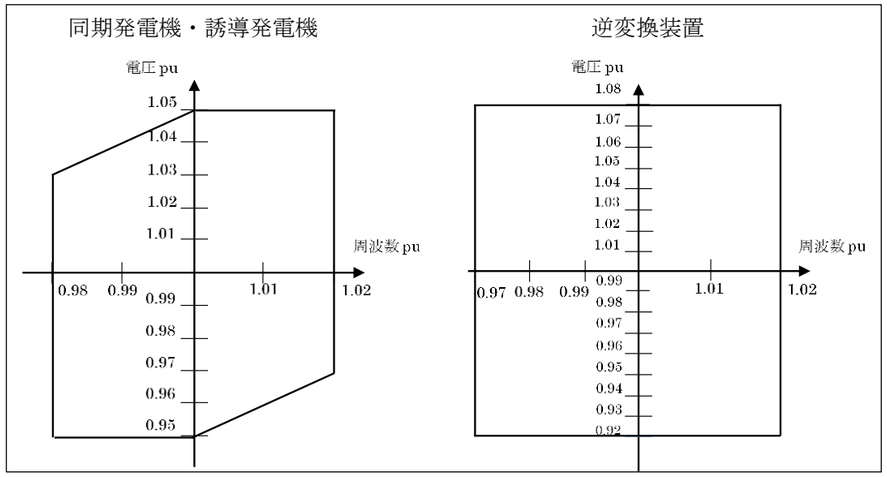
(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，図Ⅳ－1（連続運転の端子電圧および周波数変動範囲）の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

また，これをこえる端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）



図Ⅳ－1　連続運転の端子電圧および周波数変動範囲

ただし，周波数変動範囲に対しては，50（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

55　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略できることといたします。

(2)　系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

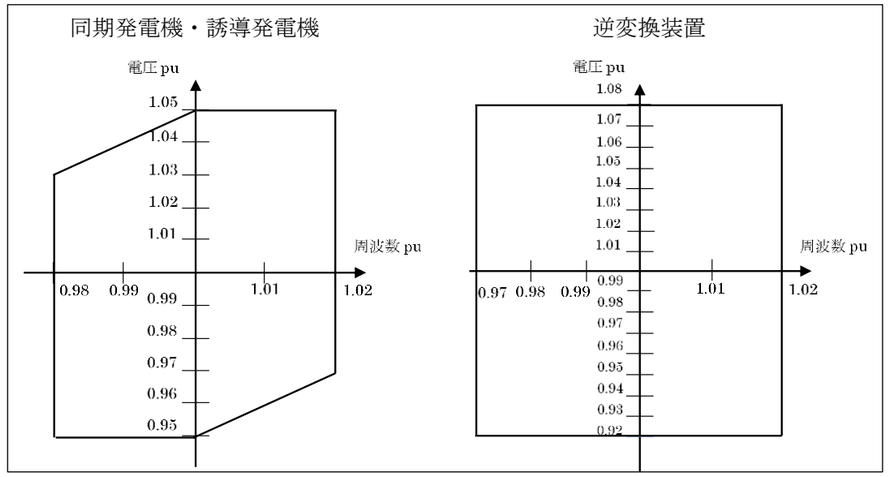
なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該



図Ⅳ－1　連続運転の端子電圧および周波数変動範囲

ただし，周波数変動範囲に対しては，52（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

58　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略できることといたします。

(2)　系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(イ)　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ロ)　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。 a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合 b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合 c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合	リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。 a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合 b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合 c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合
(3)　単独運転防止対策	(3)　単独運転防止対策
イ　逆潮流がある場合	イ　逆潮流がある場合
適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。 なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。	適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。 なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。
ロ　逆潮流がない場合	ロ　逆潮流がない場合
単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。	単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。
(4)　事故波及防止対策	(4)　事故波及防止対策
発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。	発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。
(5)　構内設備事故対策	(5)　構内設備事故対策
イ　母線事故	イ　母線事故
構内母線事故時にはすみやかに当該遮断器を遮断するため,母線保護リレー等を設置していただきます。	構内母線事故時にはすみやかに当該遮断器を遮断するため,母線保護リレー等を設置していただきます。
ロ　変圧器事故	ロ　変圧器事故
変圧器事故時には変圧器に接続する全端子の遮断器を遮断するため,変圧器高圧側設置の過電流リレーまたは変圧器内部事故検出用の比率差動リレーを設置していただきます。	変圧器事故時には変圧器に接続する全端子の遮断器を遮断するため,変圧器高圧側設置の過電流リレーまたは変圧器内部事故検出用の比率差動リレーを設置していただきます。
(6)　事故除去時間	(6)　事故除去時間
中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおり	中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおり

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
としていただきます。 イ　遮断器：2サイクル以内 ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。 (7)　そ　の　他 受電側接続設備の標準的な送電線保護リレーは表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。 なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。	としていただきます。 イ　遮断器：2サイクル以内 ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。 (7)　そ　の　他 受電側接続設備の標準的な送電線保護リレーは表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。 なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。

変更後（令和５年７月１日実施）

表Ⅳ－2　標準的な送電線保護リレー

連系設備		電圧階級(kV)	保護種別	系列数	系統連系希望者側		当社電気所側	
					短絡	地絡	短絡	地絡
1回線	専用引出※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
	分岐※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		方向比較リレー(受信専用)		方向比較付距離リレー	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
		33	主保護	1	過電流リレー		過電流リレー	
2回線	専用引出※1	275※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		方向比較付距離リレー		同左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同左	
	分岐※1	187※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同左	

※1　専用引出：当該系統連系希望者のみが連系する受電側接続設備を当社電気所から直接引き出す連系形態をいいます。
　　分　　岐：既設送電線から分岐する連系形態をいいます。
※2　距離リレーは，短絡方向リレーでは電源側の短絡検出リレーと協調が図れない場合に適用いたします。
※3　リレー盤新設の場合の標準的な構成は，主後一体型（PCM電流差動リレー／距離リレー）２系列といたします。
※4　PCM電流差動リレーは，短距離送電線，多端子系統，零相循環電流の発生等により回線選択方式が有効に機能しない場合に適用いたします。

56　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

なお，受電側接続設備の標準的な送電線再閉路方式は表Ⅳ－3（標準的な送電線再閉路方式）によります。

変更後（令和５年12月27日実施）

表Ⅳ－2　標準的な送電線保護リレー

連系設備		電圧階級(kV)	保護種別	系列数	系統連系希望者側		当社電気所側	
					短絡	地絡	短絡	地絡
1回線	専用引出※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
	分岐※1	187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		方向比較リレー(受信専用)		方向比較付距離リレー	
		66	主保護	1	短絡方向リレー(距離リレー※2)	地絡過電圧リレー	距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー
		33	主保護	1	過電流リレー		過電流リレー	
2回線	専用引出※1	275※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		187	主保護	1	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		方向比較付距離リレー		同左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同左	
	分岐※1	187※3	主保護	2	PCM電流差動リレー		同左	
			後備保護		距離リレー		同左	
		66	主保護	1	回線選択リレー(PCM電流差動リレー※4)		同左	
			後備保護		距離リレー	地絡方向リレー,地絡過電圧リレー	同左	

※1　専用引出：当該系統連系希望者のみが連系する受電側接続設備を当社電気所から直接引き出す連系形態をいいます。
　　分　　岐：既設送電線から分岐する連系形態をいいます。
※2　距離リレーは，短絡方向リレーでは電源側の短絡検出リレーと協調が図れない場合に適用いたします。
※3　リレー盤新設の場合の標準的な構成は，主後一体型（PCM電流差動リレー／距離リレー）２系列といたします。
※4　PCM電流差動リレーは，短距離送電線，多端子系統，零相循環電流の発生等により回線選択方式が有効に機能しない場合に適用いたします。

59　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

なお，受電側接続設備の標準的な送電線再閉路方式は表Ⅳ－3（標準的な送電線再閉路方式）によります。

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）

表Ⅳ－3　標準的な送電線再閉路方式

電圧階級（kV）		適用再閉路方式	方式概要
275, 187	1回線	高速度単相＋低速度三相再閉路	1線地絡事故の場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は66, 33kVの項参照）
	2回線	高速度多相＋低速度三相再閉路	平行2回線送電線の事故で，異なる二相以上が健全な場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は66, 33kVの項参照）
66, 33		低速度三相再閉路	当該回線の事故時に，三相一括遮断し，回線単位に三相一括で再閉路する方式

57　**保護装置の設置場所**

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

58　**解　列　箇　所**

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器
(2)　発電設備等出力端遮断器
(3)　発電設備等連絡用遮断器
(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

59　**保護リレーの設置相数**

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。
(2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。
(3)　不足電力リレーは2相設置とすること。
(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

表Ⅳ－3　標準的な送電線再閉路方式

電圧階級（kV）		適用再閉路方式	方式概要
275, 187	1回線	高速度単相＋低速度三相再閉路	1線地絡事故の場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は66, 33kVの項参照）
	2回線	高速度多相＋低速度三相再閉路	平行2回線送電線の事故で，異なる二相以上が健全な場合に，事故相のみを遮断し，当該相のみを高速に再閉路する方式（低速度三相再閉路は66, 33kVの項参照）
66, 33		低速度三相再閉路	当該回線の事故時に，三相一括遮断し，回線単位に三相一括で再閉路する方式

60　**保護装置の設置場所**

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

61　**解　列　箇　所**

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器
(2)　発電設備等出力端遮断器
(3)　発電設備等連絡用遮断器
(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

62　**保護リレーの設置相数**

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。
(2)　過電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。
(3)　不足電力リレーは2相設置とすること。
(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
60　自動負荷制限および発電抑制 (1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。 なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。 (2)　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下，「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下，「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。	63　自動負荷制限および発電抑制 (1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。 なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。 (2)　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下，「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下，「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。
61　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置することといたします。 ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 なお，２系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。 (1)　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。 (2)　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。 (3)　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。	64　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置することといたします。 ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 なお，２系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。 (1)　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。 (2)　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。 (3)　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。
62　発電機運転制御装置の付加 (1)　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。 なお，設置については個別に協議させていただきます。 イ　PSS(Power System Stabilizer) ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 (2)　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次	65　発電機運転制御装置の付加 (1)　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。 なお，設置については個別に協議させていただきます。 イ　PSS(Power System Stabilizer) ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 (2)　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
の周波数調整機能を具備していただきます。 なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー（GF）運転機能 タービンの調速機（以下，「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー〔GF〕運転）する機能を具備すること。 ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.1Hzをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100MW以上の火力発電設備は，周波数48.5Hzまでは発電機出力を低下しない，周波数48.5Hz以下については，1Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える，または，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 また，具体的な発電設備の性能は，表Ⅳ－4（具体的な発電設備の性能）に示すとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。	の周波数調整機能を具備していただきます。 なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー（GF）運転機能 タービンの調速機（以下，「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー〔GF〕運転）する機能を具備すること。 ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.1Hzをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100MW以上の火力発電設備は，周波数48.5Hzまでは発電機出力を低下しない，周波数48.5Hz以下については，1Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える，または，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 また，具体的な発電設備の性能は，表Ⅳ－4（具体的な発電設備の性能）に示すとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）

表Ⅳ－4　具体的な発電設備の性能

	発電機定格出力	100MW 以上	
		ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	4%以下	4%以下
	GF 幅※1	5%以上 （定格出力基準）	3%以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±5%以上 （定格出力基準）	±5%以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	5%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC 変化速度※2	5%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC＋LFC 変化速度	10%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50%以下 DSS 機能具備※6	30%以下

※1　ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（以下，「GT および GTCC」といいます。）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上，その他の発電機については定格出力の 3%以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議

※3　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議

※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

表Ⅳ－4　具体的な発電設備の性能

	発電機定格出力	100MW 以上	
		ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	4%以下	4%以下
	GF 幅※1	5%以上 （定格出力基準）	3%以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±5%以上 （定格出力基準）	±5%以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	5%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC 変化速度※2	5%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
	EDC＋LFC 変化速度	10%／分以上 （定格出力基準）	1%／分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50%以下 DSS 機能具備※6	30%以下

※1　ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（以下，「GT および GTCC」といいます。）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上，その他の発電機については定格出力の 3%以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議

※3　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議

※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC 指令値および LFC 指令値等）を受信する機能，および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GT および GTCC のみ。〕，EDC・LFC 使用／除外等）を送信する機能を具備していただきます。	また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC 指令値および LFC 指令値等）を受信する機能，および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GT および GTCC のみ。〕，EDC・LFC 使用／除外等）を送信する機能を具備していただきます。
(3)　早期再並列のための機能 定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。	(3)　早期再並列のための機能 定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。
(4)　電圧調整のための機能 イ　187kV 以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。 ロ　受電電圧が 110kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。	(4)　電圧調整のための機能 イ　187kV 以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。 ロ　受電電圧が 110kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。
63　**中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。 また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。	66　**中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。 また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。
64　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	67　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用とする必要はありません。また，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
65　**電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2%程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。	68　**電　圧　変　動** (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2%程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の2%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (イ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ロ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等を設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電地点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。 (3)　そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。	ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の2%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 (イ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ロ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカ等が適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC 等を設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電地点における電圧フリッカレベル（ΔV_{10}）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。 (3)　そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
66　**出　力　変　動** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 風力発電設備の場合は，次のとおりです。 (1)　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 (2)　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 (3)　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。 なお，調定率は，2～5%の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.1Hz とする。	69　**出　力　変　動** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 風力発電設備の場合は，次のとおりです。 (1)　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 (2)　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 (3)　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。 なお，調定率は，2～5%の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.1Hz とする。
67　**短絡電流および地絡電流対策** 発電設備等の連系により系統の短絡電流および地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流および地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	70　**短絡電流および地絡電流対策** 発電設備等の連系により系統の短絡電流および地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流および地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
68　**発電機定数・諸元** 連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流および地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等の定数は，表Ⅳ－5（標準的な火力発電機の定数）に示す項目と	71　**発電機定数・諸元** 連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流および地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等の定数は，表Ⅳ－5（標準的な火力発電機の定数）に示す項目と

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

いたします。

表Ⅳ－5　標準的な火力発電機の定数

発電機定数	標準的な値
直軸過渡リアクタンス　（Xd’）	21　～　34　（%）※（不飽和値）
直軸初期過渡リアクタンス（Xd”）	14　～　28　（%）※（不飽和値）
直軸同期リアクタンス　（Xd）	150　～　230　（%）※
直軸開路時定数　（Tdo’）	5.0　～　10.0　（sec）
直軸初期開路時定数　（Tdo”）	0.03　～　0.10　（sec）
単位慣性定数　（2H）	7　～　20　（kW･sec／kVA）

※　発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，表Ⅳ－6（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

表Ⅳ－6　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

いたします。

表Ⅳ－5　標準的な火力発電機の定数

発電機定数	標準的な値
直軸過渡リアクタンス　（Xd’）	21　～　34　（%）※（不飽和値）
直軸初期過渡リアクタンス（Xd”）	14　～　28　（%）※（不飽和値）
直軸同期リアクタンス　（Xd）	150　～　230　（%）※
直軸開路時定数　（Tdo’）	5.0　～　10.0　（sec）
直軸初期開路時定数　（Tdo”）	0.03　～　0.10　（sec）
単位慣性定数　（2H）	7　～　20　（kW･sec／kVA）

※　発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，表Ⅳ－6（当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元）の諸元を提出していただきます。

表Ⅳ－6　当社の求めに応じて提出していただく発電機諸元

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）		
電 源 種	設　　備	諸　　元
共　　通	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮 断 器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記　　録	電気現象記録装置
誘 導 機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）		
電 源 種	設　　備	諸　　元
共　　通	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮 断 器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記　　録	電気現象記録装置
誘 導 機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

変更後（令和 5 年 7 月 1 日実施）

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）

変更後（令和 5 年 12 月 27 日実施）

電 源 種	設　　備	諸　　元
同 期 機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

69 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡電流および地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

70 連絡体制

(1) 発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

72 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡電流および地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

73 連絡体制

(1) 発電者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
イ　専用保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 (イ)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 (ロ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 (ハ)　停電時においても通話可能なものであること。 (ニ)　災害時等において当社制御所等と連絡が取れない場合には，当社制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。 (2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として，表Ⅳ－7（系統運用上等必要な情報）に示す項目といたします。	イ　専用保安通信用電話設備 ロ　電気通信事業者の専用回線電話 ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 (イ)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 (ロ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 (ハ)　停電時においても通話可能なものであること。 (ニ)　災害時等において当社制御所等と連絡が取れない場合には，当社制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。 (2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として，表Ⅳ－7（系統運用上等必要な情報）に示す項目といたします。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

表Ⅳ－7　系統運用上等必要な情報

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	引込口（受電地点）の無効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	代表風車地点の風向・風速※2（風力発電設備の場合）
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
	全天日射強度（太陽光発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備1台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

71　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

表Ⅳ－7　系統運用上等必要な情報

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	引込口（受電地点）の無効電力量（風力もしくは太陽光発電設備の場合）
	代表風車地点の風向・風速※2（風力発電設備の場合）
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
	全天日射強度（太陽光発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備1台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

74　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

変更後（令和５年７月１日実施）	変更後（令和５年12月27日実施）
72　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	75　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅳ－2　需要設備の連系に必要な技術要件	**Ⅳ－2　需要設備の連系に必要な技術要件**
73　**電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。	76　**電　気　方　式** 需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。
74　**力　　率** 需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。 また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。	77　**力　　率** 需要者の供給地点における力率は，原則として，系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに，系統側からみて進み力率とならないようにしていただきます。 また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。
75　**高　　調　　波** 高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。 (1)　対象となる需要者 イ　設置する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，以下に該当する需要者（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。 （イ）　22kVまたは33kVの系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が300kVAをこえる場合 （ロ）　66kV以上の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が2,000kVAをこえる場合 ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V以下の系統に接続して使用する定格電流20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。 ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。 (2)　高調波流出電流の算出	78　**高　　調　　波** 高調波発生機器を使用した電気設備を当社系統に接続する場合に，その高調波電流を抑制するため，以下の要件を遵守していただきます。 (1)　対象となる需要者 イ　設置する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「等価容量」といいます。）を計算し，託送供給申込み時に当社にその値を通知していただきます。このうち，以下に該当する需要者（以下，Ⅳ〔特別高圧系統との連系に必要な技術要件〕において，「対象者」といいます。）が，本要件の対象となります。 （イ）　22kVまたは33kVの系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が300kVAをこえる場合 （ロ）　66kV以上の系統に連系する需要者であって，等価容量の合計が2,000kVAをこえる場合 ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V以下の系統に接続して使用する定格電流20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器といたします。 ハ　対象者がロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，ロに該当する高調波発生機器の新設，増設または更新等によって新たに対象者に該当する場合においても適用いたします。 (2)　高調波流出電流の算出

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅳ－8（1kWあたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅳ－8　1kWあたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33kV	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
187kV	0.21	0.15	0.10	0.08	0.06	0.06	0.05	0.04
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

対象者は，系統に流出する高調波流出電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表Ⅳ－8（1kWあたりの高調波流出電流上限値）に示す値に接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値といたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

表Ⅳ－8　1kWあたりの高調波流出電流上限値　（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33kV	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
187kV	0.21	0.15	0.10	0.08	0.06	0.06	0.05	0.04
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

76　電圧フリッカ

需要者の設備にフリッカ発生源がある場合は，必要に応じて需要者においてフリッカ抑制対策を実施していただきます。

なお，フリッカ値は，原則として1時間分のΔV_{10}値（1分データ）の4番目最大値が0.45V以下となるようにしていただきます。

77　電圧不平衡

三相同期発電機や三相誘導電動機等の回転機では，電圧不平衡により逆相電流が発生し，過熱する場合があるため，電圧不平衡率が3%程度を逸脱する場合は，負荷のアンバランス是正，または専用の接続設備により連系する等，必要な対策を実施していただきます。

78　保護協調

構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

79　電圧フリッカ

需要者の設備にフリッカ発生源がある場合は，必要に応じて需要者においてフリッカ抑制対策を実施していただきます。

なお，フリッカ値は，原則として1時間分のΔV_{10}値（1分データ）の4番目最大値が0.45V以下となるようにしていただきます。

80　電圧不平衡

三相同期発電機や三相誘導電動機等の回転機では，電圧不平衡により逆相電流が発生し，過熱する場合があるため，電圧不平衡率が3%程度を逸脱する場合は，負荷のアンバランス是正，または専用の接続設備により連系する等，必要な対策を実施していただきます。

81　保護協調

構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定，公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）
(1)　構内設備の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，構内設備を当該系統から遮断すること。 (2)　連系する系統に事故が発生した場合は，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備を遮断すること。 (3)　連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備は遮断されないこと。	(1)　構内設備の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，構内設備を当該系統から遮断すること。 (2)　連系する系統に事故が発生した場合は，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備を遮断すること。 (3)　連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備は遮断されないこと。
79　**保護装置の設置** (1)　構内設備故障対策 構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレー等を設置していただきます。また，変圧器保護として過電流リレーまたは比率差動リレーを設置していただきます。この他，中性点直接接地系統に連系する場合は高速遮断ができる母線保護リレー等を設置していただきます。 なお，中性点直接接地系統において，構内設備故障時の停電範囲の局限化のために送電線保護を必要とする場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。 (2)　系統側事故対策 常時2回線連系等，送電線保護が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。 また，連系された系統の事故時に早期復旧を図るため自動再閉路装置を採用する必要がある場合には，別途協議させていただきます。	82　**保護装置の設置** (1)　構内設備故障対策 構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレー等を設置していただきます。また，変圧器保護として過電流リレーまたは比率差動リレーを設置していただきます。この他，中性点直接接地系統に連系する場合は高速遮断ができる母線保護リレー等を設置していただきます。 なお，中性点直接接地系統において，構内設備故障時の停電範囲の局限化のために送電線保護を必要とする場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。 (2)　系統側事故対策 常時2回線連系等，送電線保護が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。送電線保護リレーは，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に示す方式といたします。なお，表Ⅳ－2（標準的な送電線保護リレー）に記載されていないものについては別途協議させていただきます。 また，連系された系統の事故時に早期復旧を図るため自動再閉路装置を採用する必要がある場合には，別途協議させていただきます。
80　**連　絡　体　制** (1)　需要者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等には，当社制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と需要者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，33kV以下の特別高圧電線路と連系する場合で，かつ以下に示す条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等を使用することができるものとし，別途協議させていただきます。 イ　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 (2)　系統運用上必要な情報を当社制御所等に伝送するために，情報伝送装置を設置させていただきます。また，情報伝送装置により伝送していただく情報項目は，表Ⅳ－9（系統運用上必要な情報）に示す項目といたします。 なお，設備構成等により，これ以外の遮断器の開閉状態に関する情報等が必要となる場合があります。	83　**連　絡　体　制** (1)　需要者の構内事故や系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等には，当社制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社制御所等と需要者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，33kV以下の特別高圧電線路と連系する場合で，かつ以下に示す条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等を使用することができるものとし，別途協議させていただきます。 イ　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 (2)　系統運用上必要な情報を当社制御所等に伝送するために，情報伝送装置を設置させていただきます。また，情報伝送装置により伝送していただく情報項目は，表Ⅳ－9（系統運用上必要な情報）に示す項目といたします。 なお，設備構成等により，これ以外の遮断器の開閉状態に関する情報等が必要となる場合があります。

変更後（令和5年7月1日実施）	変更後（令和5年12月27日実施）

表Ⅳ－9　系統運用上必要な情報

情報種別	情報内容※1
スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態※2
テ　レ　メ　ー　タ	供給地点の有効電力

※1　表中に記載されていないものについては別途協議

※2　保護リレー装置の動作表示には，不良表示および切替開閉器の状態表示を含みます。

表Ⅳ－9　系統運用上必要な情報

情報種別	情報内容※1
スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	構内保護（母線保護）リレーの動作状態※2
テ　レ　メ　ー　タ	供給地点の有効電力

※1　表中に記載されていないものについては別途協議

※2　保護リレー装置の動作表示には，不良表示および切替開閉器の状態表示を含みます。

以　上

託送供給等約款変更認可申請書

2023 年 9 月 25 日

東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

東北電NWNWS企第11号
2023年9月25日

経済産業大臣 西村 康稔 殿

仙台市青葉区本町一丁目7番1号
東北電力ネットワーク株式会社
取締役社長 坂本 光弘

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第1項の規定により申請します。

変更の内容	別紙 託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	2023年12月27日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

2023 年 12 月 27 日 実 施

東北電力ネットワーク株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ 総　　則

1 適　　用……1
2 託送供給等約款の認可および変更……1
3 定　　義……2
4 代表契約者の選任……6
5 託送供給等に関する取扱い……6
6 単位および端数処理……6
7 実 施 細 目……7

Ⅱ 契約の申込み

8 契約の要件……8
9 検討および契約の申込み……9
10 契約の成立および契約期間……14
11 託送供給等の開始……15
12 供給準備その他必要な手続きのための協力……15
13 電気方式，電圧および周波数……15
14 発電場所および需要場所……17
15 供給および契約の単位……18
16 承諾の限界……21
17 契約書の作成……21

Ⅲ 料　　金

18 料　　金……22
19 接続送電サービス……23
20 臨時接続送電サービス……40
21 予備送電サービス……46
22 発電量調整受電計画差対応電力……47
23 接続対象計画差対応電力……48
24 需要抑制量調整受電計画差対応電力……49
25 給電指令時補給電力……50

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期……52
27　検　針　日……52
28　料金の算定期間……53
29　計　　量……53
30　電力および電力量の算定……54
31　損　失　率……67
32　料金の算定……67
33　支払義務の発生および支払期日……69
34　料金その他の支払方法……70
35　保　証　金……72
36　連 帯 責 任……73

Ⅴ　供　　給

37　託送供給等の実施……74
38　給電指令の実施等……76
39　適正契約の保持等……79
40　契約超過金……80
41　力率の保持……80
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施……80
43　託送供給等にともなう協力……81
44　託送供給等の停止……81
45　託送供給等の停止の解除……83
46　託送供給の停止期間中の料金……83
47　違　約　金……83
48　損害賠償の免責……83
49　設備の賠償……84

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契約の変更……85
51　名義の変更……86
52　契約の廃止……86
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算……87
54　解　約　等……89
55　契約消滅後の債権債務関係……90

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設 …… 91
57　架空引込線 …… 92
58　地中引込線 …… 93
59　連接引込線等 …… 94
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 94
61　引込線の接続 …… 94
62　計量器等の取付け …… 94
63　通信設備等の施設 …… 95
64　専用供給設備 …… 96
65　電流制限器等の取付け …… 96

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 97
67　受電用計量器等の工事費負担金 …… 100
68　会社間連系設備の工事費負担金 …… 100
69　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 100
70　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 106
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 107
72　臨時工事費 …… 108
73　工事費等に関する契約書の作成 …… 108

Ⅸ　保　　安

74　保安の責任 …… 109
75　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 109
76　調　　査 …… 109
77　調査等の委託 …… 110
78　調査に対する需要者の協力 …… 110
79　検査または工事の受託 …… 110
80　自家用電気工作物 …… 110

附　　則 …… 111

別　　表 …… 143

Ⅰ 総　　則

1 適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第 2 条第 1 項第 7 号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1) 託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接 続 供 給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（青森県，岩手県，秋田県，宮城県，山形県，福島県および新潟県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振 替 供 給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第 1 条第 2 項第 7 号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

2 託送供給等約款の認可および変更

(1) この約款は，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたもので

す。

(2) 当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

3 定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発　電　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需　要　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低　　圧

標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトをいいます。

(7) 高　　圧

標準電圧 6,000 ボルトをいいます。

(8) 特 別 高 圧

標準電圧 30,000 ボルト，60,000 ボルトまたは 140,000 ボルトをいいます。

(9) 受 電 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発 電 場 所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供 給 地 点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需 要 場 所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持お

よび運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中 継 振 替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地 内 振 替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16) 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17) 発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20) 接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21) 接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22) 接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23) 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損　失　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契 約 電 力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35) 契 約 電 流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36) 契 約 容 量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

(38) 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30 分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(39) 発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(40) 需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または 30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(41) 需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または

30（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(43) 小 型 機 器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(44) 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(45) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(46) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(47) 定 期 検 査

電気事業法第 54 条および第 55 条第 1 項に定められた検査をいいます。

(48) 定 期 補 修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(49) 給 電 指 令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(50) 昼 間 時 間

毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，1 月 2 日，1 月 3 日，1 月 4 日，4 月 30 日，5 月 1 日，5 月 2 日，12 月 29 日，12 月 30 日および 12 月 31 日の該当する時間を除きます。

(51) 夜 間 時 間

昼間時間以外の時間をいいます。

(52) 貿 易 統 計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(53) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年 1 月 1 日から 3 月 31 日までの期間，2 月 1 日から 4 月 30 日までの期間，3 月 1 日から 5 月 31 日までの期間，4 月 1 日から 6 月 30 日までの期間，5 月 1 日から 7 月 31 日までの期間，6 月 1 日から 8 月 31 日までの期間，7 月 1 日から 9 月 30 日までの期間，8 月 1 日から 10 月 31 日までの期間，9 月 1 日から 11 月 30 日までの期間，10 月 1 日から 12 月 31 日までの期間，11 月 1 日

から翌年の1月31日までの期間または12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間といたします。）をいいます。

4　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

5　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際して得た情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，1ワットまたは1ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(2)　契約容量の単位は，1キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，1 キロワットとし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が 0.5キロワット未満となるときは，契約電力を1キロワットといたします。

(4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，

接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，1 キロワット時とし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の 30 分ごとの接続受電電力量および 30 分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の 30 分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5) 力率の単位は，1 パーセントとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

(6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

7 実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ) 需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第 2 条第 1 項第 5 号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(3) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画に従って適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（1キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ) (ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(4) 電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接

続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ) 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　受電地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別

g　発電場所における負荷設備および受電設備

h　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(ｲ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ﾛ) 当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約

の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から1年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

(ﾍ) 供給地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから 2 週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事

項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，8（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，8（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは 8（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から 1 年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第 13 条第 2 項第 10 号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾎ) 契約受電電力

(ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画

値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 連絡体制

(ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，1 年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，1 年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降 1 年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ 振替供給の場合

(ｲ) 連絡体制

(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ 発電量調整供給の場合

(ｲ) 契約受電電力

(ﾛ) 発電量調整受電計画電力

(ﾊ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾆ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾎ) 連絡体制

ニ 需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ヌ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ル) 連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ト)の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後 1 年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から 1 年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も 1 年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10 契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給

契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降1年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して1年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1) 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式，交流単相 3 線式または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

(2) 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3) 受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（1 建物内の 2 以上の発電場所から共同引込線〔2 以上の発電場所または需要場所に対して 1 引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による 1 引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは　200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧　　6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上 10,000 キロワット未満	標準電圧　　30,000 ボルト
	10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧　　60,000 ボルト
	50,000 キロワット以上	標準電圧　140,000 ボルト

(4) 供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表 1（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（1 建物内の 2 以上の需要場所に共同引込線による 1 引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧　100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧　6,000 ボルト

なお，1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が 50 キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとし，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧 6,000 ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が 50 キロワット以上で

あっても，標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5) 受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6) 周波数は，標準周波数 50 ヘルツといたします。

14 発電場所および需要場所

(1) 当社は，原則として，1 構内をなすものは 1 構内を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，1 構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，1 構内をなすものとみなします。

イ 当社は，1 建物をなすものは 1 建物を 1 発電場所または 1 需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，1 建物をなすものとは，独立した 1 建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，1 建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ 構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

a 各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b 各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c 各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ) 居住用以外の建物の場合

1 建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ 1 発電場所または 1 需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

1 建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を 1 発電場所または 1 需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

(4) (1)に定める 1 構内，(1)イに定める 1 建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所といたします。

イ 次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ 特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ 特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ 当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ 特例区域等を 1 発電場所または 1 需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15 供給および契約の単位

(1) 当社は，次の場合を除き，1 需要場所について 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスを適用し，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって託送供給を行ない，1 発電場所につき，1 電気方式，1 引込みおよび 1 計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ 1 需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の 1 臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の 2 臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，2 臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の 1 接続送電サービス（ロの場合は，2 接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス

(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの 1 臨時接続送電サービス

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の 2 接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス

(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの 1 接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，1 接続供給契約を結び，1 需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として 1 接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，1 契約者に対して 1 接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する 2 以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を 1 供給地点とみなすことがあります。

(3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および 1 供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに 1 供給地点とみなします。）について，1 振替供給契約を結びます。

(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，1 発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として 1 発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第2条第2項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第2条第5項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，1 発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，1需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，1需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が1需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)または(ﾎ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

(ｲ) 検　針　日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾎ) 30（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

(ｲ) 適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表 2〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ﾛ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施

a　近接性評価割引額は，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月 1 日に算定いたしま

す。

b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，bに準じて割引を行ないます。

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 25（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1) 適 用 範 囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。

(イ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その 1 月の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降 12 月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その 1 月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用され

る前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む1月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその1月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その1月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その1月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，1 年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む1月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前 11 月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前 11 月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降 12 月の期間で，その 1 月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む1月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，5 アンペア，10 アンペア，15 アンペア，20 アンペア，30 アンペア，40 アンペア，50 アンペアまたは60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことが

あります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾆ) (ｲ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後 1 年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1 年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から 1 年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が 500 キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，

次の各項により算定いたします。ただし，1 供給地点につき 2 以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または 1 接続送電サービスにつき 2 以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 400 ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電 灯 料 金

ⅰ 電灯料金は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの 1 灯につき	44 円 31 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	88 円 61 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	177 円 22 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	265 円 83 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	443 円 05 銭
100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに	443 円 05 銭

ⅱ ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力とい

たします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii 多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき 1 ボルトアンペアを 1 ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ 1 月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	132 円 33 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	264 円 66 銭
100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	264 円 66 銭

e そ の 他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 1 需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接

続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	226 円 60 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	166 円 10 銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	83 円 05 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	249 円 15 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	9 円 24 銭

(ﾊ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	226 円 60 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量 1 キロボルトアンペアにつき	166 円 10 銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10 アンペアを 1 キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が 5 アンペアまたは 15 アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流 5 アンペア	83 円 05 銭
接続送電サービス契約電流 15 アンペア	249 円 15 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

1 キロワット時につき	9 円 92 銭

ⅱ 夜 間 時 間

1 キロワット時につき	8 円 46 銭

(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	12 円 96 銭

(ﾎ) 動力標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット未満であること。

(b) 1 需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が原則として 50 キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10 アンペアおよび 1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。）が 50 キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	630 円 30 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	457 円 60 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	9 円 46 銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均

燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	630 円 30 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	457 円 60 銭

ただし，接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

1 キロワット時につき	10 円 18 銭

ⅱ 夜 間 時 間

1 キロワット時につき	8 円 66 銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾄ) 動力従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	19 円 79 銭

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ) 高圧標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が 50 キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	706 円 20 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	2 円 84 銭

(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ﾆによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ﾆによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	706 円 20 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

1 キロワット時につき	3 円 10 銭

ⅱ 夜 間 時 間

1 キロワット時につき	2 円 53 銭

(ﾊ) 高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	14 円 41 銭

ハ 特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a 適 用 範 囲

接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧 60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基

本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	456 円 50 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	1 円 43 銭

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧 30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧 60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基

本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その 1 月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	456 円 50 銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

1 キロワット時につき	1 円 53 銭

ⅱ 夜 間 時 間

1 キロワット時につき	1 円 32 銭

(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧　60,000 ボルト
接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

1 キロワット時につき	8 円 91 銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その 1 月のうち毎日午前 8 時から午後 10 時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100 パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表 6（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその 1 月の力率は，85 パーセントとみなします。

(ﾛ)　力率が，85 パーセントを上回る場合は，その上回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割引し，85 パーセントを下回る場合は，その下回る 1 パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を 1 パーセント割増しいたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後 1 年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電

サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後 1 年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後 1 年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ) 当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4) 1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，1 月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 1 キロワットにつき	高圧で供給する場合	600 円 60 銭
	特別高圧で供給する場合	388 円 30 銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　1 年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1) 適 用 範 囲

契約使用期間が 1 年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次の a または b により，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（6 キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電流

(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40 アンペア，50 アンペアまたは 60 アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表 7（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の 6 キロボルトアンペアにつき	95 パーセント
次の 14 キロボルトアンペアにつき	85 パーセント
次の 30 キロボルトアンペアにつき	75 パーセント
50 キロボルトアンペアをこえる部分につき	65 パーセント

(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の 2 台の入力につき	100 パーセント
	次の 2 台の入力につき	95 パーセント
	上記以外のものの入力につき	90 パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の 6 キロワットにつき	100 パーセント
次の 14 キロワットにつき	90 パーセント
次の 30 キロワットにつき	80 パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント

b 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は， a にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が 3 キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表 4〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって 1 日につき次のとおりといたします。ただし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	3 円 93 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	7 円 85 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	7 円 85 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	78 円 57 銭
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	78 円 57 銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として 50 キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 200 ボルトまたは交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 10 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	10 円 16 銭

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が 5 キロワット以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバ

ーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	124 円 54 銭

d　そ　の　他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として 5 キロワットをこえ，50 キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾎ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	11 円 35 銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 50 キロワット以上であり，かつ，2,000 キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流 3 相 3 線式標準電圧 6,000 ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	3 円 41 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として 2,000 キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流 3 相 3 線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット未満	標準電圧　30,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000 キロワット以上 50,000 キロワット未満	標準電圧　60,000 ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 50,000 キロワット以上	標準電圧 140,000 ボルト

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによ

って算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表 5（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基 本 料 金

基本料金は，1 月につき 19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その 1 月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 キロワット時につき	1 円 72 銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　の　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) そ　の　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが 1 年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1) 適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における1年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，1月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスA

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	78円10銭
	特別高圧で供給する場合	68円20銭

ロ　予備送電サービスB

予備送電サービス契約電力 1キロワットにつき	高圧で供給する場合	100円10銭
	特別高圧で供給する場合	96円80銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5) そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，1円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される

電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量が，その 30 分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

23　接続対象計画差対応電力

(1) 適　　用

38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(イ) 適 用 範 囲

30 分ごとの接続対象電力量が，その 30 分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

24　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(イ) 適 用 範 囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適 用 範 囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その 30 分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

25 給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

ハ 給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。

ニ 給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するお

それがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27　検　針　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が 500 キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で 19（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月 1 日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

(2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3)　当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

(5)　(4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(6) (4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28 料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ 前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ 当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ 定額接続送電サービスの料金または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月 1 日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の 1 日から消滅日までの期間といたします。

29 計　　量

(1) 当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。

また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその 30 分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認

めるときは，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30 分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

30 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を 2 倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値(受電地点が複数ある場合はその合計といたします。)で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電

量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を 2 倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。

(8) 接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその 1 月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その 1 月の接続供給電力量からその 1 月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定された値といたします。

(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値
－　需要抑制量調整受電計画電力量

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(14) 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る

場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　0

(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

(ﾊ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量　＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

(17) ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が 1 ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して 1 ベースラインといたします。

(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電

設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

e　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約

を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

(20) 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

(21) 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が

その 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量
＋接続供給電力量／｛1－損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝
－ベースライン

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議

により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26) 27（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(27) 15（供給および契約の単位）(1)において，1 需要場所または 1 発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。

(28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29) 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表 9（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その 1 月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表 9（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

31 損 失 率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	8.5 パーセント
高圧で供給する場合	5.2 パーセント
特別高圧で供給する場合	1.9 パーセント

32 料金の算定

(1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「1 月」として算定いたします。

イ 接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ 契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ 接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電

サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ　28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

ホ　28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，5日を上回り，または下回るとき。

(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(5)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(6) 28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。

(7) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(8) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその 1 月から変更後の力率によります。

(9) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

33　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，30（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第 5 営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(3) (1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　54（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出し

た小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

(4)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から7日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して 7 日目を支払期日といたします。

なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して 30 日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して7日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

(5)　当社は，(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

34　料金その他の支払方法

(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(4) 当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年 10 パーセント（閏年の日を含む期間についても，365 日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，1 円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35 保　証　金

(1) 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ) 30 分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または 30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，2 年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の 3 月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の3月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，2年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

36　連 帯 責 任

1 接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

37 託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が 30 分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ 発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ 原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ 発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ 当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ 発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト 発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ 当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ 電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30 分ごとに別表 12（需要抑制計画・調

達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表 12(需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン)のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

38　給電指令の実施等

(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，地熱発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに

当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7) 当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接

続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき

(ｲ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ﾛ) 割　引　率

1 月中の制限し，または中止した延べ日数 1 日ごとに 4 パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，1 日のうち延べ 1 時間以上制限し，または中止した日を 1 日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される 1 月の金額といたします。

(ﾛ) 割　引　率

1 月中の制限し，または中止した延べ時間数 1 時間ごとに 0.2 パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，1 回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，1 時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

a　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

Ａ ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

Ｂ ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1月につき1日を限って計算に入れません。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に 3 日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。

(9) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(10) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－1 電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39　適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40　契約超過金

(1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその 1 月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の 1.5 倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その 1 月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2)　契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

41　力率の保持

(1)　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については 90 パーセント以上，その他の供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2)　高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として 85 パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の 1 月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合

（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

(2) 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または 54（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

43 託送供給等にともなう協力

(1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

44 託送供給等の停止

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3)　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは 19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者

にお知らせすることがあります。

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を 32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

47　違　約　金

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の 3 倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，6 月以内で当社が決定した期間といたします。

48　損害賠償の免責

(1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2)　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3)　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責

めを負いません。

(4) 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

49 設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契約の変更

(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2)　契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ)　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を

変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

51　名義の変更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，8（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

52　契約の廃止

(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(3)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の

需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(イ) 低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後 1 年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 10 パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工

事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の 20 パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降 1 年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続

送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１ 年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に １ 年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

54 解　約　等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾊ) 料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき

(ｲ) 8（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき

(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき

(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき

(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき

(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

(ﾄ) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設

(1) 受 電 地 点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ) 1 建物内の 2 以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ) 58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ) その他特別の事情がある場合

(2) 供 給 地 点

イ　接続供給の場合

(ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　1 建物内の 2 以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供

していただきます。

(4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，1受電地点または1供給地点といたします。

57 架空引込線

(1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ 当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

58　地中引込線

(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2)　(1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が 50 メートル程度以内の場所

ロ　建物の 3 階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（1 発電場所または 1 需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，1 建物内の 2 以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による 1 引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の 2 次側接続点までは，当社が施設いたします。

61　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，次の場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(1)　契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事を行なう場合

(2)　契約者または発電契約者の希望によって当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続工事を行なう場合

62　計量器等の取付け

(1)　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の 2 次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された

電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の 2 次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は 67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

63　通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

(2) 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(4) 系統連系技術要件に定めるＮ－1 電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

64　専用供給設備

(1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（1 次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5)　当社は，供給設備を 2 以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　2 以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

65　電流制限器等の取付け

(1)　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(2)　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

(3)　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ(工事費の負担)の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（2015 年 12 月 18 日付け 20150731 資第 41 号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，a にかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力 1 キロワットにつき	3,850 円 00 銭

ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または 63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

(イ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ロ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ハ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，そ

の設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾎ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，2 以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　2 以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または 2 以上の発電契約者のうち 1 の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による 1 申込みとみなして算定いたします。

ロ　2 以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

67　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は 1,000 メートル，地中の場合は 150 メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	3,410 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長 1 メートルにつき	27,720 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の 60 パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の 20 パーセントに相当する

値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ) 2以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　2以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から2以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　2以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から2以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除して得た値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\begin{array}{l}\text{地中供給側接続設備} \\ \text{の無償こう長}\end{array} - \begin{array}{l}\text{地中供給側接続設備} \\ \text{の工事こう長}\end{array} \right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてaにより算定される工事費がbの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

a　工　事　費

(a) 架空供給側接続設備の場合　　（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	標準電圧　30,000ボルトで供給する場合	352円00銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧　140,000ボルトで供給する場合	88円00銭

なお，標準電圧 30,000 ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 15 パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合　　（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	標準電圧　30,000 ボルトで供給する場合	649 円 00 銭
	標準電圧　60,000 ボルトで供給する場合	550 円 00 銭
	標準電圧　140,000 ボルトで供給する場合	220 円 00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の 20 パーセントといたします。

(c) スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，別表 15（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として 3 回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の 2 次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

b　当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力 1 キロワットにつき	5,500 円 00 銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（特別高圧の送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供 給 地 点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，1 メートルとし，その端数は，小数点以下第 1 位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ) 契 約 電 力

(ﾊ) 契 約 電 流

(ﾆ) 契 約 容 量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　標準設計による供給側接続設備以外の設備により供給設備を施設する場合

c　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，aまたはbの金額

a　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

b　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第

7 項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，a にかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額

(ﾊ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ 19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ 契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け），63（通信設備等の施設）または 65（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ 43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ 工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

(ｲ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する

金額を工事費に含みます。

(ﾊ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾎ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ﾍ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ) a に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数—予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後 3 年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ) 高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長 1 メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ) 特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供

給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の 20 パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

70　工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が 5 パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長 1 メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が 5 パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4) 当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後 3 年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって 2 以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後 10 年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として 1 年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について 2 以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の 70 パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

71 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費

用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

72 臨時工事費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の 95 パーセント，その他の設備についてはその価額の 50 パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間 1 月（1 月未満は，1 月といたします。）につきその価額の 1 パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

73 工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

74 保安の責任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

75 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

76 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

(3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書により，原則として調査時に行ないます。

77　調査等の委託

(1)　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

78　調査に対する需要者の協力

(1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2)　当社は，76（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79　検査または工事の受託

(1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1)　76（調査）

(2)　77（調査等の委託）

(3)　78（調査に対する需要者の協力）

(4)　79（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

1　実 施 期 日

この約款は，2023 年 12 月 27 日から実施いたします。

2　標準周波数についての特別措置

この約款実施の際現に次の区域内で標準周波数 60 ヘルツで電気を供給している区域については，当分の間，標準周波数 60 ヘルツで供給いたします。

新潟県佐渡市，妙高市および糸魚川市

3　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流 3 相 3 線式標準電圧 3,000 ボルトまたは 20,000 ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，3,000 ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，20,000 ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧 30,000 ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適 用 範 囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ1年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，1 年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアを1キロワットと，1キロボルトアンペアを1キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等

(ﾛ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率
＋ その他接続供給電力量

ロ　1年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　の　他

(ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における 30 分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則 7（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

5　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らか

にして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第 2 条第 3 項第 5 号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給

電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第 3 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。

ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 28（料金の算定期間）
(ﾛ) 32（料金の算定）
(ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ) 34（料金その他の支払方法）
(ﾎ) 35（保証金）
(ﾍ) 47（違約金）
(ﾄ) 54（解約等）

ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する

文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 28（料金の算定期間）

(ﾛ) 32（料金の算定）

(ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 34（料金その他の支払方法）

(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が 10 キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定し

た再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，1 発電場所につき，1 電気方式，1 引込，2 計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30 分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30 分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

6　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

(1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	57円74銭

ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	23円33銭

7 受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として3パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

8 記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については，次のとおりといたします。

イ 移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その1月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ 移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ロ)，(ハ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービス

の種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの 30 分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1) 1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30(電力および電力量の算定)(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその 30 分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2) 1 発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における 30 分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において 30 分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値とみなします。

10　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第 4 条第 1 項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第4条第2項に規定されるみなし登録特定送配電事業者が，特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち，この約款によりがたい事項については，みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

12　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス）

2以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(6)ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。

13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス）

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，71（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）(2)ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ)　軽負荷期（毎年4月1日から5月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，4月30日，5月1日および5月2日の午前8時から午後4時までの時間

(ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場

所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2) 1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，1年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前8時から午後4時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）

等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ハ) 1年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後1年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ニ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後1年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，1 年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(イ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。

(ロ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の 1 年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ハ) 1 年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後 1 年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ 附則 4（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則 4（揚水発電設備等が

設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の1年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

15　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第8条第1項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，9（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年1月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年3月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）(2)ニ，30（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

17　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第1項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第2項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　4（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，1 需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，1 接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては 1 需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて 1 需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，8（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ) 需要抑制量（1 キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた 100 キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所につ

いて，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもと

づきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，cに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，cに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を2倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含

みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ﾊ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電

計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指

令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループ

が設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給

電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として 30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝需要抑制量調整受電計画電力量
＋接続供給電力量／｛1－損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝
－ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

(6) 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配

電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解　約　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が 2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ) インバランスリスク料は，附則5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。

(ﾊ) 当社は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

イ 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) d もしくは(4)ニ(ﾛ) d にかかわらず，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	57 円 74 銭

ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	23 円 33 銭

(10) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ﾛ) d，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

(11) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

18　近接性評価割引額の算定についての特別措置

(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則 17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表 2（近接性評価地域及び近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則 17（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則 17〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) a の当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) b の当該発電バランシンググルー

プの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

(2) 契約者が，附則 17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則 17（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表 2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

19 Ｎ－1 電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 13 条の 3 の 4 に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第 3 条第 2 項または第 8 条第 1 項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および 30 分ごとのＮ－1 電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 2 第 1 項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－1 電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－1 電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－1 電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－1 電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第 2 条の 4 にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－1 電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－1 電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－1 電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1)　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，1 キロボルトアンペアを 1 キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力(キロボルトアンペア)} = \text{制限される電流(アンペア)} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力(キロボルトアンペア)} = \text{電流制限器の定格電流(アンペア)} \times 100 \text{ ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表 3（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2)　(1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1)　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
青森県	青森市，弘前市，八戸市，三沢市，南津軽郡藤崎町，同郡田舎館村，北津軽郡板柳町，同郡鶴田町，上北郡六ヶ所村，同郡おいらせ町
岩手県	盛岡市，大船渡市，北上市，滝沢市，紫波郡矢巾町，胆沢郡金ケ崎町
秋田県	潟上市，南秋田郡八郎潟町，同郡井川町
宮城県	仙台市，石巻市，塩竈市，名取市，角田市，多賀城市，岩沼市，東松島市，大崎市，富谷市，柴田郡大河原町，同郡村田町，同郡柴田町，亘理郡亘理町，同郡山元町，宮城郡松島町，同郡利府町，黒川郡大和町，同郡大郷町，同郡大衡村，遠田郡涌谷町，同郡美里町
山形県	山形市，米沢市，新庄市，寒河江市，天童市，東根市，南陽市，東村山郡中山町，西村山郡河北町，東田川郡三川町
福島県	福島市，会津若松市，郡山市，白河市，須賀川市，相馬市，二本松市，伊達市，本宮市，伊達郡桑折町，同郡国見町，岩瀬郡鏡石町，耶麻郡磐梯町，河沼郡湯川村，西白河郡西郷村，同郡泉崎村，同郡中島村，同郡矢吹町，東白川郡棚倉町，石川郡玉川村，田村郡三春町
新潟県	新潟市，長岡市，三条市，柏崎市，新発田市，小千谷市，加茂市，見附市，燕市，上越市，阿賀野市，西蒲原郡弥彦村，南蒲原郡田上町，刈羽郡刈羽村

なお，2016 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価地域に含めるものといたします。

県	市町村
山形県	鶴岡市，酒田市，上山市，村山市，長井市，尾花沢市，東村山郡山辺町，西村山郡西川町，同郡朝日町，同郡大江町，北村山郡大石田町，最上郡金山町，同郡最上町，同郡舟形町，同郡真室川町，同郡大蔵村，同郡鮭川村，同郡戸沢村，東置賜郡高畠町，同郡川西町，西置賜郡小国町，同郡白鷹町，同郡飯豊町，東田川郡庄内町，飽海郡遊佐町

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1 キロワット時につき	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以下の場合	55 銭
	受電電圧が標準電圧 6,000 ボルトをこえ 140,000 ボルト以下の場合	44 銭
	受電電圧が標準電圧 140,000 ボルトをこえる場合	22 銭

ただし，2016 年 3 月 31 日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧 6,000 ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧 140,000 ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

(ｲ) 近接性評価割引電力量は，次の a および b にもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を 30 分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

a　発電バランシンググループごとの電力量は，30 分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係る a の電力量の算定上，その 30 分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値 × 当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量 / 当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量

(ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象計画電力量 / 契約者が調達する電力量

(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その 30 分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量

ハ 近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに 30 分ごとの近接性評価割引電力量のその 1 月（毎月 1 日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

3 契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100 パーセントといたします。）を乗じます。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相 2 線式標準電圧 100 ボルトもしくは 200 ボルトまたは交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流(アンペア)×電圧(ボルト) × 1 / 1,000

なお，交流単相 3 線式標準電圧 100 ボルトおよび 200 ボルトの場合の電圧は，200 ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流 3 相 3 線式標準電圧 200 ボルトの場合

契約主開閉器の定格電流(アンペア)×電圧(ボルト)×1.732 × 1 / 1,000

4　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力(ボルトアンペア)	入力(ワット)
高力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×150パーセント	管灯の定格消費電力(ワット)×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×200パーセント	

ロ　ネオン管灯

2次電圧(ボルト)	換　算　容　量		
	入力(ボルトアンペア)		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ(ミリメートル)	換　算　容　量	
	入力(ボルトアンペア)	入力(ワット)
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水　銀　灯

出　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率 100.0 パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35 以下	―	160	出力（ワット）× 133.0 パーセント
45 以下	―	180	
65 以下	―	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　3 相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔キロワット〕）
出力(馬力)　　×93.3 パーセント
出力(キロワット)×125.0 パーセント

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 (携帯型および移動型を含みます。)	最高定格管電圧 (ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)	管電流 (短時間定格電流) (ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)	換算容量 (入力〔ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ〕)
治療用装置			定格１次最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)の値といたします。
診察用装置	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	ｺﾝﾃﾞﾝｻ容量 0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		2
	1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		3

(4) 電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力(キロワット)＝ 最大定格１次入力(キロボルトアンペア)× 70 パーセント

ロ　イ以外の場合

入力(キロワット)＝ 実測した１次入力(キロボルトアンペア)× 70 パーセント

(5) そ　の　他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて1契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5　離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝Ａ×α

Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格

α＝1.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における1キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，1円とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値1キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，1銭とし，その端数は，小数点以下第1位で四捨五入いたします。

(ｲ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾛ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

離島ユニバーサルサービス調整単価　＝

$$(\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ハ) 1キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

離島ユニバーサルサービス調整単価　＝

$$(\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。

(ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ﾛ)　記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ)　定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針

日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ﾆ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ﾍ 離島ユニバーサルサービス調整額

(ｲ) 定額制供給の場合

a 電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b 電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ﾆによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ﾛ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にﾆによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が 1,000 円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに 1 月につき次のとおりといたします。

電灯	10 ワットまでの 1 灯につき	4 厘
	10 ワットをこえ 20 ワットまでの 1 灯につき	9 厘
	20 ワットをこえ 40 ワットまでの 1 灯につき	1 銭 8 厘
	40 ワットをこえ 60 ワットまでの 1 灯につき	2 銭 5 厘
	60 ワットをこえ 100 ワットまでの 1 灯につき	4 銭 3 厘
	100 ワットをこえる 1 灯につき 100 ワットまでごとに	4 銭 3 厘
小型機器	50 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	1 銭 3 厘
	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの 1 機器につき	2 銭 5 厘
	100 ボルトアンペアをこえる 1 機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	2 銭 5 厘

(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，1 日につき次のとおりといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	0 厘
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	1 厘
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	1 厘
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ 1 キロボルトアンペアまでの場合	7 厘
総容量が 1 キロボルトアンペアをこえ 3 キロボルトアンペアまでの場合 1 キロボルトアンペアまでごとに	7 厘

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が 0.5 キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が 1 キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力 1 キロワット 1 日につき	8 厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	1厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における 1 キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

6　平均力率の算定

(1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85 パーセントとみなします。

$$\text{平均力率(パーセント)} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

(2) 有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として 3 パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

1 差込口につき 50 ボルトアンペア

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

1 差込口につき 100 ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の 1 回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30 分ごとに次の算式により得られた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

＝みなし発電計画の値

×当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値

／当日計画の通知の期限における発電計画の値

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 30（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30 分ごとに次の算式により得られた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

＝みなし需要抑制計画の値

×当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値

／当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

9　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その1月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの1灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの1灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの1灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの1灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの1灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる1灯につき100ワットまでごとに	100ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備1機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が 10 日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100 パーセント＋(±誤差率)}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の 30 分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の 30 分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第1年度，
第2年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの
実需給の
開始時刻の
1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要
想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注1）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注2）年度とは，4月1日から翌年の3月31日までの期間といたします。

（注3）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注4）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第 1 年度，
第 2 年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>原則として
30 分ごとの
実需給の
開始時刻の
1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>－</td><td colspan="2">－</td></tr>
<tr><td rowspan="2">－</td><td rowspan="2">－</td><td colspan="3">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="3">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注 1）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注 2）年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

（注 3）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注 4）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生の都度，速やかに提出していただきます。

（注 5）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注 6）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第 1 年度,
第 2 年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月 1 日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日午前 12 時</td><td>30 分ごとの
実需給の
開始時刻の
1 時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量
調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量
調整受電電力量に対する契約者，
発電契約者または需要抑制契約者
毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>30 分ごとの値</td></tr>
</table>

(注 1) 需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

(注 2) 年度とは，4 月 1 日から翌年の 3 月 31 日までの期間といたします。

(注 3) 当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

(注 4) 週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1) 照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
		50ヘルツ	60ヘルツ
100	10	4.5	3.5
	15	5.5	4.5
	20	9	5.5
	30	11	9
	40	17	14
	60	21	17
	80	30	25
	100	36	30
200	40	4.5	3.5
	60	5.5	4.5
	80	7	5.5
	100	9	7

ロ　ネオン管灯

2次電圧（ボルト）	変圧器容量（ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
		50ヘルツ	60ヘルツ
3,000	80	30	20
6,000	100	50	30
9,000	200	75	50
12,000	300	100	50
15,000	350	150	70

ハ　水　銀　灯（標準周波数 50 ヘルツおよび 60 ヘルツの場合といたします。）

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2) 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

使用電圧(ボルト)		100				200			
電動機定格出力	馬力	1/8	1/4	1/2	1	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	50ヘルツ	50	75	75	100	20	20	30	40
	60ヘルツ	40	50	75	100	20	20	30	40

(ﾛ) 3 相誘導電動機（使用電圧 200 ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	50ﾍﾙﾂ	―	―	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
		60ﾍﾙﾂ	―	―	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	50ﾍﾙﾂ	―	―	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
		60ﾍﾙﾂ	―	―	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	50ﾍﾙﾂ	―	―	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300
		60ﾍﾙﾂ	―	―	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	50ヘルツ	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600
	60ヘルツ	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって2以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3) 電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(キロボルトアンペア)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4) そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計

(1) 適　　用

この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

この基準に明記していない場合は，電気設備に関する技術基準，その他関係法令，当社設計基準等にもとづき，技術的に適当と認められる設計によるものといたします。この場合，その設計を標準設計といたします。

(2) 単　　位

この基準においては，単位を次の記号で表示いたします。

単　　位	記　　号
ボルト	Ｖ
キロボルト	ｋＶ
アンペア	Ａ
キロアンペア	ｋＡ
キロボルトアンペア	ｋＶＡ
メガボルトアンペア	ＭＶＡ
ミリメートル	ｍｍ
メートル	ｍ
キロメートル	ｋｍ
平方ミリメートル	mm^2
平方センチメートル	cm^2
ミリグラム	ｍｇ

(3) 高圧または低圧電線路

イ　一 般 基 準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧電線路（受電地点から受電地点に最も近い発電所または変電所の引出口もしくは供給変圧器の引出側端子までの電線路および供給地点から供給地点に最も近い発電所または変電所の引出口もしくは供給変圧器の引出側端子までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は，次によるものといたします。

電圧降下の許容限度の標準値

電線路の公称電圧（Ｖ）	電圧降下の許容限度の標準値（Ｖ）
100	6
200	20
3,300	300
6,600	600

ただし，既設電線路を利用する場合または他者と同時に供給設備を施設する場合は，他者の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

(ﾛ) 経　過　地

高圧または低圧電線路の経過地は，技術上，地形，用地事情および保守，保安に支障のない範囲で，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によるものといたします。

(ﾆ) 電線路の設計

電線路の設計については，その地域に施設される電気工作物の設計と同等のものをこえないものといたします。

ﾛ　架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線の張替え等のうち，技術上著しく困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

b　高圧架空電線路を単独に新設する場合には，原則として1回線といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

高圧または低圧架空電線路の支持物には，コンクリート柱または複合柱を使用し，その選定にあたっては技術上，経済上適当なものといたします。ただし，コンクリート柱または複合柱を使用することが技術上，経済上不適当と認められる場合は，他の支持物を使用いたします。

(ﾊ) 標 準 径 間

高圧または低圧架空電線路の標準径間は，次によるものといたします。

標　準　径　間

施 設 区 域	標 準 径 間（m）
市　街　地	45
そ　の　他	55

(ﾆ) 支持物の長さ

高圧または低圧架空電線路の支持物の長さは，施設場所の状況に応じた根入れ，電線の弛度，装柱，交叉，建物，引込線，積雪等を考慮し当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

支　持　物　の　長　さ

支持物の長さ(m)	10	12	14	16

(ﾎ) が　い　し

高圧または低圧架空電線路で使用するがいしは，次によるものといたします。

が　い　し　の　種　類

使用個所別／電圧別	引通し個所	引留め個所
低　　圧	低圧用一体化ラック	低圧用一体化ラック
	低圧ピン碍子	低圧引留碍子
	低圧引留碍子	ＤＶグリップ
高　　圧	高圧中実ピンがいし	高圧中実耐張がいし

(ﾍ) 架空電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線には，硬銅線もしくはアルミ電線を使用いたします。

b　高圧または低圧架空電線の種類は，絶縁電線を使用いたします。

c　高圧または低圧架空電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，機械的強度等を考慮し，必要最小のものを次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合は，架空ケーブル等，他の適当な電線を使用することがあります。

電線の種類，太さおよび許容電流　（単位：A）

種類 ＼ 太さ		高圧絶縁電線（ＯＣ）	低圧絶縁電線（ＯＷ）	引込線ビニル絶縁電線（ＤＶ）	
				２心	３心
単線(mm)	3.2	—	—	61	54
	5.0	153	103	—	—
より線(mm^2)	22	—	—	127	111
	60	292	206	—	193
	120	310	—	—	—
	100	391	—	—	262
	200	455	—	—	—
	150	512	—	—	—

(ﾄ) 架空電線の配列および変台装柱

a　高圧または低圧架空電線の配列は，特殊な場合を除き水平または垂直といたします。

b　柱上に変圧器を施設する場合は，変台装柱または懸垂装柱とし，1 次側に使用する開閉器は高圧カットアウトといたします。

(ﾁ) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，需要の実情を考慮し，当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

柱上変圧器容量

容　量　（ｋＶＡ）								
5	10	20	30	50	75	100	50+30＊	100+50＊

(注) ＊：変圧器容量 50+30kVA および 100+50kVA は，灯動共用変圧器の容量といたします。

(ﾘ) 電力用変圧器の結線

3 相供給に対しては，原則として単相変圧器 2 台を使用したＶ結線または灯動共用変圧器の使用により供給いたします。ただし，技術上，経済上適当と認められる場合は，単相変圧器 3 台をΔ結線により供給することがあります。

(ﾇ) 高圧負荷開閉器の取付けおよびその種類と容量

a　高圧架空電線路の系統運用または保守のために必要な個所には高圧負荷開閉器を取り付けます。

b　高圧負荷開閉器の種類は，気中を標準といたします。ただし，技術上やむをえない場合には，他の種類の開閉器を施設することがあります。

c　高圧負荷開閉器の容量は，負荷電流および短絡電流を考慮し，当社が通常使用しているもののうち必要最小のものを次の中から選定いたします。

高圧負荷開閉器容量

容量（A）	300*	400

（注）*：高圧負荷開閉器容量300Aは，ＳＯＧ型開閉器の容量といたします。

(ﾙ) 特 殊 線 路

a　塩，ちりなどの汚損地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐塩設備を使用いたします。

なお，汚損地域の区分は次によるものといたします。

塩，塵埃汚損区分表

汚損種類	塩		塵　埃
汚損区分	飛来海塩量※（mg/m²/s） または 想定最大等価塩分付着量（mg/cm²）		想定最大等価塵埃付着量（塩分換算）
	中汚損地区	重汚損地区	
	0.25mg/m²/s超過 0.40mg/m²/s以下 または 0.06mg/cm²超過 0.12mg/cm²以下	1.0mg/m²/s以下 または 海岸からの距離が300m以下 または 0.35mg/cm²以下	0.12mg/cm² 以上

※各地点における海から飛来する塩分量を数値化したもの。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐雷設備を使用いたします。

c　雪害，風害等の発生のおそれの多い地域に施設する架空電線路には，その程度に応じた耐害設備を使用いたします。

ハ　地中電線路

(ｲ) 電線路の施設

高圧または低圧地中電線路の施設方式は，原則として管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式とすることがあります。

なお，暗きょ式にはキャブ（ＣＡＢ）方式および電線共同溝（Ｃ・Ｃ・ＢＯＸ）方式を含むものといたします。

a　直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が容易にできる場合

b　暗 き ょ 式

当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ﾛ) ケーブルの種類および太さ

a　高圧または低圧地中電線路に使用するケーブルの種類は，原則としてビニル外装ケーブ

ルといたします。

b　ケーブルの太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，機械的強度等を考慮し，必要最小のものを次の中から選定いたします。

ケーブルの太さ

電圧別	ケーブルの太さ（mm²）
低　圧	8　14　22　60　150　250
高　圧	22　38　60　100　150　200　250　325

c　ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じて算定いたします。

(ﾊ) 配電塔，高圧キャビネットおよび接続箱の使用

a　高圧ケーブルを分岐する場合または変圧器を施設する場合は，配電塔を使用することがあります。

b　高圧で電気の供給を受ける需要者等に対する地中引込線が当社の電柱および配電塔から単独引込みで施設することが困難な場合，もしくは，将来困難になることが予想される場合には，π引込用として高圧キャビネットを使用いたします。

c　低圧ケーブルを分岐する場合は，接続箱を使用いたします。

(4) 特別高圧電線路

イ　一 般 基 準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路（受電地点から受電地点に最も近い発電所または変電所の引出口までの電線路および供給地点から供給地点に最も近い発電所または変電所の引出口までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は，次によるものといたします。

電圧降下の許容限度の標準値

電線路の公称電圧（V）	電圧降下の許容限度の標準値（V）
11,000	1,000
22,000	2,000
33,000	3,000
66,000	6,000
154,000	14,000

(ﾛ) 経 過 地 等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，技術上，地形，用地事情および保守，保安に支障のない範囲で，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，その他の方法によるものといたします。

(ﾆ) 電線路の設計

電線路の設計については，その地域に施設される電気工作物の設計と同等のものをこえないものといたします。

ロ　架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の施設，他の架空電線路との併架，電線の張替え等のうち，技術上著しく困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

b　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合には，原則として１回線といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を使用いたします。ただし，33ｋＶ以下の架空電線路を道路沿いに施設する場合は，原則としてコンクリート柱を使用いたします。

(ﾊ) 標 準 径 間

特別高圧架空電線路の標準径間は，次によるものといたします。

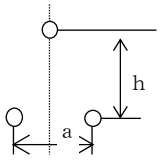
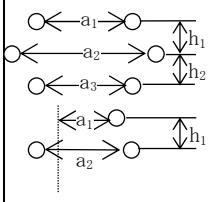
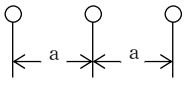
標　準　径　間

支持物種類	標準径間（m）
鉄　　塔	150～300
そ　の　他	50～100

(ﾆ) 電 線 間 隔

特別高圧架空電線路の電線間隔は，次によるものといたします。

標　準　電　線　間　隔

配列	寸法 ＼ 電圧 回線	電線間隔（m） 33ｋＶ以下	66ｋＶ		154ｋＶ		備　考
		1	1	2	1	2	
正三角	a	1.0～ 2.5					
	h	0.86～ 1.75					
垂直・三角	a_1	1.8～ 2.3	2.0～ 2.6	4.0～ 5.2	3.2～ 4.3	6.4～ 8.6	
	a_2	5.5～ 6.5	6.0～ 8.0	7.2～10.0	8.6～12.0	10.0～13.0	
	a_3			5.0～ 7.0		8.0～10.0	
	h_1	2.0～ 2.7	2.5～ 3.2	2.8～ 3.6	4.2～ 6.0	4.2～ 6.0	
	h_2			2.5～ 3.2		3.6～ 5.0	
水平	a	1.5～ 2.5	3.5～ 5.0		6.0～ 7.0		

(ホ) が　い　し

a　がいしは，懸垂がいし，長幹がいしまたはＬＰがいしを標準といたします。

b　ａの連結個数は，次によるものといたします。ただし，既設設備に接続する場合は既設設備と同一絶縁レベルのがいしを使用いたします。

が　い　し　の　標　準　連　結　個　数

電圧 ＼ 汚損区分		A	B	C	D	E	F
	想定最大等価塩分付着密度	ｍｇ／ｃｍ² 0.01	ｍｇ／ｃｍ² 0.03	ｍｇ／ｃｍ² 0.06	ｍｇ／ｃｍ² 0.12	ｍｇ／ｃｍ² 0.25	ｍｇ／ｃｍ² 0.50
	海岸よりの距離（参考）	ｋｍ以上 50		ｋｍ以上 30	ｋｍ 10～30	ｋｍ 1～10	ｋｍ 0～3
33ｋＶ以下	ＬＰがいし	LP-30×1コ		LP-40×1コ	LP-60×1コ		LP-70×1コ
	長幹がいし	LC8010×1コ			LC8013×1コ		LC8017×1コ
66ｋＶ	長幹がいし	LC8017×1コ		LC8021×1コ	LC8024×1コ	LCS-8020×1コ	LCS-8020 相当深×1コ
	懸垂がいし	SU-120CN×6コ	SU-120CN×6コ	SU-120CN×7コ	SU-120CN×8コ	—	
		—		SU-120BF×6コ	SU-120BF×6コ	SU-120BF×7コ	SU-120BF×8コ
154ｋＶ	長幹がいし	LC8017×2コ	LC8021×2コ	LC8024×2コ	LCS-8020×2コ	LCS-8020 相当深×2コ	
	懸垂がいし	SU-120CN×10コ	SU-120CN×14コ	SU-120CN×16コ	—		
		—	SU-120BF×13コ	SU-120BF×13コ	SU-120BF×13コ	SU-120BF×15コ	SU-120BF×17コ

(ヘ) 電線の種類および太さ

a　電線は，着雪を考慮してヒレ付アルミ覆鋼心圧縮型アルミより線の使用を原則とします。ただし，

(a) 機械的強度上とくに必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別の理由のある場合は，他の電線を使用することがあります。

(b) ロ(ﾛ)により施設する 33ｋＶ以下の電線路には，原則として硬銅線の難着雪（2 ケヒレ形）圧縮導体水密形 33ｋＶ屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，機械的強度等を考慮して定め，必要最小のものを次の中から選定いたします。ただし，他の支持物に併架するときは，弛度の関係から既設架空電線と同じ太さのものを使用する場合があります。

電線の種類，太さおよび許容電流

ヒレ付アルミ覆鋼心圧縮型 アルミより線（ＳＢＡＣＳＲ／ＡＣ）		難着雪（2ケヒレ形）圧縮 導体水密形33ｋＶ屋外用 架橋ポリエチレン絶縁電線（SSW-OC）	
公称断面積 （mm^2）	許容電流 （A）	公称断面積 （mm^2）	許容電流 （A）
150	448	80	325
190	532	100	375
290	694		
400	824		
500	957		
740	1,189		

(ト) 架空地線等耐雷施設の設置

a　支持物を鉄塔とする電線路には，架空地線を施設いたします。

また，鉄塔以外の支持物の場合においても必要により架空地線を施設することがあります。

b　aの架空地線は，原則として1条とし，機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要のある場合など特別な場合を除き，その線路の設計条件にもとづいて，次の中から選定いたします。

また，アークホーン，アーマロット，避雷器等技術上，経済上合理的な耐雷施設を設置いたします。

架　空　地　線

地線の種類	亜鉛めっき鋼より線（第1種）		アルミ覆鋼より線	
太さ（mm^2）	70	90	70	90

なお，鉄塔以外の支持物については上記以外の架空地線を使用することがあります。

(チ) 架空電線の地表上の高さ

特別高圧架空電線の地表上の高さは，次によるものといたします。

地　表　上　の　高　さ

個　　所　　別		33ｋＶ以下	66ｋＶ	154ｋＶ
平地	市街地および都市周辺地域	13m	14m	15m
	国道・県道の横過個所および建造物の散在する地域	12m	13m	14m
	その他の地域	9m	10m	11m
山地・山林地域		8m	9m	10m

ただし，次の場合はその状況に応じ，必要最小の高さを保持いたします。

a　積雪の多い地区

b　電線の高さが用地確保のための条件となる場合

(ﾘ) その他の設計基準

特別高圧架空電線路の支持物の設計は，前各項によるほか，電気規格調査会標準規格（ＪＥＣ）およびその他のこれに類する規格によるものといたします。

(ﾇ) ライントラップの施設

搬送波が重畳されている電線から当該電線を分岐する場合で，搬送波の伝送に悪影響を与えるときは，その分岐点に適当なライントラップを設けるものといたします。

ハ　地中電線路

(ｲ) 電線路の施設

特別高圧地中電線路の施設方式は管路式とし，原則として点検孔（1 孔）を設けるものといたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

a　直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が容易にできる場合

b　暗 き ょ 式

当該電線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ﾛ) ケーブルの種類および太さ

特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは許容電流，電圧降下，短絡電流，施設方法などを考慮して，原則として次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，電気協同研究第 53 巻第 3 号「地中送電線の送電容量設計」に準じた算定方法に施設条件を考慮して算出いたします。

ケ　ー　ブ　ル　の　種　類

電圧別	33ｋＶ以下	66ｋＶ		154ｋＶ
種　類	ＣＶケーブル	ＣＶケーブル		ＣＶケーブル
線心数	トリプレックス	トリプレックス	単　心	単　心
公称断面積（mm^2）	60 100 150 200 250 325 400 500	80 100 150 200 250 325 400 500 600	600 800 1,000 1,200 1,400 1,600 2,000	200 400 600 800 1,000 1,200 1,400 1,600 1,800 2,000

(ﾊ) そ　の　他

a　架空地中混用電線路には，必要に応じて故障区間検出装置を施設いたします。

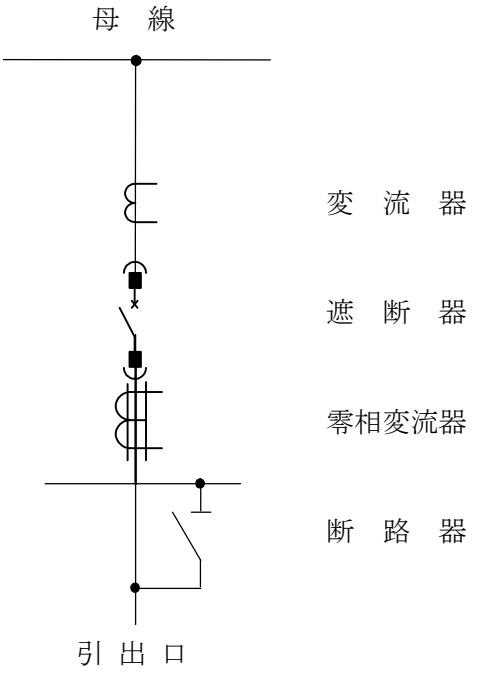
b　架空地中混用電線路で雷サージによってケーブルが損傷するおそれのある場合は，避雷器を施設いたします。

(5) 変 電 設 備

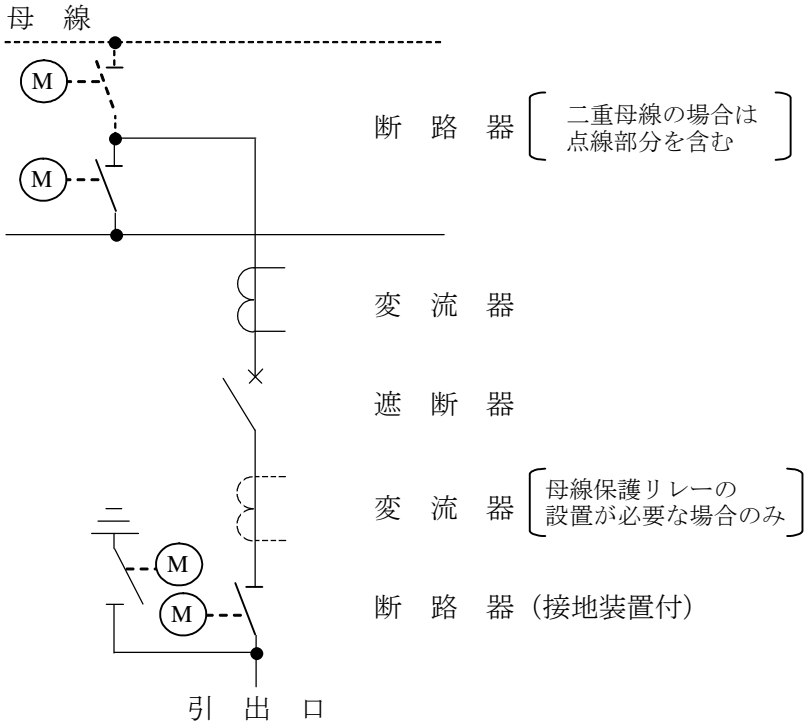
イ　結　線　法

結線法は，次の結線を標準といたします。

(ｲ) 高圧で引出しをする場合



(ﾛ) 特別高圧で引出しをする場合



ロ　遮　断　器

(ｲ) 遮断器は，当社が通常使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し，次の中から必要最小のものを選定いたします。

遮　断　器　容　量

定格電圧	遮断器容量		定格電圧	遮断器容量	
（V）	ｋＡ	（ＭＶＡ）	（V）	ｋＡ	（ＭＶＡ）
3,600	16.0	(100)	36,000	16.0	(1,000)
	25.0	(160)		25.0	(1,600)
7,200	12.5	(160)		31.5	(2,000)
	20.0	(250)		40.0	(2,500)
12,000	25.0	(520)	72,000	20.0	(2,500)
				25.0	(3,100)
				31.5	(3,900)
				40.0	(5,000)
24,000	20.0	(830)	168,000	25.0	(7,300)
	25.0	(1,000)		31.5	(9,200)
				40.0	(12,000)

(ﾛ) 将来の系統構成は，5 年程度先を目標といたします。(断路器および変流器についても同様といたします。)

ハ　断　路　器

断路器は，当社が通常使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し，必要最小のものを使用いたします。

ニ　変　流　器

変流器は，当社が通常使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成について計算した短絡容量から判断し，必要最小のものを使用いたします。

ホ　配　電　盤

配電盤には，原則として電流計および遮断器操作用ハンドルならびに運転に必要な器具を取り付けるものといたします。また，必要に応じ電力計，電圧計，無効電力計等を取り付けるものといたします。

ヘ　保 護 装 置

電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路を遮断するために必要な保護装置を施設いたします。

ト　変電設備の設計

変電設備の形式，付属設備等は，その変電所において，他に施設される設備と同等のものをこえないものといたします。

(6) 保安通信設備

イ　一 般 基 準

(ｲ) 保安通信設備の施設

a　保安通信用電話設備は，原則として特別高圧で受電または供給する場合に施設いたします。

b　系統保護用信号伝送装置等電話設備以外の保安通信設備は，当該供給電線路の保護および運用上必要な場合に施設いたします。

(ﾛ) 通 信 方 式

保安通信設備は，通信ケーブル，通信線搬送または電力線搬送，マイクロ波無線による伝送路設備のうち技術的，経済的に最も適当な方式によるものとし，施設方法は，以下のロ，ハ，ニ，ホ，ヘ，トといたします。

なお，通信線搬送における通信線路は，通信ケーブルおよび光ファイバケーブル（光ファイバ複合架空地線〔以下「ＯＰＧＷ」といいます。〕を含む）といたします。

(ﾊ) 経　過　地

保安通信設備の経過地は，技術上，地形，用地事情および保守，保安に支障のない範囲で，保安通信設備が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ロ　架空通信線路

架空通信線路は，伝送距離，必要回線数等に応じた通信ケーブルまたは光ファイバケーブル（ＯＰＧＷを除きます。）とし，原則として電柱へ添架することといたします。ただし，技術上または経済上適当でない場合は独立通信線路を施設といたします。

なお，ＯＰＧＷは，(4)ロ(ﾄ)の架空地線等耐雷施設の設置に準じて施設いたします。

ハ　地中通信線路

地中通信線路は，伝送距離，必要回線数等に応じた通信ケーブルまたは光ファイバケーブル（ＯＰＧＷを除きます。）とし，施設方式は，原則として管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

(ｲ) 直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が容易にできる場合

(ﾛ) 暗 き ょ 式

当該通信線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

ニ　通信線搬送設備

通信線搬送設備は，伝送距離，伝送回線数，信頼度等の施設条件を考慮して，最適なものを施設いたします。

ホ　電力線搬送設備

電力線搬送設備は，伝送距離，伝送回線数，信頼度等の施設条件を考慮して，最適なものを施設いたします。

なお，電力線搬送設備の結合方式は，原則として線間結合方式といたします。

ヘ　マイクロ波無線設備（空中線系を含みます。）

マイクロ波無線設備は，伝送距離，伝送回線数，信頼度等の施設条件を考慮して，最適なものを施設いたします。

ト　そ　の　他

(ｲ) 系統保護用信号伝送装置

系統保護用信号伝送装置は，当該供給電線路の保護方式に合致した型式のものを施設いたします。

(ﾛ) 給電情報伝送装置

給電情報伝送装置は，サイクリック伝送方式を標準といたします。

チ　保 安 装 置

保安通信設備に対する保安装置は，有線電気通信法，電気設備に関する技術基準ならびに電力保安通信規程およびこれら関係法令類に定められたところにより施設いたします。

15　スポットネットワーク方式の工事費の算式

69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ) a (b)の工事費単価

×｛100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－1)｝

託送供給等約款別冊
系統連系技術要件

2023年12月27日実施

東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款別冊
系統連系技術要件

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的……1
2　適用の範囲……1
3　協　　議……1

Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧）

4　電 気 方 式……2
5　運転可能周波数……2
6　力　　率……2
7　高　調　波……2
8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……3
10　不要解列の防止……3
11　保護装置の設置場所……6
12　保護リレーの設置相数……6
13　保護装置の設置……7
14　解 列 箇 所……8
15　接 地 方 式……8
16　直流流出防止変圧器の設置……8
17　電 圧 変 動……8
18　短 絡 容 量……10
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置……10
20　発電設備等の種類……10
21　サイバーセキュリティ対策……10
22　発電機諸元……10

Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧）

23　電 気 方 式……12
24　運転可能周波数……12
25　力　　率……12
26　高　調　波……12

27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……12
28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……13
29　不要解列の防止……13
30　保護装置の設置場所……15
31　保護リレーの設置相数……15
32　保護装置の設置……16
33　解 列 箇 所……17
34　自動負荷制限……17
35　線路無電圧確認装置の設置……17
36　接 地 方 式……18
37　直流流出防止変圧器の設置……18
38　電 圧 変 動……18
39　短 絡 容 量……20
40　発電機定数・諸元……20
41　昇圧用変圧器……22
42　連 絡 体 制……22
43　バンク逆潮流の制限……22
44　サイバーセキュリティ対策……22

Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）

45　電 気 方 式……24
46　運転可能周波数・並列時許容周波数……24
47　力　　率……24
48　高　調　波……25
49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……25
50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……25
51　不要解列の防止……25
52　保護装置の設置……27
53　再閉路方式……30
54　保護装置の設置場所……30
55　解 列 箇 所……30
56　保護リレーの設置相数……30
57　自動負荷制限・発電抑制……31
58　線路無電圧確認装置の設置……31
59　発電機運転制御装置の付加……32
60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施……34
61　直流流出防止変圧器の設置……34

62　電 圧 変 動……35
63　出力変動対策……36
64　短絡・地絡電流対策……36
65　発電機定数・諸元……36
66　昇圧用変圧器……39
67　連 絡 体 制……39
68　電気現象記録装置……40
69　サイバーセキュリティ対策……41

Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）

70　力率の保持……42
71　保護装置の設置……42
72　そ　の　他……42

Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）

73　力　　率……43
74　高調波対策の実施……43
75　保護協調の実施……44
76　保護装置の設置……44
77　保護装置の設置場所……44
78　遮 断 箇 所……44
79　電圧等の安定保持対策……44
80　そ　の　他……45

Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）

81　力　　率……46
82　保護協調の実施……46
83　保護装置の設置……46
84　保護装置の設置場所および設置相数……47
85　解 列 箇 所……47
86　線路無電圧確認装置の設置……47
87　電力品質対策の実施……47
88　保安通信電話の設置……49
89　給電情報伝送装置の設置……49

Ⅰ 総　　則

1 目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は，託送供給等約款 8（契約の要件）(1) ニおよび (2) ハにもとづき，「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」その他のルール等を踏まえ，電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく技術要件を定めたものです。

2 適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を連系する場合についても，この要件を適用いたします。

3 協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧）

4　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相 2 線式・単相 3 線式・三相 3 線式・三相 4 線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相 3 線式の系統に単相 2 線式 200 ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

5　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下

(2)　運転可能周波数:47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT 要件）の適用を受ける発電設備等は 47.5 ヘルツ，それ以外は 48.5 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2 秒)

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらない。なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

6　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80 パーセントまで制御できるものといたします。

7　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち 10 キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

10　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）

を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

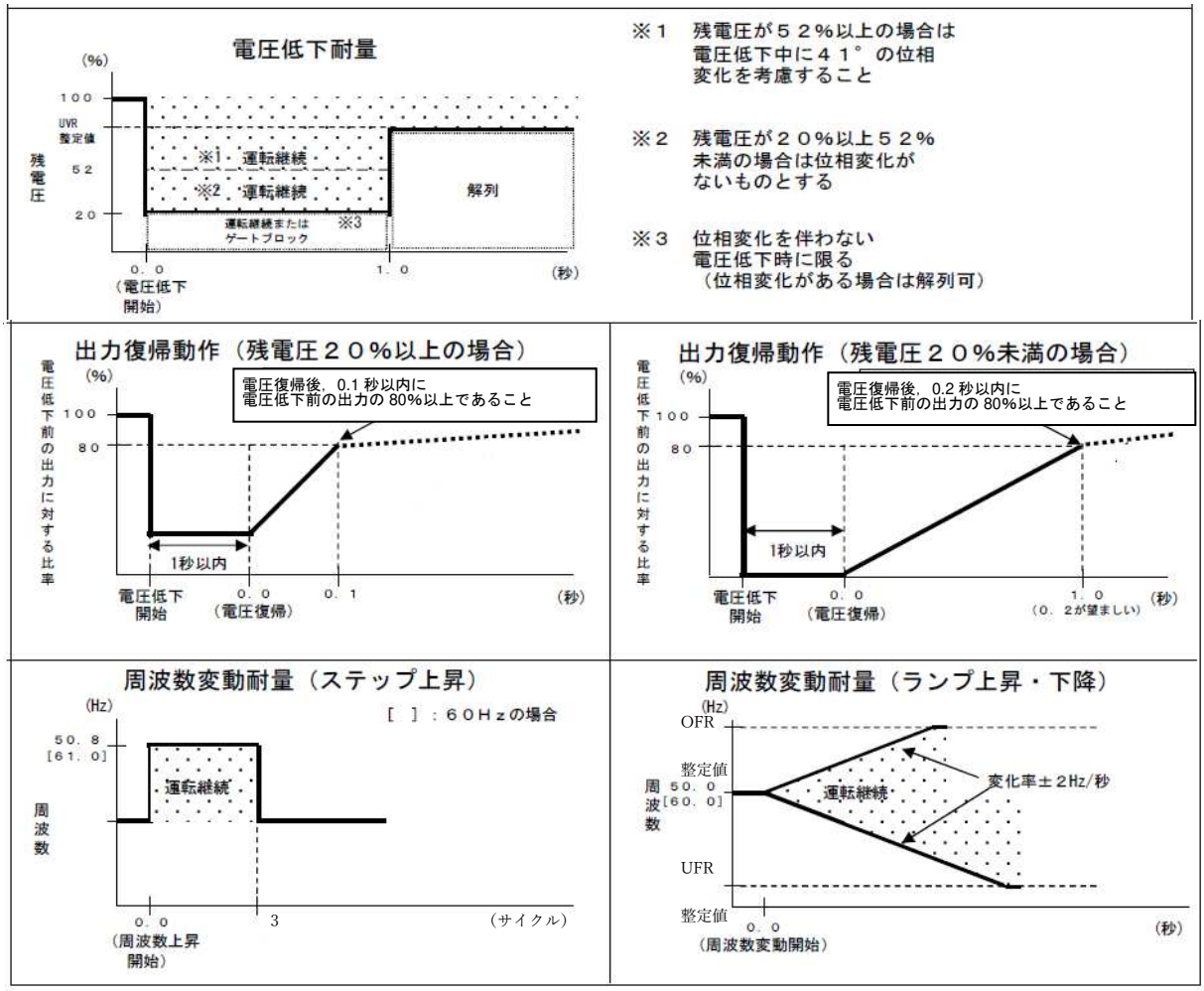
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
	燃料電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz

	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				
	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
		燃料電池+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ+蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限) 51.5Hz (周波数下限) 47.5Hz
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ					

	風力	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に +0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



11 保護装置の設置場所

保護装置は,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 過電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相 2 線式，単相 3 線式および三相 3 線式について 1 相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間，三相 3 線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とすることができる。

ロ　不足電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

13　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4)　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数

低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

14　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　機械的な解列箇所 2 箇所

(2)　機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3)　発電設備等連絡用遮断器

15　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

17　電 圧 変 動

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に

支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

18 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20 発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

21 サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

22 発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第 3 者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ　，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧）

23　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

24　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下

(2) 運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT 要件）の適用を受ける発電設備等は 47.5 ヘルツ，それ以外は 48.5 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2 秒)

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらない。なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

25　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80 パーセントまで制御できるものといたします。

26　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅵ 需要者の系統連系技術要件（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの

範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制等により出力の制御が困難なものは除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

29　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

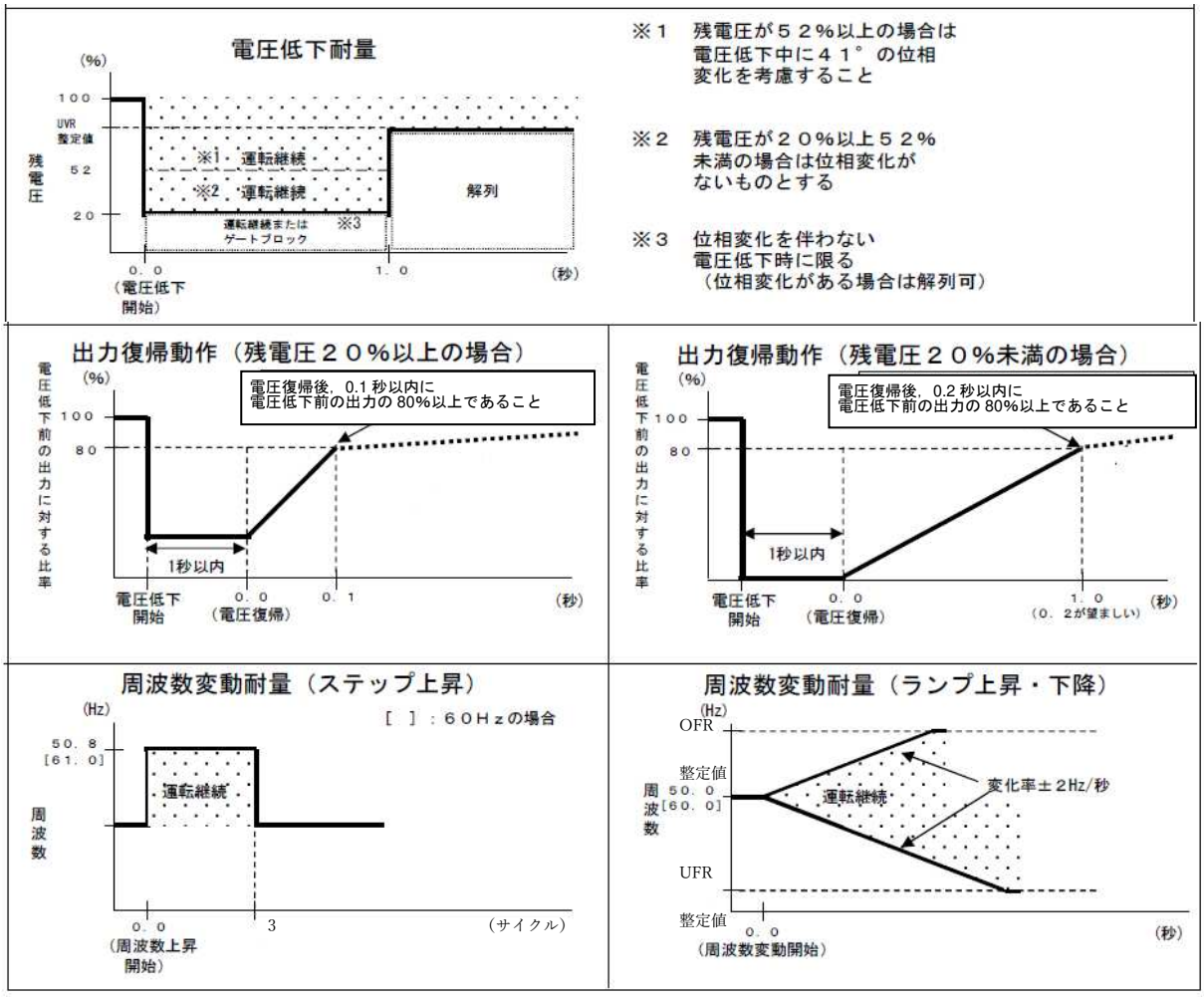
(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



30 保護装置の設置場所

保護装置は,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

31 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，1相設置とすること。

(3) 短絡方向リレーは，3 相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，2 相設置とすることができる。

(4) 不足電圧リレーは，3 相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，1 相設置とすることができる。

(5) 不足電力リレーは，2 相設置とすること。

32　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10 キロワット以下の場合

(4)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

(5)　逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ 1 方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

33　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

34　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

35　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3)　2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(4)　単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができる。

イ　保護リレーの 2 系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。

36　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

37　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

38　電 圧 変 動

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある

ときには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC ）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある

ときには，SVC などを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

39　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

40　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第 3 者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値

電源種	設備	諸元
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント 制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります 。

41　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

42　連 絡 体 制

発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

(1)　専用保安通信用電話設備

(2)　電気通信事業者の専用回線電話

(3)　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡がとれるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

43　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

44　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）

45　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。

46　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下

運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下

周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上とすること。

周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.5 ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。（協調が取れる範囲の最大値：2 秒以上）

なお，新潟県佐渡市については，標準周波数が 60 ヘルツであり，別途協議させていただきます。

(2)　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数+0.1 ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0 ヘルツ）とします。ただし，離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

47　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率 90 パーセント～進み力率 95 パーセントとしていただきます。

逆潮流が無い場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

48 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，87（電力品質対策の実施）に準じた対策を実施していただきます。

49 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

50 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

51 不要解列の防止

(1) 保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，82（保護協調の実施）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合で

あって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

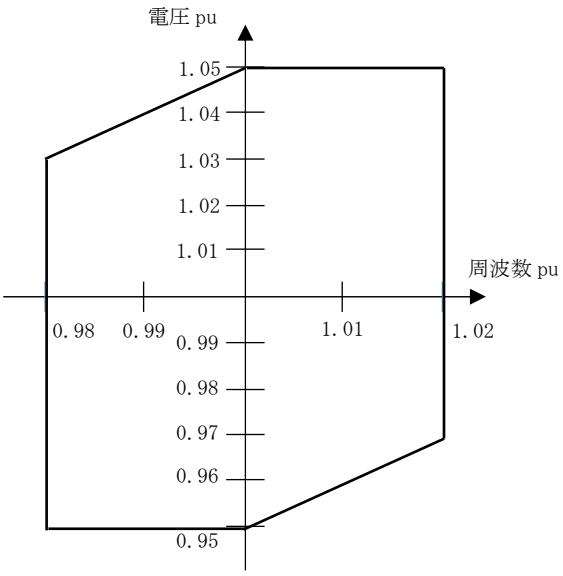
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

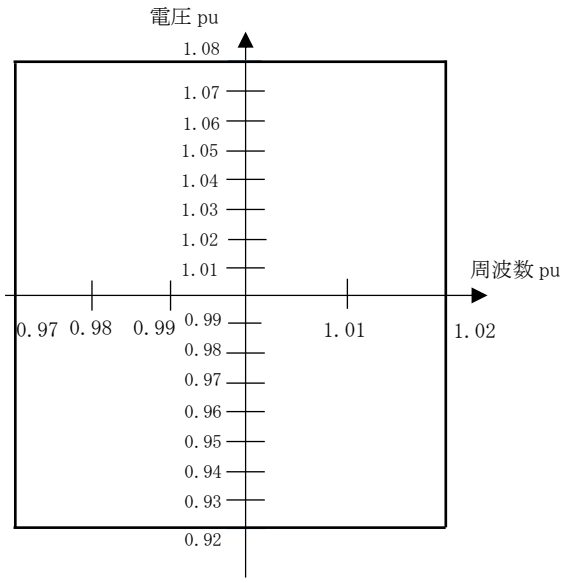
作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

52　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2)　系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは，発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。

なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。

また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

(ｲ)　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより，連系する系統の地絡事故を検出できる場合

(ﾛ)　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合

(ﾊ)　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。

必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。

なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。

また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。

(3)　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4)　事故波及防止対策

イ　発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

ロ　系統事故などの影響により，他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，事故波及防止リレー装置によって発電者の発電設備を抑制または遮断いたします。この場合，発電者に，転送信号などによって発電設備を自動抑制または自動遮断する事故波及防止リレー装置を設置していただきます。

(5)　構内設備事故対策

構内設備事故対策として，83（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。

(6)　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。

遮断器：2 サイクル以内
保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

53　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下のとおりです。

(1)　66,000 ボルト以下の送電線：低速度三相再閉路方式

(2)　154,000 ボルト送電線：高速度単相または多相再閉路方式，および中速度三相再閉路方式

(3)　275,000 ボルト以上の送電線：高速度多相再閉路方式，および中速度三相再閉路方式

なお，再閉路方式の運用にあたっては，発電設備の回転軸強度などに支障がないようにしていただきます。

54　保護装置の設置場所

保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

55　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

なお，構内保護装置が動作した場合の解列箇所は，85（解列箇所）に準じた対策を実施していただきます。

56　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。

(3)　不足電力リレーは 2 相設置とすること。

(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短

絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは3相設置とすること。

57　自動負荷制限・発電抑制

(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。

なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2)　あらかじめ当社が指定した送配電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。

58　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように 2 系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

イ　2系列の保護リレーのうちの1系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1系列目と2系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1系列目と2系列目を兼用できる。

59　発電機運転制御装置の付加

(1)　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS(Power System Stabilizer)

広域的な安定度維持が必要となる場合は，PSS の形式として複数入力 PSS（ΔP＋Δω形 PSS など）を指定させていただく場合があります。

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2)　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備等を除く。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2 ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100 メガワット以上の火力発電設備は，周波数 49.0 ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数 49.0 ヘルツ以下については，1 ヘルツ低下するごとに 5 パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100 メガワット以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF 調定率	5 パーセント以下	5 パーセント以下
	GF 幅※1	5 パーセント以上（定格出力基準）	3 パーセント以上（定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始，10 秒以内に GF 幅の出力変化完了	
	LFC 幅	±5 パーセント以上（定格出力基準）	±5 パーセント以上（定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	5 パーセント/分以上（定格出力基準）	1 パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始	60 秒以内に出力変化開始
	EDC 変化速度※2	5 パーセント/分以上（定格出力基準）	1 パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC 変化速度	10 パーセント/分以上（定格出力基準）	1 パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50 パーセント以下 DSS 機能具備※5	30 パーセント以下

※1 GT および GTCC については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5 パーセント以上その他の発電機については定格出力の 3 パーセント以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※3 気化ガス（BOG）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4 EDC/LFC 指令で制御可能な最低出力。

※5 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと。

※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。

※7 記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令，運転可能出力帯（バンド）指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GT および GTCC のみ。〕，EDC・LFC 使用/除外，GF 使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3)　早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400 メガワット以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4)　電圧調整のための機能

イ　275,000 ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が 154,000 ボルト以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。

ハ　受電電圧が 500,000 ボルト以上の発電者の発電機には，送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が 275,000 ボルト以下の発電者の発電機でも，系統電圧を適正に維持するために必要な場合は,PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。（なお，PSVR とは，昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で，Power System Voltage Regulator のことです。）

60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1)　154,000 ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2)　275,000 ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

61　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

62 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±1～2 パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2 パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ 同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ 二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ 誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2 パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ 自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ 他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2 パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ 発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

① 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

② 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

(3) そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

63 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での 5 分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10 パーセント以下となるよう対策を行なうこと。
なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

ロ 高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと，また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，2～5 パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2 ヘルツ以下とする。

64 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

65 発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間

電源種	設備	諸元
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力

電源種	設備	諸元
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二 次 励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

66 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

67 連 絡 体 制

(1) 発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33,000 ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ 専用保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には，当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，必要に応じ，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	母線側断路器の開閉状態（設備構成による）
	変圧器遮断器の開閉状態（設備構成による）
	変圧器断路器の開閉状態（設備構成による）
	母線連絡遮断器の開閉状態（設備構成による）
	母線連絡断路器の開閉状態（設備構成による）
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	母線保護リレーの動作状態
	母線保護リレーの切替開閉器の状態
	電圧・無効電力の制御モード
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口の有効電力量（送電，受電）
	代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
その他	連系用変圧器のタップ位置

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は ，最小単位の発電設備 1 台毎に設置していただきます。

※2　ナセルで計測する風向・風速

※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数。

68　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，

電力などの計測値を連続的に記録し，当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

69　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）

70　力率の保持

(1)　需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90 パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。

(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

71　保護装置の設置

需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがあるときには，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。

(1)　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2)　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

(3)　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

(4)　著しい高周波または高調波を発生する場合

(5)　その他 (1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合

72　そ　の　他

需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅱ（発電者の系統連系技術要件（低圧））に準じていただきます。

なお，逆潮流がない場合は，逆変換装置を用いた発電設備以外であっても連系することができます。

Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）

73　力　　率

供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率とならないようにしていただきます。

74　高調波対策の実施

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件に従っていただきます。

(1)　対象となる負荷設備

イ　使用する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）を供給地点毎に計算いたします。計算された等価容量が 50 キロボルトアンペアを超える場合，本要件の対象となります。なお，等価容量については，接続供給契約の申込み時に当社にその値を文書により通知していただきます。

ロ　上記イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア/相以下の電気・電子（家電・汎用品）以外の機器といたします。

ハ　需要者が，上記イに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等によって新たに本要件に該当することになる場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

(1)に該当した需要者は，系統に流出する高調波電流の算出を次のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

ニ　需要場所に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

需要場所から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に下表に示す供給地点の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該供給地点の契約電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。この場合の「契約電力」は，供給地点における負荷設備の最大稼動時の電力をいいます。

（単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ）

5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

需要者は，上記(2)の高調波流出電流が，上記(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を実施していただきます。

75　保護協調の実施

需要者は，需要場所における負荷設備，構内設備または系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。

(1)　連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には，系統から負荷設備が遮断されないこと。

(2)　需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。

76　保護装置の設置

需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。

77　保護装置の設置場所

保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

78　遮 断 箇 所

遮断箇所は，系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ，かつ，事故を除去できる箇所としていただきます。

79　電圧等の安定保持対策

次に示す原因等により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。

(1)　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2)　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

80 そ の 他

需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅲ（発電者の系統連系技術要件（高圧））に準じていただきます。

Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）

81　力　　率

供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率にならないようにしていただきます。

82　保護協調の実施

需要者は，需要場所における連系用遮断器より構内側（以下，Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）において「構内」といいます。）の事故時および系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化などを行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 51（不要解列の防止）に準じた対策も実施していただきます。

(1) 連系された系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内を遮断すること。

(2) 構内に事故が発生した場合には，これに伴う影響を連系する系統へ波及させないため，構内を当該系統から遮断すること。

83　保護装置の設置

需要者は，系統および構内の保護のため，次のとおり保護リレーを設置していただきます。

なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 52（保護装置の設置）に準じた対策も実施していただきます。

(1)　154,000 ボルト以上の系統に連系する場合で，系統の保護方式が電流差動リレー方式または方向比較リレー方式のときには，原則として当社が採用する仕様と同じ保護リレーおよび必要な通信設備を設置すること。

なお，154,000 ボルトの系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置すること。

(2)　構内の短絡および地絡事故時の保護のため，次により供給地点などに保護リレーを設置すること。

イ　構内の短絡事故時の保護のため，過電流リレー（限時および瞬時）を設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には，短絡方向距離リレーを設置すること。

ロ　構内の地絡事故時の保護のため，275,000 ボルト以上の系統に連系する場合には地絡方向距離リレーを設置すること。また，154,000 ボルト以下の系統に連系する場合には地絡過電流リレーを設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には地絡方向リレーを設置すること。

なお，275,000 ボルト以上の系統に連系するときや，安定度上問題がある箇所については，母線保護リレー装置を設置していただく場合があります。

84　保護装置の設置場所および設置相数

(1)　保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

(2)　保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

イ　地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレー，地絡過電流リレーは零相回路に設置すること。

ロ　周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。

ハ　不足電力リレー，過電流リレーは 2 相設置とすること。

ニ　短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。

85　解 列 箇 所

解列箇所は，保護装置が動作した場合に系統から構内を解列し，事故を除去することができる受電用遮断器としていただきます。

また，発電設備を連系する場合には，上記に加え 55（解列箇所）に準じた対策も実施していただきます。

なお，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器などをすべて遮断していただきます。

86　線路無電圧確認装置の設置

需要者が発電設備を連系する場合には，58（線路無電圧確認装置の設置）に準じていただきます。

87　電力品質対策の実施

負荷設備を電力系統へ連系することにより，電圧変動および高調波電流などの特異現象が過大になると，電力系統ならびに他の需要者の各種機器に対し，過熱焼損，振動を与え，その正常動作に影響を及ぼす他，他者の電気工作物に支障を及ぼすため，適切な防止対策を実施していただきます。

(1)　電 圧 変 動

電圧変動対策については，62（電圧変動）に準じていただきます。

(2)　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

イ　対象となる負荷設備

(ｲ)　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

a　22,000 ボルトまたは 33,000 ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が 300 キロボルトアンペアを超える需要者

b　66,000 ボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が 2,000 キロボルトアンペアを超える需要者

(ﾛ)　上記(ｲ)の等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

(ﾊ)　特定需要者が，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

ロ　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

(ｲ)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(ﾛ)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

(ﾊ)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

(ﾆ)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

ハ　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

ニ　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，上記ロの高調波流出電流が，上記ハの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

(3)　電圧フリッカ

人間の目は，光のちらつきの周波数が 10 ヘルツの時に最も敏感に感じるため，電圧フリッカの大きさは，変動周期を全て 10 ヘルツに換算したΔＶ10 を使用するものといたします。

電圧フリッカの許容上限値は，専用線で供給する場合はその供給変電所母線，一般線で供給する場合は供給地点で，以下のとおりといたします。

ΔＶ10 メーターで 4 番目最大 0.45 ボルト

(4)　電圧不平衡

電圧不平衡率の許容上限値は，受電地点で 3 パーセントとするものといたします。

(5)　周波数の安定保持

負荷設備の特性によって周波数が著しく変動することにより，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。

88　保安通信電話の設置

需要者と当社給電指令機関との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

89　給電情報伝送装置の設置

系統運用上必要な情報を確実に収集するために，原則として，次のスーパービジョンおよびテレメータを設置させていただきます。

(1)　スーパービジョン

連系用遮断器，連系用断路器ならびに連系用送電線用接地開閉器の開閉状態

(2)　テレメータ

引込口の有効電力量

電気事業法施行規則第 19 条第 2 項の規定

に基づく添付書類

1　変更を必要とする理由

2　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第 41 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 4 月 26 日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，2022 年 12 月 21 日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，2023 年 12 月末までに導入する整理がなされたことおよび第 46 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 11 月 15 日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
託 送 供 給 等 約 款	託 送 供 給 等 約 款
2023年~~4~~月~~1~~日　実 施	2023年12月27日　実 施
東北電力ネットワーク株式会社	東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）

託　送　供　給　等　約　款

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用……1
2　託送供給等約款の認可および変更……1
3　定　　義……2
4　代表契約者の選任……6
5　託送供給等に関する取扱い……6
6　単位および端数処理……6
7　実 施 細 目……7

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件……8
9　検討および契約の申込み……9
10　契約の成立および契約期間……14
11　託送供給等の開始……15
12　供給準備その他必要な手続きのための協力……15
13　電気方式，電圧および周波数……15
14　発電場所および需要場所……17
15　供給および契約の単位……18
16　承諾の限界……21
17　契約書の作成……21

Ⅲ　料　　金

18　料　　金……22
19　接続送電サービス……23
20　臨時接続送電サービス……40
21　予備送電サービス……46
22　発電量調整受電計画差対応電力……47
23　接続対象計画差対応電力……48
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力……49
25　給電指令時補給電力……50

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期……52
27　検　針　日……52
28　料金の算定期間……53
29　計　　量……53
30　電力および電力量の算定……54
31　損　失　率……~~63~~
32　料金の算定……~~63~~
33　支払義務の発生および支払期日……~~65~~

託　送　供　給　等　約　款

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用……1
2　託送供給等約款の認可および変更……1
3　定　　義……2
4　代表契約者の選任……6
5　託送供給等に関する取扱い……6
6　単位および端数処理……6
7　実 施 細 目……7

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件……8
9　検討および契約の申込み……9
10　契約の成立および契約期間……14
11　託送供給等の開始……15
12　供給準備その他必要な手続きのための協力……15
13　電気方式，電圧および周波数……15
14　発電場所および需要場所……17
15　供給および契約の単位……18
16　承諾の限界……21
17　契約書の作成……21

Ⅲ　料　　金

18　料　　金……22
19　接続送電サービス……23
20　臨時接続送電サービス……40
21　予備送電サービス……46
22　発電量調整受電計画差対応電力……47
23　接続対象計画差対応電力……48
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力……49
25　給電指令時補給電力……50

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期……52
27　検　針　日……52
28　料金の算定期間……53
29　計　　量……53
30　電力および電力量の算定……54
31　損　失　率……67
32　料金の算定……67
33　支払義務の発生および支払期日……69

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
34　料金その他の支払方法……~~66~~	34　料金その他の支払方法……70
35　保　証　金……~~67~~	35　保　証　金……72
36　連帯責任……~~69~~	36　連帯責任……73
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
37　託送供給等の実施……~~70~~	37　託送供給等の実施……74
38　給電指令の実施等……~~72~~	38　給電指令の実施等……76
39　適正契約の保持等……~~75~~	39　適正契約の保持等……79
40　契約超過金……~~75~~	40　契約超過金……80
41　力率の保持……~~76~~	41　力率の保持……80
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施……~~76~~	42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施……80
43　託送供給等にともなう協力……~~77~~	43　託送供給等にともなう協力……81
44　託送供給等の停止……~~77~~	44　託送供給等の停止……81
45　託送供給等の停止の解除……~~78~~	45　託送供給等の停止の解除……83
46　託送供給の停止期間中の料金……~~78~~	46　託送供給の停止期間中の料金……83
47　違　約　金……~~79~~	47　違　約　金……83
48　損害賠償の免責……~~79~~	48　損害賠償の免責……83
49　設備の賠償……~~79~~	49　設備の賠償……84
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
50　契約の変更……~~81~~	50　契約の変更……85
51　名義の変更……~~82~~	51　名義の変更……86
52　契約の廃止……~~82~~	52　契約の廃止……86
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算……~~83~~	53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算……87
54　解　約　等……~~85~~	54　解　約　等……89
55　契約消滅後の債権債務関係……~~86~~	55　契約消滅後の債権債務関係……90
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
56　受電地点，供給地点および施設……~~87~~	56　受電地点，供給地点および施設……91
57　架空引込線……~~88~~	57　架空引込線……92
58　地中引込線……~~89~~	58　地中引込線……93
59　連接引込線等……~~90~~	59　連接引込線等……94
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法……~~90~~	60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法……94
61　引込線の接続……~~90~~	61　引込線の接続……94
62　計量器等の取付け……~~90~~	62　計量器等の取付け……94
63　通信設備等の施設……~~91~~	63　通信設備等の施設……95
64　専用供給設備……~~92~~	64　専用供給設備……96
65　電流制限器等の取付け……~~92~~	65　電流制限器等の取付け……96
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
66　受電地点への供給設備の工事費負担金……~~93~~	66　受電地点への供給設備の工事費負担金……97
67　受電用計量器等の工事費負担金……~~96~~	67　受電用計量器等の工事費負担金……100
68　会社間連系設備の工事費負担金……~~96~~	68　会社間連系設備の工事費負担金……100
69　供給地点への供給設備の工事費負担金……~~96~~	69　供給地点への供給設備の工事費負担金……100
70　工事費負担金の申受けおよび精算……~~102~~	70　工事費負担金の申受けおよび精算……106
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……~~103~~	71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……107
72　臨時工事費……~~104~~	72　臨時工事費……108

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
73　工事費等に関する契約書の作成……~~104~~	73　工事費等に関する契約書の作成……108
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
74　保安の責任……~~105~~	74　保安の責任……109
75　保安等に対する発電者および需要者の協力……~~105~~	75　保安等に対する発電者および需要者の協力……109
76　調　　査……~~105~~	76　調　　査……109
77　調査等の委託……~~106~~	77　調査等の委託……110
78　調査に対する需要者の協力……~~106~~	78　調査に対する需要者の協力……110
79　検査または工事の受託……~~106~~	79　検査または工事の受託……110
80　自家用電気工作物……~~106~~	80　自家用電気工作物……110
附　　則……~~107~~	**附　　則**……111
別　　表……~~133~~	**別　　表**……143

Ⅱ　契約の申込み

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

Ⅱ　契約の申込み

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
(ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供給地点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　受電地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別 g　発電場所における負荷設備および受電設備 h　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (ｲ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ) 当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から1年以内に受け付けた受電側接続検討のとき (2)～(7)　略	(ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供給地点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　受電地点における予備送電サービスの希望の有無および希望される予備送電サービスの種別 g　発電場所における負荷設備および受電設備 h　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (ｲ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから 3 月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ) 当社は，1 受電地点 1 検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者<u>の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）</u>によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から1年以内に受け付けた受電側接続検討のとき (2)～(7)　略
Ⅲ　料　　金 **25　給電指令時補給電力** (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	**Ⅲ　料　　金** **25　給電指令時補給電力** (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
Ⅳ　料金の算定および支払い **30　電力および電力量の算定** (1)～(17)　略 (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより	**Ⅳ　料金の算定および支払い** **30　電力および電力量の算定** (1)～(17)　略 (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合~~で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに~~，次の~~式により~~算定された値といたします。~~ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または 38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1 電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	(ｲ) (2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
	ａ　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 ｂ　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施したとき。 ｃ　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 ｄ　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 (ﾊ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。 ａ　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
	制対象電力量－発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
	発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 e　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
	38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 (c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
(20)～(29)　略	(20)～(29)　略
Ⅴ　供　　給 **38　給電指令の実施等** (1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむを	**Ⅴ　供　　給** **38　給電指令の実施等** (1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむを

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
えない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	えない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合	イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，地熱発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電，地熱発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
~~ホ~~　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロまたは~~ホ~~のときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
(5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロまたは~~ホ~~の場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則と	(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則と

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
して30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	して30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(7) 当社は，(2)イ，ロ，ハ，~~ホ~~または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。	(7) 当社は，(2)イ，ロ，ハ，ト または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。
イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき	イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき
(ｲ) 割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。	(ｲ) 割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。
(ﾛ) 割　引　率 1月中の制限し，または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。	(ﾛ) 割　引　率 1月中の制限し，または中止した延べ日数1日ごとに4パーセントといたします。
(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，1日のうち延べ1時間以上制限し，または中止した日を1日として計算いたします。	(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，1日のうち延べ1時間以上制限し，または中止した日を1日として計算いたします。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合
(ｲ) 割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。	(ｲ) 割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される1月の金額といたします。
(ﾛ) 割　引　率 1月中の制限し，または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。	(ﾛ) 割　引　率 1月中の制限し，または中止した延べ時間数1時間ごとに0.2パーセントといたします。
(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，1時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　式） a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D - d}{D}$	(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，1回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，1時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　式） a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D - d}{D}$

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
H’＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ H’＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。 (8)～(10)　略	H’＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ H’＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。 (8)～(10)　略
Ⅷ　工事費の負担 **66　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　略 (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，a および b の金額	**Ⅷ　工事費の負担** **66　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　略 (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，a および b の金額

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
a　当該供給設備の工事費のうち，発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款(2015年12月18日付け20150731資第41号認可。)65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。	a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款(2015年12月18日付け20150731資第41号認可。)65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)a ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。
b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額	b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力1キロワットにつき　3,850円00銭	新増加契約受電電力1キロワットにつき　3,850円00銭
ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3)～(4)　略	(3)～(4)　略
(5) 工事費の算定 (1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(5) 工事費の算定 (1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。 (ｲ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 (ﾛ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾎ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。 (ｲ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 (ﾛ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾎ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$ ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。 ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後3年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）とみなします。 ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 (6)～(7)　略	(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$ ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後3年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。 ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後3年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。 ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 (6)～(7)　略
附　　則	**附　　則**
1　実施期日 この約款は，2023年~~4~~月~~1~~日から実施いたします。	**1　実施期日** この約款は，2023年12月27日から実施いたします。
5　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） (1)～(4)　略 (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年4月1日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第2条第3項第5号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。 ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	**5　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** (1)～(4)　略 (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年4月1日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第2条第3項第5号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第8号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　8（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。 ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ~~ただし~~，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第3条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，38（給電指令の実施等）(2) ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその1月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその1月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
(ｲ) 28（料金の算定期間） (ﾛ) 32（料金の算定） (ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 34（料金その他の支払方法） (ﾎ) 35（保証金） (ﾍ) 47（違約金） (ﾄ) 54（解約等）	(ｲ) 28（料金の算定期間） (ﾛ) 32（料金の算定） (ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 34（料金その他の支払方法） (ﾎ) 35（保証金） (ﾍ) 47（違約金） (ﾄ) 54（解約等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後4時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前6時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
~~チ~~　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
~~リ~~　~~チ~~で定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
~~ヌ~~　この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後1年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後1年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)～(9)　略	(6)～(9)　略
6　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置 (1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 　電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 1キロワット時につき　57円74銭	**6　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置** (1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 　電気事業法第2条第1項第8号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ﾊ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 1キロワット時につき　57円74銭 　ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
(2)　略	(2)　略
14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ) 軽負荷期（毎年4月1日から5月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，4月30日，5月1日および5月2日の午前8時から午後4時までの時間 (ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力は，その1月の最大需要電力から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。 ホ　その他 (ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	**14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置** (1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 (ｲ) 軽負荷期（毎年4月1日から5月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，4月30日，5月1日および5月2日の午前8時から午後4時までの時間 (ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 (ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。 (ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその1月の最大需要電力等は，その1月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その1月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。 ホ　その他 (ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
(2)　略	(2)　略
	16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が 2023 年 1 月 31 日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が 2023 年 3 月 31 日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）(2)ニ，30（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
~~16~~　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 1 項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 2 項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)～(3)　略 (4) 料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力 a　発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量(配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電	**17　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 1 項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第 27 条の 12 の 11 第 2 項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)～(3)　略 (4) 料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力 a　発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量(配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の（5）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられ	計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その 30 分の（5）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
る金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量(配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の（5）への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量(配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の（5）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	る金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量(配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の（5）への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量(配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その 30 分の（5）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30 分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。 ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。	c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより 30 分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
(ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	a　適 用 範 囲 38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，c に定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)チにより 30 分ごとに算定された値といたします。	c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより 30 分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5) 電力および電力量の算定	(5) 電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進	ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	ホ　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を 2 倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表 8（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
ト　ベースライン ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ト　ベースライン ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は 1 接続送電サービスまたは 1 臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，1 接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，~~30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，~~次の~~式により~~算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。~~ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給~~	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
~~電指令時補給を行なった場合または 38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~	
発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	(ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
	(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
	(ﾊ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
	(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定め

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
	る出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 d　当社または配電事業者が 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式によ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
	り算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝ 発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
	(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 (c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量－38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社~~または~~配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~ 38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の 1 時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1 電制（配電事業者の約款に定めるＮ－1 電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量と

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
	みなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量＝ 発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30 分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された 30 分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として 30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋接続供給電力量／｛1－損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝ －ベースライン	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として 30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋接続供給電力量／｛1－損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)｝ －ベースライン
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその 30 分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量
(6)～(7)　略	(6)～(7)　略
(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が	(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款　2023 年 12 月 27 日実施（案）
2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	2016 年 4 月 1 日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第 8 号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ﾛ) インバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。	(ﾛ) インバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計といたします。
(ﾊ) 当社は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(ﾊ) 当社は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後 4 時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前 6 時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則 5（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその 1 月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
	(9) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置
	イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等
	離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
	(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) dもしくは(4)ニ(ﾛ) dにかかわらず，次のとおりといたします。 1キロワット時につき　57円74銭 ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。 ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。 1キロワット時につき　23円33銭 (10) 給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，(4)ニ(ﾛ) d，(5)チおよび(5)リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
(~~9~~) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	(11) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~17~~　近接性評価割引額の算定についての特別措置	**18　近接性評価割引額の算定についての特別措置**
(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。 イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。 ロ　契約者が，附則~~16~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則~~16~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。 ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則~~16~~〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) aの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。 (2) 契約者が，附則~~16~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則~~16~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の	(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。 イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。 ロ　契約者が，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。 ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則17〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) aの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。 (2) 契約者が，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表2（近接性評価地域および近接性評価割引額の

託送供給等約款　新旧比較表

託送供給等約款　2023年4月1日実施	託送供給等約款　2023年12月27日実施（案）
算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。	算定）(2)ロ(ハ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。
~~18~~　Ｎ－1電制の実施についての特別措置 (1)～(3)　略	**19**　**Ｎ－1電制の実施についての特別措置** (1)～(3)　略
~~19　料金についての切替措置~~ ~~2023年4月1日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。~~ ~~なお，電力量料金は，料金の算定期間における2023年4月1日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~	
別　　表 **4　負荷設備の入力換算容量** (1)～(3)　略 (4) 電気溶接機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本~~工業~~規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力(キロワット)＝ 最大定格1次入力(キロボルトアンペア)× 70パーセント ロ　イ以外の場合 入力(キロワット)＝ 実測した1次入力(キロボルトアンペア)× 70パーセント (5)　略	別　　表 **4　負荷設備の入力換算容量** (1)～(3)　略 (4) 電気溶接機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力(キロワット)＝ 最大定格1次入力(キロボルトアンペア)× 70パーセント ロ　イ以外の場合 入力(キロワット)＝ 実測した1次入力(キロボルトアンペア)× 70パーセント (5)　略

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
託送供給等約款別冊 系統連系技術要件 2023 年 ~~4~~ 月 ~~1~~ 日実施 東北電力ネットワーク株式会社	託送供給等約款別冊 系統連系技術要件 2023 年 12 月 27 日実施 東北電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023年4月1日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023年12月27日実施（案）
託送供給等約款別冊 系統連系技術要件	託送供給等約款別冊 系統連系技術要件
目　　次	目　　次
Ⅰ　総　　則	Ⅰ　総　　則
1　目　　的・・・

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023年4月1日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023年12月27日実施（案）
~~35~~　直流流出防止変圧器の設置……18	37　直流流出防止変圧器の設置……18
~~36~~　電 圧 変 動……18	38　電 圧 変 動……18
~~37~~　短 絡 容 量……20	39　短 絡 容 量……20
~~38~~　発電機定数・諸元……20	40　発電機定数・諸元……20
~~39~~　昇圧用変圧器……22	41　昇圧用変圧器……22
~~40~~　連 絡 体 制……22	42　連 絡 体 制……22
~~41~~　バンク逆潮流の制限……22	43　バンク逆潮流の制限……22
~~42~~　サイバーセキュリティ対策……22	44　サイバーセキュリティ対策……22
Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）	**Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）**
~~43~~　電 気 方 式……24	45　電 気 方 式……24
~~44~~　運転可能周波数・並列時許容周波数……24	46　運転可能周波数・並列時許容周波数……24
~~45~~　力　　率……24	47　力　　率……24
~~46~~　高　調　波……25	48　高　調　波……25
~~47~~　需給バランス制約による発電出力の抑制……25	49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……25
	50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……25
~~48~~　不要解列の防止……25	51　不要解列の防止……25
~~49~~　保護装置の設置……27	52　保護装置の設置……27
~~50~~　再閉路方式……30	53　再閉路方式……30
~~51~~　保護装置の設置場所……30	54　保護装置の設置場所……30
~~52~~　解 列 箇 所……30	55　解 列 箇 所……30
~~53~~　保護リレーの設置相数……30	56　保護リレーの設置相数……30
~~54~~　自動負荷制限・発電抑制……31	57　自動負荷制限・発電抑制……31
~~55~~　線路無電圧確認装置の設置……31	58　線路無電圧確認装置の設置……31
~~56~~　発電機運転制御装置の付加……32	59　発電機運転制御装置の付加……32
~~57~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施……34	60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施……34
~~58~~　直流流出防止変圧器の設置……34	61　直流流出防止変圧器の設置……34
~~59~~　電 圧 変 動……35	62　電 圧 変 動……35
~~60~~　出力変動対策……36	63　出力変動対策……36
~~61~~　短絡・地絡電流対策……36	64　短絡・地絡電流対策……36
~~62~~　発電機定数・諸元……36	65　発電機定数・諸元……36
~~63~~　昇圧用変圧器……39	66　昇圧用変圧器……39
~~64~~　連 絡 体 制……39	67　連 絡 体 制……39
~~65~~　電気現象記録装置……~~41~~	68　電気現象記録装置……40
~~66~~　サイバーセキュリティ対策……41	69　サイバーセキュリティ対策……41
Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）	**Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）**
~~67~~　力率の保持……42	70　力率の保持……42
~~68~~　保護装置の設置……42	71　保護装置の設置……42
~~69~~　そ　の　他……42	72　そ　の　他……42
Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）	**Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）**
~~70~~　力　　率……43	73　力　　率……43
~~71~~　高調波対策の実施……43	74　高調波対策の実施……43
~~72~~　保護協調の実施……44	75　保護協調の実施……44
~~73~~　保護装置の設置……44	76　保護装置の設置……44
~~74~~　保護装置の設置場所……44	77　保護装置の設置場所……44

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
~~75~~　遮 断 箇 所……44 ~~76~~　電圧等の安定保持対策……44 ~~77~~　そ　の　他……45 Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧） ~~78~~　力　　率……46 ~~79~~　保護協調の実施……46 ~~80~~　保護装置の設置……46 ~~81~~　保護装置の設置場所および設置相数……47 ~~82~~　解 列 箇 所……47 ~~83~~　線路無電圧確認装置の設置……47 ~~84~~　電力品質対策の実施……47 ~~85~~　保安通信電話の設置……49 ~~86~~　給電情報伝送装置の設置……49	78　遮 断 箇 所……44 79　電圧等の安定保持対策……44 80　そ　の　他……45 Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧） 81　力　　率……46 82　保護協調の実施……46 83　保護装置の設置……46 84　保護装置の設置場所および設置相数……47 85　解 列 箇 所……47 86　線路無電圧確認装置の設置……47 87　電力品質対策の実施……47 88　保安通信電話の設置……49 89　給電情報伝送装置の設置……49
Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧） 8　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限を掛けられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	Ⅱ　発電者の系統連系技術要件（低圧） 8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち 10 キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。
~~9~~　不要解列の防止 （1）　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。	10　不要解列の防止 （1）　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

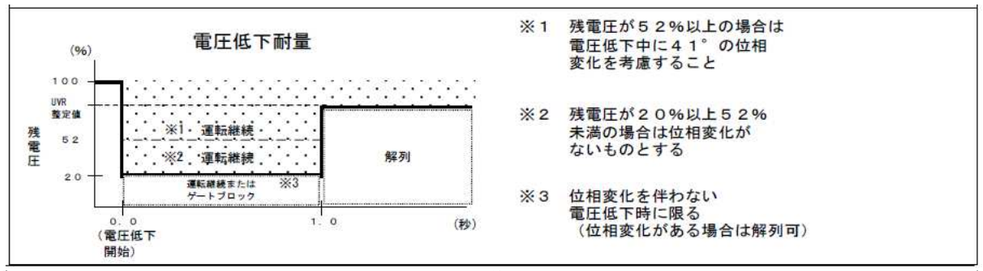
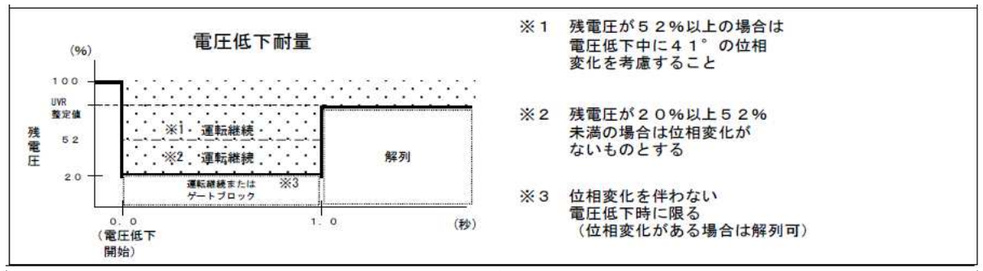
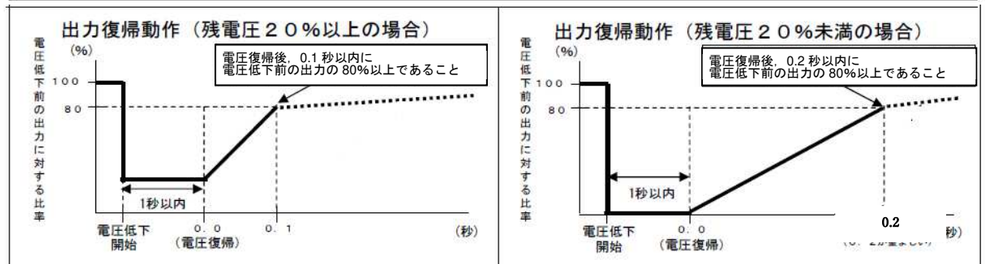
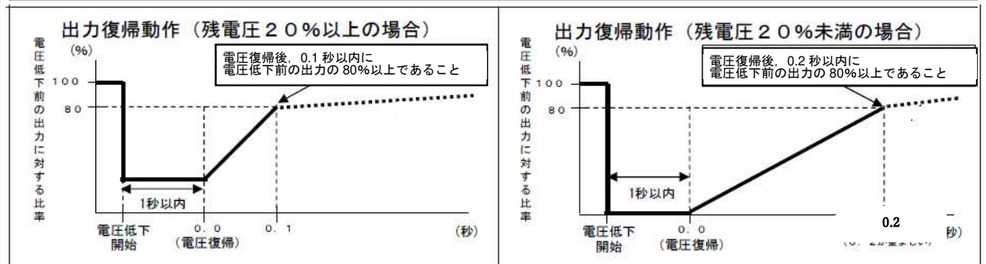
託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

<table>
<tr><th colspan="5">託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施</th><th colspan="5">託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）</th></tr>
<tr><td colspan="5">ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。
ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。
(2)　事故時運転継続
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。</td><td colspan="5">ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。
ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。
(2)　事故時運転継続
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td>周波数変動
（運転継続）</td><td colspan="2" rowspan="2">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td>周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="3">単相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）
51.5Hz
（周波数下限）
47.5Hz</td><td rowspan="3">単相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）
51.5Hz
（周波数下限）
47.5Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）
51.5Hz
（周波数下限）
47.5Hz</td><td>風力</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）
51.5Hz
（周波数下限）
47.5Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）
51.5Hz
（周波数下限）
47.5Hz</td><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 1.0 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）
51.5Hz
（周波数下限）
47.5Hz</td></tr>
</table>

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施							託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）						
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s（周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s（周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s（周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s（周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
		単機出力 2kW 以上 10kW 未満※						単機出力 2kW 以上 10kW 未満※					
	複数直流入力システム	太陽光 +蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s（周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz	複数直流入力システム	太陽光 +蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s（周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
		燃料電池 +蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ +蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s（周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz		燃料電池 +蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ +蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s（周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
風力 ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 ・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz	風力 ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 ・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰 ・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限） 51.5Hz （周波数下限） 47.5Hz
※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く	※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く
FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）	FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）
	
	
~~10~~ 保護装置の設置場所 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	11 保護装置の設置場所 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~11~~ 保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1) 過電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。	12 保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1) 過電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
(2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。 (3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相 2 線式，単相 3 線式および三相 3 線式について 1 相に設置すること。 (4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。 イ　不足電力リレーは，単相２線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間，三相 3 線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とすることができる。 ロ　不足電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。	(2)　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。 (3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相 2 線式，単相 3 線式および三相 3 線式について 1 相に設置すること。 (4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。 イ　不足電力リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式においては 2 相，三相 3 線式については 3 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間，三相 3 線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とすることができる。 ロ　不足電圧リレーは，単相 2 線式においては 1 相，単相 3 線式および三相 3 線式については 2 相に設置すること。なお，単相 3 線式では中性線と両電圧線間とすること。
~~12~~　保護装置の設置 (1)　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (2)　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。 ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (3)　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 (4)　単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。	13　保護装置の設置 (1)　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (2)　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。 ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (3)　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 (4)　単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
~~13~~　解 列 箇 所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　機械的な解列箇所 2 箇所 (2)　機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック (3)　発電設備等連絡用遮断器	14　解 列 箇 所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　機械的な解列箇所 2 箇所 (2)　機械的な解列箇所 1 箇所と逆変換装置のゲートブロック (3)　発電設備等連絡用遮断器
~~14~~　接 地 方 式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	15　接 地 方 式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
~~15~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	16　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
~~16~~　電 圧 変 動 (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。	17　電 圧 変 動 (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
(3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下， SVC ）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。	(3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下， SVC ）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。 なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。
~~17~~　**短 絡 容 量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	18　**短 絡 容 量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
~~18~~　**過電流引き外し素子を有する遮断器の設置** 単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。	19　**過電流引き外し素子を有する遮断器の設置** 単相 3 線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。
~~19~~　**発電設備等の種類** 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。	20　**発電設備等の種類** 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。
~~20~~　**サイバーセキュリティ対策** サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。	21　**サイバーセキュリティ対策** サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施</th><th>託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。</td><td>(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。</td></tr>
<tr><td>~~21~~　発電機諸元
当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関　発行の認証証明書による提供可）
<table><tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr><tr><td rowspan="10">共通</td><td rowspan="3">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr><tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr><tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr><tr><td rowspan="2">構内設備</td><td>高調波発生機器と高調波対策資料</td></tr><tr><td>電圧フリッカの発生源と対策設備資料</td></tr><tr><td rowspan="6">保護装置</td><td>設置要素</td></tr><tr><td>設置場所</td></tr><tr><td>設置相数</td></tr><tr><td>解列箇所</td></tr><tr><td>整定範囲</td></tr><tr><td>整定値</td></tr><tr><td rowspan="5">逆変換装置</td><td rowspan="5">発電プラント制御装置</td><td>シーケンスブロック</td></tr><tr><td>メーカ═，型式</td></tr><tr><td>単独運転検出方式，整定値</td></tr><tr><td>逆変換装置の容量</td></tr><tr><td>FRT 要件の適用有無</td></tr><tr><td>風力</td><td>発電プラント制御装置</td><td>蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無</td></tr><tr><td>蓄電池</td><td>発電プラント</td><td>蓄電容量</td></tr></table>また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。</td><td>22　発電機諸元
当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第 3 者認証機関　発行の認証証明書による提供可）
<table><tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr><tr><td rowspan="10">共通</td><td rowspan="3">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr><tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr><tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr><tr><td rowspan="2">構内設備</td><td>高調波発生機器と高調波対策資料</td></tr><tr><td>電圧フリッカの発生源と対策設備資料</td></tr><tr><td rowspan="6">保護装置</td><td>設置要素</td></tr><tr><td>設置場所</td></tr><tr><td>設置相数</td></tr><tr><td>解列箇所</td></tr><tr><td>整定範囲</td></tr><tr><td>整定値</td></tr><tr><td rowspan="5">逆変換装置</td><td rowspan="5">発電プラント制御装置</td><td>シーケンスブロック</td></tr><tr><td>メーカ，型式</td></tr><tr><td>単独運転検出方式，整定値</td></tr><tr><td>逆変換装置の容量</td></tr><tr><td>FRT 要件の適用有無</td></tr><tr><td>風力</td><td>発電プラント制御装置</td><td>蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無</td></tr><tr><td>蓄電池</td><td>発電プラント</td><td>蓄電容量</td></tr></table>また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。</td></tr>
<tr><td>Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧）

~~22~~　電 気 方 式
発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。</td><td>Ⅲ　発電者の系統連系技術要件（高圧）

23　電 気 方 式
発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。</td></tr>
</table>

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
~~23~~　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下 (2)　運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT）要件の適用を受ける発電設備等は 47.5 ヘルツ，それ以外は 48.5 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2 秒) ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらない。なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。	24　運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下 (2)　運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下 なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT）要件の適用を受ける発電設備等は 47.5 ヘルツ，それ以外は 48.5 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：2 秒) ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによらない。なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。
~~24~~　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80 パーセントまで制御できるものといたします。	25　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。 なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80 パーセントまで制御できるものといたします。
~~25~~　高　調　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「VI 需要者の系統連系技術要件（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。	26　高　調　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「VI 需要者の系統連系技術要件（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。
~~26~~　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制等により出力の制御が困難なものは除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	27　需給バランス制約による発電設備等出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制等により出力の制御が困難なものは除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施</th><th>託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）</th></tr>
<tr><td></td><td><u>28 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制</u>
<u>逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。</u></td></tr>
<tr><td>~~27~~　不要解列の防止
(1)　保 護 協 調
発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「VI　需要者の系統連系技術要件（高圧)」に準じた対策を実施していただきます。
イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。
ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。
ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。
ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。
(2)　事故時運転継続
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。</td><td><u>29</u>　不要解列の防止
(1)　保 護 協 調
発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「VI　需要者の系統連系技術要件（高圧)」に準じた対策を実施していただきます。
イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。
ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。
ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。
ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。
(2)　事故時運転継続
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th rowspan="2">周波数変動
(運転継続)</th></tr>
<tr><th colspan="2">三相短絡を想定</th><th>二相短絡を想定</th></tr>
<tr><th>残電圧 20%以上
(運転継続)</th><th>残電圧 20%未満
(運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ)</th><th>残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下
(運転継続)</th><th>50Hz 系統</th></tr>
<tr><td rowspan="5">単
相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td>三
相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th rowspan="2">周波数変動
(運転継続)</th></tr>
<tr><th colspan="2">三相短絡を想定</th><th>二相短絡を想定</th></tr>
<tr><th>残電圧 20%以上
(運転継続)</th><th>残電圧 20%未満
(運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ)</th><th>残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下
(運転継続)</th><th>50Hz 系統</th></tr>
<tr><td rowspan="5">単
相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td>三
相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)51.5Hz
(周波数下限)47.5Hz</td></tr>
</table>

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

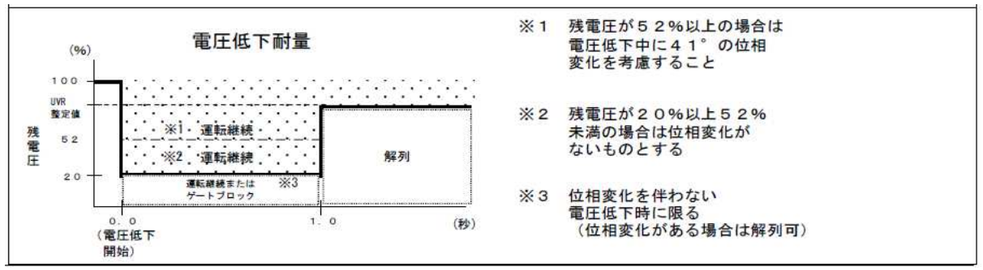
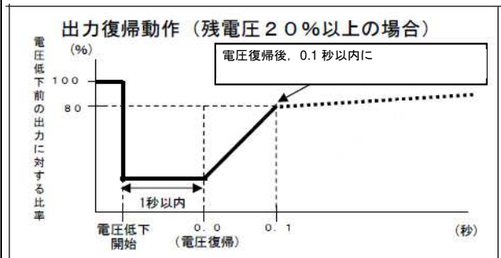
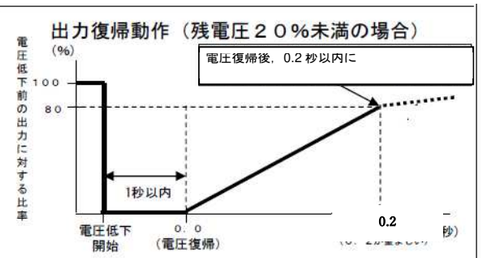
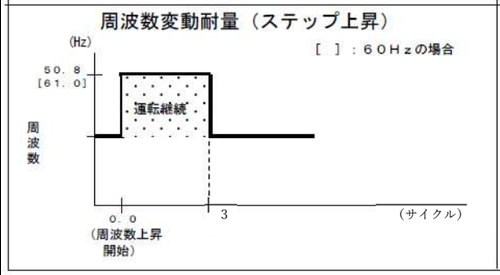
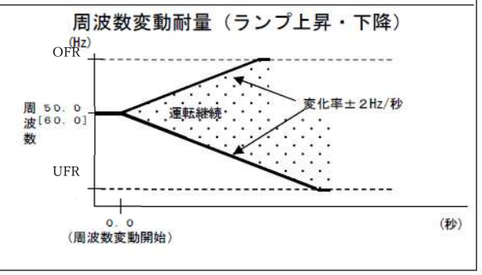
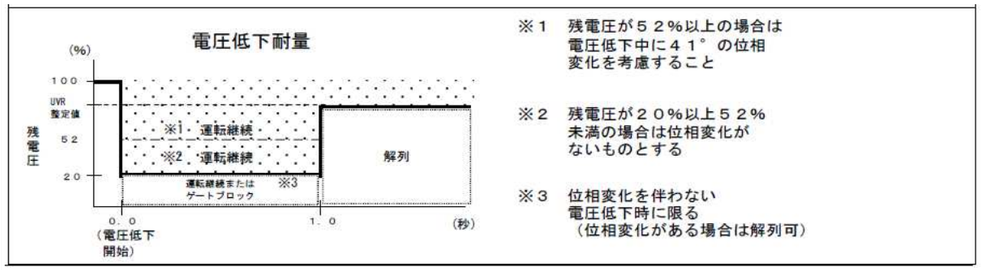
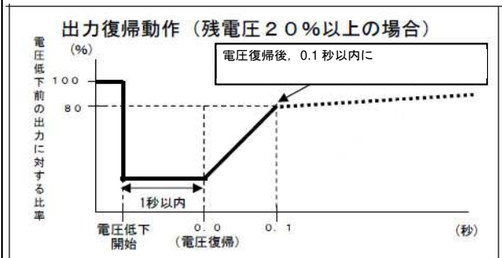
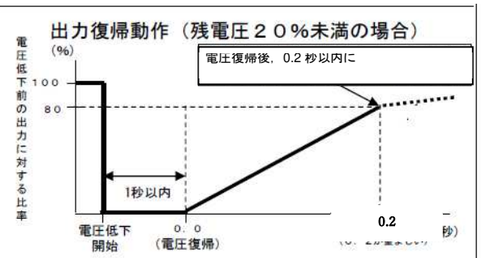
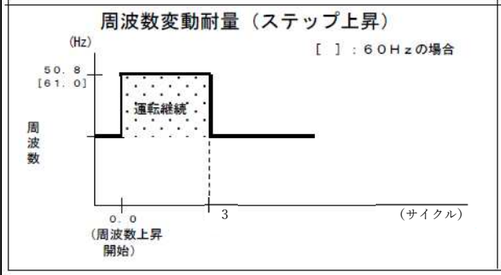
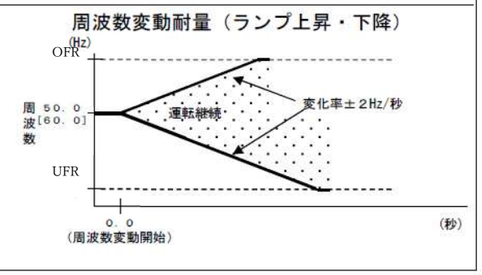
託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施					
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）					
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）     	FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）     
~~28~~ **保護装置の設置場所** 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	30 **保護装置の設置場所** 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~29~~ **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，1 相設置とすること。 (3)　短絡方向リレーは，3 相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，2 相設置とすることができる。 (4)　不足電圧リレーは，3 相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，1 相設置とすることができる。 (5)　不足電力リレーは，2 相設置とすること。	31 **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，1 相設置とすること。 (3)　短絡方向リレーは，3 相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，2 相設置とすることができる。 (4)　不足電圧リレーは，3 相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，1 相設置とすることができる。 (5)　不足電力リレーは，2 相設置とすること。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
~~30~~　保護装置の設置	**32　保護装置の設置**
(1)　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。	(1)　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。
(2)　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。	(2)　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。
(3)　系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものとします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10 キロワット以下の場合	(3)　系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものとします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10 キロワット以下の場合
(4)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。	(4)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。
(5)　逆潮流が無い場合の単独運転防止対策 逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ 1 方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列す	(5)　逆潮流が無い場合の単独運転防止対策 逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものといたします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ 1 方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列す

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
る場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。	る場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程による。
~~31~~　解 列 箇 所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。	33　解 列 箇 所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。
~~32~~　自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。	34　自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。
~~33~~　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (3)　2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (4)　単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができる。 イ　保護リレーの 2 系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。	35　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2)　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (3)　2 方式以上の単独運転検出機能（能動的方式 1 方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (4)　単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が 2 系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，2 系列目の上記装置については，次のうちいずれか 1 方式以上を用いて簡素化を図ることができる。 イ　保護リレーの 2 系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
~~34~~　**接 地 方 式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	36　**接 地 方 式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
~~35~~　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	37　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
~~36~~　**電 圧 変 動** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電	38　**電 圧 変 動** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施</th><th>託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。
(3)　電圧フリッカ対策
発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。
イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC ）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。
ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。
ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。
また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。
［対策要否の判定基準例］
受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。</td><td>圧から 10 パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。
(3)　電圧フリッカ対策
発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行なっていただきます。
イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC ）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。
ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行なうか，専用線による連系とする。
ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。
また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別協議とする。
［対策要否の判定基準例］
受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。</td></tr>
<tr><td>~~37~~　短 絡 容 量
発電設備等の連系により系統の短絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。</td><td>39　短 絡 容 量
発電設備等の連系により系統の短絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。</td></tr>
<tr><td>~~38~~　発電機定数・諸元
発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関　発行の認証証明書による提供可）
<table><tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr><tr><td rowspan="3">共通</td><td rowspan="3">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr><tr><td>最低出力</td></tr><tr><td>所内負荷（定格，最低）</td></tr></table></td><td>40　発電機定数・諸元
発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第 3 者認証機関　発行の認証証明書による提供可）
<table><tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr><tr><td rowspan="3">共通</td><td rowspan="3">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr><tr><td>最低出力</td></tr><tr><td>所内負荷（定格，最低）</td></tr></table></td></tr>
</table>

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施			託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）		
		力率（定格，運転可能範囲）			力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲			運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所			単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値		構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率			総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料			高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料			電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）		受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）			インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値			制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）		調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）		遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無			自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素		保護装置	設置要素
		設置場所			設置場所
		設置相数			設置相数
		解列箇所			解列箇所
		整定範囲			整定範囲
		整定値			整定値
		CT 比，VT 比			CT 比，VT 比
		シーケンスブロック			シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス	誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量			限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス	同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数			各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）			慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無			制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）		制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）			励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ═，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		発電機の出力特性	風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法			出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無			蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
<table><tr><td>蓄電池</td><td>発電プラント</td><td>蓄電容量</td></tr><tr><td>二 次 励磁機</td><td>発電プラント</td><td>拘束リアクタンス</td></tr></table> また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。	<table><tr><td>蓄電池</td><td>発電プラント</td><td>蓄電容量</td></tr><tr><td>二 次 励磁機</td><td>発電プラント</td><td>拘束リアクタンス</td></tr></table> また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。
~~39~~　**昇圧用変圧器** 短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。 また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。	41　**昇圧用変圧器** 短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。 また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。
~~40~~　**連 絡 体 制** 発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。 ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。 (1)　専用保安通信用電話設備 (2)　電気通信事業者の専用回線電話 (3)　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡がとれるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。	42　**連 絡 体 制** 発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。 ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。 (1)　専用保安通信用電話設備 (2)　電気通信事業者の専用回線電話 (3)　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡がとれるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。
~~41~~　**バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。	43　**バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。
~~42~~　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。	44　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）	**Ⅳ　発電者の系統連系技術要件（特別高圧）**
~~43~~　電 気 方 式 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。	**45　電 気 方 式** 発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相 3 線式）と同一としていただきます。
44　運転可能周波数・並列時許容周波数 (1) 運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下 運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下 周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上とすること。 周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.5 ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。（協調が取れる範囲の最大値：2 秒以上） なお，新潟県佐渡市については，標準周波数が 60 ヘルツであり，別途協議させていただきます。 (2) 並列時許容周波数 系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数+0.1 ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0 ヘルツ）とします。ただし，離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。	**46　運転可能周波数・並列時許容周波数** (1) 運転可能周波数 発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。 連続運転可能周波数：48.5 ヘルツを超え 50.5 ヘルツ以下 運転可能周波数：47.5 ヘルツ以上 51.5 ヘルツ以下 周波数低下時の運転継続時間は，48.5 ヘルツでは 10 分程度以上，48.0 ヘルツでは 1 分程度以上とすること。 周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.5 ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。（協調が取れる範囲の最大値：2 秒以上） なお，新潟県佐渡市については，標準周波数が 60 ヘルツであり，別途協議させていただきます。 (2) 並列時許容周波数 系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数+0.1 ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0 ヘルツ）とします。ただし，離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。
~~45~~　力　　率 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率 90 パーセント～進み力率 95 パーセントとしていただきます。 逆潮流が無い場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。 また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。	**47　力　　率** 発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率 90 パーセント～進み力率 95 パーセントとしていただきます。 逆潮流が無い場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。 また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。
~~46~~　高　調　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機	**48　高　調　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率 5 パーセント，各次電流歪率 3 パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
器を用いた電気設備を設置する場合には，~~84~~（電力品質対策の実施）に準じた対策を実施していただきます。	器を用いた電気設備を設置する場合には，87（電力品質対策の実施）に準じた対策を実施していただきます。
~~47~~　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限をかけられる発電出力の~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0 パーセントから 100 パーセントの範囲（1 パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とします。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。
~~48~~　不要解列の防止 (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，~~79~~（保護協調の実施）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。	**51　不要解列の防止** (1)　保 護 協 調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，82（保護協調の実施）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（FRT 要件）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

~~なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。~~

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）

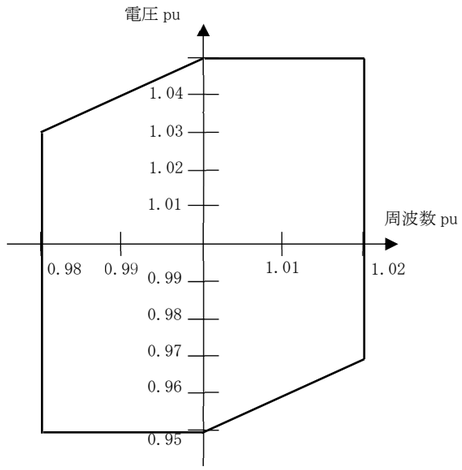
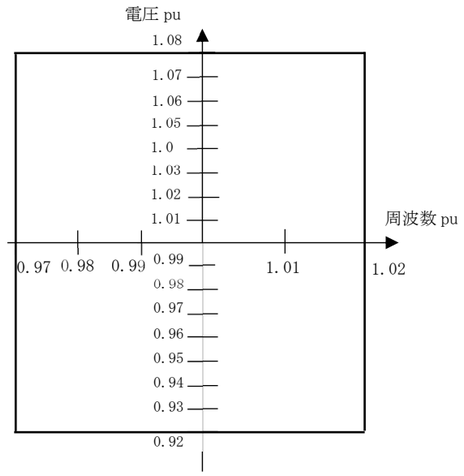
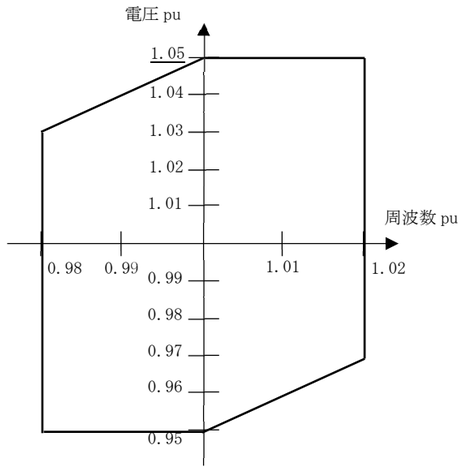
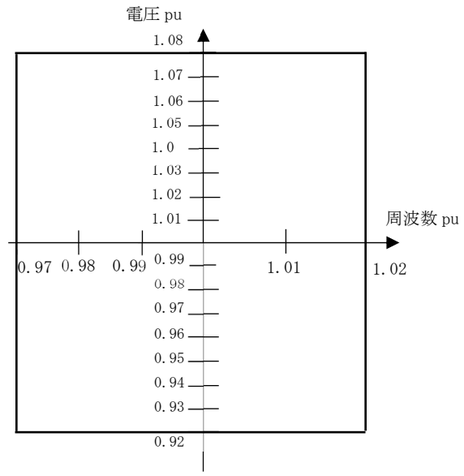
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
同期発電機・誘導発電機  逆変換装置  ただし，周波数変動範囲に対しては，~~43~~（運転可能周波数・並列時許容周波数）（１）運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。	同期発電機・誘導発電機  逆変換装置  なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。 ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。
~~49~~　保護装置の設置 (1)　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。 (2)　系統側事故対策 イ　短 絡 保 護 系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 (ｲ)　同期発電機を用いる場合 連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。 (ﾛ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。 なお，この不足電圧リレーは，発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。 必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。 なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，	**52　保護装置の設置** (1)　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。 (2)　系統側事故対策 イ　短 絡 保 護 系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 (ｲ)　同期発電機を用いる場合 連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。 (ﾛ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。 なお，この不足電圧リレーは，発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。 必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。 なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。 また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。 ロ　地絡保護 系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。 (ｲ)　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより，連系する系統の地絡事故を検出できる場合 (ﾛ)　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合 (ﾊ)　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合 なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。 必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。 なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。 また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。 (3)　単独運転防止対策 イ　逆潮流がある場合 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。　なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。 ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを	当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。 また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。 ロ　地絡保護 系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。 (ｲ)　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより，連系する系統の地絡事故を検出できる場合 (ﾛ)　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合 (ﾊ)　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合 なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。 必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 連系する系統と同じ方式の保護リレーは，当社側と同じ方式の保護リレー（電流差動リレー方式，方向比較リレー方式，回線選択リレー方式など）を設置していただきます。 なお，電流差動リレー方式，方向比較リレー方式で用いるリレー，通信設備については，当社が採用する仕様と同じ仕様のものを設置していただきます。 また，154,000 ボルト以下の系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置していただきます。 (3)　単独運転防止対策 イ　逆潮流がある場合 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。　なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。また，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。 ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
設置していただきます。 (4)　事故波及防止対策 イ　発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。 ロ　系統事故などの影響により，他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，事故波及防止リレー装置によって発電者の発電設備を抑制または遮断いたします。この場合，発電者に，転送信号などによって発電設備を自動抑制または自動遮断する事故波及防止リレー装置を設置していただきます。 (5)　構内設備事故対策 構内設備事故対策として，~~80~~（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (6)　事故除去時間 中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。 遮断器：2 サイクル以内 保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。	設置していただきます。 (4)　事故波及防止対策 イ　発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。 ロ　系統事故などの影響により，他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，事故波及防止リレー装置によって発電者の発電設備を抑制または遮断いたします。この場合，発電者に，転送信号などによって発電設備を自動抑制または自動遮断する事故波及防止リレー装置を設置していただきます。 (5)　構内設備事故対策 構内設備事故対策として，83（保護装置の設置）に準じた対策を実施していただきます。 (6)　事故除去時間 中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。 遮断器：2 サイクル以内 保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。
~~50~~　再閉路方式 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。 当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下のとおりです。 (1)　66,000 ボルト以下の送電線：低速度三相再閉路方式 (2)　154,000 ボルト送電線：高速度単相または多相再閉路方式，および中速度三相再閉路方式 (3)　275,000 ボルト以上の送電線：高速度多相再閉路方式，および中速度三相再閉路方式 なお，再閉路方式の運用にあたっては，発電設備の回転軸強度などに支障がないようにしていただきます。	**53　再閉路方式** 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。 当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下のとおりです。 (1)　66,000 ボルト以下の送電線：低速度三相再閉路方式 (2)　154,000 ボルト送電線：高速度単相または多相再閉路方式，および中速度三相再閉路方式 (3)　275,000 ボルト以上の送電線：高速度多相再閉路方式，および中速度三相再閉路方式 なお，再閉路方式の運用にあたっては，発電設備の回転軸強度などに支障がないようにしていただきます。
~~51~~　保護装置の設置場所 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**54　保護装置の設置場所** 保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~52~~　解 列 箇 所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器	**55　解 列 箇 所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。 なお，構内保護装置が動作した場合の解列箇所は，~~82~~（解列箇所）に準じた対策を実施していただきます。	また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。 なお，構内保護装置が動作した場合の解列箇所は，85（解列箇所）に準じた対策を実施していただきます。
~~53~~　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。 (3)　不足電力リレーは 2 相設置とすること。 (4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。	**56　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。 (3)　不足電力リレーは 2 相設置とすること。 (4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。
~~54~~　自動負荷制限・発電抑制 (1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。 なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。 (2) あらかじめ当社が指定した送配電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。	**57　自動負荷制限・発電抑制** (1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。 なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。 (2) あらかじめ当社が指定した送配電線 1 回線，変圧器 1 台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－1 電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－1 電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－1 電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－1 電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－1 電制装置の設置およびその他Ｎ－1 電制の実施に必要な対応をしていただきます。
~~55~~　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器	**58　線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように 2 系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。 イ　2 系列の保護リレーのうちの 1 系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。	用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように 2 系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。 イ　2 系列の保護リレーのうちの 1 系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，1 系列目と 2 系列目を兼用できる。
~~56~~　**発電機運転制御装置の付加** (1)　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。 イ　PSS(Power System Stabilizer) 広域的な安定度維持が必要となる場合は，PSS の形式として複数入力 PSS（ΔP＋Δω形 PSS など）を指定させていただく場合があります。 ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 (2)　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転 タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。 ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2 ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100 メガワット以上の火力発電設備は，周波数 49.0 ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数 49.0 ヘルツ以下については，1 ヘルツ低下するごとに 5 パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。	59　**発電機運転制御装置の付加** (1)　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。 イ　PSS(Power System Stabilizer) 広域的な安定度維持が必要となる場合は，PSS の形式として複数入力 PSS（ΔP＋Δω形 PSS など）を指定させていただく場合があります。 ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 (2)　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転 タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。 ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2 ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100 メガワット以上の火力発電設備は，周波数 49.0 ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数 49.0 ヘルツ以下については，1 ヘルツ低下するごとに 5 パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施

	発電機定格出力	100 メガワット以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF 調定率	5 パーセント以下	5 パーセント以下
	GF 幅※1	5 パーセント以上 （定格出力基準）	3 パーセント以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了	
	LFC 幅	±5 パーセント以上 （定格出力基準）	±5 パーセント以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	5 パーセント/分以上 （定格出力基準）	1 パーセント/分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始	60 秒以内に出力変化開始
	EDC 変化速度※2	5 パーセント/分以上 （定格出力基準）	1 パーセント/分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC 変化速度	10 パーセント/分以上 （定格出力基準）	1 パーセント/分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50 パーセント以下 DSS 機能具備※5	30 パーセント以下

※1 GT および GTCC については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5 パーセント以上その他の発電機については定格出力の 3 パーセント以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。
※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。
※3 気化ガス（BOG）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。
※4 EDC/LFC 指令で制御可能な最低出力。
※5 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。
※7 記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。
また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令，運転可能出力帯（バンド）指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GT および GTCC のみ。〕，EDC・LFC 使用/除外，GF 使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3)　早期再並列のための機能
定格出力の合計が 400 メガワット以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していた

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）

	発電機定格出力	100 メガワット以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF 調定率	5 パーセント以下	5 パーセント以下
	GF 幅※1	5 パーセント以上 （定格出力基準）	3 パーセント以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了	
	LFC 幅	±5 パーセント以上 （定格出力基準）	±5 パーセント以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	5 パーセント/分以上 （定格出力基準）	1 パーセント/分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始	60 秒以内に出力変化開始
	EDC 変化速度※2	5 パーセント/分以上 （定格出力基準）	1 パーセント/分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC 変化速度	10 パーセント/分以上 （定格出力基準）	1 パーセント/分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50 パーセント以下 DSS 機能具備※5	30 パーセント以下

※1 GT および GTCC については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5 パーセント以上その他の発電機については定格出力の 3 パーセント以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。
※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。
※3 気化ガス（BOG）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。
※4 EDC/LFC 指令で制御可能な最低出力。
※5 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。
※7 記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。
また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令，運転可能出力帯（バンド）指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GT および GTCC のみ。〕，EDC・LFC 使用/除外，GF 使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3)　早期再並列のための機能
定格出力の合計が 400 メガワット以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していた

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
だきます。 (4)　電圧調整のための機能 イ　275,000 ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。 ロ　受電電圧が 154,000 ボルト以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。 ハ　受電電圧が 500,000 ボルト以上の発電者の発電機には，送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が 275,000 ボルト以下の発電者の発電機でも，系統電圧を適正に維持するために必要な場合は,PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。 （なお,PSVR とは,昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で,Power System Voltage Regulator のことです。）	だきます。 (4)　電圧調整のための機能 イ　275,000 ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。 ロ　受電電圧が 154,000 ボルト以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。 ハ　受電電圧が 500,000 ボルト以上の発電者の発電機には，送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が 275,000 ボルト以下の発電者の発電機でも，系統電圧を適正に維持するために必要な場合は,PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。 （なお,PSVR とは,昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で,Power System Voltage Regulator のことです。）
~~57~~　**中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。 (1)　154,000 ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。 (2)　275,000 ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。	60　**中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。 (1)　154,000 ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。 (2)　275,000 ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。
~~58~~　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	61　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
~~59~~　**電 圧 変 動** (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は,常時電圧の概ね±1～2パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以	62　**電 圧 変 動** (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は,常時電圧の概ね±1～2パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±2パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2 パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2 パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ① 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 ② 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。 (3)　そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。	上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±2 パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の 2 パーセントを目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ① 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 ② 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。 (3)　そ　の　他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
~~60~~　**出力変動対策** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1)　風力発電設備の場合 イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10 パーセント以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと，また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，2～5 パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2 ヘルツ以下とする。	63　**出力変動対策** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1)　風力発電設備の場合 イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10 パーセント以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと，また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，2～5 パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2 ヘルツ以下とする。
~~61~~　**短絡・地絡電流対策**	64　**短絡・地絡電流対策**

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施</th><th>託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）</th></tr>
<tr><td>発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。</td><td>発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。</td></tr>
<tr><td>~~62~~　発電機定数・諸元
連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。
<table>
<tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr>
<tr><td rowspan="20">共通</td><td rowspan="7">発電プラント</td><td>定格容量，定格出力，台数，定格電圧</td></tr>
<tr><td>最低出力</td></tr>
<tr><td>所内負荷（定格，最低）</td></tr>
<tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr>
<tr><td>運転可能周波数の範囲，運転継続時間</td></tr>
<tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr>
<tr><td>発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）</td></tr>
<tr><td>電気所監視制御方式</td></tr>
<tr><td rowspan="6">構内設備</td><td>自家消費電力の最大値，最小値</td></tr>
<tr><td>総合負荷力率</td></tr>
<tr><td>電動機容量（高圧・低圧）</td></tr>
<tr><td>電灯容量</td></tr>
<tr><td>高調波発生機器と高調波対策資料</td></tr>
<tr><td>電圧フリッカの発生源と対策設備資料</td></tr>
<tr><td rowspan="3">受電用変圧器，連系用変圧器</td><td>定格（定格容量，定格電圧）</td></tr>
<tr><td>インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）</td></tr>
<tr><td>励磁特性曲線</td></tr>
<tr><td rowspan="2">調相設備</td><td>制御方式，整定値</td></tr>
<tr><td>定格容量，台数</td></tr>
<tr><td>アクセス線・構内線路</td><td>制御方式，整定値</td></tr>
<tr><td>遮断器</td><td>インピーダンス，アドミタンス</td></tr>
<tr><td rowspan="2">保護装置</td><td>定格（遮断電流，遮断時間）</td></tr>
<tr><td>自動同期検定装置の有無</td></tr>
<tr><td rowspan="11">保護装置</td><td>設置要素</td></tr>
<tr><td>仕様</td></tr>
<tr><td>設置場所</td></tr>
<tr><td>設置相数</td></tr>
<tr><td>解列箇所</td></tr>
<tr><td>整定範囲</td></tr>
<tr><td>整定値</td></tr>
<tr><td>CT 比，VT 比</td></tr>
<tr><td>シーケンスブロック</td></tr>
</table>
</td><td><u>65</u>　発電機定数・諸元
連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。
<table>
<tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr>
<tr><td rowspan="20">共通</td><td rowspan="7">発電プラント</td><td>定格容量，定格出力，台数，定格電圧</td></tr>
<tr><td>最低出力</td></tr>
<tr><td>所内負荷（定格，最低）</td></tr>
<tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr>
<tr><td>運転可能周波数の範囲，運転継続時間</td></tr>
<tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr>
<tr><td>発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）</td></tr>
<tr><td>電気所監視制御方式</td></tr>
<tr><td rowspan="6">構内設備</td><td>自家消費電力の最大値，最小値</td></tr>
<tr><td>総合負荷力率</td></tr>
<tr><td>電動機容量（高圧・低圧）</td></tr>
<tr><td>電灯容量</td></tr>
<tr><td>高調波発生機器と高調波対策資料</td></tr>
<tr><td>電圧フリッカの発生源と対策設備資料</td></tr>
<tr><td rowspan="3">受電用変圧器，連系用変圧器</td><td>定格（定格容量，定格電圧）</td></tr>
<tr><td>インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）</td></tr>
<tr><td>励磁特性曲線</td></tr>
<tr><td rowspan="2">調相設備</td><td>制御方式，整定値</td></tr>
<tr><td>定格容量，台数</td></tr>
<tr><td>アクセス線・構内線路</td><td>制御方式，整定値</td></tr>
<tr><td>遮断器</td><td>インピーダンス，アドミタンス</td></tr>
<tr><td rowspan="2">保護装置</td><td>定格（遮断電流，遮断時間）</td></tr>
<tr><td>自動同期検定装置の有無</td></tr>
<tr><td rowspan="11">保護装置</td><td>設置要素</td></tr>
<tr><td>仕様</td></tr>
<tr><td>設置場所</td></tr>
<tr><td>設置相数</td></tr>
<tr><td>解列箇所</td></tr>
<tr><td>整定範囲</td></tr>
<tr><td>整定値</td></tr>
<tr><td>CT 比，VT 比</td></tr>
<tr><td>シーケンスブロック</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施			託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）		
		送電線再閉路方式			送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置		記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス	誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量			限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス			限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数			慣性定数
		定格すべり			定格すべり
		等価回路定数			等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）	同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数			各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）			慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無			制動巻線の有無
		飽和特性			飽和特性
		可能出力曲線			可能出力曲線
		発電機軸モデル			発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）			発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）			並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）		制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック			LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）			EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）			LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）			出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）			励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）			励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック			過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック			OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間	水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位			上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m³/s)）			電水比（kW/(m³/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間			系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）			三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）			一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値			無効電力制御方式，整定値

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施		
		慣性力供給能力
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二 次 励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

~~63~~　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

~~64~~　連 絡 体 制

(1)　発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33,000 ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(イ)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ハ)　停電時においても通話可能なものであること。

(ニ)　災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には，当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，必要に応じ，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）		
		慣性力供給能力
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二 次 励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

66　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

67　連 絡 体 制

(1)　発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33,000 ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(イ)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ロ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ハ)　停電時においても通話可能なものであること。

(ニ)　災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には，当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，必要に応じ，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施		託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）	
	連系用断路器の開閉状態		連系用断路器の開閉状態
	母線側断路器の開閉状態（設備構成による）		母線側断路器の開閉状態（設備構成による）
	変圧器遮断器の開閉状態（設備構成による）		変圧器遮断器の開閉状態（設備構成による）
	変圧器断路器の開閉状態（設備構成による）		変圧器断路器の開閉状態（設備構成による）
	母線連絡遮断器の開閉状態（設備構成による）		母線連絡遮断器の開閉状態（設備構成による）
	母線連絡断路器の開閉状態（設備構成による）		母線連絡断路器の開閉状態（設備構成による）
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態		連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態		連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態		線路保護リレーの切替開閉器の状態
	母線保護リレーの動作状態		母線保護リレーの動作状態
	母線保護リレーの切替開閉器の状態		母線保護リレーの切替開閉器の状態
	電圧・無効電力の制御モード		電圧・無効電力の制御モード
テレメータ	発電機の有効電力	テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力		発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧		連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力		引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力		引込口（受電地点）の無効電力
	引込口の有効電力量（送電，受電）		引込口の有効電力量（送電，受電）
	代表風車地点の風向・風速※2		代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）		発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）
その他	連系用変圧器のタップ位置	その他	連系用変圧器のタップ位置
※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は ，最小単位の発電設備 1 台毎に設置していただきます。 ※2　ナセルで計測する風向・風速 ※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数。		※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は ，最小単位の発電設備 1 台毎に設置していただきます。 ※2　ナセルで計測する風向・風速 ※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数。	
~~65~~　**電気現象記録装置** 発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。		68　**電気現象記録装置** 発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。	
~~66~~　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。		69　**サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）	**Ⅴ　需要者の系統連系技術要件（低圧）**
~~67~~　力率の保持 (1)　需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90 パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。 (2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。	**70　力率の保持** (1)　需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90 パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については 85 パーセント以上に保持していただきます。 (2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，2 以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。 なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。
~~68~~　保護装置の設置 需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがあるときには，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。 (1)　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 (2)　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 (3)　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 (4)　著しい高周波または高調波を発生する場合 (5)　その他（(1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合	**71　保護装置の設置** 需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがあるときには，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。 (1)　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 (2)　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合 (3)　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合 (4)　著しい高周波または高調波を発生する場合 (5)　その他（(1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合
~~69~~　そ　の　他 需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅱ（発電者の系統連系技術要件（低圧））に準じていただきます。 なお，逆潮流がない場合は，逆変換装置を用いた発電設備以外であっても連系することができます。	**72　そ　の　他** 需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅱ（発電者の系統連系技術要件（低圧））に準じていただきます。 なお，逆潮流がない場合は，逆変換装置を用いた発電設備以外であっても連系することができます。
Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）	**Ⅵ　需要者の系統連系技術要件（高圧）**
~~70~~　力　　率 供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率とならないようにしていただきます。	**73　力　　率** 供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率とならないようにしていただきます。
~~71~~　高調波対策の実施 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件に従っていただきます。 (1)　対象となる負荷設備 イ　使用する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）を供給地点毎に計算いたします。計算された等価容量が 50 キロボルトアンペアを超える場合，本要件の対象となります。なお，等価容量については，接続供給契約の申込み時に当社にその値を文書により通知していただきます。 ロ　上記イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商	**74　高調波対策の実施** 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件に従っていただきます。 (1)　対象となる負荷設備 イ　使用する高調波発生機器の容量を 6 パルス変換容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）を供給地点毎に計算いたします。計算された等価容量が 50 キロボルトアンペアを超える場合，本要件の対象となります。なお，等価容量については，接続供給契約の申込み時に当社にその値を文書により通知していただきます。 ロ　上記イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア/相以下の電気・電子（家電・汎用品）以外の機器といたします。 ハ　需要者が，上記イに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等によって新たに本要件に該当することになる場合においても適用いたします。 (2)　高調波流出電流の算出 (1)に該当した需要者は，系統に流出する高調波電流の算出を次のとおり実施していただきます。 イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。 ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。 ハ　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。 ニ　需要場所に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。 (3)　高調波流出電流の上限値 需要場所から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に下表に示す供給地点の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該供給地点の契約電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。この場合の「契約電力」は，供給地点における負荷設備の最大稼動時の電力をいいます。 （単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ） 5 次 / 7 次 / 11 次 / 13 次 / 17 次 / 19 次 / 23 次 / 23 次超過 3.5 / 2.5 / 1.6 / 1.3 / 1.0 / 0.90 / 0.76 / 0.70 (4)　高調波流出電流の抑制対策の実施 需要者は，上記(2)の高調波流出電流が，上記(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を実施していただきます。	用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア/相以下の電気・電子（家電・汎用品）以外の機器といたします。 ハ　需要者が，上記イに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等によって新たに本要件に該当することになる場合においても適用いたします。 (2)　高調波流出電流の算出 (1)に該当した需要者は，系統に流出する高調波電流の算出を次のとおり実施していただきます。 イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。 ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。 ハ　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。 ニ　需要場所に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。 (3)　高調波流出電流の上限値 需要場所から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に下表に示す供給地点の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該供給地点の契約電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。この場合の「契約電力」は，供給地点における負荷設備の最大稼動時の電力をいいます。 （単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ） 5 次 / 7 次 / 11 次 / 13 次 / 17 次 / 19 次 / 23 次 / 23 次超過 3.5 / 2.5 / 1.6 / 1.3 / 1.0 / 0.90 / 0.76 / 0.70 (4)　高調波流出電流の抑制対策の実施 需要者は，上記(2)の高調波流出電流が，上記(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を実施していただきます。
~~72~~　**保護協調の実施** 需要者は，需要場所における負荷設備，構内設備または系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。 (1)　連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には，系統から負荷設備が遮断されないこと。 (2)　需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。	75　**保護協調の実施** 需要者は，需要場所における負荷設備，構内設備または系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。 (1)　連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には，系統から負荷設備が遮断されないこと。 (2)　需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。
~~73~~　**保護装置の設置** 需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。	76　**保護装置の設置** 需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。
~~74~~　**保護装置の設置場所**	77　**保護装置の設置場所**

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~75~~ **遮 断 箇 所** 遮断箇所は，系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ，かつ，事故を除去できる箇所としていただきます。	78 **遮 断 箇 所** 遮断箇所は，系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ，かつ，事故を除去できる箇所としていただきます。
~~76~~ **電圧等の安定保持対策** 次に示す原因等により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。 (1)　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 (2)　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合	79 **電圧等の安定保持対策** 次に示す原因等により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。 (1)　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 (2)　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
~~77~~ **そ　の　他** 需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅲ（発電者の系統連系技術要件（高圧））に準じていただきます。	80 **そ　の　他** 需要者が需要場所において発電設備を系統に連系する場合の技術要件は，原則として，Ⅲ（発電者の系統連系技術要件（高圧））に準じていただきます。
Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）	**Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）**
~~78~~ **力　　率** 供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率にならないようにしていただきます。	81 **力　　率** 供給地点における力率は，原則として系統から見て遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統から見て進み力率にならないようにしていただきます。
~~79~~ **保護協調の実施** 需要者は，需要場所における連系用遮断器より構内側（以下，Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）において「構内」といいます。）の事故時および系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化などを行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。 なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え ~~48~~（不要解列の防止）に準じた対策も実施していただきます。 (1) 連系された系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内を遮断すること。 (2) 構内に事故が発生した場合には，これに伴う影響を連系する系統へ波及させないため，構内を当該系統から遮断すること。	82 **保護協調の実施** 需要者は，需要場所における連系用遮断器より構内側（以下，Ⅶ　需要者の系統連系技術要件（特別高圧）において「構内」といいます。）の事故時および系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化などを行なうために，負荷設備が連系する系統の保護装置と協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。 なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 51（不要解列の防止）に準じた対策も実施していただきます。 (1) 連系された系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内を遮断すること。 (2) 構内に事故が発生した場合には，これに伴う影響を連系する系統へ波及させないため，構内を当該系統から遮断すること。
~~80~~ **保護装置の設置** 需要者は，系統および構内の保護のため，次のとおり保護リレーを設置していただきます。 なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え ~~49~~（保護装置の設置）に準じた対策も実施していただきます。 (1)　154,000 ボルト以上の系統に連系する場合で，系統の保護方式が電流差動リレー方式または方向比較リレー方式のときには，原則として当社が採用する仕様と同じ保護リレーおよび必要な通信設備を設置すること。 なお，154,000 ボルトの系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置すること。 (2)　構内の短絡および地絡事故時の保護のため，次により供給地点などに保護リレーを設置すること。	83 **保護装置の設置** 需要者は，系統および構内の保護のため，次のとおり保護リレーを設置していただきます。 なお，発電設備を連系する場合には，上記に加え 52（保護装置の設置）に準じた対策も実施していただきます。 (1)　154,000 ボルト以上の系統に連系する場合で，系統の保護方式が電流差動リレー方式または方向比較リレー方式のときには，原則として当社が採用する仕様と同じ保護リレーおよび必要な通信設備を設置すること。 なお，154,000 ボルトの系統へ連系する場合は，原則として系統保護リレーを 1 系列，275,000 ボルト以上の系統へ連系する場合は，系統保護リレーを 2 系列設置すること。 (2)　構内の短絡および地絡事故時の保護のため，次により供給地点などに保護リレーを設置すること。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
イ　構内の短絡事故時の保護のため，過電流リレー（限時および瞬時）を設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には，短絡方向距離リレーを設置すること。 ロ　構内の地絡事故時の保護のため，275,000 ボルト以上の系統に連系する場合には地絡方向距離リレーを設置すること。また，154,000 ボルト以下の系統に連系する場合には地絡過電流リレーを設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には地絡方向リレーを設置すること。 なお，275,000 ボルト以上の系統に連系するときや，安定度上問題がある箇所については，母線保護リレー装置を設置していただく場合があります。	イ　構内の短絡事故時の保護のため，過電流リレー（限時および瞬時）を設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には，短絡方向距離リレーを設置すること。 ロ　構内の地絡事故時の保護のため，275,000 ボルト以上の系統に連系する場合には地絡方向距離リレーを設置すること。また，154,000 ボルト以下の系統に連系する場合には地絡過電流リレーを設置すること。ただし，当該リレーが有効に機能しない場合には地絡方向リレーを設置すること。 なお，275,000 ボルト以上の系統に連系するときや，安定度上問題がある箇所については，母線保護リレー装置を設置していただく場合があります。
~~81~~　**保護装置の設置場所および設置相数** (1)　保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。 (2)　保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 イ　地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレー，地絡過電流リレーは零相回路に設置すること。 ロ　周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。 ハ　不足電力リレー，過電流リレーは 2 相設置とすること。 ニ　短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。	84　**保護装置の設置場所および設置相数** (1)　保護装置は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。 (2)　保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。 イ　地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー，地絡検出用方向比較リレー，地絡検出用回線選択リレー，地絡過電流リレーは零相回路に設置すること。 ロ　周波数低下リレー，周波数上昇リレー，逆電力リレーは 1 相設置とすること。 ハ　不足電力リレー，過電流リレーは 2 相設置とすること。 ニ　短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡検出用方向比較リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー，地絡方向距離リレーは 3 相設置とすること。
~~82~~　**解 列 箇 所** 解列箇所は，保護装置が動作した場合に系統から構内を解列し，事故を除去することができる受電用遮断器としていただきます。 また，発電設備を連系する場合には，上記に加え ~~52~~（解列箇所）に準じた対策も実施していただきます。 なお，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器などをすべて遮断していただきます。	85　**解 列 箇 所** 解列箇所は，保護装置が動作した場合に系統から構内を解列し，事故を除去することができる受電用遮断器としていただきます。 また，発電設備を連系する場合には，上記に加え 55（解列箇所）に準じた対策も実施していただきます。 なお，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器などをすべて遮断していただきます。
~~83~~　**線路無電圧確認装置の設置** 需要者が発電設備を連系する場合には，~~55~~（線路無電圧確認装置の設置）に準じていただきます。	86　**線路無電圧確認装置の設置** 需要者が発電設備を連系する場合には，58（線路無電圧確認装置の設置）に準じていただきます。
~~84~~　**電力品質対策の実施** 負荷設備を電力系統へ連系することにより，電圧変動および高調波電流などの特異現象が過大になると，電力系統ならびに他の需要者の各種機器に対し，過熱焼損，振動を与え，その正常動作に影響を及ぼす他，他者の電気工作物に支障を及ぼすため，適切な防止対策を実施していただきます。 (1)　電 圧 変 動 電圧変動対策については，~~59~~（電圧変動）に準じていただきます。 (2)　高　調　波 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 イ　対象となる負荷設備 (ｲ)　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。	87　**電力品質対策の実施** 負荷設備を電力系統へ連系することにより，電圧変動および高調波電流などの特異現象が過大になると，電力系統ならびに他の需要者の各種機器に対し，過熱焼損，振動を与え，その正常動作に影響を及ぼす他，他者の電気工作物に支障を及ぼすため，適切な防止対策を実施していただきます。 (1)　電 圧 変 動 電圧変動対策については，62（電圧変動）に準じていただきます。 (2)　高　調　波 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 イ　対象となる負荷設備 (ｲ)　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
a　22,000 ボルトまたは 33,000 ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が 300 キロボルトアンペアを超える需要者	a　22,000 ボルトまたは 33,000 ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が 300 キロボルトアンペアを超える需要者
b　66,000 ボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が 2,000 キロボルトアンペアを超える需要者	b　66,000 ボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が 2,000 キロボルトアンペアを超える需要者
(ﾛ)　上記(ｲ)の等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。	(ﾛ)　上記(ｲ)の等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。
(ﾊ)　特定需要者が，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。	(ﾊ)　特定需要者が，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。 なお，上記(ﾛ)に該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。
ロ　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。	ロ　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。
(ｲ)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。	(ｲ)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。
(ﾛ)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。	(ﾛ)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。
(ﾊ)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。	(ﾊ)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。
(ﾆ)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。	(ﾆ)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。
ハ　高調波流出電流の上限値 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。	ハ　高調波流出電流の上限値 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。
（単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ）	（単位：ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ/ｷﾛﾜｯﾄ）

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

連系電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275 ｷﾛﾎﾞﾙﾄ	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

ニ　高調波流出電流の抑制対策の実施 特定需要者は，上記ロの高調波流出電流が，上記ハの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。	ニ　高調波流出電流の抑制対策の実施 特定需要者は，上記ロの高調波流出電流が，上記ハの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。
(3)　電圧フリッカ 人間の目は，光のちらつきの周波数が 10 ヘルツの時に最も敏感に感じるため，電圧フリッカの大きさは，変動周期を全て 10 ヘルツに換算したΔＶ10 を使用するものといたします。 電圧フリッカの許容上限値は，専用線で供給する場合はその供給変電所母線，一般線で供給する場合は供給地点で，以下のとおりといたします。 ΔＶ10 メーターで 4 番目最大 0.45 ボルト	(3)　電圧フリッカ 人間の目は，光のちらつきの周波数が 10 ヘルツの時に最も敏感に感じるため，電圧フリッカの大きさは，変動周期を全て 10 ヘルツに換算したΔＶ10 を使用するものといたします。 電圧フリッカの許容上限値は，専用線で供給する場合はその供給変電所母線，一般線で供給する場合は供給地点で，以下のとおりといたします。 ΔＶ10 メーターで 4 番目最大 0.45 ボルト
(4)　電圧不平衡 電圧不平衡率の許容上限値は，受電地点で 3 パーセントとするものといたします。	(4)　電圧不平衡 電圧不平衡率の許容上限値は，受電地点で 3 パーセントとするものといたします。

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　新旧比較表

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 4 月 1 日実施	託送供給等約款別冊　系統連系技術要件　2023 年 12 月 27 日実施（案）
(5)　周波数の安定保持 負荷設備の特性によって周波数が著しく変動することにより，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。	(5)　周波数の安定保持 負荷設備の特性によって周波数が著しく変動することにより，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，速やかに協議の上，その防止対策を実施していただきます。
~~85~~　**保安通信電話の設置** 需要者と当社給電指令機関との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。	88　**保安通信電話の設置** 需要者と当社給電指令機関との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。
~~86~~　**給電情報伝送装置の設置** 系統運用上必要な情報を確実に収集するために，原則として，次のスーパービジョンおよびテレメータを設置させていただきます。 (1)　スーパービジョン 連系用遮断器，連系用断路器ならびに連系用送電線用接地開閉器の開閉状態 (2)　テレメータ 引込口の有効電力量	89　**給電情報伝送装置の設置** 系統運用上必要な情報を確実に収集するために，原則として，次のスーパービジョンおよびテレメータを設置させていただきます。 (1)　スーパービジョン 連系用遮断器，連系用断路器ならびに連系用送電線用接地開閉器の開閉状態 (2)　テレメータ 引込口の有効電力量

託送供給等約款変更認可申請書

令和５年９月 25 日

東京電力パワーグリッド株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

経料発５第11号
令和５年９月25日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

東京都千代田区内幸町１丁目１番３号
東京電力パワーグリッド株式会社
代表取締役社長　金子　禎則

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	令和５年12月27日

別 紙

託 送 供 給 等 約 款

令和５年 12 月 27 日 実施

東京電力パワーグリッド株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 1
1　適　　用 1
2　託送供給等約款の認可および変更 2
3　定　　義 2
4　代表契約者の選任 8
5　託送供給等に関する取扱い 8
6　単位および端数処理 8
7　実　施　細　目 9

Ⅱ　契 約 の 申 込 み 11
8　契 約 の 要 件 11
9　検討および契約の申込み 13
10　契約の成立および契約期間 21
11　託送供給等の開始 22
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 23
13　電気方式，電圧および周波数 23
14　発電場所および需要場所 25
15　供給および契約の単位 27
16　承 諾 の 限 界 31
17　契 約 書 の 作 成 31

Ⅲ　料　　金 32
18　料　　金 32
19　接続送電サービス 34
20　臨時接続送電サービス 56

21　予備送電サービス……64
22　発電量調整受電計画差対応電力……66
23　接続対象計画差対応電力……67
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力……68
25　給電指令時補給電力……69

Ⅳ　料金の算定および支払い……72
26　料金の適用開始の時期……72
27　検　　針　　日……72
28　料金の算定期間……73
29　計　　量……74
30　電力および電力量の算定……75
31　損　　失　　率……94
32　料 金 の 算 定……95
33　支払義務の発生および支払期日……97
34　料金その他の支払方法……100
35　保　　証　　金……102
36　連　帯　責　任……104

Ⅴ　供　　給……105
37　託送供給等の実施……105
38　給電指令の実施等……109
39　適正契約の保持等……113
40　契 約 超 過 金……114
41　力 率 の 保 持……115
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施……115
43　託送供給等にともなう協力……116
44　託送供給等の停止……117
45　託送供給等の停止の解除……119
46　託送供給の停止期間中の料金……119

47　違　　約　　金……119
48　損害賠償の免責……120
49　設 備 の 賠 償……120

Ⅵ　契約の変更および終了……122
50　契 約 の 変 更……122
51　名 義 の 変 更……123
52　契 約 の 廃 止……124
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および
　　工事費の精算……125
54　解　　約　　等……129
55　契約消滅後の債権債務関係……130

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事……131
56　受電地点，供給地点および施設……131
57　架 空 引 込 線……133
58　地 中 引 込 線……134
59　連 接 引 込 線 等……135
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法……136
61　引 込 線 の 接 続……136
62　計量器等の取付け……137
63　通信設備等の施設……138
64　専 用 供 給 設 備……138
65　電流制限器等の取付け……140

Ⅷ　工 事 費 の 負 担……141
66　受電地点への供給設備の工事費負担金……141
67　受電用計量器等の工事費負担金……145
68　会社間連系設備の工事費負担金……146
69　供給地点への供給設備の工事費負担金……146

70　工事費負担金の申受けおよび精算……154
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の
　　費用の申受け……157
72　臨 時 工 事 費……158
73　工事費等に関する契約書の作成……158

Ⅸ　保　　安 ……159
74　保 安 の 責 任……159
75　保安等に対する発電者および需要者の協力……159
76　調　　査……160
77　調 査 等 の 委 託……160
78　調査に対する需要者の協力……160
79　検査または工事の受託……161
80　自家用電気工作物……161

附　　則……162
1　実　施　期　日……162
2　標準周波数についての特別措置……162
3　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての
　　特別措置……162
4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の
　　特別措置……162
5　発電量調整供給契約についての特別措置
　　［再生可能エネルギー発電設備］……167
6　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての
　　特別措置……174
7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い……175
8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置……175
9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の
　　特別措置……178

10　損害賠償の免責についての特別措置
［再生可能エネルギー発電設備］……179
11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置……179
12　受電地点への供給設備の工事費負担金
［電源接続案件募集プロセス］……180
13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または
変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］……180
14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置……180
15　再エネ海域利用法に係る特別措置……184
16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置……185
17　バランシンググループの設定に係る特別措置……185
18　近接性評価割引額の算定についての特別措置……211
19　Ｎ－１電制の実施についての特別措置……212

別　　表……214
1　契約設備電力の算定……214
2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定……215
3　契約電力および契約容量の算定方法……218
4　負荷設備の入力換算容量……219
5　平均力率の算定……223
6　契約負荷設備の総容量の算定……224
7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および
需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い……224
8　電力量の協定……227
9　需要計画・調達計画・販売計画……231
10　発電計画・調達計画・販売計画……232
11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン……234
12　進相用コンデンサ取付容量基準……235
13　標　準　設　計……237
14　スポットネットワーク方式の工事費の算式……249

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

（１）　託　送　供　給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接　続　供　給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（栃木県，群馬県，茨城県，埼玉県，千葉県，東京都，神奈川県，山梨県および静岡県〔富士川以東〕をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振　替　供　給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

（２）　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

（１）　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

（２）　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

（１）　契　　約　　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

（２）　発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

（３） 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

（４） 発　　電　　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

（５） 需　　要　　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

（６） 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

（７） 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

（８） 特　別　高　圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

（９） 受　電　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発　電　場　所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供　給　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需　要　場　所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供

給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14)　中　継　振　替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15)　地　内　振　替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16)　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17)　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20)　接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21)　接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22)　接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23)　接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力

量をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損　失　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契　約　電　力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス

契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35)　契　約　電　流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36)　契　約　容　量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37)　契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

(38)　最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(39)　発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(40)　需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(41)　需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑

制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(43) 小　型　機　器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(44) 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(45) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(46) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(47) 定　期　検　査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

(48) 定　期　補　修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(49) 給　電　指　令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(50) 昼　間　時　間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月

30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(51)　夜　間　時　間

昼間時間以外の時間をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際して得た情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

（１）　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（２）　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以

下第１位で四捨五入いたします。

（３） 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イまたは20（臨時接続送電サービス）（２）イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

（４） 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

（５） 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（６） 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

７　実　施　細　目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者また

は需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契 約 の 要 件

（１）　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

（２）　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

（３）　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするもの

に限ります。）

b　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ)　(ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）（３）に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電

者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

（1） 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配

電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供　給　地　点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ)　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および調査料

(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

（２）　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての

検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量

(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ)　負荷設備または主開閉器

(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

（３）　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

（４）　契約の申込み

契約者は，（１）ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，（１）ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）（１）ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）（２）ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（３）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（３）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ)　契約電力，契約電流または契約容量

(ﾎ)　契約受電電力

(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ)　連　絡　体　制

(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

また，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ)　連　絡　体　制

(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　契約受電電力

(ﾛ)　発電量調整受電計画電力

(ﾊ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾆ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾎ)　連　絡　体　制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ)　連　絡　体　制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

（５）　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，（４）に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

（６） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

（７） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10 契約の成立および契約期間

（１） 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾し

たときに，それぞれ成立いたします。

（２） 契約期間は，次によります。

イ 接続供給の場合

(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ 振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11 託送供給等の開始

（１） 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

（２） 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらた

めて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

（１）　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受　　電　　電　　圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

（２）　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

（３）　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契　約　受　電　電　力	50キロワット未満	標準電圧　　100ボルト または200ボルト
	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

（４）　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契　約　設　備　電　力	50キロワット未満	標準電圧　　100ボルト または200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給

設備を施設することがあります。

（５） 受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，（３）または（４）に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

（６） 周波数は，標準周波数50ヘルツといたします。ただし，中部電力パワーグリッド株式会社との会社間連系点を供給地点とする場合には，当社は，周波数変換設備を使用して標準周波数60ヘルツで供給いたします。

14 発電場所および需要場所

（１） 当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ 当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ 構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所

または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

ｂ　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

ｃ　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ)　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

(ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

（２）　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，（１）にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

（３）　道路その他公共の用に供せられる土地（（１）に定める構内または（２）に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

（４）　（１）に定める１構内，（１）イに定める１建物，（２）に定める隣接する複数の構内または（３）に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申

出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，（１），（２）または（３）にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ)　非特例区域等について，（１），（２）または（３）に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

（１）　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせ

て契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

（２）　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，

当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

（３） 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

（４） 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネル

ギー発電設備］）（５）または（６）に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

（５）　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものと

いたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16 承 諾 の 限 界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17 契 約 書 の 作 成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

（１） 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

(ｲ) 検　　針　　日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 27（検針日）（５）の場合，実際に検針を行なった日

(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾍ)　30（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

(ｲ)　適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(１)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ﾛ)　近接性評価割引額の算定および割引の実施

ａ　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

ｂ　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

ｃ　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を行ないます。

（２） 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）（２）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

（３） 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19 接続送電サービス

（１） 適 用 範 囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

（２） 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ 低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

ａ 新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月まで（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，料金適用開始の日から前月までの間で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがありま

す。）の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月（低圧で供給する場合で，特別の事情があるときは，前11月以内で契約者と当社との協議により定めた期間とすることがあります。）の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力

等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

ａ　接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

ｂ　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，

かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えた

ものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

（３） 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ 低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a) 電　灯　料　金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	37円51銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	75円02銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	150円05銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	225円07銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	375円12銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	375円12銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	112円05銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	224円08銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに	224円08銭

ｅ　そ　　の　　他

(a)　当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　（２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，（２）イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるもの

についても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(２)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**230円67銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(２)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	**152円24銭**

ただし，(２)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	**76円12銭**
接続送電サービス契約電流15アンペア	**228円36銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**7円48銭**

(ハ)　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　（２）イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**230円67銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　（２）イ(ロ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	152円24銭

ただし，（２）イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	76円12銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	228円36銭

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	7円90銭

ii　夜　間　時　間

１キロワット時につき	7円14銭

(ﾆ)　電灯従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	11円26銭

(ホ)　動力標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ （２）イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**731円97銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ （２）イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**461円14銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**5円20銭**

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(２)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**731円97銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(２)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**461円14銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	**5円48銭**

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	**4円97銭**

(c)　そ　　の　　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾄ)　動力従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	17円20銭

d　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ)　高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**653円87銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**2円37銭**

(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**653円87銭**

(b)　電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	**2円50銭**

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	**2円26銭**

(ﾊ)　高圧従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**13円09銭**

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　特別高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計とい

たします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**423円39銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**1円33銭**

(ﾛ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**423円39銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	**1円39銭**

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	**1円28銭**

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**8円27銭**

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントに

つき，基本料金（(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ　　の　　他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ)　(２)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を

含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ホ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

（４）　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，（３）によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**555円80銭**
	特別高圧で供給する場合	**359円89銭**

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量

（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

（１）　適　用　範　囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

（２）　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

(a)　臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b)　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等

または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

(a)　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

(b)　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力

で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

ｂ　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業

種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

（３） 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円32銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	6円66銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	6円66銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	66円51銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	66円51銭

(ﾛ)　電灯臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**8円23銭**

(ハ)　動力臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	**101円61銭**

d　そ　　の　　他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ニ)　動力臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単

相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**6円23銭**

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）ロ(イ) c (a) において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたも

のを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**2円84銭**

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ)　適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

(ﾊ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）（３）ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたしま

す。

１キロワット時につき	1円59銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）（３）ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　　の　　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

（４）　そ　　の　　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）（４）は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

（１）　適　用　範　囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

（２）　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

（３） 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス 契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**87円62銭**
	特別高圧で供給する場合	**71円13銭**

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス 契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**109円20銭**
	特別高圧で供給する場合	**86円37銭**

（４） 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

（5） そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　発電量調整受電計画差対応電力

（1） 適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（2） 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）

を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

23　接続対象計画差対応電力

（１）　適　　用

38（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（２）　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(イ)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　需要抑制量調整受電計画差対応電力

（１）　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

（２）　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　給電指令時補給電力

（１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

（２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）（５）または(６)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）（２)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提と

して連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(５)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27　検　　針　　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

（１）　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）（２）ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日

とすることがあります。

（２） 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

（３） 当社は，やむをえない事情のある場合には，（１）にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

（４） 当社は，次の場合には，（１）にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ 契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ その他特別の事情がある場合

（５） （３）の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

（６） （４）イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

（７） （４）ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28 料金の算定期間

（１） 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ 前月の計量日（当社があらかじめ契約者にお知らせする電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日をいいます。）から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日

までの期間といたします。

ロ　定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう計量日は，その供給地点の属する検針区域の計量日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

（２）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

29　計　　量

（１）　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計

量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

（２） 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

（３） 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

30 電力および電力量の算定

（１） 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

（２） 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

（３） 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，（４）の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

（４） 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

（５）　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，（６）の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

（６）　接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

（７）　接続供給電力

接続供給電力は，（８）の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

（８）　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る

接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）（３）イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

（９） 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(イ)または(ロ)により算定

された値といたします。

(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値
－需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(11)　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(12)　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。

(13)　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(14)　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝０

(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量

調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量
＝ベースライン
$$-\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量
＝ベースライン
$$-\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15)　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(16)　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

(17)　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ａ　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

ｂ　38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいま

す。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引

いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

ｂ　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

ｄ　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

ｅ　38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計

画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量

とし，38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量
－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当

社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

(20)　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，（８）にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

(21)　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，（８）にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたし

ます。

(26)　27（検針日）（２）または（４）の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(27)　15（供給および契約の単位）（１）において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）（３）を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

31　損　　失　　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	6.9パーセント
高圧で供給する場合	3.7パーセント
特別高圧で供給する場合	1.3パーセント

32 料 金 の 算 定

（１） 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ　28（料金の算定期間）（１）イの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

（２） 当社は，（１）ロ，ハまたはニの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{計量期間の日数}}$$

ただし，（１）ニに該当する場合は，

$$1月の該当料金 \times \frac{日割計算対象日数}{暦\quad 日\quad 数}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1月の該当割引額 \times \frac{日割計算対象日数}{計量期間の日数}$$

ただし，（１）ニに該当する場合は，

$$1月の該当割引額 \times \frac{日割計算対象日数}{暦\quad 日\quad 数}$$

といたします。

（３）（１）ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，（１）ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

（４）契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう計量期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の計量日から，その供給地点を新たに設定した直後の計量日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の計量日から，当社が次回の計量日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

（５）定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの（２）イおよびロにいう計量期間の日数は，（４）に準

ずるものといたします。この場合，(４)にいう計量日は，その供給地点の属する検針区域の計量日とし，当社が次回の計量日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の計量日といたします。

（６） 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(２)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる計量期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる計量期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

（７） 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(２)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

（８） 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(２)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

33　支払義務の発生および支払期日

（１） 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(１)ロに定める料金算定日に発生いたします。

（２） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余

剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，27（検針日）（５）の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または30（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

（３）（１)の日程等別料金または(２)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　54（解約等）（１)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

（４） 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(３)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(３)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(３)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(３)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(３)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，(３)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

（５） 当社は，(２)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

34　料金その他の支払方法

（１）　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（２）　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（３）　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（４）　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35 保　証　金

（１）　契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ)　料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(３)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

（２）　発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

（３）　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞

が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

36 連　帯　責　任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

37　託送供給等の実施

（１）　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（ｲ）　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

（ﾛ）　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

（２）　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

（３）　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ)　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ)　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および

通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

（４）　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（イ）　需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・

ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

38　給電指令の実施等

（１）　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

（２）　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可

能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

（３）　当社は，低圧で受電または供給する場合で，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

（４）　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

（５）　当社は，発電量調整供給において，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

（６）　当社は，発電量調整供給において，（２）ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電も

しくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

（７） 当社は，（２）イ，ロ，ハ，トまたは（３）によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ)　割 引 の 対 象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）（１）イ，ロ，ハまたはニの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧

で供給する場合

(ｲ)　割 引 の 対 象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）（１）イ，ロ，ハまたはニの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times (D - d) / D$$

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

ｂ　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times (A - B) / A$$

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

（８）（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

（９）　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，（７）および（８）に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(10)　当社は，（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39　適正契約の保持等

（１）　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

（２） 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

（３） 当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40 契 約 超 過 金

（１） 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

（２） 契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定

日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

41　力 率 の 保 持

（1）　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

（2）　高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入

らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

（1） 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

（2） 75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

（3） 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

（4） 計量器の検針または計量値の確認

（5） 44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置

（6） その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

43 託送供給等にともなう協力

（1） 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施

設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

（２）　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，（１）に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

44　託送供給等の停止

（１）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

（２）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従

量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

（３）　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（３）イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕（３）イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕（３）ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕（３）ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

（４）　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

（５）　（１）から（４）によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行

ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

47　違　　約　　金

（１）　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　44（託送供給等の停止）（２）ロ，ハまたはニの場合

（２）　（１）の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

（３）　不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

48　損害賠償の免責

（１）　11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（２）　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（３）　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）（１）ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（４）　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

49　設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

（１） 修理可能の場合

修理費

（２） 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契 約 の 変 更

（１）　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

（２）　契約電力等の減少を希望される場合の（１）による契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ)　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

（３）　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの（１）による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわ

れた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

（４）　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

51　名 義 の 変 更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契

約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

52 契 約 の 廃 止

（１） 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

（２） 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供

給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

（３）　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

（１）　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

（ｲ）　低圧で供給する場合

ａ　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電

サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電

サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電

サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ハ) 19（接続送電サービス）（２）イ(イ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕（２）イ(イ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）（２）イ(イ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(イ)または(ロ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)または(ロ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）（２）イ(イ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ 発電量調整供給の場合

(イ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ロ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

（２） 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利

用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，（１）にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に（１）に準じて精算を行ないます。

（３） 非常変災等やむをえない理由による場合は，（１）にかかわらず精算いたしません。

54 解　　約　　等

（１） 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾊ)　料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な

使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ)　８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾊ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾆ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾎ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ)　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

(ﾄ)　その他この約款に反した場合

（２）　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設

（1）　受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ)　58（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ)　その他特別の事情がある場合

（2）　供　給　地　点

イ　接続供給の場合

(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の

地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　58（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

（３）　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（４）　付帯設備（（３）により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

（５）　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，（１）

または(２)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

57 架 空 引 込 線

（１） 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

（２） 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

（３） 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

（４） 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

（５） 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ 当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。

また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

58　地 中 引 込 線

（１）　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

（２）（１）により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

（３）　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

（４）　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，（１）に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２），（４）または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

（１）　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいま

す。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

（2） 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

61　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

62　計量器等の取付け

（１）　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

（２）　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

（３）　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要

者から無償で提供していただきます。また，（1）により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

（4） 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

（5） 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（6） 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

63 通信設備等の施設

（1） 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

（2） 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（3） 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（4） 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

64 専用供給設備

（1） 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給

設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

（２）（１）の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

（３）（２）において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

（４）（１）および（２）において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

（５）当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，（１）イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電

することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

65　電流制限器等の取付け

（１）　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

（２）　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

（３）　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金

（１）　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ(工事費の負担)の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

（２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(１)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第59号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	2,090円00銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３）　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）また

は63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（４）　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，（２）イ(ｲ)，(ﾛ)および(３)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(２)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（５）　工事費の算定

（１），（２），（３）および(４)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ニ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ホ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ヘ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(イ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ロ)　管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(２)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を

除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

（６）　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

（７）　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，（１），（２）または（４）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，（２）の場合に準じて算定いたします。

67　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするとき

には，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

（１）　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,520円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,830円00銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供

給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(１)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

ｂ　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除して得た値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

ａ　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

ｂ　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

ａ　工　　事　　費

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	**583円00銭**
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	**198円00銭**
	標準電圧140,000ボルトで供給する場合	**99円00銭**

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	**649円00銭**
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	**594円00銭**
	標準電圧140,000ボルトで供給する場合	**264円00銭**

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

(c)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，

別表14（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

b　当 社 負 担 額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**5,500円00銭**

(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この（１）の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ)　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ)　供　給　地　点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ)　工 事 こ う 長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異な

ることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ)　契　約　電　力

(ﾊ)　契　約　電　流

(ﾆ)　契　約　容　量

なお，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕（２）イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

（２）　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位

の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３）　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接

続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け），63（通信設備等の施設）または65（電流制限器等の取付け）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

（４）　工事費の算定

（２）および（３）の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

(ｲ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事

費に含みます。

(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(２)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(１)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(１)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(１)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

へ　(２)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ)　高圧で供給する場合

(１)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(１)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(１)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(１)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

（５）　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(１)または(２)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(２)の場合に準じて算定いたします。

70　工事費負担金の申受けおよび精算

（１）　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約

者から申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）（４）にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

（２） 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ 69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(イ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ロ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ 66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(イ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a 設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b 設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ロ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

（３） 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供

給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

（４） 当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

（５） 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

（６） 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（73〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

（１）　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

（２）　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

72 臨 時 工 事 費

（１） 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

（２） 臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

（３） 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

（４） 臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。

73 工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

74 保 安 の 責 任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

75 保安等に対する発電者および需要者の協力

（１） 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

（２） 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(１)に準じて，適当な処置をいたします。

（３） 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

（４） 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

76 調　　査

（１） 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

（２） 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

（３） 当社は，（１）の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

77 調査等の委託

（１） 当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

（２） 当社は，（１）によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

78 調査に対する需要者の協力

（１） 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

（２） 当社は，76（調査）（１）により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79　検査または工事の受託

（１）　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

（２）　（１）の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

（３）　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

（４）　（３）の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

（１）　76（調査）

（２）　77（調査等の委託）

（３）　78（調査に対する需要者の協力）

（４）　79（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

１　実　施　期　日

この約款は，令和５年12月27日から実施いたします。

２　標準周波数についての特別措置

この約款実施の際現に次の区域内で標準周波数60ヘルツで電気を供給している区域については，当分の間，標準周波数60ヘルツで供給いたします。

群馬県の一部

３　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルト，10,000ボルトまたは30,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，3,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，10,000ボルトまたは30,000ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

４　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

（１）に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

（１）　適　用　範　囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

（２）　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨

時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）（４）ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

（ｲ）　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアを１キロワットと，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力＝揚水最大電力等×揚水等損失率
＋その他最大電力等

（ﾛ）　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率
＋その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　　の　　他

(ｲ)　19（接続送電サービス）（３）イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）（３）イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

（３）　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結

する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量
－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生した

ときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量
－接続対象電力量

（４） 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，（１）イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，（１）ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

（５） 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則７（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

５　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

（１） 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただ

きます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

（２）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

（３）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。

（４）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

（５）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であると

きを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）（２）イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算

定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，25（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ)　28（料金の算定期間）
(ﾛ)　32（料金の算定）
(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）
(ﾎ)　35（保証金）
(ﾍ)　47（違約金）
(ﾄ)　54（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

（６）（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ)　28（料金の算定期間）

(ﾛ)　32（料金の算定）

(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）

（７）（１）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設

備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ 供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）（１）にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ 計　　量

当社は，29（計量）（１）にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ 37（託送供給等の実施）（３）へは，適用いたしません。

ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

（８） 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

（９）　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

６　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

（１）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）（２）イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）（１）ニまたは(２)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	**71円67銭**

（２） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）（２）ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	**23円83銭**

７　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

８　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

（１） 30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの供給条件については，次のとおりといたします。

イ　料金の算定期間

送電サービス料金の算定期間は，前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（ただし，料金の算定期間の始期以降当該料金の算定期間の終期までの間に記録型計量器による計量が可能となった場合は，当該料金の算定期間の翌月の料金の算定期間は，当月の検針日から翌月の計量日の前日までの期間とし，当該料金の算定期間の翌々月以降の料金の算定期間は，本則によるものといたします。以下「検針期間等」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新

たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

ロ　料 金 の 算 定

(ｲ)　送電サービス料金は，32（料金の算定）（１）ロもしくはハの場合またはイの場合で検針期間等の日数がその検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときを除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

(ﾛ)　当社は，32（料金の算定）（１）ロもしくはハの場合またはイの場合で検針期間等の日数がその検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，もしくは下回るときは，基本料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

ａ　基本料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間等の日数}}$$

ただし，イの場合で検針期間等の日数がその検針期間等の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときは，

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　　日　　数}}$$

といたします。

ｂ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間等の日数}}$$

ただし，イの場合で検針期間等の日数がその検針期間等の始期に

対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るときは，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　　日　　数}}$$

といたします。

(ハ)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(ロ) a およびｂにいう検針期間等の日数は，32（料金の算定）（４)イまたはロに準ずるものといたします。この場合，32（料金の算定）（４)イまたはロにいう計量期間の日数は，検針期間等の日数といたします。

（２）　低圧で供給する場合で，記録型計量器以外の計量器で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）（２)イ(ロ)，(ハ)または20（臨時接続送電サービス）（２)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨

時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）（２）イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

（３）　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

９　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

（１）　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

（２）　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

10　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）（１）にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第４条第２項に規定されるみなし登録特定送配電事業者が，特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち，この約款によりがたい事項については，みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

12　受電地点への供給設備の工事費負担金［電源接続案件募集プロセス］

２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集プロセスにおける入札等によって算定するときは，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）（６）ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。

13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，71（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）（２）ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

（１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適　用　範　囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間

(ﾛ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間

(ﾊ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定い

たします。

ホ　そ　　の　　他

(ｲ)当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

（２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）（４）の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（４）にかかわらず，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績

等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ハ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ニ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）（４）ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(イ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(イ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ロ)のピークシフト電力といたします。

(ロ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行

先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ 附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

15 再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）（１）にもとづ

き受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）（２）への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和５年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和５年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）（２）ニ，30（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

17　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

（１） 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

（２） 契 約 の 要 件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）（３）イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができる

こと。

(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

（３）　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算

定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

（４） 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）（５）または(６)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(５)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設

備については，当該契約によるものといたします。

（５） 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需

要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る

発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引

いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零

といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

ｃ　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電

力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

ｄ　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）ヘの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引

いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

ｅ　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電

指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令

の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量

－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）（２）ヘの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発

電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごと

の接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

（６）　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計

画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

（７）　解　　約　　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）（１）を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）（２）を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）（３）ロ，ハ，ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

（８）　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特

定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（１）にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ロにかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ホにかかわらず，特

例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　当社は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場

合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（６）ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

（９） 給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）（２）への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，（４）ニ(ﾛ) ｄ，（５）チおよび（５）リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

18 近接性評価割引額の算定についての特別措置

（１） 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ 当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ 契約者が，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量に

は，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則17〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) a の当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

（２）　契約者が，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

19　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

（１）　当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

（２）　当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係

る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

（３） 当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

別　　表

別　　表

１　契約設備電力の算定

（１）　契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\text{入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）}=\text{制限される電流（ｱﾝﾍﾟｱ）}\times 100\text{ﾎﾞﾙﾄ}\times\frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）}=\text{電流制限器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）}\times 100\text{ﾎﾞﾙﾄ}\times\frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

（２）（１）によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

２　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

（１）　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都または県	対象となる市区町村
東　京　都	東京都23区（品川区を除く），八王子市，立川市，武蔵野市， 三鷹市，府中市，昭島市，調布市，町田市，小金井市，小平市， 日野市，東村山市，国分寺市，国立市，福生市，狛江市，東大和市， 清瀬市，東久留米市，武蔵村山市，多摩市，稲城市，羽村市， 西東京市，瑞穂町
栃　木　県	宇都宮市，小山市，真岡市，野木町
群　馬　県	伊勢崎市，太田市，館林市，玉村町，明和町，千代田町，大泉町， 邑楽町
茨　城　県	土浦市，古河市，取手市，牛久市，つくば市，ひたちなか市， 守谷市，大洗町，五霞町
埼　玉　県	さいたま市，川越市，熊谷市，川口市，行田市，所沢市，東松山市， 春日部市，狭山市，羽生市，鴻巣市，深谷市，上尾市，草加市， 越谷市，蕨市，戸田市，入間市，朝霞市，志木市，和光市，新座市， 桶川市，久喜市，北本市，八潮市，富士見市，三郷市，蓮田市， 坂戸市，幸手市，鶴ヶ島市，日高市，吉川市，ふじみ野市，白岡市， 伊奈町，三芳町，上里町，宮代町，杉戸町，松伏町
千　葉　県	千葉市（中央区，若葉区を除く），市川市，船橋市，松戸市， 野田市，茂原市，佐倉市，習志野市，柏市，流山市，八千代市， 我孫子市，鎌ヶ谷市，浦安市，四街道市，白井市
神奈川県	横浜市（鶴見区，中区，磯子区を除く），川崎市（川崎区を除く）， 相模原市（緑区を除く），横須賀市，平塚市，鎌倉市，藤沢市， 小田原市，茅ヶ崎市，逗子市，秦野市，厚木市，大和市，伊勢原市， 海老名市，座間市，南足柄市，綾瀬市，寒川町，二宮町，中井町， 開成町，愛川町
山　梨　県	中央市，昭和町，忍野村
静　岡　県	沼津市，三島市，富士市，清水町，長泉町

なお，平成28年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

都または県	対　象　と　な　る　市　区　町　村
東　京　都	品川区，青梅市，あきる野市，日の出町，檜原村，奥多摩町， 大島町，利島村，新島村，神津島村，三宅村，御蔵島村，八丈町， 青ヶ島村，小笠原村
埼　玉　県	秩父市，飯能市，加須市，本庄市，毛呂山町，越生町，滑川町， 嵐山町，小川町，川島町，吉見町，鳩山町，ときがわ町，横瀬町， 皆野町，長瀞町，小鹿野町，東秩父村，美里町，神川町，寄居町
神奈川県	横浜市鶴見区，横浜市中区，横浜市磯子区，川崎市川崎区， 相模原市緑区，三浦市，葉山町，大磯町，大井町，松田町，山北町， 箱根町，真鶴町，湯河原町，清川村
山　梨　県	甲府市，富士吉田市，都留市，山梨市，大月市，韮崎市， 南アルプス市，北杜市，甲斐市，笛吹市，上野原市，甲州市， 市川三郷町，早川町，身延町，南部町，富士川町，道志村，西桂町， 山中湖村，鳴沢村，富士河口湖町，小菅村，丹波山村
静　岡　県	熱海市，富士宮市，伊東市，御殿場市，下田市，裾野市，伊豆市， 伊豆の国市，東伊豆町，河津町，南伊豆町，松崎町，西伊豆町， 函南町，小山町

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

（２）　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	**69銭**
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ140,000ボルト以下の場合	**41銭**
	受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合	**21銭**

ただし，平成28年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

(ｲ)　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，

近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

a　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るaの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ﾛ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値に(２)イに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

３　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(２)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）(２)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

(１)　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(２)　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

（1）　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ワット）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ オ ン 管 灯

2次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水　　銀　　灯

出　　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

（2） 誘 導 電 動 機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	—	160	出力（ﾜｯﾄ）× 133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　　× 93.3パーセント
出力（キロワット）　　×125.0パーセント

（3） レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5マイクロファラッド超過3マイクロファラッド以下		3

（４） 電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント

（５） そ　の　他

イ　（１），（２），（３）および（４）によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　平均力率の算定

（１） 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

（２） 有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるも

のといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

６　契約負荷設備の総容量の算定

（１）　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ)　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

（２）　契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の１回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

（１）　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

（２）　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

（３）　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

$$= \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

8　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

（１） 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）（１）イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

（２） 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ)　前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

（３） （１）または（２）によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，（２）によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

（４） 発電量調整受電電力量の協定については，（２）および（３）に準ずるものといたします。

９　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対　象　期　間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通　知　の　期　限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対　象　期　間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通　知　の　期　限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の都度，速やかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対　象　期　間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通　知　の　期　限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および

当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

（1）　照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧（ボルト）	管灯の定格消費電力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
100	10 15 20 30 40 60 80 100	4.5 5.5 9 11 17 21 30 36
200	40 60 80 100	4.5 5.5 7 9

ロ　ネオン管灯（標準周波数50ヘルツの場合といたします。）

2次電圧（ボルト）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）
3,000 6,000 9,000 12,000 15,000	30 50 75 100 150

ハ　水銀灯（標準周波数50ヘルツおよび60ヘルツの場合といたします。）

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

（2）　誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ)　単相誘導電動機

電動機定格出力（キロワット）		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75	1.1
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	50	75	75	75	100	100	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	30	30	40	40	50

(ﾛ)　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極	50ﾍﾙﾂ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
		60ﾍﾙﾂ	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	50ﾍﾙﾂ	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
		60ﾍﾙﾂ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	50ﾍﾙﾂ	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300
		60ﾍﾙﾂ	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	50ﾍﾙﾂ	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600
	60ﾍﾙﾂ	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

（３）　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(キロボルトアンペア)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

（４）　そ　の　他

（１），（２）および（３）によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

13　標　準　設　計

（１）　高圧および低圧電線路

イ　電圧降下の許容限度

高圧および低圧の電線路における電圧降下の許容限度は，次のとおりといたします。

なお，この場合の電線路は，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発電所，変電所または供給用変圧器の引出口までといたします。

公称電圧 / 区域	高圧		低圧	
	3,300ボルト	6,600ボルト	100ボルト	200ボルト
市街地		300ボルト	６ボルト	20ボルト
その他	150ボルト	600ボルト	６ボルト	20ボルト

ロ　電線路の経路

高圧および低圧の電線路の経路は，技術上支障のない範囲で電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ハ　電線路の種類

高圧および低圧の電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路の施設が法令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合には，その他の方法によります。

ニ　架空電線路

(ｲ)　電線路の施設方法

ａ　高圧および低圧の電線路は，単独の電線路の新設，他の電線路との併架，電線の張替または負荷の分割のうち，技術上支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

ｂ　高圧の電線路を単独で施設する場合は，原則として１回線といたします。

(ﾛ)　支持物の種類

高圧および低圧の電線路の支持物は，原則として分割式複合柱といたします。ただし，当社が技術上，経済上適当と認めた場合には，鉄筋コンクリート柱，鉄筋コンクリート鋼管複合柱，鋼管柱，木柱等といたします。

(ﾊ)　径間

高圧および低圧の電線路の径間は，原則として次によります。

施設地域	径間
市街地	30メートル
その他	40メートル

(ﾆ)　支持物の長さ

高圧および低圧の電線路の支持物の長さは，次によります。ただし，根入れ，電線の弛度，装柱等の施設場所の状況から，この長さ以外のものを使用することがあります。

装柱＼施設地域	市街地	その他
高圧	15メートル	15メートル
高低圧併架	15メートル	15メートル
低圧	11メートル	11メートル
低圧引込	6.9メートル	6.9メートル

(ホ) がいしの種類

高圧および低圧の電線路で使用するがいしは，次によります。

電圧＼使用箇所		引通箇所	引留箇所
高圧		高圧中実がいし 高圧クランプがいし 高圧ピンがいし	高圧耐張がいし 高圧中実耐張がいし
低圧	本線	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
	引込線	低圧引留がいし，多溝がいし，平形がいし，分割ねじ込みがいし（普通，長足）	

(ヘ) 装柱

高圧電線路および電力用低圧電線路については，水平配列による装柱とし，電灯用低圧電線路については，垂直配列による装柱といたします。ただし，他の電気工作物，樹木等との離隔距離を確保するため，または消防活動の円滑化等地域の事情により，D型装柱，スペーサー装柱，架空ケーブル装柱等の特殊な装柱とすることがあります。

(ト) 付属材料の種類

a　高圧電線路および電力用低圧電線路を水平配列とする場合は，軽腕金を施設いたします。

b　支柱，支線柱は，技術上適当と認められる分割式複合柱等といたします。

c　変圧器の１次側に使用する開閉器は，高圧カットアウトといたします。

d　高圧の電線路を保守するため，電線路の分岐箇所その他必要な箇所に，自動式または手動式の高圧負荷開閉器を施設いたします。

(ﾁ)　電線の種類および太さ

a　高圧および低圧の電線は，導体が銅線，アルミ線もしくは鋼心アルミより線の絶縁電線または架空ケーブルといたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，短絡容量，機械的強度等に応じて次の中から選定いたします。

電線の種類 / 電　圧		銅線	アルミ線	ケーブル
高圧			公称断面積32平方ミリメートル以上	公称断面積38平方ミリメートル以上
低圧	本線		公称断面積32平方ミリメートル以上	公称断面積38平方ミリメートル以上
	引込線	直径2.6ミリメートル以上	公称断面積120平方ミリメートル以上	直径2.0ミリメートル以上

c　電線の許容電流は，次によります。

（単位：アンペア）

種別＼太さ		単線（ミリメートル）			より線（平方ミリメートル）											
		2.0	2.6	3.2	5.5	8	14	22	32	38	60	100	120	150	200	240
高圧絶縁電線	鋼心アルミより線（ACSR-OE線）								132				288			
	硬アルミ線（HAL-OC線）															530
高圧架空ケーブル（CVT-SS，HCVT-SS）	トリプレックス型自己支持形高圧架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル									155		275			475	
縁廻し用電線	銅線（IJP）											345		450	545	
高圧引下用電線（PDC線）					72											
低圧絶縁電線	鋼心アルミより線（ACSR-OE線）								132				288			
	硬アルミ線（HAL-OC線）															530
600ボルトビニル絶縁電線（IV線）			48			61		115		162						
低圧架空ケーブル（SHVVQ-SS）	クオーレックス型自己支持形特殊耐熱ビニル絶縁ビニルシースケーブル（150平方ミリメートル×2＋100平方ミリメートル×2）											270		340		
ビニル絶縁ケーブル（SVケーブル）	2心（2SV）	27	39			51	70			138	188	259				
	3心（3SV）		34			45	65	86		121	165	217		286		
引込用ビニル絶縁電線（DV線）	2個より（2DV）		38	50			70			130						
	3個より（3DV）		34	44			62	80		113	152					
600ボルト架橋ポリエチレン絶縁ケーブル（CVケーブル）	2個より（2CV）					70	100	130		185	245	335		440		
	3個より（3CV）					68	94	120		170	230	315		415		

（注）電線およびケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算出してあります。

(リ)　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，技術上，経済上適当と認められるものを次の中から選定いたします。

容　　量（キロボルトアンペア）
10, 20, 30, 50, 75, 100, 50+125, 30+70, 20+50, 10+30, 15+50, 20+75

(ヌ)　耐雷設備の施設

電線路には，避雷器，架空地線その他の技術上，経済上合理的な耐雷設備を施設いたします。

(ル)　耐塩設備の施設

塩害発生のおそれの多い地域に施設する電線路には，耐塩がいし類その他の耐塩構造の設備を施設いたします。

ホ　地 中 電 線 路

(イ)　電線路の施設方法

高圧および低圧の電線路は，管路式，暗きょ式または直埋式のうち，技術上支障のない範囲でいずれか経済的な方法により施設いたします。

(ロ)　ケーブルの選定

ケーブルは，許容電流，電圧降下，短絡容量，施設方法等に応じて次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 / 条　件	6,600ボルト	100ボルトまたは200ボルト			
種　　類	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル(トリプレックス型)(ＣＶ－Ｔケーブル)	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル(クワドループレックス型)(ＣＶ－Ｑケーブル)	600ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブル(ＳＶケーブル)		600ボルト架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル(ＣＶケーブル)	
線　心　数	3	4	2	3	2	3
公称断面積(平方ミリメートル)	60	60	8	8	8	8
	150	150	14	14	14	14
	250	250	38	22	22	22
	325		60	38	38	38
	500		100	60	60	60
				100	100	100
				150		150

(ハ)　多回路開閉器，高圧供給用配電箱，低圧分岐装置および低圧屋側分岐箱の施設

a　多回路開閉器は，高圧線を分岐する場合に施設いたします。

b　高圧供給用配電箱は，高圧で電気を供給する場合に接続装置とし

て施設いたします。

c　低圧分岐装置または低圧屋側分岐箱は，低圧線を分岐する場合に施設いたします。

(ﾆ)　高圧で電気を供給する場合は，地中電線路からπ型の引込線を施設いたします。

ヘ　そ　　の　　他

技術上その他やむをえない場合で，中高層集合住宅等への供給のために当社が発電者または需要者の土地または建物内に変圧器等の供給設備を施設するときは，発電者または需要者施設柱方式，集合住宅用の変圧器方式または供給用変圧器室（棟）方式のいずれかによります。

（２）　特別高圧電線路

イ　電圧降下の許容限度

電線路の電圧降下の許容限度は，次のとおりといたします。

なお，この場合の電線路は，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発電所または変電所の引出口までといたします。

公　称　電　圧	22,000ボルト	66,000ボルト	154,000ボルト
電圧降下の許容限度	2,000ボルト	6,000ボルト	14,000ボルト

ロ　電線路の経路

電線路の経路は，技術上支障のない範囲で電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ハ　電線路の種類

電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路の施設が法令上認められない場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合には，その他の方法によります。

ニ　架 空 電 線 路

(ｲ)　電線路の施設方法

電線路は，単独の電線路の新設，他の電線路との併架，電線の張替等のうち，技術上支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

なお，他の電線路との併架により施設する場合には，上部に電圧の高いものを施設いたします。

(ﾛ) 支持物の種類

電線路の支持物は，鉄塔といたします。ただし，公称電圧22,000ボルトの場合で，当社が技術上，経済上適当と認めたときには，電線路の支持物は，電柱とすることがあります。この場合には，分割式複合柱を使用いたします。

(ﾊ) 径間

a 支持物を鉄塔とする場合

径間は，原則として250メートル以上，350メートル以下といたします。

b 支持物を電柱とする場合

径間は，原則として40メートルといたします。

(ﾆ) がいしの種類および連結個数

a がいしは，直径250ミリメートルの懸垂がいし（以下「懸垂がいし」といいます。）または長幹がいしといたします。

b 懸垂がいしの連結個数は，次によります。ただし，煙じん汚損が著しい地域等に施設する場合には，その個数に１個または２個を加えることがあります。

塩分付着量（ミリグラム/平方センチメートル）		0.01以下	0.01超過 0.03以下	0.03超過 0.06以下	0.06超過 0.12以下	0.12超過 0.25以下	0.25超過
公称電圧	22,000ボルト	3	3	3	3	3	3以上
	66,000ボルト	5	6	7	8	9	10以上
	154,000ボルト	11	14	16	18	21	22以上

c 長幹がいしとする場合は，bに準ずるものといたします。

(ﾎ) 電線の種類および太さ

a 支持物を鉄塔とする場合

電線は，アルミ覆鋼心アルミより線といたします。ただし，機械的強度上とくに必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別の事情がある場合には，これ以外のものとすることがあります。

なお，アルミ覆鋼心アルミより線の太さは，許容電流，電圧降下，短絡容量，機械的強度等に応じて次の中から選定いたします。ただし，他の電線路との併架により施設する場合には，その電線路に既に施設されている電線と同じ太さのものとすることがあります。

公　称　断　面　積	許　　容　　電　　流
160平方ミリメートル	484アンペア
240平方ミリメートル	635アンペア
410平方ミリメートル	873アンペア
610平方ミリメートル	1,088アンペア

b　支持物を電柱とする場合

電線は，架空ケーブルといたします。

なお，その太さは，許容電流，電圧降下，短絡容量，機械的強度等に応じて次の中から選定いたします。

(a)　架空ケーブル（ＣＶＴ－ＳＳ）の場合

公　称　断　面　積	許　　容　　電　　流
100平方ミリメートル	275アンペア

(b)　架空ケーブル（ＨＣＶＴ－ＳＳ）の場合

公　称　断　面　積	許　　容　　電　　流
200平方ミリメートル	475アンペア

(ﾍ)　電 線 の 間 隔

電線の間隔は，技術上支障のない範囲で電線が最も経済的に施設できるよう決定いたします。

(ﾄ)　電線の地表上の高さ

電線の地表上の高さは，次によります。ただし，支持物に電柱を使用する場合には，電線の地表上の高さは，６メートルといたします。

区　分＼公称電圧	22,000ボルト	66,000ボルト	154,000ボルト
山林等で人が容易に立ち入らない地域	９メートル	９メートル	10メートル
一般的な地域	13メートル	13メートル	14メートル
建造物の過密化および高層化が進展している地域，またはそれが予想される地域	15メートル	15メートル	16メートル

(ﾁ)　耐雷設備の施設

a　公称電圧66,000ボルトおよび154,000ボルトの電線路の場合

電線路には，１条または２条の架空地線その他必要となる耐雷設備を施設いたします。この場合の架空地線の種類および太さは，アルミ被鋼線70平方ミリメートルといたします。ただし，機械的強度上，電磁誘導障害対策上必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別の事情がある場合には，これ以外のものを使用することがあります。

b　公称電圧22,000ボルトの電線路の場合

電線路には，避雷器，架空地線その他の技術上，経済上合理的な耐雷設備を施設いたします。

(ﾘ)　そ　の　他

a　搬送波が重畳されている電線路から他の電線路を分岐する場合は，搬送波を阻止するための装置を施設いたします。

b　支持物に電柱を使用する場合で，電線路の保守上，系統運用上必要なときには，開閉器を施設いたします。

ホ　地 中 電 線 路

(ｲ)　電線路の施設方法

電線路は，管路式または暗きょ式のうち，技術上支障のない範囲でいずれか経済的な方法により施設いたします。

(ﾛ)　ケーブルの種類および太さ

ケーブルは，許容電流，電圧降下，短絡容量，施設方法等に応じて次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に施

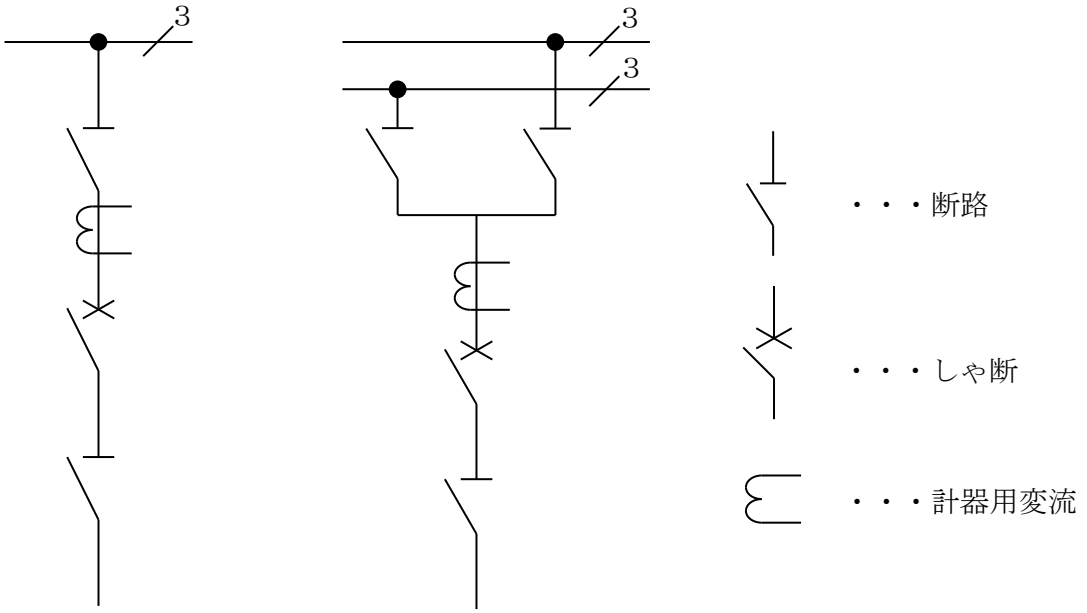
設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 / 条件	22,000ボルト		66,000ボルト		154,000ボルト	
種類	架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶケーブル）		架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶケーブル）		架橋ポリエチレンケーブル（ＣＶケーブル）	
	トリプレックス型	単心	トリプレックス型	単心	トリプレックス型	単心
線心数	3	1	3	1	3	1
公称断面積（平方ミリメートル）	60	600	80	600	200	200
	100	800	100	800	400	400
	150	1,000	150	1,000	600	600
	200	1,200	200	1,200	800	800
	250		250	1,400	1,000	1,000
	325		325	1,600		1,200
	400		400	2,000		1,400
	500		500	2,500		1,600
			600	3,000		1,800
			800	3,500		2,000
			1,000			2,500

（3） 変 電 設 備

イ 結 線 方 式

電線路の引出口設備の結線方式は，次のとおりといたします。



単母線の場合　　２重母線の場合

ロ しゃ断器の選定

しゃ断器は，系統電圧に応じた最大負荷電流および現に構成され，または今後10年のうちに構成されることが予想されている系統について計算した短絡容量を基準として，最小のものといたします。

ハ 断路器の選定

断路器は，系統電圧に応じた最大負荷電流を基準として，最小のものといたします。

ニ 変流器の選定

変流器は，系統電圧に応じた最大負荷電流および事故電流を基準として，最小のものといたします。

ホ 配電盤に取り付ける装置

配電盤には，電流計，電力計，電圧計，しゃ断器操作用ハンドルその他運転に必要な装置を取り付けます。

ヘ 保護装置の施設

電線路には，短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断す

るための適切な保護装置を施設いたします。

（４） 通　信　設　備

イ　電力保安通信用電話設備の施設方法

電力保安通信用電話設備は，原則として，当社が，電気を受電し，または特別高圧により電気を供給する場合に施設いたします。この場合は，架空電話線または地中電話線のうち，技術上支障のない範囲でいずれか経済的な方法によります。

(ｲ)　架空電話線の種類および施設方法

架空電話線は，伝搬距離，必要回線数等に応じたメタル通信ケーブルまたは光ファイバーケーブルとし，電柱への添架により施設いたします。

(ﾛ)　地中電話線の種類および施設方法

地中電話線は，伝搬距離，必要回線数等に応じたメタル通信ケーブルまたは光ファイバーケーブルといたします。

なお，この場合の施設方法は，(１)ホ(ｲ)または(２)ホ(ｲ)の施設方法に準ずるものといたします。

(ﾊ)　保安装置の施設

電力保安通信用電話設備には，適切な保安装置を施設いたします。

ロ　電線路保護装置用通信設備の施設

電線路保護装置用通信設備を施設する場合は，イ(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。

（５） そ　　の　　他

この標準設計に定めのない場合は，技術基準その他の関係法令等にもとづき，技術上適当と認められる設計によります。この場合には，その設計を標準設計といたします。

14　スポットネットワーク方式の工事費の算式

69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(１)ロ(ｲ) a (c)の工事費の算定は，次の算式によります。

$$\text{工事費相当額}\times\text{工事こう長}\times\frac{1}{100}\times\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

69（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)ロ(ｲ)　×　{100パーセント＋20パーセント×（利用回線数－１）}

a (b)の工事費単価

系 統 連 系 技 術 要 件

【託送供給等約款別冊】

令和５年１２月２７日 実施

東京電力パワーグリッド株式会社

目　　次

Ⅰ　総則 …… 1

Ⅱ　発電者設備（低圧）

1　発電設備等の種類 …… 2
2　電気方式 …… 2
3　運転可能周波数 …… 2
4　力率 …… 3
5　高調波 …… 3
6　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
7　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
8　不要解列の防止 …… 5
9　保護装置の設置 …… 8
10　保護装置の設置場所 ……10
11　解列箇所 ……10
12　保護リレーの設置相数 ……10
13　接地方式 ……11
14　直流流出防止変圧器の設置 ……11
15　電圧変動対策 ……12
16　短絡容量 …… 15
17　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 15
18　サイバーセキュリティ対策 …… 15
19　電力品質に関する対策 …… 16
20　発電機諸元 …… 17

Ⅲ　発電者設備（高圧）

1　電気方式 …… 18
2　運転可能周波数 …… 18
3　力率 …… 19
4　高調波 …… 19
5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 19

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 20
７　不要解列の防止 …… 20
８　保護装置の設置 …… 23
９　保護装置の設置場所 …… 26
１０　解列箇所 …… 26
１１　保護リレーの設置相数 …… 26
１２　自動負荷制限 …… 27
１３　線路無電圧確認装置の設置 …… 27
１４　接地方式 …… 28
１５　直流流出防止変圧器の設置 …… 28
１６　電圧変動対策 …… 29
１７　短絡容量 …… 32
１８　発電機定数・諸元 …… 32
１９　昇圧用変圧器 …… 34
２０　連絡体制 …… 35
２１　バンク逆潮流の制限 …… 36
２２　サイバーセキュリティ対策 …… 36
２３　電力品質に関する対策 …… 37

Ⅳ　発電者設備（特別高圧）

１　電気方式 …… 38
２　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 38
３　力率 …… 39
４　高調波 …… 39
５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 39
６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 40
７　不要解列の防止 …… 40
８　保護装置の設置 …… 43
９　再閉路方式 …… 49
１０　保護装置の設置場所 …… 50
１１　解列箇所 …… 50
１２　保護リレーの設置相数 …… 50
１３　自動負荷制限・発電抑制 …… 51
１４　線路無電圧確認装置の設置 …… 52

１５　発電機運転制御装置の付加 …… 53
１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 58
１７　直流流出防止変圧器の設置 …… 58
１８　電圧変動対策 …… 59
１９　出力変動対策 …… 61
２０　短絡・地絡電流対策 …… 62
２１　発電機定数・諸元 …… 62
２２　昇圧用変圧器 …… 66
２３　連絡体制 …… 67
２４　電気現象記録装置 …… 70
２５　サイバーセキュリティ対策 …… 70
２６　電力品質に関する対策 …… 71

Ⅴ　需要者設備（低圧）

１　力率 …… 73
２　保護装置の設置 …… 73

Ⅵ　需要者設備（高圧）

１　電気方式 …… 75
２　保護装置の設置 …… 75
３　連絡体制 …… 75
４　電力品質に関する対策 …… 75

Ⅶ　需要者設備（特別高圧）

１　電気方式 …… 80
２　保護装置の設置 …… 80
３　中性点接地装置の付加 …… 82
４　連絡体制 …… 82
５　電力品質に関する対策 …… 84

Ⅰ　総　　則

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下，「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

なお，この要件の詳細については，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン，別に定める「系統連系に係る設備設計について」，及びその他のルール等によります。

また，この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者設備（低圧）

１　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

２　電気方式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相３線式の系統に単相２線式200Ｖの発電設備等を連系する場合に，受電点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，又は発電設備等を解列する対策を行う場合

３　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

a　連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

b　運転可能周波数:47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では 1 分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによりません。

なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

４　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

５　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。

６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成 24 年経済産業省令第 46 号，その後の改正を含み，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。

自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を

有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。

８　不要解列の防止

(1)　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅴ　需要者設備（低圧)」に準じた対策を実施していただきます。

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために,発電設備等を即時に解列すること。

b　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

c　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

d　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大き

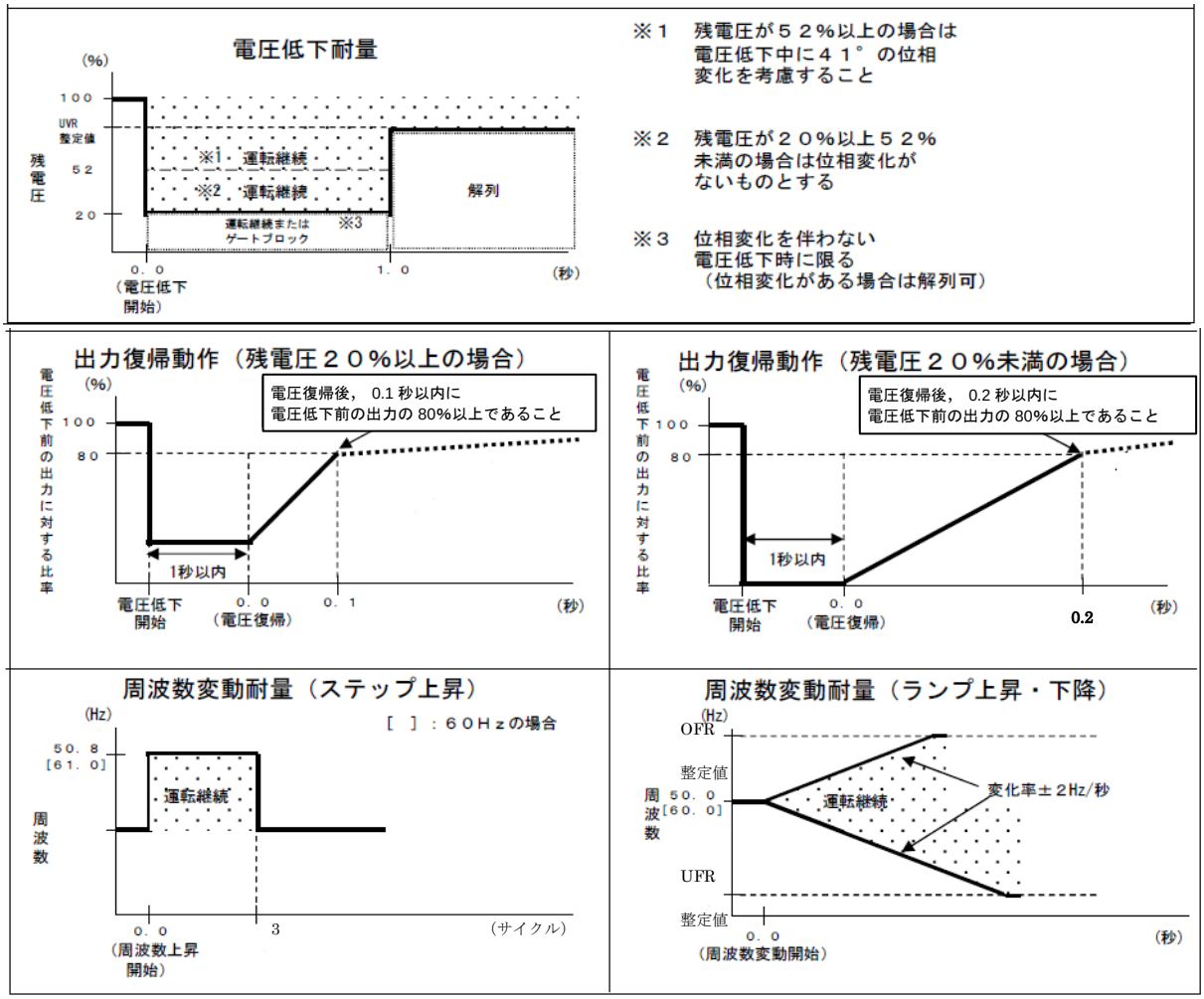
な影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる FRT 要件を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次の通りです。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	燃料電池※		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
		単機出力 2kW 以上 10kW 未満※				

	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
		燃料電池+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ+蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く。

FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



９　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

a　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

b　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限を

もって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

a　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備等を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備等の故障対策用不足電圧リレー，又は過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

b　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4)　構内設備故障対策

発電設備等構内の短絡故障及び地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。

(5)　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

a　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

b　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

c　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

１０　保護装置の設置場所

保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

１１　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　機械的な解列箇所２箇所

(2)　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3)　発電設備等連絡用遮断器

１２　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧

線間とすること。

(2)　不足電圧リレー及び短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式及び三相３線式について１相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

ａ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできる。

ｂ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

１３　接地方式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

１４　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

１５　電圧変動対策

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6Ｖ，標準電圧 200V に対しては 202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行います。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

a　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

b　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

c　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

d　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

e　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

a　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「SVC」といい

ます。)などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

b　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には,配電線の増強などを行うか,専用線による連系とする。

c　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行うこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じていただきます。なお,ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 Ｖ以下（当該設

備のみの場合は，0.23 Ｖ以下）に維持する。

１６　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

１７　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

１８　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名及び一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

１９　電力品質に関する対策

(1)　高周波障害対策

高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。

２０　発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅲ　発電者設備（高圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

a　連続運転可能周波数:48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

b　運転可能周波数:47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等は 47.5Hz，それ以外は 48.5Hz とし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で FRT 要件非適用の設備については，これによりません。

なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85%以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率 80%まで制御できるものといたします。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５%，各次電流歪率３%以下としていただきます。

また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「VI需要者設備（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。なお，この場合，表 2（高調波流出電流の上限値）の契約電力は，原則として，負荷設備の容量と読み替えます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施してい

ただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。

自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。

７　不要解列の防止

(1)　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適

正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅵ　需要者設備（高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

b　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

c　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

d　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

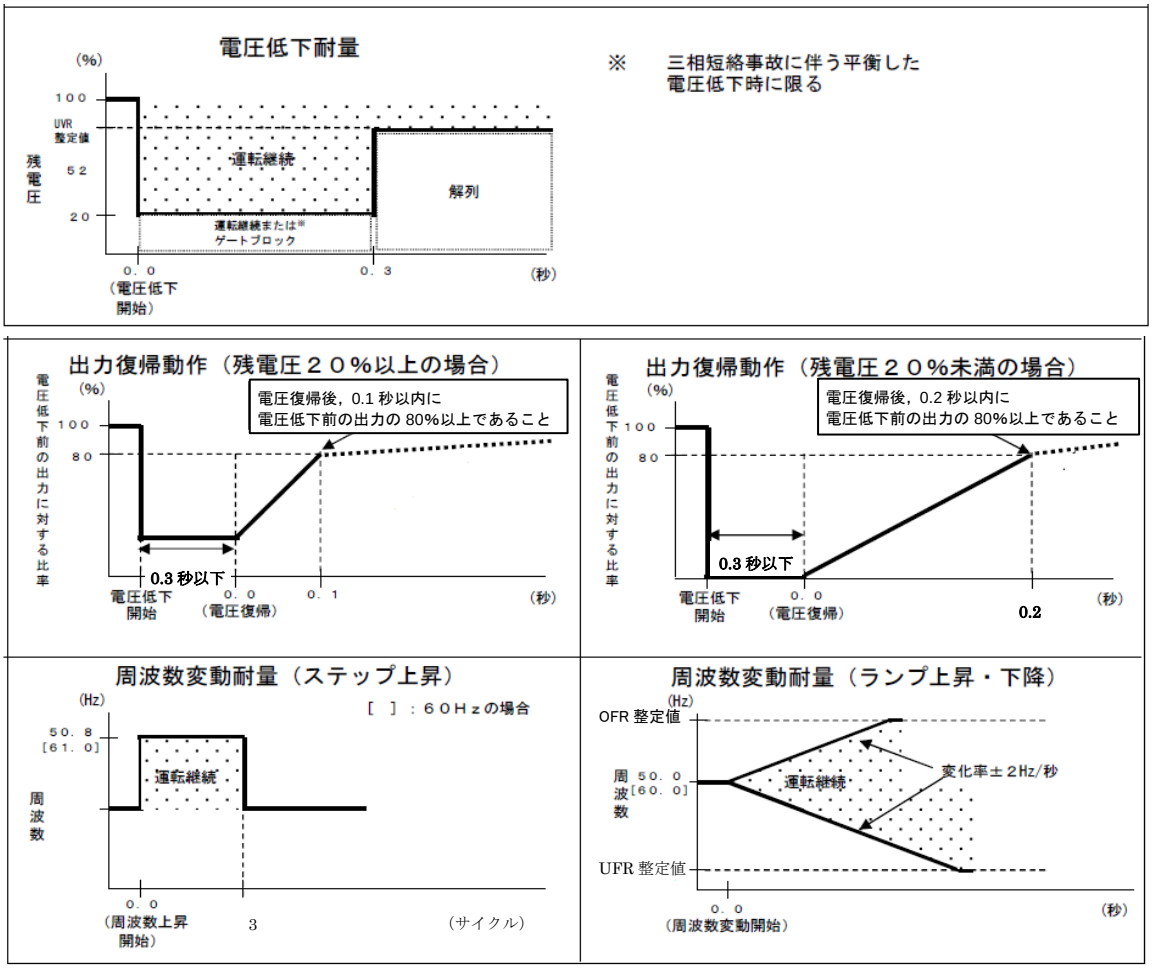
(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるFRT要件を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次の通りです。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）</td><td>50Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）51.5Hz
（周波数下限）47.5Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く。

FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

a　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

b　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限を

もって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

a　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備等を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

b　誘導発電機，二次励磁発電機及び逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

a　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

b　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

c　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10kW 以下の場合

(4)　逆潮流が有る場合の単独運転防止対策

逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧

リレー及び不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。

ａ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ｂ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ｃ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

(5)　逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式及び能動的方式それぞれ１方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

９　保護装置の設置場所

保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

１０　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器又はこれと同等の機能を有する装置

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

１１　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは，１相設置とすること。

(3)　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる２相設置とすることができる。

(4)　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができる。

(5)　不足電力リレーは，２相設置とすること。

１２　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

１３　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2)　転送遮断装置及び単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3)　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(4)　単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置及び整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。

ａ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。

ｂ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ｃ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

１４　接地方式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

１５　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略するこ

とができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

１６　電圧変動対策

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6Ｖ，標準電圧 200V に対しては 202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行うなどの対策を行います。

ａ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

ｂ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

なお，自動的に電圧を調整する対策等とは，発電設備等の進相運転，力率

改善用コンデンサの制御，パワーコンディショナー（PCS）の力率一定制御あるいはSVCなどによる対策であること。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

a　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

b　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

c　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

d　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

e　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

g　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

a　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

b　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

c　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の

系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じていただきます。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45Ｖ以下（当該設備のみの場合は，0.23Ｖ以下）に維持する。

１７　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

１８　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定

させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック

電源種	設備	諸元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

１９　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

２０　連絡体制

(1)　発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生する恐れがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

a　専用保安通信用電話設備

b　電気通信事業者の専用回線

c　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(a)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(b)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(c)　停電時においても通話可能なものであること。

(d)　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が

取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　当社が系統運用上必要な情報を収集するため，テレメータ装置を設置していただきます。なお，当社が系統運用上必要な情報とは，以下のとおりとなります。

a　情報種別：テレメータ

b　情報内容：受電地点の有効電力，受電地点の電力量

２１　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電設備等設置者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。

２２　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバー

セキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

２３　電力品質に関する対策

発電者の発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が発生すると，電圧管理面や保護協調面で問題が生ずるおそれがあることから，発電者側で発電・放電出力を抑制するなどの措置をしていただきます。ただし，電圧管理面や保護協調面で問題が生じないような対策が可能な場合はこの限りではございません。

(1)　高周波障害対策

逆変換装置を用いた発電設備等を連系する場合には，高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。

(2)　その他

負荷設備を有する発電者は，「Ⅵ　需要者設備（高圧)」に準じた対策を実施していただきます。

Ⅳ　発電者設備（特別高圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：48.5Hz を超え 50.5Hz 以下

運転可能周波数　　：47.5Hz 以上 51.5Hz 以下

周波数低下時の運転継続時間は，48.5Hz では 10 分程度以上，48.0Hz では１分程度以上とすること。

周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを 47.5Hz，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。（協調が取れる範囲の最大値：２秒以上）

(2)　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数+0.1Hz 以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とします。ただし，離

島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率 90%～進み力率 95%としていただきます。

逆潮流が無い場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ 85%以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルター類を含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５%，各次電流歪率３%以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅶ需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機

能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。

７　不要解列の防止

(1)　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行うために，次の考え方に基

づき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

b　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

c　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

d　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

f　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行うこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に

大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

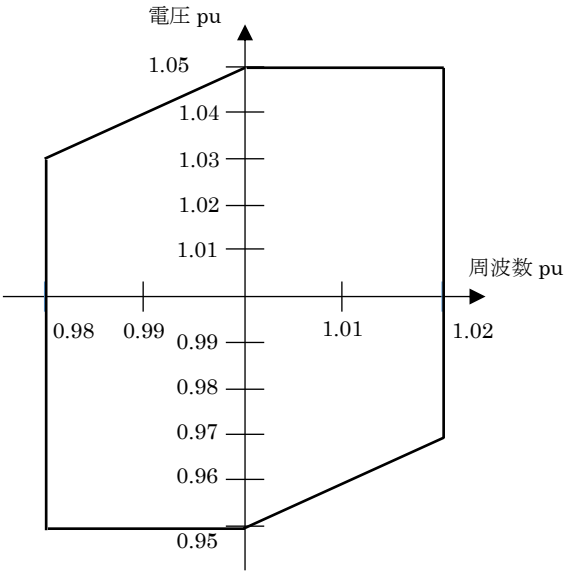
(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

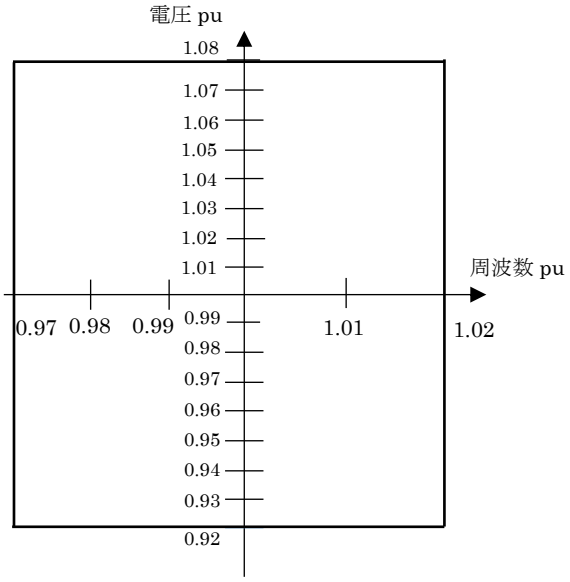
また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし，周波数変動範囲に対しては，「Ⅳ－２運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

８　保護装置の設置

発電者の発電設備等故障時，発電者の連系設備事故時の系統保護または系統事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。また，受電電圧が 22kV で，当社変電所において逆潮流が生じる場合は，系統運用や保護協調上（単独運転防止を含む。）の支障を及ぼさないような対策を実施させていただきます。

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2)　系統側事故対策

a　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(a)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(b)　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置していただきます。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレー，環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合，電流差動リレー，方向

比較リレー，回線選択リレーについては，発電者側で設置していただきますが，環線系統保護リレーについては，当社で設置させていただきます。

なお，電流差動リレー，方向比較リレーについては，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

また，電流差動リレー，方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として，短絡方向距離リレー（または短絡方向リレー）を設置していただきます。

b　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため，発電設備等の種類に関わらず，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

イ　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

ロ　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

ハ　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。

連系する系統と同じ方式の保護リレーが必要な場合は次のとおりとなります。

(a)　受電電圧 154kV 以下の場合（中性点直接接地方式以外）

連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレー，環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合，電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレーについては，発電者側で設置していただきますが，環線系統保護リレーについては，当社で設置させていただきます。

なお，電流差動リレー，方向比較リレーについては，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

また，電流差動リレー，方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として，地絡方向リレー（または地絡過電圧リレー）を設置していただきます。

(b)　受電電圧 275kV 以上の場合（中性点直接接地方式）

連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー）を当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。また，後備保護として，地絡方向距離リレーを設置していただきます。

c　系列数

154kV 以下の系統へ連系する場合，系統保護リレーを１系列設置していただきます。

ただし，主保護リレー不動作時に，後備保護リレーにより電源が喪失すると系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は，主保護リレーを２系列設置していただくことがあります。

275kV 以上の系統へ連系する場合は，主保護として電流差動リレーを２系列設置していただきます。後備保護として短絡方向距離リレーと地絡方向距離リレーを２系列設置していただきます。

(3)　単独運転防止対策

a　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。

また，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧及び位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

b　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4)　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5)　構内設備事故対策

構内設備事故対策として「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を

実施していただきます。

(6)　事故除去時間

中性点直接接地系統においては,同期安定度確保,瞬時電圧低下の影響,電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。

遮断器：2 サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

９　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は,連系送電線の再閉路方式と協調を図り,必要な設備を設置していただきます。

当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下の通りです。

(1)　22kV,66kV 送電線　三相再閉路方式　（低速）

(2)　154kV 送電線　三相再閉路方式（一部単相再閉路方式）　（中速）

(3)　275kV 以上送電線　多相,三相あるいは単相再閉路方式　（高速）

なお,再閉路方式の運用にあたっては,発電設備の回転軸強度等に支障が無いようにしていただきます。

１０　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

１１　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用遮断器

(2)　発電設備等出力端遮断器

(3)　発電設備等連絡用遮断器

(4)　母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

１２　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー及び地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレ

ーは１相設置とすること。

(3)　不足電力リレーは２相設置とすること。

(4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー及び地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

１３　自動負荷制限・発電抑制

(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。

なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2)　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容

量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

１４　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。なお，この場合はその費用を発電者側に負担していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

a　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

b　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

c　計器用変圧器は，不足電力リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

(2)　受電電圧が 22kV で系統運用や保護協調上の支障を及ぼすおそれのある系統に連系する場合であって，２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を設置し，それぞれが別の遮断器により発電設備等を解列する場合など，条件によっては線路無電圧確認装置の設置は不要となります。

１５　発電機運転制御装置の付加

(1)　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

a　超速応励磁制御方式

(a)　受電電圧が 275kV 以上の発電者の発電機には，超速応励磁制御方式を採用していただきます。

(b)　受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電機でも，必要により，超速応励磁制御方式を採用していただく場合があります。

b　系統安定化装置（PSS）

(a)　超速応励磁制御方式など，応答速度の速い励磁方式（励磁系電圧応答時間が 0.1 秒以下の励磁方式）を採用する発電機には，系統安定化装置（PSS）を設置していただきます。

(b)　上記 a 以外の励磁制御方式を採用する発電機でも，当該発電機の安定運転上あるいは連系する系統の安定度上必要な場合は，PSS を設置していただくことがあります。

(c)　連系する系統の広域的な安定度上必要な場合は，複数入力 PSS を設置していただくことがあります。

（なお，PSS とは，電力系統の事故等によって生じる発電機の出力動揺を速やかに収斂させるため，端子電圧を制御する装置で，Power System Stabilizer のことです。）

c　励磁系頂上電圧

必要により，励磁系頂上電圧を指定させていただく場合があります。

(2)　周波数調整のための機能

火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

a　ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

b　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

c　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2Hz を超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

d　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

e　出力低下防止機能

100MW 以上の火力発電設備は，周波数 49.0Hz までは発電機出力を低下しない，周波数 49.0Hz 以下については，1Hz 低下するごとに 5%以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行うことがあります。

	発電機定格出力	100MW以上	
		GT 及び GTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF 調定率	５%以下	５%以下
	GF 幅※1	５%以上 (定格出力基準)	３%以上 (定格出力基準)
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始, 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※7	
	LFC 幅	± ５%以上 (定格出力基準)	± ５%以上 (定格出力基準)
	LFC 変化速度※2	５%/分以上 (定格出力基準)	１%/分以上 (定格出力基準)
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始※7
	EDC 変化速度※2	５%/分以上 (定格出力基準)	１%/分以上 (定格出力基準)
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC 変化速度	10%/分以上 (定格出力基準)	１%/分以上 (定格出力基準)
	最低出力※3※4 (定格出力基準)	50%以下 DSS 機能具備※5	30%以下

※1　ガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GT 及び GTCC）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５%以上，その他の発電機については定格出力の３%以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※3　気化ガス(BOG)処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力。

※5　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。

※6　地域資源バイオマス発電設備を除く。

※7　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令）を受信する機能及び，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力[GT 及び GTCC のみ。]，EDC・LFC 使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3)　早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4)　電圧調整のための機能

(a)　275kV 以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

(b)　受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。

(c)　受電電圧が 500kV 以上の発電者の発電機には，送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が

275kV 以下の発電者の発電機でも，系統電圧を適正に維持するために必要な場合は，PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。

（なお，PSVR とは，昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で，Power System Voltage Regulator のことです。）

１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1)　154kV 以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2)　275kV 以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

１７　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略するこ

とができます。

(1)　逆変換装置の交流出力で直流を検出し，交流出力側を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

１８　電圧変動対策

(1)　常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

a　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

b　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

c　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２%程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

d　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

e　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

(a)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(b)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。

[対策要否の判定基準例]

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45V 以下（当該設備の

みの場合は，0.23V 以下）に維持する。

(3)　その他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用に影響を及ぼす，もしくは影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

22kV 系統（公称電圧。以下同様とします。）については，高圧または低圧の需要者等に配電塔や柱上変圧器等を介して供給しうる系統であることから，受電地点における電圧変動が(1)，(2)で示す値以内であっても，発電設備等からの逆潮流や発電設備等の脱落等により，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあります。このような場合には，自動的に電圧を調整する対策や自家消費の負荷を制限する対策を実施していただきます。

１９　出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1)　風力発電設備の場合

a　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行うこと。

なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

b　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。

c　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５％の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2Hz 以下とする。

２０　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が当社や他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

２１　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。

発電機定数	標準的な値（火力機）
直軸過渡リアクタンス（Xd´）	0.2～0.3[pu]※
直軸同期リアクタンス（Xd）	1.5～1.8[pu]※
直軸開路過渡時定数（Tdo´）	4.0～8.0[pu]
単位慣性定数（M＝2H）	6.0～9.0[MW・SEC/MVA]

※発電機定格容量ベース

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス

電源種	設備	諸元
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）

電源種	設備	諸元
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法

電源種	設備	諸元
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

２２　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

(1)　定格電圧，タップ電圧

当社の標準的な定格電圧及びタップ電圧は，次のとおりです。

定格一次電圧		発電機定格電圧の 97.5%
二次電圧	22kV 系統	22kV
	66kV 系統（4 タップ）	64.5kV，66kV，67.5kV，69kV
	154kV 系統（4 タップ）	150.5kV，154kV，157.5kV，161kV
	275kV 系統（4 タップ）	275kV，281.25kV，287.5kV，293.75kV

(2)　定格容量

発電機の定格力率に対応した昇圧用変圧器の定格容量の設定が必要です。

(3)　インピーダンス電圧値

連系系統，受電電圧によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流抑制対策，送電線保護リレー協調等の面から，インピーダンス電圧値を指定させていただくことがあります。

なお，当社の標準的な昇圧用変圧器のインピーダンス電圧値は，次のとおりです。

受電電圧	インピーダンス電圧値
22kV※1	5.5 ［%］
66kV※1	7.5 ［%］
154kV※2	11.0 ［%］
275kV※2	14.0 ［%］

※1 10MVA ベース，※2 変圧器定格容量ベース

２３ 連絡体制

(1) 発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社給電所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社給電所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

なお，受電電圧が 275kV 以上または発電機が大容量機（概ね定格出力 100MW 以上）の場合は，別ルートによる２回線となります。

専用保安通信用電話設備は当社にて設置させていただきます。ただし，伝送路として電気通信事業者の専用回線を使用する場合は，発電者側で設

置していただきます。

保安通信用電話設備は，22kV の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

a　専用保安通信用電話設備

b　電気通信事業者の専用回線電話

c　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話又は携帯電話

(a)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(b)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(c)　停電時においても通話可能なものであること。

(d)　災害時等において当社の給電所等と連絡が取れない場合には，当社の給電所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列又は運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社給電所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

発電者設備	情報種別	情報内容
受電電圧が22kVの場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
	テレメータ	受電地点の有効電力
		受電地点の電力量
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）
受電電圧が66kV以上の場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
		ケーブル事故区間検出装置の動作表示※3
		電圧・無効電力の制御モード
	テレメータ	各発電機の有効電力と無効電力(受電電圧275kV以上または定格出力が概ね100MW以上の場合)
		連系する母線の電圧(受電電圧275kV以上または定格出 力が概ね100MW以上の場合)
		受電地点の有効電力と無効電力
		受電地点の電力量
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）

※1　ナセルで計測する風向・風速

※2　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

※3　ケーブル事故区間検出装置の動作表示は，受電保護リレーの保護範囲より当社系統側に構内ケーブルを施設する場合に限る。

※4　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。

２４　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社給電所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

２５　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係る

システムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

２６　電力品質に関する対策

(1)　高周波障害対策

逆変換装置を用いた発電設備等を連系する場合には，高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。

(2)　力率の保持

a　受電地点の力率（無効電力）については，原則として，次のとおりといたします。

(a)　受電地点の電圧を基準にして，

イ　昼間帯は無効電力を系統側に供給（進み力率）

ロ　夜間帯は力率 100%または無効電力を系統側より吸収

受電地点の力率（無効電力）は，発電設備等または調相設備にて適正に維持できるように調整していただきます。

なお，電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に受電地点の力率が進み力率とならないよう電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきます。

(b)　受電電圧が 22kV の場合，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±

6V，202±20V）を逸脱するおそれがあるときには，調相設備や発電設備等の無効電力制御による電圧上昇抑制対策について協議させていただきます。

b　構内に発電設備等と負荷設備（発電機用所内電源を除く。）を有する発電者は，連系する系統の電圧を適正に維持するために，協議のうえ，調相設備を設置していただくことがあります。

(3)　系統周波数異常防止対策

系統事故等により周波数の異常上昇及び低下が懸念される場合は，同一系統内の電源と協調をとった自動解列装置を設置していただくことがあります。

(4)　その他

負荷設備を有する発電者は，「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

Ⅴ　需要者設備（低圧）

１　力率

(1)　需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90%以上，その他の機器を使用する供給地点については 85%以上に保持していただきます。

(2)　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表 12 （進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

２　保護装置の設置

需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および需用者等の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。

a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

b　電圧または周波数が著しく変動する場合

c　波形に著しいひずみを生じる場合

d　著しい高周波または高調波を発生する場合

e　その他ａ，ｂ，ｃまたはｄに準ずる場合

Ⅵ　需要者設備（高圧）

１　電気方式

電気方式は連系する系統と同一としていただきます。

２　保護装置の設置

短絡故障保護用として過電流リレーを，地絡故障保護用として地絡リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合には，地絡方向リレーを設置していただくことがあります。

３　連絡体制

当社が系統運用上必要な情報を収集するため，給電情報伝送装置として，テレメータ装置を設置させていただきます。

なお，当社が系統運用上必要な情報とは，以下のとおりとなります。

a　情報種別：テレメータ

b　情報内容：供給地点の有効電力，供給地点の電力量

４　電力品質に関する対策

(1)　高調波抑制対策

a　対象となる需要者

(a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）

について， 50kVA を超える需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。（表 1 参照）

(b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔1 相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。

b　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。

(a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

c　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 2 に示す需要者の契約電力 1kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。

ｄ　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。

表１　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12パルス変換装置	K12＝0.5	
		24パルス変換装置	K1＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K2＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ （コンデンサ平滑）	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり（交流側）	K32＝1.8	
		リアクトルあり（直流側）	K33＝1.8	
		リアクトルあり（交・直流側）	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ （コンデンサ平滑）	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり（交流側）	K4＝0.35	
5	自励三相ブリッジ （電圧型 PWM※2制御） （電流型 PWM 制御）	—	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ （電圧型 PWM 制御）	—	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の $\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$ ／ 6パルス変換装置の $\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$

（n：高調波の次数，%In：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

表2　契約電力1kWあたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(2)　力率の保持

力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に進み力率とならないよう，電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきます。また，系統運用上必要な場合には，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。

(3)　その他

需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および需要者等の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。

a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

b　電圧または周波数が著しく変動する場合

c　波形に著しいひずみを生じる場合

d　著しく高周波を発生する場合

Ⅶ　需要者設備（特別高圧）

１　電気方式

電気方式は連系する系統と同一としていただきます。

２　保護装置の設置

(1)　連系設備事故時の系統保護

連系設備事故時の系統保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

a　短絡保護

(a)　供給電圧 154kV 以下の場合

過電流保護方式を適用し，各相（三相）に高整定用および低整定用の過電流リレー（高速度リレー＋限時リレー）を併用設置していただくか，瞬時要素付過電流リレーを設置していただきます。

なお，必要により連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる母線保護リレー装置を設置していただくことがあります。また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するため，母線分離リレー装置を設置していただくことがあります。

(b)　供給電圧 275kV 以上の場合

連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる保護装置（母線保護リレー装置等）を設置していただきます。また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するための保護装置（母線分離リレー装置等）を設置し

ていただきます。

b　地絡保護

(a)　供給電圧 154kV 以下の場合

地絡過電流リレー（高速度リレー＋限時リレー）を設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合には，地絡方向リレーを設置していただくことがあります。

なお，必要により，連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる母線保護リレー装置を設置していただくことがあります。また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するため，母線分離リレー装置を設置していただくことがあります。

(b)　供給電圧 275kV 以上の場合

連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる保護装置（母線保護リレー装置等）を設置していただきます。また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するための保護装置（母線分離リレー装置等）を設置していただきます。

c　系列数

154kV 以下の系統へ連系する場合，構内保護リレーを１系列設置していただきます。ただし，154kV 系統への連系で主保護リレー不動作時に，後備保護リレーにより電源が喪失すると系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は，連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる保護装置（母線保護リレー装置等）を２系列設置していただきます。

また，後備保護動作時に停電範囲を局限化するための保護装置（母線分離リレー装置等）を１系列設置していただきます。

275kV 以上の系統へ連系する場合は，連系設備事故時に高速に連系用しゃ断器をしゃ断できる保護装置（母線保護リレー装置等）を２系列，後備保護動作時に停電範囲を局限化するための保護装置（母線分離リレー装置等）を１系列設置していただきます。

(2)　特別高圧用変圧器保護

変圧器保護リレーが動作した場合は，その変圧器に故障電流を供給するすべての回路がしゃ断される設備としていただきます。

標準的には，比率差動リレーおよび過電流リレー（高速度リレー＋限時リレー）を設置していただきます。

なお，供給電圧 275kV 以上の変圧器に対しては，後備保護を目的としたリレー装置を設置していただきます。

３　中性点接地装置の付加

供給電圧が 154kV 以下の場合は，必要により，変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。また，供給電圧が 275kV 以上の場合は，変圧器の中性点を直接接地していただきます。

４　連絡体制

(1)　保安通信用電話

需要者と当社給電所との供給設備操作等の連絡用として，需要者構内にａ，

ｂいずれかの保安通信用電話設備の設置が必要になります。

なお，供給電圧が 275kV 以上の場合は，別ルートによる２回線となります。

ａ　専用保安通信用電話設備を当社にて設置させていただきます。ただし，伝送路として電気通信事業者の専用回線を使用する場合は，需要者側で設置していただきます。

ｂ　電気通信事業者の専用電話回線を需要者側で設置していただきます。

また，供給電圧が 22kV の場合，条件によっては，一般加入電話または携帯電話等を設置していただくことが可能となります。

(2)　給電情報伝送装置

当社が系統運用上必要な情報収集するため，スーパービジョン，テレメータ装置を設置させていただきます。

なお，当社が系統運用上必要な情報とは，原則として次のとおりとなります。

需要者設備	情報種別	情報内容
供給電圧が22kVの場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
	テレメータ	供給地点の有効電力
		供給地点の電力量
供給電圧が66kV以上の場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
		ケーブル事故区間検出装置の動作表示※1
	テレメータ	供給地点の有効電力と無効電力
		供給地点の電力量

※1　ケーブル事故区間検出装置の動作表示は，受電保護リレーの保護範囲より当社系統側に構内ケーブルを施設する場合に限る。

５　電力品質に関する対策

(1)　高調波抑制対策

a　対象となる需要者

(a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）について，次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。（表３参照）

イ　供給電圧が 22kV の需要者であって，等価容量の合計が 300kVA を超える場合

ロ　供給電圧が 66kV 以上の需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA を超える場合

(b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。

b　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。

(a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

c　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 4 に示す需要者の契約電力１kW あたりの高調波流

出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。

ｄ　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。

(2)　力率の保持

力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合は，以下の点を配慮していただきます。

夜間および休祭日等の軽負荷時には，進み力率とならないよう電力用コンデンサを自動的に開放する装置を設置していただくことがあります。

また，系統運用上必要な場合は，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。

(3)　その他

需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および発電者の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。

ａ　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ｂ　電圧または周波数が著しく変動する場合

ｃ　波形に著しいひずみを生じる場合

d　著しく高周波を発生する場合

表3　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12パルス変換装置	K12＝0.5	
		24パルス変換装置	K13＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K22＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K32＝1.8	
		リアクトルあり(直流側)	K33＝1.8	
		リアクトルあり(交・直流側)	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機
		リアクトルあり(交流側)	K42＝0.35	
5	自励三相ブリッジ (電圧型PWM※2制御) (電流型PWM制御)	—	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ (電圧型PWM制御)	—	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 (交流アーク炉用を除く。)	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式
		12パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の$\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$／6パルス変換装置の$\sqrt{\sum(n\times\%In)^2}$

（n：高調波の次数，$\%In$：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

表4　契約電力１kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

供給電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154kV	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

電気事業法施行規則第 19 条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

1　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第41回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（令和４年４月26日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，令和４年12月21日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式(調整電源の活用)に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，令和５年12月末までに導入する整理がなされたことおよび第46回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（令和４年11月15日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容
および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行うとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
託 送 供 給 等 約 款 令和５年~~4~~月~~1~~日 実施 東京電力パワーグリッド株式会社	託 送 供 給 等 約 款 令和５年 12 月 27 日 実施 東京電力パワーグリッド株式会社

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
託 送 供 給 等 約 款 **目　　次** **Ⅰ　総　　則** ..... 1 1　適　　用 ..... 1 2　託送供給等約款の認可および変更 ..... 2 3　定　　義 ..... 2 4　代表契約者の選任 ..... 8 5　託送供給等に関する取扱い ..... 8 6　単位および端数処理 ..... 8 7　実　施　細　目 ..... 9 **Ⅱ　契 約 の 申 込 み** ..... 11 8　契 約 の 要 件 ..... 11 9　検討および契約の申込み ..... 13 10　契約の成立および契約期間 ..... 21 11　託送供給等の開始 ..... 22 12　供給準備その他必要な手続きのための協力 ..... 23 13　電気方式，電圧および周波数 ..... 23 14　発電場所および需要場所 ..... 25 15　供給および契約の単位 ..... 27 16　承 諾 の 限 界 ..... 31 17　契 約 書 の 作 成 31	**託 送 供 給 等 約 款** **目　　次** **Ⅰ　総　　則** ..... 1 1　適　　用 ..... 1 2　託送供給等約款の認可および変更 ..... 2 3　定　　義 ..... 2 4　代表契約者の選任 ..... 8 5　託送供給等に関する取扱い ..... 8 6　単位および端数処理 ..... 8 7　実　施　細　目 ..... 9 **Ⅱ　契 約 の 申 込 み** ..... 11 8　契 約 の 要 件 ..... 11 9　検討および契約の申込み ..... 13 10　契約の成立および契約期間 ..... 21 11　託送供給等の開始 ..... 22 12　供給準備その他必要な手続きのための協力 ..... 23 13　電気方式，電圧および周波数 ..... 23 14　発電場所および需要場所 ..... 25 15　供給および契約の単位 ..... 27 16　承 諾 の 限 界 ..... 31 17　契 約 書 の 作 成 31

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
Ⅲ　料　　金 32	**Ⅲ　料　　金** 32
18　料　　金 32	18　料　　金 32
19　接続送電サービス 34	19　接続送電サービス 34
20　臨時接続送電サービス 56	20　臨時接続送電サービス 56
21　予備送電サービス 64	21　予備送電サービス 64
22　発電量調整受電計画差対応電力 66	22　発電量調整受電計画差対応電力 66
23　接続対象計画差対応電力 67	23　接続対象計画差対応電力 67
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 68	24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 68
25　給電指令時補給電力 69	25　給電指令時補給電力 69
Ⅳ　料金の算定および支払い ..... ~~71~~	**Ⅳ　料金の算定および支払い** 72
26　料金の適用開始の時期 ..... ~~71~~	26　料金の適用開始の時期 72
27　検　　針　　日 ..... ~~71~~	27　検　　針　　日 72
28　料金の算定期間 ..... ~~72~~	28　料金の算定期間 73
29　計　　量 ..... ~~73~~	29　計　　量 74
30　電力および電力量の算定 ..... ~~74~~	30　電力および電力量の算定 75
31　損　　失　　率 ..... ~~87~~	31　損　　失　　率 94
32　料 金 の 算 定 ..... ~~87~~	32　料 金 の 算 定 95
33　支払義務の発生および支払期日 ..... ~~90~~	33　支払義務の発生および支払期日 97
34　料金その他の支払方法 ..... ~~92~~	34　料金その他の支払方法 100
35　保　　証　　金 ..... ~~94~~	35　保　　証　　金 102
36　連　帯　責　任 ..... ~~96~~	36　連　帯　責　任 104
Ⅴ　供　　給 ..... ~~97~~	**Ⅴ　供　　給** 105
37　託送供給等の実施 ..... ~~97~~	37　託送供給等の実施 105
38　給電指令の実施等 ..... ~~101~~	38　給電指令の実施等 109
39　適正契約の保持等 ..... ~~105~~	39　適正契約の保持等 113
40　契 約 超 過 金 ..... ~~106~~	40　契 約 超 過 金 114

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
41　力率の保持 ..... ~~106~~ 42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ..... ~~107~~ 43　託送供給等にともなう協力 ..... ~~108~~ 44　託送供給等の停止 ..... ~~108~~ 45　託送供給等の停止の解除 ..... ~~110~~ 46　託送供給の停止期間中の料金 ..... ~~111~~ 47　違約金 ..... ~~111~~ 48　損害賠償の免責 ..... ~~111~~ 49　設備の賠償 ..... ~~112~~ **Ⅵ　契約の変更および終了** ..... ~~113~~ 50　契約の変更 ..... ~~113~~ 51　名義の変更 ..... ~~114~~ 52　契約の廃止 ..... ~~115~~ 53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 ..... ~~116~~ 54　解約等 ..... ~~120~~ 55　契約消滅後の債権債務関係 ..... ~~121~~ **Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事** ..... ~~122~~ 56　受電地点，供給地点および施設 ..... ~~122~~ 57　架空引込線 ..... ~~124~~ 58　地中引込線 ..... ~~125~~ 59　連接引込線等 ..... ~~126~~ 60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ..... ~~127~~ 61　引込線の接続 ..... ~~127~~ 62　計量器等の取付け ..... ~~128~~ 63　通信設備等の施設 ..... ~~129~~ 64　専用供給設備 ..... ~~129~~	41　力率の保持 ..... 115 42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ..... 115 43　託送供給等にともなう協力 ..... 116 44　託送供給等の停止 ..... 117 45　託送供給等の停止の解除 ..... 119 46　託送供給の停止期間中の料金 ..... 119 47　違約金 ..... 119 48　損害賠償の免責 ..... 120 49　設備の賠償 ..... 120 **Ⅵ　契約の変更および終了** ..... 122 50　契約の変更 ..... 122 51　名義の変更 ..... 123 52　契約の廃止 ..... 124 53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 ..... 125 54　解約等 ..... 129 55　契約消滅後の債権債務関係 ..... 130 **Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事** ..... 131 56　受電地点，供給地点および施設 ..... 131 57　架空引込線 ..... 133 58　地中引込線 ..... 134 59　連接引込線等 ..... 135 60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ..... 136 61　引込線の接続 ..... 136 62　計量器等の取付け ..... 137 63　通信設備等の施設 ..... 138 64　専用供給設備 138

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
65　電流制限器等の取付け ..... ~~131~~	65　電流制限器等の取付け 140
Ⅷ　工事費の負担 ..... ~~132~~	**Ⅷ　工事費の負担** 141
66　受電地点への供給設備の工事費負担金 ..... ~~132~~	66　受電地点への供給設備の工事費負担金 141
67　受電用計量器等の工事費負担金 ..... ~~136~~	67　受電用計量器等の工事費負担金 145
68　会社間連系設備の工事費負担金 ..... ~~137~~	68　会社間連系設備の工事費負担金 146
69　供給地点への供給設備の工事費負担金 ..... ~~137~~	69　供給地点への供給設備の工事費負担金 146
70　工事費負担金の申受けおよび精算 ..... ~~145~~	70　工事費負担金の申受けおよび精算 154
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の 費用の申受け ..... ~~148~~	71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の 費用の申受け 157
72　臨時工事費 ..... ~~148~~	72　臨時工事費 158
73　工事費等に関する契約書の作成 ..... ~~149~~	73　工事費等に関する契約書の作成 158
Ⅸ　保安 ..... ~~150~~	**Ⅸ　保安** 159
74　保安の責任 ..... ~~150~~	74　保安の責任 159
75　保安等に対する発電者および需要者の協力 ..... ~~150~~	75　保安等に対する発電者および需要者の協力 159
76　調査 ..... ~~151~~	76　調査 160
77　調査等の委託 ..... ~~151~~	77　調査等の委託 160
78　調査に対する需要者の協力 ..... ~~151~~	78　調査に対する需要者の協力 160
79　検査または工事の受託 ..... ~~152~~	79　検査または工事の受託 161
80　自家用電気工作物 ..... ~~152~~	80　自家用電気工作物 161
附則 ..... ~~153~~	**附則** 162
1　実施期日 ..... ~~153~~	1　実施期日 162
2　標準周波数についての特別措置 ..... ~~153~~	2　標準周波数についての特別措置 162
3　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての 特別措置 ..... ~~153~~	3　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての 特別措置 162
4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の 特別措置 ..... ~~153~~	4　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の 特別措置 162

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
5　発電量調整供給契約についての特別措置 ［再生可能エネルギー発電設備］ ..... ~~158~~ 6　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての 特別措置 ..... ~~165~~ 7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い ..... ~~165~~ 8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置 ..... ~~166~~ 9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の 特別措置 ..... ~~169~~ 10　損害賠償の免責についての特別措置 ［再生可能エネルギー発電設備］ ..... ~~170~~ 11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置 ..... ~~170~~ 12　受電地点への供給設備の工事費負担金 ［電源接続案件募集プロセス］ ..... ~~170~~ 13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または 変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］ .... ~~170~~ 14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 ..... ~~171~~ 15　再エネ海域利用法に係る特別措置 ..... ~~175~~ ~~16~~　バランシンググループの設定に係る特別措置 ..... ~~175~~ ~~17~~　近接性評価割引額の算定についての特別措置 ..... ~~193~~ ~~18~~　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 ..... ~~194~~ ~~19　料金についての切替措置 ..... 195~~ 別　　表 ..... ~~196~~ 1　契約設備電力の算定 ..... ~~196~~ 2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定 ..... ~~197~~ 3　契約電力および契約容量の算定方法 ..... ~~200~~ 4　負荷設備の入力換算容量 ..... ~~201~~ 5　平均力率の算定 ..... ~~205~~	5　発電量調整供給契約についての特別措置 ［再生可能エネルギー発電設備］ ..... 167 6　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての 特別措置 ..... 174 7　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い ..... 175 8　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置 ..... 175 9　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の 特別措置 ..... 178 10　損害賠償の免責についての特別措置 ［再生可能エネルギー発電設備］ ..... 179 11　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置 ..... 179 12　受電地点への供給設備の工事費負担金 ［電源接続案件募集プロセス］ ..... 180 13　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または 変更される場合の費用の申受け［電源接続案件募集プロセス］ ..... 180 14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 ..... 180 15　再エネ海域利用法に係る特別措置 ..... 184 16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 ..... 185 17　バランシンググループの設定に係る特別措置 ..... 185 18　近接性評価割引額の算定についての特別措置 ..... 211 19　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 ..... 212 別　　表 ..... 214 1　契約設備電力の算定 ..... 214 2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定 ..... 215 3　契約電力および契約容量の算定方法 ..... 218 4　負荷設備の入力換算容量 ..... 219 5　平均力率の算定 223

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
6　契約負荷設備の総容量の算定 ..... ~~206~~ 7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い ..... ~~206~~ 8　電力量の協定 ..... ~~209~~ 9　需要計画・調達計画・販売計画 ..... ~~213~~ 10　発電計画・調達計画・販売計画 ..... ~~214~~ 11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン ..... ~~216~~ 12　進相用コンデンサ取付容量基準 ..... ~~217~~ 13　標　準　設　計 ..... ~~219~~ 14　スポットネットワーク方式の工事費の算式 ..... ~~231~~	6　契約負荷設備の総容量の算定..... 224 7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い..... 224 8　電力量の協定..... 227 9　需要計画・調達計画・販売計画..... 231 10　発電計画・調達計画・販売計画..... 232 11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン..... 234 12　進相用コンデンサ取付容量基準..... 235 13　標　準　設　計..... 237 14　スポットネットワーク方式の工事費の算式..... 249
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 （１）　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 （１）　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。 ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ)　接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ)　振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供　給　地　点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ)　発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧	点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。 ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ)　接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ)　振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供　給　地　点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ)　発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
ｆ　発電場所における負荷設備および受電設備	ｆ　発電場所における負荷設備および受電設備
ｇ　発電量調整供給の開始希望日	ｇ　発電量調整供給の開始希望日
ハ　検討期間および調査料	ハ　検討期間および調査料
(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。	(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。
(ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。	(ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。
ａ　検討を要しない場合	ａ　検討を要しない場合
ｂ　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。	ｂ　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
（２）　供給側接続事前検討の申込み	（２）　供給側接続事前検討の申込み
イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量	(ﾛ)　契約電力，契約電流または契約容量
(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾆ)　負荷設備または主開閉器	(ﾆ)　負荷設備または主開閉器
(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間	(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間
ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じて	ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じて

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
の最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	の最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。
（３）　需要抑制量調整供給事前検討の申込み	（３）　需要抑制量調整供給事前検討の申込み
イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ)　需要抑制契約者の名称	(ｲ)　需要抑制契約者の名称
(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。
（４）　契約の申込み	（４）　契約の申込み
契約者は，（１）ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，（１）ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）（１）ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）（２）ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（３）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間	契約者は，（１）ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，（１）ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）（１）ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）（２）ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（３）ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。	で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。
なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。	なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（１）チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。
また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律~~（~~以下「再エネ海域利用法」といいます。~~）~~第13条第２項第10号に規定する選定事業者~~（~~以下「選定事業者」といいます。~~）~~を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（３）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）（３）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
(ﾆ)　契約電力，契約電流または契約容量	(ﾆ)　契約電力，契約電流または契約容量
(ﾎ)　契約受電電力	(ﾎ)　契約受電電力

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ)　連　絡　体　制	(ﾇ)　連　絡　体　制
(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 また，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 また，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
(ｲ)　連　絡　体　制	(ｲ)　連　絡　体　制
(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
(ｲ)　契約受電電力	(ｲ)　契約受電電力
(ﾛ)　発電量調整受電計画電力	(ﾛ)　発電量調整受電計画電力
(ﾊ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾊ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾆ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾆ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾎ)　連　絡　体　制	(ﾎ)　連　絡　体　制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(ｲ)　需要抑制契約者の名称	(ｲ)　需要抑制契約者の名称
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値	(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値
(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ	(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ
(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
(ﾙ)　連　絡　体　制	(ﾙ)　連　絡　体　制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
（５）　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，（４）に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。	（５）　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，（４）に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。
なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１	なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。 （６） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。 （７） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。 （６） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。 （７） 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
Ⅲ 料 金	**Ⅲ 料 金**
25 給電指令時補給電力 （１） 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ 適 用 範 囲	**25 給電指令時補給電力** （１） 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ 適 用 範 囲

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
38（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。	38（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金	ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量	ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。
ニ　給電指令時補給電力料金単価	ニ　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
（２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	（２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適　用　範　囲	イ　適　用　範　囲
38（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	38（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金	ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量	ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。
ニ　給電指令時補給電力料金単価	ニ　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
30　電力および電力量の算定 （１）　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。 （２）　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 （３）　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，（４）の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 （４）　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社	**30　電力および電力量の算定** （１）　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。 （２）　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 （３）　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，（４）の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 （４）　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。	が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。
（５）　接続受電電力	（５）　接続受電電力
接続受電電力は，接続供給の場合で，（６）の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続受電電力は，接続供給の場合で，（６）の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
（６）　接続受電電力量	（６）　接続受電電力量
接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。	接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。
（７）　接続供給電力	（７）　接続供給電力
接続供給電力は，（８）の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。	接続供給電力は，（８）の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。
（８）　接続供給電力量	（８）　接続供給電力量
接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。	接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情	また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）（３）イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。	があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。 なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の計量日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）（３）イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。
（９） 接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	（９） 接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
(10) 接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	(10) 接続対象電力量 接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 イ 需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$
ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによ	ロ 需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。 (ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
って算定された値	って算定された値
a　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合	a　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合
(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。	(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。
$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$	$\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$
－需要抑制量調整受電計画電力量	－需要抑制量調整受電計画電力量
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。
ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量	ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量
(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。	(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。
$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合	b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合
(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 －需要抑制量調整受電計画電力量	(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 －需要抑制量調整受電計画電力量
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量
(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値	(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値
(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量 × $\frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
された値 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。 (13)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (14)　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合	された値 ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量 (11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。 (13)　需要抑制量調整受電電力 需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (14)　需要抑制量調整受電電力量 需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。 イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値 (ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
需要抑制量調整受電電力量＝０	需要抑制量調整受電電力量＝０
(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$	(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合 需要抑制量調整受電電力量 ＝ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$
(ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量	(ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量
ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）	ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
需要抑制量調整受電電力量 ＝ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。 (17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して	需要抑制量調整受電電力量 ＝ベースライン $-\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。 (15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 (16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。 (17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
１ベースラインといたします。 (18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合~~で，（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに~~，次の~~式により~~算定された値といたします。~~ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式	１ベースラインといたします。 (18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
~~により算定された値といたします。~~	
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	(ｲ)　（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ａ　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 ｂ　38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 ｃ　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 ｄ　38（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	実施したとき。 (ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ｃ　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 d　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）ホに

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	よって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 e　38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，（２）イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，（２）ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	定は，(18)ロによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(８)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	(20)　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(８)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
(21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(８)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	(21)　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(８)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電	(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋｛接続供給電力量 × 1 ／（1－ 損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。））｝ －ベースライン	電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 ＋｛接続供給電力量 × 1 ／（1－ 損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。））｝ －ベースライン
(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計とい	(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計とい

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
たします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量	たします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量
(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。	(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。
(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
(26)　27（検針日）（２）または（４）の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(26)　27（検針日）（２）または（４）の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
(27)　15（供給および契約の単位）（１）において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。	(27)　15（供給および契約の単位）（１）において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。
(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。	(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。
(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または	(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）（３）を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）（３）を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
Ⅴ 供　　給	**Ⅴ 供　　給**
38　給電指令の実施等 （１）　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 （２）　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合 ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	**38　給電指令の実施等** （１）　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 （２）　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合 ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
~~ホ~~　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
（３）　当社は，低圧で受電または供給する場合で，（２）イ，ロまたは~~ホ~~のときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	（３）　当社は，低圧で受電または供給する場合で，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
（４）　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	（４）　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
（５）　当社は，発電量調整供給において，（２）イ，ロまたは~~ホ~~の場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生	（５）　当社は，発電量調整供給において，（２）イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，こ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	れにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
（６） 当社は，発電量調整供給において，（２）ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	（６） 当社は，発電量調整供給において，（２）ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
（７） 当社は，（２）イ，ロ，ハ，~~ホ~~または（３）によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。	（７） 当社は，（２）イ，ロ，ハ，ト<u></u>または（３）によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。
イ 低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。	イ 低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。
(ｲ) 割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）（１）イ，ロ，ハまたはニの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	(ｲ) 割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）（１）イ，ロ，ハまたはニの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
(ﾛ) 割 引 率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。	(ﾛ) 割 引 率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。
(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として	(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
計算いたします。	計算いたします。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合
(ｲ)　割 引 の 対 象	(ｲ)　割 引 の 対 象
当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）（１）イ，ロ，ハまたはニの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）（１）イ，ロ，ハまたはニの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
(ﾛ)　割　　引　　率	(ﾛ)　割　　引　　率
１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。	１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。
(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算	(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算
延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。	延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。
なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。	なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。
（算　　式）	（算　　式）
a　接続供給電力を制限した場合	a　接続供給電力を制限した場合
H’＝H×（D－d）／D	H’＝H×（D－d）／D
H’＝　修正時間	H’＝　修正時間
H　＝　制限時間	H　＝　制限時間
D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力	D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力
d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値	d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値
b　接続供給電力量を制限した場合	b　接続供給電力量を制限した場合
H’＝H×（A－B）／A	H’＝H×（A－B）／A
H’＝　修正時間	H’＝　修正時間
H　＝　制限時間	H　＝　制限時間

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 （８）（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 （９）　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，（７）および（８）に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 (10)　当社は，（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 （８）（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 （９）　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，（７）および（８）に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 (10)　当社は，（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
Ⅷ　工事費の負担 **66　受電地点への供給設備の工事費負担金** （１）　受電側接続設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除	**Ⅷ　工事費の負担** **66　受電地点への供給設備の工事費負担金** （１）　受電側接続設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ(工事費の負担)の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ(工事費の負担)の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
（２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金	（２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。	(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，（１）の工事費負担金を申し受けます。
(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）（２）によるものといたします。	(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）（２）によるものといたします。
(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額	(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額
ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第59号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場	ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第59号認可。）65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
合は，ただし書により算定した金額といたします。 b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　2,090円00銭 ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）（２)によるものといたします。	合は，ただし書により算定した金額といたします。 b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　2,090円00銭 ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）（２)によるものといたします。
（３）　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	（３）　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
（４）　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，（２)イ(ｲ)，(ﾛ)および(３)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(２)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	（４）　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，（２)イ(ｲ)，(ﾛ)および(３)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(２)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
（５）　工事費の算定 （１），（２），（３）および(４)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，	（５）　工事費の算定 （１），（２），（３）および(４)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
標準設計工事費といたします。	標準設計工事費といたします。
(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。
(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ﾊ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾊ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾆ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	(ﾆ)　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
(ﾎ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。	(ﾎ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。
(ﾍ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。	(ﾍ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$	(ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
（ﾛ） 管路等を利用して電気を受電する場合 工事費 × 使用孔数 / 施設孔数－予備孔数	（ﾛ） 管路等を利用して電気を受電する場合 工事費 × 使用孔数 / 施設孔数－予備孔数
ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。	ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ （２）イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）とみなします。	ホ （２）イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ 低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ヘ 低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
（６） 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	（６） 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ ２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。	イ ２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。
ロ ２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。	ロ ２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。
（７） 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増	（７） 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，（１），（２）または（４）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，（２）の場合に準じて算定いたします。	加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，（１），（２）または（４）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，（２）の場合に準じて算定いたします。
附　　則 **１　実　施　期　日** この約款は，令和５年~~４~~月~~１~~日から実施いたします。	**附　　則** **１　実　施　期　日** この約款は，令和５年12月27日から実施いたします。
５　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］ （１）　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 （２）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 （３）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）（３）に準じて契約を	**５　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］** （１）　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 （２）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 （３）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）（３）に準じて契約を

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
変更していただくことがあります。	変更していただくことがあります。
（４） （１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	（４） （１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
（５） （１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	（５） （１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）（２）イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）（２）イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ﾛ)およびロ(ﾛ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ﾛ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ﾛ)に準じて算定したものの合計といたします。	この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ﾛ)およびロ(ﾛ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ(ﾛ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ(ﾛ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。
~~ただし~~，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。	なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
この場合，25（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，25（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごと	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごと

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
の発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	の発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ)　28（料金の算定期間）	(ｲ)　28（料金の算定期間）
(ﾛ)　32（料金の算定）	(ﾛ)　32（料金の算定）
(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）	(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）
(ﾎ)　35（保証金）	(ﾎ)　35（保証金）
(ﾍ)　47（違約金）	(ﾍ)　47（違約金）
(ﾄ)　54（解約等）	(ﾄ)　54（解約等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
~~チ~~　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
~~リ~~　~~チ~~で定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
~~ヌ~~　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
（６）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	（６）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）（２）にかかわらず，18（料金）（２）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ)　28（料金の算定期間）	(ｲ)　28（料金の算定期間）
(ﾛ)　32（料金の算定）	(ﾛ)　32（料金の算定）
(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）	(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）
（７）　（１）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	（７）　（１）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
（ｲ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	（ｲ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合
（ﾛ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	（ﾛ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ 供給および契約の単位	ロ 供給および契約の単位
当社は，15（供給および契約の単位）（１）にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	当社は，15（供給および契約の単位）（１）にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ 計　　量	ハ 計　　量
当社は，29（計量）（１）にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	当社は，29（計量）（１）にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ 37（託送供給等の実施）（３）へは，適用いたしません。	ニ 37（託送供給等の実施）（３）へは，適用いたしません。
ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。	ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。
なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
（８） 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	（８） 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発	イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。	電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
（９）　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	（９）　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。
14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置	**14　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置**
（１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置	（１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置
イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
イ　適　用　範　囲	イ　適　用　範　囲
契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。	契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。
(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間	(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(ﾛ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間	(ﾛ)　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間
(ﾊ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）	(ﾊ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）
ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出	ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出
(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。
(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。
ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力は，その１月の最大需要電力から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。
ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。	ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）（３）ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。
ホ　そ　の　他	ホ　そ　の　他
(ｲ)当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚	(ｲ)当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
書を締結することがあります。	書を締結することがあります。
(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
（２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置	（２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置
イ　19（接続送電サービス）（４）の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（４）にかかわらず，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	イ　19（接続送電サービス）（４）の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（４）にかかわらず，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。	(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
なお，それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	なお，それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）（４）ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）（４）ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。	(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
	16　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）（２）への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が令和５年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が令和５年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）（２）ニ，30（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
~~16~~　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力	17　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
（１）　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。	（１）　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。
（２）　契 約 の 要 件	（２）　契 約 の 要 件

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）（３）イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）（３）イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。
イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期	(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期
ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。	ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。
ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
（３）　供給および契約の単位	（３）　供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
（４） 料　　金	（４） 料　　金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適　　用	(ｲ) 適　　用
発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力	(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a) 適　用　範　囲	(a) 適　用　範　囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価
発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金	(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力	ロ　接続対象計画差対応電力
需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　　用	(ｲ)　適　　用
38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ)　接続対象計画差対応電力	(ﾛ)　接続対象計画差対応電力
a　接続対象計画差対応補給電力	a　接続対象計画差対応補給電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応補給電力料金	(b)　接続対象計画差対応補給電力料金
接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額の	接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額の

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
その１月の合計といたします。 (c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ)　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）への需要抑制量調整受電計	その１月の合計といたします。 (c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ)　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）への需要抑制量調整受電計

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	(a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。	c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
（５） 電力および電力量の算定	（５） 電力および電力量の算定
イ 発電量調整受電計画電力	イ 発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ 発電量調整受電計画電力量	ロ 発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）（４）ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。
ハ 接続対象計画電力	ハ 接続対象計画電力
接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続	接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕	ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
（1）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	（1）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，~~30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，~~次の~~式により~~算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。~~ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
	(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
	(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ｅ　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
	の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）（２）イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社~~または~~配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるもの	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）（２）への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
といたします。	調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量	当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 $+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －ベースライン	量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝需要抑制量調整受電計画電力量 $+\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －ベースライン
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量
（６）　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定	（６）　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。	値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。
（７）　解　　約　　等	（７）　解　　約　　等
当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）（１）を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）（２）を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）（３）ロ，ハ，ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）（１）を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）（２）を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）（３）ロ，ハ，ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
（８）　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］	（８）　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（１）にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（１）にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ロにかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ロにかかわらず，18（料金）（２）に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整	(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ハ)　当社は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(ハ)　当社は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	(ニ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（６）ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（６）ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
といたします。）といたします。	といたします。）といたします。
	（９）　給電指令時補給電力料金に係る特別措置
	38（給電指令の実施等）（２）への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，（４）ニ(ﾛ) ｄ，（５）チおよび（５）リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
（~~９~~）　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	(10)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~17~~　近接性評価割引額の算定についての特別措置	18　近接性評価割引額の算定についての特別措置
（１）　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。	（１）　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。
イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。	イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。
ロ　契約者が，附則~~16~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則~~16~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。	ロ　契約者が，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。
ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則~~16~~〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量およ	ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則17〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ｲ) ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量およ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
び当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。	び当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。
（２） 契約者が，附則~~16~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則~~16~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。	（２） 契約者が，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則17（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。
~~18~~ Ｎ－１電制の実施についての特別措置	19 Ｎ－１電制の実施についての特別措置
（１） 当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。	（１） 当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。
（２） 当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用と	（２） 当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用と

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
して契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 （３） 当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	して契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。 （３） 当社は，38（給電指令の実施等）（２）イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
~~19　料金についての切替措置~~ ~~令和５年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。~~ ~~なお，電力量料金は，料金の算定期間における令和５年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~	
別　　表 **４　負荷設備の入力換算容量** （１） 照明用電気機器 照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。	**別　　表** **４　負荷設備の入力換算容量** （１） 照明用電気機器 照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ワット）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ワット）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

ニ　水　　銀　　灯

出　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

（２）　誘　導　電　動　機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

ニ　水　　銀　　灯

出　力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

（２）　誘　導　電　動　機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	—	160	
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	出力（ﾜｯﾄ）×
200以下	400	550	133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　× 93.3パーセント
出力（キロワット）　×125.0パーセント

（３）　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	—	160	
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	出力（ﾜｯﾄ）×
200以下	400	550	133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　× 93.3パーセント
出力（キロワット）　×125.0パーセント

（３）　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格１次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過	500ミリアンペア以下	9.5

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格１次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過	500ミリアンペア以下	9.5

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過 1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5マイクロファラッド超過 ３マイクロファラッド以下		3

（４） 電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本~~工業~~規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）
×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）
×70パーセント

（５） そ　の　他

イ　（１），（２），（３）および（４）によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができ

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）			
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過 1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5マイクロファラッド超過 ３マイクロファラッド以下		3

（４） 電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本<u>産業</u>規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）
×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）
×70パーセント

（５） そ　の　他

イ　（１），（２），（３）および（４）によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができ

託送供給等約款新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
ない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。	ない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
系 統 連 系 技 術 要 件 【託送供給等約款別冊】 令和５年~~4~~月~~1~~日 実施 東京電力パワーグリッド株式会社	系 統 連 系 技 術 要 件 【託送供給等約款別冊】 令和５年１２月２７日 実施 東京電力パワーグリッド株式会社

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
目　　次	目　　次
Ⅰ　総則 ……1	Ⅰ　総則 ……1
Ⅱ　発電者設備（低圧）	Ⅱ　発電者設備（低圧）
1　発電設備等の種類 ……2 2　電気方式 ……2 3　運転可能周波数 ……2 4　力率 ……3 5　高調波 ……3 6　需給バランス制約による発電出力の抑制 ……4 ~~7~~　不要解列の防止 ……4 ~~8~~　保護装置の設置 ……8 ~~9~~　保護装置の設置場所 ……10 ~~10~~　解列箇所 ……10 ~~11~~　保護リレーの設置相数 ……10 ~~12~~　接地方式 ……11 ~~13~~　直流流出防止変圧器の設置 ……11 ~~14~~　電圧変動対策 ……12 ~~15~~　短絡容量 ……15 ~~16~~　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 ……15 ~~17~~　サイバーセキュリティ対策 ……15 ~~18~~　電力品質に関する対策 ……16 ~~19~~　発電機諸元 ……17	1　発電設備等の種類 ……2 2　電気方式 ……2 3　運転可能周波数 ……2 4　力率 ……3 5　高調波 ……3 6　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……4 7　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……4 8　不要解列の防止 ……5 9　保護装置の設置 ……8 10　保護装置の設置場所 ……10 11　解列箇所 ……10 12　保護リレーの設置相数 ……10 13　接地方式 ……11 14　直流流出防止変圧器の設置 ……11 15　電圧変動対策 ……12 16　短絡容量 ……15 17　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 ……15 18　サイバーセキュリティ対策 ……15 19　電力品質に関する対策 ……16 20　発電機諸元 ……17
Ⅲ　発電者設備（高圧）	Ⅲ　発電者設備（高圧）
1　電気方式 ……18 2　運転可能周波数 ……18 3　力率 ……19	1　電気方式 ……18 2　運転可能周波数 ……18 3　力率 ……19

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
4　高調波 ……19	4　高調波 ……19
5　需給バランス制約による発電出力の抑制 ……19	5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……19
	6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……20
~~6~~　不要解列の防止 ……20	7　不要解列の防止 ……20
~~7~~　保護装置の設置 ……23	8　保護装置の設置 ……23
~~8~~　保護装置の設置場所 ……26	9　保護装置の設置場所 ……26
~~9~~　解列箇所 ……26	１０　解列箇所 ……26
~~１０~~　保護リレーの設置相数 ……26	１１　保護リレーの設置相数 ……26
~~１１~~　自動負荷制限 ……27	１２　自動負荷制限 ……27
~~１２~~　線路無電圧確認装置の設置 ……27	１３　線路無電圧確認装置の設置 ……27
~~１３~~　接地方式 ……28	１４　接地方式 ……28
~~１４~~　直流流出防止変圧器の設置 ……28	１５　直流流出防止変圧器の設置 ……28
~~１５~~　電圧変動対策 ……29	１６　電圧変動対策 ……29
~~１６~~　短絡容量 ……32	１７　短絡容量 ……32
~~１７~~　発電機定数・諸元 ……32	１８　発電機定数・諸元 ……32
~~１８~~　昇圧用変圧器 ……34	１９　昇圧用変圧器 ……34
~~１９~~　連絡体制 ……35	２０　連絡体制 ……35
~~２０~~　バンク逆潮流の制限 ……36	２１　バンク逆潮流の制限 ……36
~~２１~~　サイバーセキュリティ対策 ……36	２２　サイバーセキュリティ対策 ……36
~~２２~~　電力品質に関する対策 ……37	２３　電力品質に関する対策 ……37
Ⅳ　発電者設備（特別高圧）	**Ⅳ　発電者設備（特別高圧）**
1　電気方式 ……38	1　電気方式 ……38
2　運転可能周波数・並列時許容周波数 ……38	2　運転可能周波数・並列時許容周波数 ……38
3　力率 ……39	3　力率 ……39
4　高調波 ……39	4　高調波 ……39
5　需給バランス制約による発電出力の抑制 ……39	5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ……39
	6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ……40
~~6~~　不要解列の防止 ……40	7　不要解列の防止 ……40
~~7~~　保護装置の設置 ……43	8　保護装置の設置 ……43
~~8~~　再閉路方式 ……49	9　再閉路方式 ……49
~~9~~　保護装置の設置場所 ……~~49~~	１０　保護装置の設置場所 ……50

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
~~１０~~　解列箇所 ……50	１１　解列箇所 ……50
~~１１~~　保護リレーの設置相数 ……50	１２　保護リレーの設置相数 ……50
~~１２~~　自動負荷制限・発電抑制 ……51	１３　自動負荷制限・発電抑制 ……51
~~１３~~　線路無電圧確認装置の設置 ……52	１４　線路無電圧確認装置の設置 ……52
~~１４~~　発電機運転制御装置の付加 ……53	１５　発電機運転制御装置の付加 ……53
~~１５~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 ……58	１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 ……58
~~１６~~　直流流出防止変圧器の設置 ……58	１７　直流流出防止変圧器の設置 ……58
~~１７~~　電圧変動対策 ……59	１８　電圧変動対策 ……59
~~１８~~　出力変動対策 ……61	１９　出力変動対策 ……61
~~１９~~　短絡・地絡電流対策 ……62	２０　短絡・地絡電流対策 ……62
~~２０~~　発電機定数・諸元 ……62	２１　発電機定数・諸元 ……62
~~２１~~　昇圧用変圧器 ……~~65~~	２２　昇圧用変圧器 ……66
~~２２~~　連絡体制 ……67	２３　連絡体制 ……67
~~２３~~　電気現象記録装置 ……70	２４　電気現象記録装置 ……70
~~２４~~　サイバーセキュリティ対策 ……70	２５　サイバーセキュリティ対策 ……70
~~２５~~　電力品質に関する対策 ……71	２６　電力品質に関する対策 ……71
Ⅴ　需要者設備（低圧）	**Ⅴ　需要者設備（低圧）**
１　力率 ……73	１　力率 ……73
２　保護装置の設置 ……73	２　保護装置の設置 ……73
Ⅵ　需要者設備（高圧）	**Ⅵ　需要者設備（高圧）**
１　電気方式 ……75	１　電気方式 ……75
２　保護装置の設置 ……75	２　保護装置の設置 ……75
３　連絡体制 ……75	３　連絡体制 ……75
４　電力品質に関する対策 ……75	４　電力品質に関する対策 ……75
Ⅶ　需要者設備（特別高圧）	**Ⅶ　需要者設備（特別高圧）**
１　電気方式 ……80	１　電気方式 ……80
２　保護装置の設置 ……80	２　保護装置の設置 ……80
３　中性点接地装置の付加 ……82	３　中性点接地装置の付加 ……82

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
４　連絡体制　・・・

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅴ　需要者設備（低圧）」に準じた対策を実施していただきます。

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

b　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

c　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

d　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる FRT 要件を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次の通りです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅴ　需要者設備（低圧）」に準じた対策を実施していただきます。

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

b　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

c　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

d　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる FRT 要件を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次の通りです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	50Hz 系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）						託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）					
		出力の 80%以上の出力まで復帰	出力の 80%以上の出力まで復帰	出力の 80%以上の出力まで復帰	(周波数下限)47.5Hz			出力の 80%以上の出力まで復帰	出力の 80%以上の出力まで復帰	出力の 80%以上の出力まで復帰	(周波数下限)47.5Hz
蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰(RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。)	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰(RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。)	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰(RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。)	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰(RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。)	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
燃料電池※		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz	燃料電池※		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	単機出力 2kW 以上 10kW 未満※						単機出力 2kW 以上 10kW 未満※				
複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰(RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。)	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰(RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。)	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰(RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。)	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰(RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4 秒以内としてもよい。)	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
	燃料電池	・電圧低下継続時間	・電圧低下継続時間	・電圧低下継続時間	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3		燃料電池	・電圧低下継続時間	・電圧低下継続時間	・電圧低下継続時間	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3

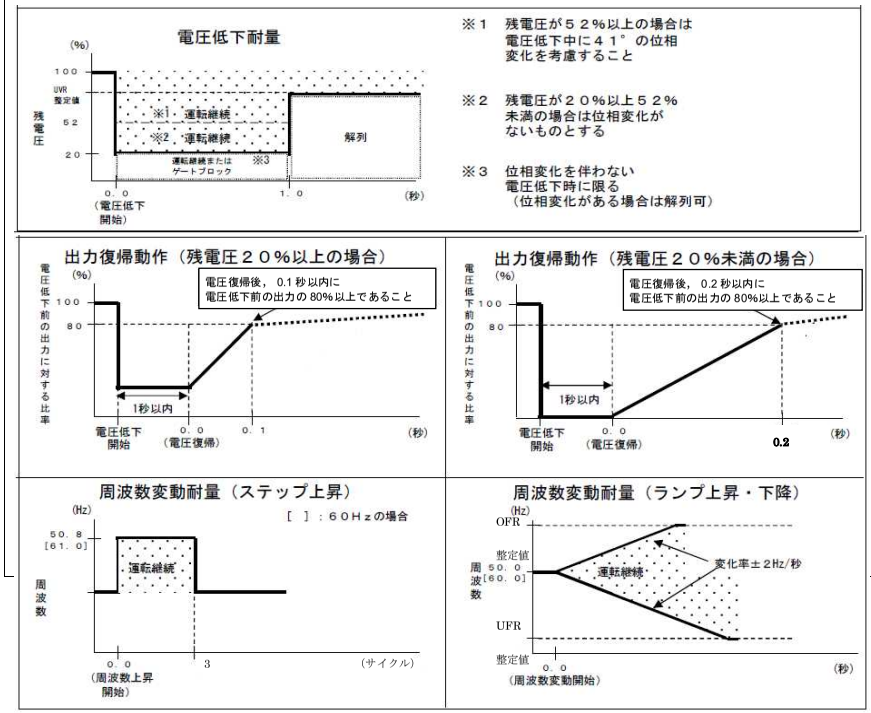
系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

		+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ +蓄電池	0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ 状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く。

FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

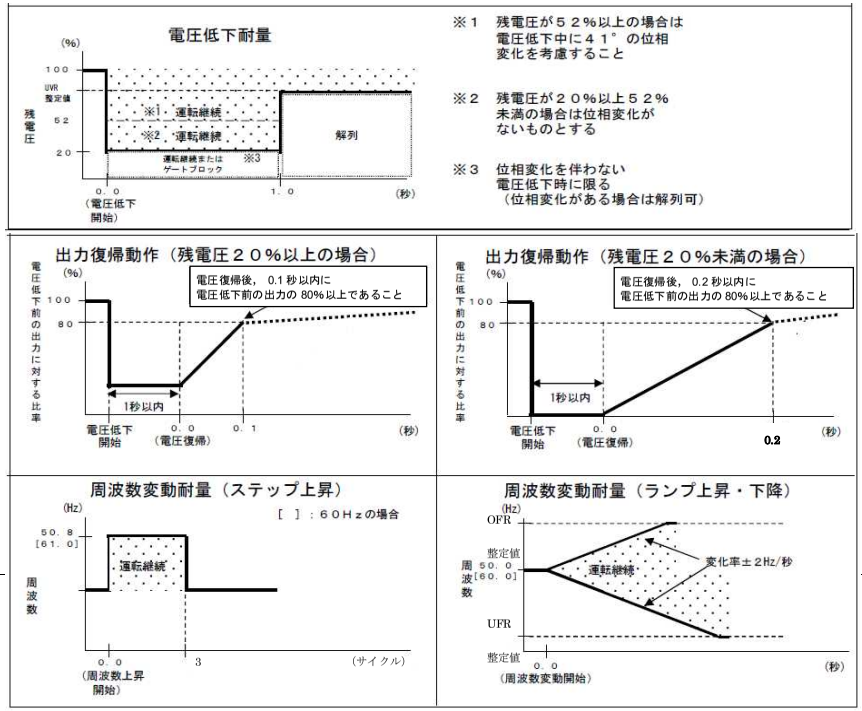


託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

		+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ +蓄電池	0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ 状に+0.8Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ 上の±2Hz/s (周波数上限)51.5Hz (周波数下限)47.5Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く。

FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
~~8~~　保護装置の設置	9　保護装置の設置
(1)　発電設備等故障対策	(1)　発電設備等故障対策
発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。	発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。
a　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。	a　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。
b　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。	b　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。
(2)　系統側短絡事故対策	(2)　系統側短絡事故対策
連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。	連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。
a　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備等を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備等の故障対策用不足電圧リレー，又は過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。	a　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備等を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備等の故障対策用不足電圧リレー，又は過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。
b　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。	b　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。
(3)　高低圧混触事故対策	(3)　高低圧混触事故対策
連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。	連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。
(4)　構内設備故障対策	(4)　構内設備故障対策
発電設備等構内の短絡故障及び地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。	発電設備等構内の短絡故障及び地絡故障保護用として，過電流保護機能付き漏電遮断器を設置していただきます。
(5)　単独運転防止対策	(5)　単独運転防止対策
単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運	単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
転検出機能を有する装置を設置していただきます。 a　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 b　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 c　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。	転検出機能を有する装置を設置していただきます。 a　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 b　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 c　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。
~~９~~　保護装置の設置場所 保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	１０　保護装置の設置場所 保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~１０~~　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　機械的な解列箇所２箇所 (2)　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック (3)　発電設備等連絡用遮断器	１１　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　機械的な解列箇所２箇所 (2)　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック (3)　発電設備等連絡用遮断器
~~１１~~　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 (2)　不足電圧リレー及び短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 (3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式及び三相３線式について１相に設置すること。 (4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。	１２　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 (2)　不足電圧リレー及び短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 (3)　周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式及び三相３線式について１相に設置すること。 (4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
a　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできる。 b　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。	a　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできる。 b　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。
~~１２~~　接地方式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	１３　接地方式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
~~１３~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	１４　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
~~１４~~　電圧変動対策 (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行います。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。	１５　電圧変動対策 (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6V，標準電圧 200V に対しては 202±20V）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行います。 (2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
a　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。	a　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。
b　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。	b　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。
c　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。	c　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。
d　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。	d　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。
e　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。	e　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。
f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。	f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。
(3)　電圧フリッカ対策	(3)　電圧フリッカ対策
発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。	発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。
a　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「SVC」といいます。）などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。	a　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「SVC」といいます。）などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。
b　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。	b　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
c　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行うこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じていただきます。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 Ｖ以下（当該設備のみの場合は，0.23 Ｖ以下）に維持する。	c　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行うこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じていただきます。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 Ｖ以下（当該設備のみの場合は，0.23 Ｖ以下）に維持する。
~~１５~~　短絡容量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	１６　短絡容量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
~~１６~~　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。	１７　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に，3 極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。
~~１７~~　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，	１８　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款（令和５年４月１日実施）</th><th>託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）</th></tr>
<tr><td>適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。
(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。
(3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名及び一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。</td><td>適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。
(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。
(3)　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名及び一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。</td></tr>
<tr><td>~~１８~~　電力品質に関する対策
(1)　高周波障害対策
高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。</td><td><u>１９</u>　電力品質に関する対策
(1)　高周波障害対策
高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。</td></tr>
<tr><td>~~１９~~　発電機諸元
当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）
<table><tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr><tr><td rowspan="5">共通</td><td rowspan="3">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr><tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr><tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr><tr><td rowspan="2">構内設備</td><td>高調波発生機器と高調波対策資料</td></tr><tr><td>電圧フリッカの発生源と対策設備資料</td></tr></table></td><td><u>２０</u>　発電機諸元
当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）
<table><tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr><tr><td rowspan="5">共通</td><td rowspan="3">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr><tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr><tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr><tr><td rowspan="2">構内設備</td><td>高調波発生機器と高調波対策資料</td></tr><tr><td>電圧フリッカの発生源と対策設備資料</td></tr></table></td></tr>
</table>

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）		
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ═，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）		
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
Ⅲ　発電者設備（高圧）	**Ⅲ　発電者設備（高圧）**
５　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限を掛けられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。 自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。 自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。
~~6~~　不要解列の防止 (1)　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅵ　需要者設備（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。	**７　不要解列の防止** (1)　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅵ　需要者設備（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

b　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

c　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

d　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるFRT要件を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次の通りです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

託送供給等約款（令和５年12月27日実施）

a　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

b　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

c　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

d　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

e　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるFRT要件を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次の通りです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	50Hz系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz

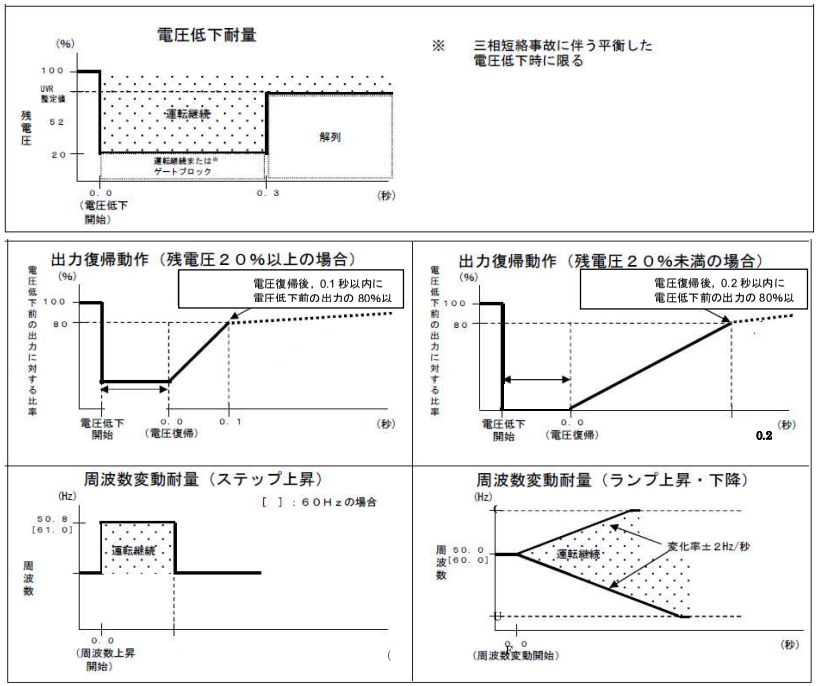
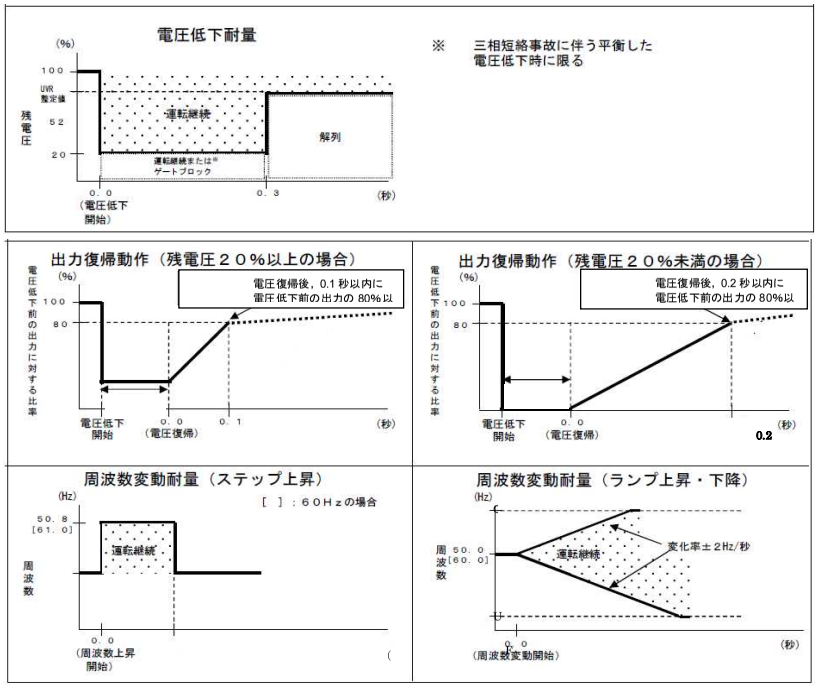
※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く。

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+0.8Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）51.5Hz （周波数下限）47.5Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載） 	FRT 要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載） 
~~7~~　保護装置の設置 (1)　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 a　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 b　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (2)　系統側短絡事故対策	8　保護装置の設置 (1)　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。 a　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 b　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (2)　系統側短絡事故対策

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 a　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備等を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 b　誘導発電機，二次励磁発電機及び逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (3)　系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものとします。 a　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 b　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 c　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10kW 以下の場合 (4)　逆潮流が有る場合の単独運転防止対策 逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。 a　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 b　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 c　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。	連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 a　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備等を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 b　誘導発電機，二次励磁発電機及び逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (3)　系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものとします。 a　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 b　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 c　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10kW 以下の場合 (4)　逆潮流が有る場合の単独運転防止対策 逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。 a　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 b　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 c　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(5)　逆潮流が無い場合の単独運転防止対策 逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式及び能動的方式それぞれ１方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。	(5)　逆潮流が無い場合の単独運転防止対策 逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。 なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式及び能動的方式それぞれ１方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。 単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。
~~8~~　保護装置の設置場所 保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	９　保護装置の設置場所 保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~9~~　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器又はこれと同等の機能を有する装置 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。	１０　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器又はこれと同等の機能を有する装置 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。
~~10~~　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。	１１　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは，１相設置とすること。 (3)　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる２相設置とすることができる。 (4)　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができる。 (5)　不足電力リレーは，２相設置とすること。	(1)　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは，１相設置とすること。 (3)　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる２相設置とすることができる。 (4)　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができる。 (5)　不足電力リレーは，２相設置とすること。
~~１１~~　**自動負荷制限** 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。	１２　**自動負荷制限** 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。
~~１２~~　**線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2)　転送遮断装置及び単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (3)　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (4)　単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置及び整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちい	１３　**線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2)　転送遮断装置及び単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (3)　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (4)　単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置及び整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 (5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちい

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
ずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。 a　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。 b　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 c　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。	ずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。 a　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。 b　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 c　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。
~~１３~~　**接地方式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	１４　**接地方式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
~~１４~~　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	１５　**直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
~~１５~~　**電圧変動対策** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6Ｖ，標準電圧 200V に対しては 202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行う	１６　**電圧変動対策** (1)　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧 100V に対しては 101±6Ｖ，標準電圧 200V に対しては 202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行う

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
などの対策を行います。 a　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。 b　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 なお，自動的に電圧を調整する対策等とは，発電設備等の進相運転，力率改善用コンデンサの制御，パワーコンディショナー（PCS）の力率一定制御あるいはSVCなどによる対策であること。	などの対策を行います。 a　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。 b　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 なお，自動的に電圧を調整する対策等とは，発電設備等の進相運転，力率改善用コンデンサの制御，パワーコンディショナー（PCS）の力率一定制御あるいはSVCなどによる対策であること。
(2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 a　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 b　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 c　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。 d　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 e　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。 g　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。	(2)　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10%以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 a　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 b　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 c　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。 d　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 e　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。 g　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10%を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。 a　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。 b　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。 c　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じていただきます。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45Ｖ以下（当該設備のみの場合	(3)　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。 a　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。 b　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。 c　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じていただきます。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45Ｖ以下（当該設備のみの場合

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款（令和５年４月１日実施）</th><th>託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）</th></tr>
<tr><td>は，0.23Ｖ以下）に維持する。</td><td>は，0.23Ｖ以下）に維持する。</td></tr>
<tr><td>~~１６~~　短絡容量
発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。</td><td>１７　短絡容量
発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。</td></tr>
<tr><td>~~１７~~　発電機定数・諸元
発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。
また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）</td><td>１８　発電機定数・諸元
発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。
また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）</td></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr>
<tr><td rowspan="7">共通</td><td rowspan="6">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr>
<tr><td>最低出力</td></tr>
<tr><td>所内負荷（定格，最低）</td></tr>
<tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr>
<tr><td>運転可能周波数の範囲</td></tr>
<tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr>
<tr><td rowspan="2">構内設備</td><td>自家消費電力の最大値，最小値</td></tr>
<tr><td>総合負荷力率</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr>
<tr><td rowspan="7">共通</td><td rowspan="6">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr>
<tr><td>最低出力</td></tr>
<tr><td>所内負荷（定格，最低）</td></tr>
<tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr>
<tr><td>運転可能周波数の範囲</td></tr>
<tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr>
<tr><td rowspan="2">構内設備</td><td>自家消費電力の最大値，最小値</td></tr>
<tr><td>総合負荷力率</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）		
		高調波発生機器と高調波対策資料			高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料			電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）		受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）			インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値			制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）		調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）		遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無			自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素		保護装置	設置要素
		設置場所			設置場所
		設置相数			設置相数
		解列箇所			解列箇所
		整定範囲			整定範囲
		整定値			整定値
		CT 比，VT 比			CT 比，VT 比
		シーケンスブロック			シーケンスブロック

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）		
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス	誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量			限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス	同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数			各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）			慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無			制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）		制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）			励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		発電機の出力特性	風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款（令和５年４月１日実施）</th><th>託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）</th></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><td></td><td></td><td>出力変動対策の方法</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>発電プラント</td><td>蓄電容量</td></tr>
<tr><td>二次励磁機</td><td>発電プラント</td><td>拘束リアクタンス</td></tr>
</table>
また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。
</td><td>
<table>
<tr><td></td><td></td><td>出力変動対策の方法</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>発電プラント</td><td>蓄電容量</td></tr>
<tr><td>二次励磁機</td><td>発電プラント</td><td>拘束リアクタンス</td></tr>
</table>
また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。
</td></tr>
<tr><td>

~~１８~~　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

</td><td>

１９　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

</td></tr>
<tr><td>

~~１９~~　連絡体制

(1)　発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生する恐れがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

a　専用保安通信用電話設備

b　電気通信事業者の専用回線

c　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(a)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備

</td><td>

２０　連絡体制

(1)　発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生する恐れがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

a　専用保安通信用電話設備

b　電気通信事業者の専用回線

c　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(a)　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備

</td></tr>
</table>

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
等の保守監視場所に常時設置されていること。 (b)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 (c)　停電時においても通話可能なものであること。 (d)　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。 (2)　当社が系統運用上必要な情報を収集するため，テレメータ装置を設置していただきます。なお，当社が系統運用上必要な情報とは，以下のとおりとなります。 a　情報種別：テレメータ b　情報内容：受電地点の有効電力，受電地点の電力量	等の保守監視場所に常時設置されていること。 (b)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 (c)　停電時においても通話可能なものであること。 (d)　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。 (2)　当社が系統運用上必要な情報を収集するため，テレメータ装置を設置していただきます。なお，当社が系統運用上必要な情報とは，以下のとおりとなります。 a　情報種別：テレメータ b　情報内容：受電地点の有効電力，受電地点の電力量
~~２０~~　バンク逆潮流の制限 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電設備等設置者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。	２１　バンク逆潮流の制限 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電設備等設置者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。
~~２１~~　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。	２２　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
~~2 2~~　電力品質に関する対策 発電者の発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が発生すると，電圧管理面や保護協調面で問題が生ずるおそれがあることから，発電者側で発電・放電出力を抑制するなどの措置をしていただきます。ただし，電圧管理面や保護協調面で問題が生じないような対策が可能な場合はこの限りではございません。 (1)　高周波障害対策 逆変換装置を用いた発電設備等を連系する場合には，高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。 (2)　その他 負荷設備を有する発電者は，「Ⅵ　需要者設備（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。	２３　電力品質に関する対策 発電者の発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が発生すると，電圧管理面や保護協調面で問題が生ずるおそれがあることから，発電者側で発電・放電出力を抑制するなどの措置をしていただきます。ただし，電圧管理面や保護協調面で問題が生じないような対策が可能な場合はこの限りではございません。 (1)　高周波障害対策 逆変換装置を用いた発電設備等を連系する場合には，高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。 (2)　その他 負荷設備を有する発電者は，「Ⅵ　需要者設備（高圧）」に準じた対策を実施していただきます。
Ⅳ　発電者設備（特別高圧） ５　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別	Ⅳ　発電者設備（特別高圧） ５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により 0%から 100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行っていただきます。
~~6~~　**不要解列の防止** (1)　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行うために，次の考え方に基づき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。 a　発電設備等の異常及び故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 b　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。 c　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 d　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 e　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。 f　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行うこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解	**７**　**不要解列の防止** (1)　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行うために，次の考え方に基づき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。 a　発電設備等の異常及び故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 b　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。 c　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 d　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 e　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。 f　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行うこと。 (2)　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。

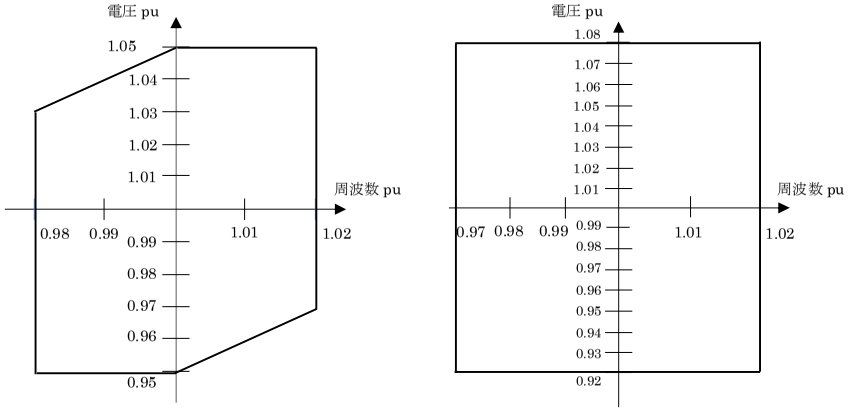
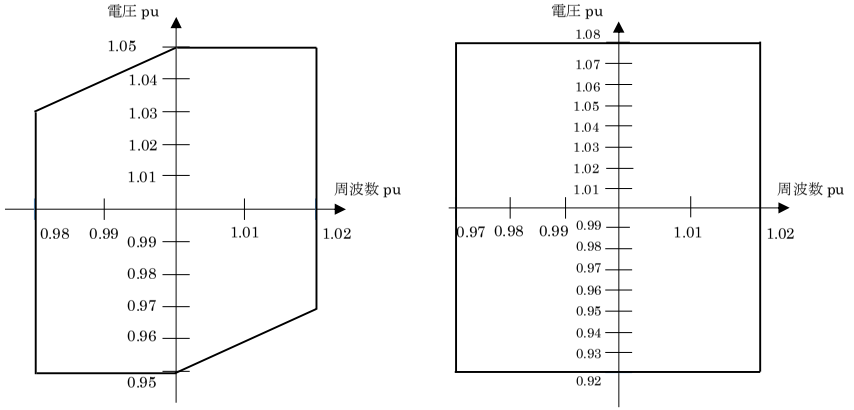
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（以下，「FRT 要件」といいます。）を満たしていただきます。なお，満たすべき FRT 要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	50Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止 作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。 また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。 なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。 同期発電機・誘導発電機　　逆変換装置  ただし，周波数変動範囲に対しては，「Ⅳ－２運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。	(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止 作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。 また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。 なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。 同期発電機・誘導発電機　　逆変換装置  ただし，周波数変動範囲に対しては，「Ⅳ－２運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。
~~7~~　保護装置の設置 発電者の発電設備等故障時，発電者の連系設備事故時の系統保護または系統事故時の保	8　保護装置の設置 発電者の発電設備等故障時，発電者の連系設備事故時の系統保護または系統事故時の保

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
護のため，次の保護リレーを設置していただきます。また，受電電圧が 22kV で，当社変電所において逆潮流が生じる場合は，系統運用や保護協調上（単独運転防止を含む。）の支障を及ぼさないような対策を実施させていただきます。	護のため，次の保護リレーを設置していただきます。また，受電電圧が 22kV で，当社変電所において逆潮流が生じる場合は，系統運用や保護協調上（単独運転防止を含む。）の支障を及ぼさないような対策を実施させていただきます。
(1)　発電設備等故障対策	(1)　発電設備等故障対策
発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。	発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。
(2)　系統側事故対策	(2)　系統側事故対策
a　短絡保護	a　短絡保護
系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。	系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。
(a)　同期発電機を用いる場合	(a)　同期発電機を用いる場合
連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。	連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。
(b)　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合	(b)　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合
連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置していただきます。 なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。	連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置していただきます。 なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。
連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレー，環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合，電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレーについては，発電者側で設置していただきますが，環線系統保護リレーについては，当社で設置させていただきます。	連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレー，環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合，電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレーについては，発電者側で設置していただきますが，環線系統保護リレーについては，当社で設置させていただきます。
なお，電流差動リレー，方向比較リレーについては，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。	なお，電流差動リレー，方向比較リレーについては，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。
また，電流差動リレー，方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として，短	また，電流差動リレー，方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として，短

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
絡方向距離リレー（または短絡方向リレー）を設置していただきます。	絡方向距離リレー（または短絡方向リレー）を設置していただきます。
b　地絡保護	b　地絡保護
系統の地絡事故時の保護のため，発電設備等の種類に関わらず，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。	系統の地絡事故時の保護のため，発電設備等の種類に関わらず，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。
中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。	中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。
中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。	中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。
ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。	ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。
イ　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合	イ　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合
ロ　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合	ロ　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合
ハ　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合	ハ　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合
なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。	なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。
連系する系統と同じ方式の保護リレーが必要な場合は次のとおりとなります。	連系する系統と同じ方式の保護リレーが必要な場合は次のとおりとなります。
(a)　受電電圧 154kV 以下の場合（中性点直接接地方式以外）	(a)　受電電圧 154kV 以下の場合（中性点直接接地方式以外）
連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレー，環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合，電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレーについては，発電者側で設置していただきますが，環線系統保護リレーについては，当	連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレー，環線系統保護リレー）を採用していただきます。この場合，電流差動リレー，方向比較リレー，回線選択リレーについては，発電者側で設置していただきますが，環線系統保護リレーについては，当

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
社で設置させていただきます。 なお，電流差動リレー，方向比較リレーについては，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。 また，電流差動リレー，方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として，地絡方向リレー（または地絡過電圧リレー）を設置していただきます。 (b)　受電電圧 275kV 以上の場合（中性点直接接地方式） 連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー）を当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。また，後備保護として，地絡方向距離リレーを設置していただきます。 c　系列数 154kV 以下の系統へ連系する場合，系統保護リレーを１系列設置していただきます。 ただし，主保護リレー不動作時に，後備保護リレーにより電源が喪失すると系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は，主保護リレーを２系列設置していただくことがあります。 275kV 以上の系統へ連系する場合は，主保護として電流差動リレーを２系列設置していただきます。後備保護として短絡方向距離リレーと地絡方向距離リレーを２系列設置していただきます。 (3)　単独運転防止対策 a　逆潮流がある場合 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備	社で設置させていただきます。 なお，電流差動リレー，方向比較リレーについては，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。 また，電流差動リレー，方向比較リレー及び環線保護リレーの後備保護として，地絡方向リレー（または地絡過電圧リレー）を設置していただきます。 (b)　受電電圧 275kV 以上の場合（中性点直接接地方式） 連系する系統の保護方式に応じ，主保護として，当社側と同じ保護リレー（電流差動リレー，方向比較リレー）を当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。また，後備保護として，地絡方向距離リレーを設置していただきます。 c　系列数 154kV 以下の系統へ連系する場合，系統保護リレーを１系列設置していただきます。 ただし，主保護リレー不動作時に，後備保護リレーにより電源が喪失すると系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は，主保護リレーを２系列設置していただくことがあります。 275kV 以上の系統へ連系する場合は，主保護として電流差動リレーを２系列設置していただきます。後備保護として短絡方向距離リレーと地絡方向距離リレーを２系列設置していただきます。 (3)　単独運転防止対策 a　逆潮流がある場合 適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
等の周波数，電圧及び位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。 b　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。 (4)　事故波及防止対策 発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。 (5)　構内設備事故対策 構内設備事故対策として「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。 (6)　事故除去時間 中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。 遮断器：2 サイクル以内 保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。	等の周波数，電圧及び位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。 b　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。 (4)　事故波及防止対策 発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。 (5)　構内設備事故対策 構内設備事故対策として「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。 (6)　事故除去時間 中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとしていただきます。 遮断器：2 サイクル以内 保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：2 サイクル以内 なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。
~~8~~　再閉路方式 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図り，必要な設備を設置していただきます。 当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下の通りです。 (1)　22kV,66kV 送電線　三相再閉路方式　（低速） (2)　154kV 送電線　三相再閉路方式（一部単相再閉路方式）　（中速）	9　再閉路方式 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図り，必要な設備を設置していただきます。 当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下の通りです。 (1)　22kV,66kV 送電線　三相再閉路方式　（低速） (2)　154kV 送電線　三相再閉路方式（一部単相再閉路方式）　（中速）

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(3)　275kV 以上送電線　多相，三相あるいは単相再閉路方式　　（高速） なお，再閉路方式の運用にあたっては，発電設備の回転軸強度等に支障が無いようにしていただきます。	(3)　275kV 以上送電線　多相，三相あるいは単相再閉路方式　　（高速） なお，再閉路方式の運用にあたっては，発電設備の回転軸強度等に支障が無いようにしていただきます。
~~９~~　保護装置の設置場所 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	１０　保護装置の設置場所 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~１０~~　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。	１１　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　受電用遮断器 (2)　発電設備等出力端遮断器 (3)　発電設備等連絡用遮断器 (4)　母線連絡用遮断器 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。
~~１１~~　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー及び地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは１相設置とすること。 (3)　不足電力リレーは２相設置とすること。 (4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー及び地絡方	１２　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー及び地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 (2)　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは１相設置とすること。 (3)　不足電力リレーは２相設置とすること。 (4)　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレー及び地絡方

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
向距離リレーは３相設置とすること。	向距離リレーは３相設置とすること。
~~１２~~　自動負荷制限・発電抑制 (1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。 また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。 なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。 (2)　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。	**１３　自動負荷制限・発電抑制** (1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。 また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。 なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。 (2)　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。
~~１３~~　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。なお，この場合はその費用を発電者側に負担していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるもの	**１４　線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。なお，この場合はその費用を発電者側に負担していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるもの

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
といたします。 (1)　逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。 a　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 b　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 c　計器用変圧器は，不足電力リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 (2)　受電電圧が 22kV で系統運用や保護協調上の支障を及ぼすおそれのある系統に連系する場合であって，２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を設置し，それぞれが別の遮断器により発電設備等を解列する場合など，条件によっては線路無電圧確認装置の設置は不要となります。	といたします。 (1)　逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。 a　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 b　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 c　計器用変圧器は，不足電力リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 (2)　受電電圧が 22kV で系統運用や保護協調上の支障を及ぼすおそれのある系統に連系する場合であって，２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を設置し，それぞれが別の遮断器により発電設備等を解列する場合など，条件によっては線路無電圧確認装置の設置は不要となります。
~~１４~~　**発電機運転制御装置の付加** (1)　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。 a　超速応励磁制御方式 (a)　受電電圧が 275kV 以上の発電者の発電機には，超速応励磁制御方式を採用していただきます。 (b)　受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電機でも，必要により，超速応励磁制御方式を採用していただく場合があります。 b　系統安定化装置（PSS） (a)　超速応励磁制御方式など，応答速度の速い励磁方式（励磁系電圧応答時間が 0.1 秒以下の励磁方式）を採用する発電機には，系統安定化装置（PSS）を設置していただきます。	１５　**発電機運転制御装置の付加** (1)　系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。 a　超速応励磁制御方式 (a)　受電電圧が 275kV 以上の発電者の発電機には，超速応励磁制御方式を採用していただきます。 (b)　受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電機でも，必要により，超速応励磁制御方式を採用していただく場合があります。 b　系統安定化装置（PSS） (a)　超速応励磁制御方式など，応答速度の速い励磁方式（励磁系電圧応答時間が 0.1 秒以下の励磁方式）を採用する発電機には，系統安定化装置（PSS）を設置していただきます。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(b)　上記 a 以外の励磁制御方式を採用する発電機でも，当該発電機の安定運転上あるいは連系する系統の安定度上必要な場合は，PSS を設置していただくことがあります。	(b)　上記 a 以外の励磁制御方式を採用する発電機でも，当該発電機の安定運転上あるいは連系する系統の安定度上必要な場合は，PSS を設置していただくことがあります。
(c)　連系する系統の広域的な安定度上必要な場合は，複数入力 PSS を設置していただくことがあります。 （なお，PSS とは，電力系統の事故等によって生じる発電機の出力動揺を速やかに収斂させるため，端子電圧を制御する装置で，Power System Stabilizer のことです。）	(c)　連系する系統の広域的な安定度上必要な場合は，複数入力 PSS を設置していただくことがあります。 （なお，PSS とは，電力系統の事故等によって生じる発電機の出力動揺を速やかに収斂させるため，端子電圧を制御する装置で，Power System Stabilizer のことです。）
c　励磁系頂上電圧 必要により，励磁系頂上電圧を指定させていただく場合があります。	c　励磁系頂上電圧 必要により，励磁系頂上電圧を指定させていただく場合があります。
(2)　周波数調整のための機能 火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。	(2)　周波数調整のための機能 火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。
a　ガバナフリー運転 タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。	a　ガバナフリー運転 タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。
b　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。	b　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からの LFC 信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。
c　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2Hz を超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。	c　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2Hz を超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。
d　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。	d　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。
e　出力低下防止機能 100MW 以上の火力発電設備は，周波数 49.0Hz までは発電機出力を低下しない，周波数 49.0Hz 以下については，1Hz 低下するごとに 5%以内の出力低下に抑える，もし	e　出力低下防止機能 100MW 以上の火力発電設備は，周波数 49.0Hz までは発電機出力を低下しない，周波数 49.0Hz 以下については，1Hz 低下するごとに 5%以内の出力低下に抑える，もし

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
くは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 　なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行うことがあります。	くは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 　なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行うことがあります。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			
	発電機定格出力	100MW以上	
		GT 及び GTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF 調定率	５%以下	５%以下
	GF 幅※1	５%以上 （定格出力基準）	３%以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※7	
	LFC 幅	±５%以上 （定格出力基準）	±５%以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	５%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始　※7
	EDC 変化速度※2	５%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始　※7
	EDC+LFC 変化速度	10%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50%以下 DSS 機能具備※5	30%以下

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）			
	発電機定格出力	100MW以上	
		GT 及び GTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF 調定率	５%以下	５%以下
	GF 幅※1	５%以上 （定格出力基準）	３%以上 （定格出力基準）
	GF 制御応答性	2 秒以内に出力変化開始， 10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※7	
	LFC 幅	±５%以上 （定格出力基準）	±５%以上 （定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	５%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始　※7
	EDC 変化速度※2	５%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※7	60 秒以内に出力変化開始　※7
	EDC+LFC 変化速度	10%/分以上 （定格出力基準）	１%/分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50%以下 DSS 機能具備※5	30%以下

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
※1　ガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GT 及び GTCC）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５%以上，その他の発電機については定格出力の３%以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。	※1　ガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GT 及び GTCC）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５%以上，その他の発電機については定格出力の３%以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。
※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。	※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。
※3　気化ガス（BOG）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。	※3　気化ガス（BOG）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。
※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力。	※4　EDC・LFC 指令で制御可能な最低出力。
※5　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。	※5　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
※6　地域資源バイオマス発電設備を除く。	※6　地域資源バイオマス発電設備を除く。
※7　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。 また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令）を受信する機能及び，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力[GT 及び GTCC のみ。]，EDC・LFC 使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。	※7　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。 また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC 指令値，EDC・LFC 運転指令）を受信する機能及び，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力[GT 及び GTCC のみ。]，EDC・LFC 使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。
(3)　早期再並列のための機能 定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。	(3)　早期再並列のための機能 定格出力の合計が 400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。
(4)　電圧調整のための機能	(4)　電圧調整のための機能
(a)　275kV 以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。	(a)　275kV 以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。
(b)　受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。	(b)　受電電圧が 154kV 以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記(a)と同じ機能を具備していただくことがあります。
(c)　受電電圧が 500kV 以上の発電者の発電機には，送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が 275kV 以下の発電者の発電機でも，系統電圧を適正に維持するために必要な場合は，PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。 （なお，PSVR とは，昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で，Power	(c)　受電電圧が 500kV 以上の発電者の発電機には，送電電圧制御励磁装置（PSVR）もしくはこれに準ずる装置を設置していただきます。受電電圧が 275kV 以下の発電者の発電機でも，系統電圧を適正に維持するために必要な場合は，PSVR もしくはこれに準ずる装置を設置していただくことがあります。 （なお，PSVR とは，昇圧用変圧器の高圧側電圧を一定値に制御する装置で，Power

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
System Voltage Regulator のことです。）	System Voltage Regulator のことです。）
~~１５~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。 (1)　154kV 以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。 (2)　275kV 以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。	１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。 (1)　154kV 以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。 (2)　275kV 以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。
~~１６~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力で直流を検出し，交流出力側を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	１７　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　逆変換装置の交流出力で直流を検出し，交流出力側を停止する機能を有すること。 (2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
~~１７~~　電圧変動対策 (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策	１８　電圧変動対策 (1)　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２%以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2)　瞬時電圧変動対策

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。	発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。
a　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。	a　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。
b　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。	b　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。
c　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２%程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。	c　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２%程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。
d　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。	d　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。
e　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。	e　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２%を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。
f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。 (a)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (b)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。	f　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。 (a)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (b)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC などを設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を 0.45V 以下（当該設備のみの場合は，0.23V 以下）に維持する。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(3)　その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用に影響を及ぼす，もしくは影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。 22kV 系統（公称電圧。以下同様とします。）については，高圧または低圧の需要者等に配電塔や柱上変圧器等を介して供給しうる系統であることから，受電地点における電圧変動が(1)，(2)で示す値以内であっても，発電設備等からの逆潮流や発電設備等の脱落等により，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあります。このような場合には，自動的に電圧を調整する対策や自家消費の負荷を制限する対策を実施していただきます。	(3)　その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用に影響を及ぼす，もしくは影響を及ぼすおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。 22kV 系統（公称電圧。以下同様とします。）については，高圧または低圧の需要者等に配電塔や柱上変圧器等を介して供給しうる系統であることから，受電地点における電圧変動が(1)，(2)で示す値以内であっても，発電設備等からの逆潮流や発電設備等の脱落等により，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあります。このような場合には，自動的に電圧を調整する対策や自家消費の負荷を制限する対策を実施していただきます。
~~１８~~　出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1)　風力発電設備の場合 a　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行うこと。なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 b　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。 c　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５%の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2Hz 以下とする。	１９　出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1)　風力発電設備の場合 a　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10%以下となるよう対策を行うこと。なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 b　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。 c　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５%の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2Hz 以下とする。
~~１９~~　短絡・地絡電流対策 発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が当社や他者の遮断器の遮断容量等を	２０　短絡・地絡電流対策 発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が当社や他者の遮断器の遮断容量等を

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

<table>
<tr><th>託送供給等約款（令和５年４月１日実施）</th><th>託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）</th></tr>
<tr><td>上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。</td><td>上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。</td></tr>
<tr><td>~~２０~~　発電機定数・諸元
連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。
なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。
<table>
<tr><th>発電機定数</th><th>標準的な値（火力機）</th></tr>
<tr><td>直軸過渡リアクタンス（Xd´）</td><td>0.2～0.3[pu]※</td></tr>
<tr><td>直軸同期リアクタンス（Xd）</td><td>1.5～1.8[pu]※</td></tr>
<tr><td>直軸開路過渡時定数（Tdo´）</td><td>4.0～8.0[pu]</td></tr>
<tr><td>単位慣性定数（M＝2H）</td><td>6.0～9.0[MW・SEC/MVA]</td></tr>
</table>
※発電機定格容量ベース
当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。
<table>
<tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr>
<tr><td rowspan="5">共通</td><td rowspan="5">発電プラント</td><td>定格容量，定格出力，台数，定格電圧</td></tr>
<tr><td>最低出力</td></tr>
<tr><td>所内負荷（定格，最低）</td></tr>
<tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr>
<tr><td>運転可能周波数の範囲，運転継続時間</td></tr>
</table></td><td>２１　発電機定数・諸元
連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。
なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。
<table>
<tr><th>発電機定数</th><th>標準的な値（火力機）</th></tr>
<tr><td>直軸過渡リアクタンス（Xd´）</td><td>0.2～0.3[pu]※</td></tr>
<tr><td>直軸同期リアクタンス（Xd）</td><td>1.5～1.8[pu]※</td></tr>
<tr><td>直軸開路過渡時定数（Tdo´）</td><td>4.0～8.0[pu]</td></tr>
<tr><td>単位慣性定数（M＝2H）</td><td>6.0～9.0[MW・SEC/MVA]</td></tr>
</table>
※発電機定格容量ベース
当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。
<table>
<tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr>
<tr><td rowspan="5">共通</td><td rowspan="5">発電プラント</td><td>定格容量，定格出力，台数，定格電圧</td></tr>
<tr><td>最低出力</td></tr>
<tr><td>所内負荷（定格，最低）</td></tr>
<tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr>
<tr><td>運転可能周波数の範囲，運転継続時間</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）		
		単線結線図，系統並解列箇所			単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）			発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式			電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値		構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率			総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）			電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量			電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料			高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料			電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）		受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）			インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線			励磁特性曲線
		制御方式，整定値			制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数		調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値			制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス		アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）		
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）		遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無			自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素		保護装置	設置要素
		仕様			仕様
		設置場所			設置場所
		設置相数			設置相数
		解列箇所			解列箇所
		整定範囲			整定範囲
		整定値			整定値
		CT 比，VT 比			CT 比，VT 比
		シーケンスブロック			シーケンスブロック
		送電線再閉路方式			送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置		記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス	誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量			限流リアクトル容量

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）		
		限時リアクトルインピーダンス			限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数			慣性定数
		定格すべり			定格すべり
		等価回路定数			等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）	同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数			各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）			慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無			制動巻線の有無
		飽和特性			飽和特性
		可能出力曲線			可能出力曲線
		発電機軸モデル			発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）			発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）			並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）		制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック			LFC・発電機出力制御ブロック

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）		
		EDC 変化速度（出力毎）			EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）			LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）			出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）			励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）			励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック			過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック			OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間	水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位			上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）			電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）			託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）		
		系統事故時の力率制御時間			系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）			三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）			一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値			無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力			慣性力供給能力
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲	風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性			発電機の出力特性
		出力変動対策の方法			出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無			蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量	蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二 次 励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス	二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス
また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。			また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。		

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

~~２１~~　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

(1)　定格電圧，タップ電圧

当社の標準的な定格電圧及びタップ電圧は，次のとおりです。

定格一次電圧		発電機定格電圧の 97.5%
二次電圧	22kV 系統	22kV
	66kV 系統（4 タップ）	64.5kV，66kV，67.5kV，69kV
	154kV 系統（4 タップ）	150.5kV，154kV，157.5kV，161kV
	275kV 系統（4 タップ）	275kV，281.25kV，287.5kV，293.75kV

(2)　定格容量

発電機の定格力率に対応した昇圧用変圧器の定格容量の設定が必要です。

(3)　インピーダンス電圧値

連系系統，受電電圧によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流抑制対策，送電線保護リレー協調等の面から，インピーダンス電圧値を指定させていただくことがあります。

なお，当社の標準的な昇圧用変圧器のインピーダンス電圧値は，次のとおりです。

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

２２　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

(1)　定格電圧，タップ電圧

当社の標準的な定格電圧及びタップ電圧は，次のとおりです。

定格一次電圧		発電機定格電圧の 97.5%
二次電圧	22kV 系統	22kV
	66kV 系統（4 タップ）	64.5kV，66kV，67.5kV，69kV
	154kV 系統（4 タップ）	150.5kV，154kV，157.5kV，161kV
	275kV 系統（4 タップ）	275kV，281.25kV，287.5kV，293.75kV

(2)　定格容量

発電機の定格力率に対応した昇圧用変圧器の定格容量の設定が必要です。

(3)　インピーダンス電圧値

連系系統，受電電圧によっては，発電機の安定運転対策や短絡電流抑制対策，送電線保護リレー協調等の面から，インピーダンス電圧値を指定させていただくことがあります。

なお，当社の標準的な昇圧用変圧器のインピーダンス電圧値は，次のとおりです。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
受電電圧 / インピーダンス電圧値 22kV※1 / 5.5 ［%］ 66kV※1 / 7.5 ［%］ 154kV※2 / 11.0 ［%］ 275kV※2 / 14.0 ［%］ ※1 10MVA ベース，※2 変圧器定格容量ベース	受電電圧 / インピーダンス電圧値 22kV※1 / 5.5 ［%］ 66kV※1 / 7.5 ［%］ 154kV※2 / 11.0 ［%］ 275kV※2 / 14.0 ［%］ ※1 10MVA ベース，※2 変圧器定格容量ベース
~~２２~~ 連絡体制 (1) 発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社給電所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社給電所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。 なお，受電電圧が 275kV 以上または発電機が大容量機（概ね定格出力 100MW 以上）の場合は，別ルートによる２回線となります。 専用保安通信用電話設備は当社にて設置させていただきます。ただし，伝送路として電気通信事業者の専用回線を使用する場合は，発電者側で設置していただきます。 保安通信用電話設備は，22kV の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。 a 専用保安通信用電話設備 b 電気通信事業者の専用回線電話 c 次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話又は携帯電話 (a) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。	２３ 連絡体制 (1) 発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社給電所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社給電所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。 なお，受電電圧が 275kV 以上または発電機が大容量機（概ね定格出力 100MW 以上）の場合は，別ルートによる２回線となります。 専用保安通信用電話設備は当社にて設置させていただきます。ただし，伝送路として電気通信事業者の専用回線を使用する場合は，発電者側で設置していただきます。 保安通信用電話設備は，22kV の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。 a 専用保安通信用電話設備 b 電気通信事業者の専用回線電話 c 次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話又は携帯電話 (a) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

(b)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(c)　停電時においても通話可能なものであること。

(d)　災害時等において当社の給電所等と連絡が取れない場合には，当社の給電所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列又は運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社給電所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

発電者設備	情報種別	情報内容
受電電圧が22kVの場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
	テレメータ	受電地点の有効電力
		受電地点の電力量
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）

託送供給等約款（令和５年12月27日実施）

(b)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(c)　停電時においても通話可能なものであること。

(d)　災害時等において当社の給電所等と連絡が取れない場合には，当社の給電所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列又は運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社給電所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

発電者設備	情報種別	情報内容
受電電圧が22kVの場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
	テレメータ	受電地点の有効電力
		受電地点の電力量
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）		
受電電圧が66kV以上の場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
		ケーブル事故区間検出装置の動作表示※3
		電圧・無効電力の制御モード
	テレメータ	各発電機の有効電力と無効電力(受電電圧275kV以上または定格出力が概ね100MW以上の場合)
		連系する母線の電圧(受電電圧275kV以上または定格出力が概ね100MW以上の場合)
		受電地点の有効電力と無効電力
		受電地点の電力量
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）
※1　ナセルで計測する風向・風速		

託送供給等約款（令和５年12月27日実施）		
受電電圧が66kV以上の場合	スーパービジョン	連系用遮断器の開閉状態
		発電機並列用遮断器の開閉状態※4
		連系送電線線路用接地開閉器の開閉状態
		連系用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		発電機並列用遮断器を開放する保護リレーの動作表示
		連系用断路器（線路側，母線側）の開閉状態
		線路側断路器の操作機能ロック状態
		ケーブル事故区間検出装置の動作表示※3
		電圧・無効電力の制御モード
	テレメータ	各発電機の有効電力と無効電力(受電電圧275kV以上または定格出力が概ね100MW以上の場合)
		連系する母線の電圧(受電電圧275kV以上または定格出力が概ね100MW以上の場合)
		受電地点の有効電力と無効電力
		受電地点の電力量
		代表風車地点の風向・風速※1（風力発電設備の場合）
		発電最大能力値※2（風力発電設備の場合）
※1　ナセルで計測する風向・風速		

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
※2　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数 ※3　ケーブル事故区間検出装置の動作表示は，受電保護リレーの保護範囲より当社系統側に構内ケーブルを施設する場合に限る。 ※4　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。	※2　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数 ※3　ケーブル事故区間検出装置の動作表示は，受電保護リレーの保護範囲より当社系統側に構内ケーブルを施設する場合に限る。 ※4　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。
~~２３~~　電気現象記録装置 発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社給電所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。	２４　電気現象記録装置 発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社給電所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。
~~２４~~　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	２５　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限る。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。
~~２５~~　電力品質に関する対策 (1)　高周波障害対策 逆変換装置を用いた発電設備等を連系する場合には，高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。	２６　電力品質に関する対策 (1)　高周波障害対策 逆変換装置を用いた発電設備等を連系する場合には，高周波電磁障害及び伝導障害が発生しないよう，対策を行っていただきます。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(2)　力率の保持 a　受電地点の力率（無効電力）については，原則として，次のとおりといたします。 (a)　受電地点の電圧を基準にして， イ　昼間帯は無効電力を系統側に供給（進み力率） ロ　夜間帯は力率 100%または無効電力を系統側より吸収 受電地点の力率（無効電力）は，発電設備等または調相設備にて適正に維持できるように調整していただきます。 なお，電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に受電地点の力率が進み力率とならないよう電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきます。 (b)　受電電圧が 22kV の場合，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあるときには，調相設備や発電設備等の無効電力制御による電圧上昇抑制対策について協議させていただきます。 b　構内に発電設備等と負荷設備（発電機用所内電源を除く。）を有する発電者は，連系する系統の電圧を適正に維持するために，協議のうえ，調相設備を設置していただくことがあります。 (3)　系統周波数異常防止対策 系統事故等により周波数の異常上昇及び低下が懸念される場合は，同一系統内の電源と協調をとった自動解列装置を設置していただくことがあります。 (4)　その他 負荷設備を有する発電者は，「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。	(2)　力率の保持 a　受電地点の力率（無効電力）については，原則として，次のとおりといたします。 (a)　受電地点の電圧を基準にして， イ　昼間帯は無効電力を系統側に供給（進み力率） ロ　夜間帯は力率 100%または無効電力を系統側より吸収 受電地点の力率（無効電力）は，発電設備等または調相設備にて適正に維持できるように調整していただきます。 なお，電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に受電地点の力率が進み力率とならないよう電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきます。 (b)　受電電圧が 22kV の場合，他の低圧の需要者等の電圧が適正値（101±6V，202±20V）を逸脱するおそれがあるときには，調相設備や発電設備等の無効電力制御による電圧上昇抑制対策について協議させていただきます。 b　構内に発電設備等と負荷設備（発電機用所内電源を除く。）を有する発電者は，連系する系統の電圧を適正に維持するために，協議のうえ，調相設備を設置していただくことがあります。 (3)　系統周波数異常防止対策 系統事故等により周波数の異常上昇及び低下が懸念される場合は，同一系統内の電源と協調をとった自動解列装置を設置していただくことがあります。 (4)　その他 負荷設備を有する発電者は，「Ⅶ　需要者設備（特別高圧）」に準じた対策を実施していただきます。
Ⅵ　需要者設備（高圧）	**Ⅵ　需要者設備（高圧）**
4　電力品質に関する対策 (1)　高調波抑制対策 a　対象となる需要者	**4　電力品質に関する対策** (1)　高調波抑制対策 a　対象となる需要者

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
(a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの(以下「等価容量」といいます。)について，50kVA を超える需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。(表 1 参照)	(a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの(以下「等価容量」といいます。)について，50kVA を超える需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。(表 1 参照)
(b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本~~工業~~規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。	(b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。
b　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。	b　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することといたします。
(a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。	(a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。
(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。	(b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。
(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。	(c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。
(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。	(d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。
c　高調波流出電流の上限値 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 2 に示す需要者の契約電力 1kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。	c　高調波流出電流の上限値 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 2 に示す需要者の契約電力 1kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。
d　高調波流出電流の抑制対策の実施 特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。	d　高調波流出電流の抑制対策の実施 特定需要者は，前記ｂの高調波流出電流が，前記ｃの高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

表１　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12パルス変換装置	K12＝0.5	
		24パルス変換装置	K1＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K2＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K32＝1.8	
		リアクトルあり(直流側)	K33＝1.8	
		リアクトルあり(交・直流側)	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K4＝0.35	
5	自励三相ブリッジ (電圧型 PWM※2制御) (電流型 PWM 制御)	―	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

表１　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12パルス変換装置	K12＝0.5	
		24パルス変換装置	K1＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K2＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K32＝1.8	
		リアクトルあり(直流側)	K33＝1.8	
		リアクトルあり(交・直流側)	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K4＝0.35	
5	自励三相ブリッジ (電圧型 PWM※2制御) (電流型 PWM 制御)	―	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ ・系統連系用分散電源

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）				
6	自励単相ブリッジ （電圧型 PWM 制御）	―	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の $\sqrt{\sum (n \times \%In)^2}$ ／6 パルス変換装置の $\sqrt{\sum (n \times \%In)^2}$

（n：高調波の次数，$\%In$：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

表 2　契約電力 1kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(2)　力率の保持

力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に進み力率とならないよう，電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきま

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）				
6	自励単相ブリッジ （電圧型 PWM 制御）	―	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の $\sqrt{\sum (n \times \%In)^2}$ ／6 パルス変換装置の $\sqrt{\sum (n \times \%In)^2}$

（n：高調波の次数，$\%In$：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

表 2　契約電力 1kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(2)　力率の保持

力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合には，夜間・休祭日等の軽負荷時に進み力率とならないよう，電力用コンデンサを開閉できる装置を設置していただきま

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
す。また，系統運用上必要な場合には，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。 (3)　その他 需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および需要者等の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。 a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 b　電圧または周波数が著しく変動する場合 c　波形に著しいひずみを生じる場合 d　著しく高周波を発生する場合	す。また，系統運用上必要な場合には，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。 (3)　その他 需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および需要者等の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。 a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 b　電圧または周波数が著しく変動する場合 c　波形に著しいひずみを生じる場合 d　著しく高周波を発生する場合
Ⅶ　需要者設備（特別高圧） **５　電力品質に関する対策** (1)　高調波抑制対策 a　対象となる需要者 (a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）について，次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。（表３参照） イ　供給電圧が 22kV の需要者であって，等価容量の合計が 300kVA を超える場合 ロ　供給電圧が 66kV 以上の需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA を超える場合 (b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本工業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。 b　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することと	**Ⅶ　需要者設備（特別高圧）** **５　電力品質に関する対策** (1)　高調波抑制対策 a　対象となる需要者 (a)　高調波を発生する機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）について，次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）が高調波抑制対策の対象となります。（表３参照） イ　供給電圧が 22kV の需要者であって，等価容量の合計が 300kVA を超える場合 ロ　供給電圧が 66kV 以上の需要者であって，等価容量の合計が 2,000kVA を超える場合 (b)　前記(a)の等価容量を算出する場合には，対象となる高調波発生機器は，「日本産業規格 JIS C61000-3-2（限度値－高調波電流発生限度値〔１相当たりの入力電流が 20A 以下の機器〕）」の適用対象となる機器以外の機器といたします。 b　高調波流出電流の算出 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施することと

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）	託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）
いたします。 (a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。 (b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。 (c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。 (d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。	いたします。 (a)　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。 (b)　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。 (c)　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。 (d)　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。
c　高調波流出電流の上限値 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 4 に示す需要者の契約電力 1 kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。	c　高調波流出電流の上限値 特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，表 4 に示す需要者の契約電力 1 kW あたりの高調波流出電流の上限値に，原則として，該当特定需要者の契約電力（kW を単位とする。）を乗じた値といたします。
d　高調波流出電流の抑制対策の実施 特定需要者は，前記 b の高調波流出電流が，前記 c の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。	d　高調波流出電流の抑制対策の実施 特定需要者は，前記 b の高調波流出電流が，前記 c の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう対策していただきます。
(2)　力率の保持 力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合は，以下の点を配慮していただきます。 夜間および休祭日等の軽負荷時には，進み力率とならないよう電力用コンデンサを自動的に開放する装置を設置していただくことがあります。 また，系統運用上必要な場合は，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。	(2)　力率の保持 力率改善のために電力用コンデンサを設置する場合は，以下の点を配慮していただきます。 夜間および休祭日等の軽負荷時には，進み力率とならないよう電力用コンデンサを自動的に開放する装置を設置していただくことがあります。 また，系統運用上必要な場合は，電力用コンデンサの開放を当社から需要者にお願いすることがあります。
(3)　その他 需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および発電者の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。 a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 b　電圧または周波数が著しく変動する場合	(3)　その他 需要者の電気の使用にあたり，次のような場合で，他の需要者等の電気の使用もしくは当社および発電者の電気工作物に支障をきたすおそれのあるときには，協議のうえ，あらかじめ必要な調整装置または保護装置を施設していただきます。 a　各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合 b　電圧または周波数が著しく変動する場合

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

c　波形に著しいひずみを生じる場合

d　著しく高周波を発生する場合

表３　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12パルス変換装置	K12＝0.5	
		24パルス変換装置	K13＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K22＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K32＝1.8	
		リアクトルあり(直流側)	K33＝1.8	
		リアクトルあり(交・直流側)	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K42＝0.35	
5	自励三相ブリッジ (電圧型 PWM※2制御) (電流型 PWM 制御)	―	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

c　波形に著しいひずみを生じる場合

d　著しく高周波を発生する場合

表３　換算係数

回路分類	回路種別		換算係数 Ki※1	主な利用例
1	三相ブリッジ	6パルス変換装置	K11＝1	・直流電鉄変電所 ・電気化学 ・その他一般
		12パルス変換装置	K12＝0.5	
		24パルス変換装置	K13＝0.25	
2	単相ブリッジ	直流電流平滑	K21＝1.3	・交流式電気鉄道車両
		混合ブリッジ	K22＝0.65	
		均一ブリッジ	K23＝0.7	
3	三相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K31＝3.4	・汎用インバータ ・エレベータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K32＝1.8	
		リアクトルあり(直流側)	K33＝1.8	
		リアクトルあり(交・直流側)	K34＝1.4	
4	単相ブリッジ (コンデンサ平滑)	リアクトルなし	K41＝2.3	・汎用インバータ ・冷凍空調機 ・その他一般
		リアクトルあり(交流側)	K42＝0.35	
5	自励三相ブリッジ (電圧型 PWM※2制御) (電流型 PWM 制御)	―	K5＝0	・無停電電源装置 ・通信用電源装置 ・エレベータ

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）				
				・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ (電圧型 PWM 制御)	―	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の $\sqrt{\sum (n \times \%In)^2}$ ／6 パルス変換装置の $\sqrt{\sum (n \times \%In)^2}$

（n：高調波の次数，$\%In$：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）				
				・系統連系用分散電源
6	自励単相ブリッジ (電圧型 PWM 制御)	―	K6＝0	・通信用電源装置 ・交流式電気鉄道車両 ・系統連系用分散電源
7	交流電力調整装置	抵抗負荷	K71＝1.6	・無効電力調整装置 ・大型照明装置 ・加熱器
		リアクタンス負荷 （交流アーク炉用を除く。）	K72＝0.3	
8	サイクロコンバータ	6 パルス変換装置相当	K81＝1	・電動機（圧延用，セメント用，交流式電気鉄道車両用）
		12 パルス変換装置相当	K82＝0.5	
9	交流アーク炉	単独運転	K9＝0.2	・製鋼用
10	その他		K10:申告値	

※1　Ki＝変換回路種別毎の $\sqrt{\sum (n \times \%In)^2}$ ／6 パルス変換装置の $\sqrt{\sum (n \times \%In)^2}$

（n：高調波の次数，$\%In$：n次の高調波電流の基本波電流に対する比率）

※2　PWM：Pulse Width Modulation

系統連系技術要件【託送供給等約款別冊】新旧比較表

託送供給等約款（令和５年４月１日実施）

表4　契約電力１kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

供給電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154kV	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

託送供給等約款（令和５年 12 月 27 日実施）

表4　契約電力１kW あたりの高調波流出電流上限値（単位：mA/kW）

供給電圧	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
154kV	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275kV	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

託送供給等約款変更認可申請書

２０２３年９月２５日

中部電力パワーグリッド株式会社

託 送 供 給 等 約 款 変 更 認 可 申 請 書

本 営 発 第 6 号
2023年 9 月25日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

名 古 屋 市 東 区 東 新 町 1 番 地
中部電力パワーグリッド株式会社
代 表 取 締 役
社 長 執 行 役 員　清 水　隆 一

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変 更 の 内 容	別紙　託送供給等約款のとおりです。
実 施 期 日	2023年12月27日

別　紙

託　送　供　給　等　約　款

２０２３年１２月２７日実施

中部電力パワーグリッド株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 1

1　適　　用 1

2　約款の認可および変更 2

3　定　　義 3

4　代表契約者の選任 10

5　託送供給等に係る取扱い 10

6　単位および端数処理 11

7　そ　の　他 12

Ⅱ　契約の申込み 13

8　契約の要件 13

9　検討および契約の申込み 17

10　契約の成立および契約期間 27

11　託送供給等の開始 28

12　託送供給等の準備に対する協力 29

13　電気方式，電圧および周波数 29

14　発電場所および需要場所 32

15　契約および託送供給等の単位 35

16　承諾の限界 40

17　契約書の作成 40

Ⅲ　サービスおよび料金 41
18　サ ー ビ ス 41
19　料　　金 41
20　接続送電サービス 44
21　臨時接続送電サービス 75
22　振替送電サービス 86
23　予備送電サービス 86
24　発電量調整受電計画差対応電力 89
25　接続対象計画差対応電力 90
26　需要抑制量調整受電計画差対応電力 92
27　給電指令時補給電力 93

Ⅳ　料金の算定および支払い 96
28　料金の適用開始の時期 96
29　検　針　日 96
30　料金の算定期間 98
31　計　　量 99
32　電力および電力量の算定 99
33　損　失　率 124
34　料金の算定 124
35　支払義務の発生および支払期日 128
36　料金その他の支払方法 130
37　保　証　金 134
38　連 帯 責 任 136

Ⅴ　供　　給 138
39　託送供給等の実施 138

40　受電および供給の中止 142
41　給電指令の実施等 142
42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 .. 144
43　適正契約の保持等 148
44　契約超過金 149
45　力率の保持 150
46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 151
47　託送供給等にともなう技術要件等 152
48　託送供給等の停止 153
49　託送供給等の停止の解除 155
50　託送供給停止期間中の料金 155
51　違　約　金 155
52　損害賠償の免責 156
53　設備の賠償 157

Ⅵ　契約の変更および終了 158
54　契約の変更 158
55　名義の変更 159
56　契約の廃止 160
57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および
　　工事費の精算 161
58　解　約　等 166
59　契約消滅後の債権債務関係 168

Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事 169
60　受電地点，供給地点および施設 169
61　架空引込線 171

62　地中引込線 173
63　連接引込線等 175
64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 176
65　引込線の接続 176
66　計量器等の取付け 176
67　専用供給設備 178
68　電流制限器の取付け 180

Ⅷ　工事費の負担 181
69　工事費の負担方法 181
70　受電地点への供給設備の工事費負担金 184
71　受電用計量器等の工事費負担金 189
72　会社間連系設備の工事費負担金 190
73　一般供給設備の工事費負担金 190
74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金 194
75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 196
76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定 197
77　工事費負担金の申受けおよび精算 200
78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される
　　場合の費用の申受け 203
79　臨時工事費 204
80　工事費負担金契約等の締結 205

Ⅸ　保　　安 206
81　保安の責任 206
82　保安等に対する発電者および需要者の協力等 206
83　調　　査 207

84　調査等の委託 208
85　調査に対する需要者の協力 208
86　検査または工事の受託 208
87　自家用電気工作物 209

附　　則

別　　表

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1) 託送供給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接続供給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（愛知県，岐阜県〔一部を除きます。〕，三重県〔一部を除きます。〕，静岡県〔富士川以西〕および長野県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が，契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定

送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が，発電契約者から当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が，需要抑制契約者から特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　約款の認可および変更

(1) この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2) 当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，

この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契 約 者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発 電 者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で，当社以外の者をいいます。

(5) 需 要 者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7) 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8) 特別高圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(9) 受電地点

当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発電場所

発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供給地点

当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需要場所

需要者が契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社が維持および運用する供給設備と当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中継振替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間

連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⑯ 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，当社が受電地点において発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑰ 発電量調整受電電力量

当社が受電地点において発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑱ 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑲ 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑳ 接続受電電力

接続供給の場合で，当社が受電地点において契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉑ 接続受電電力量

当社が受電地点において契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉒ 接続供給電力

当社が供給地点において契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

㉓ 接続供給電力量

当社が供給地点において契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量

をいいます。

⑵4 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

⑵5 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

⑵6 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵7 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵8 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，当社が受電地点において需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵9 需要抑制量調整受電電力量

当社が受電地点において需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶0 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶1 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶2 ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶3 損 失 率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶4 契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）をいいます。この場合，契約電力とは，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶5 契約電流

契約上使用できる最大電流（アンペア）をいい，交流単相２線式標準電圧100ボルトに換算した値といたします。この場合，契約電流とは，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

⑶6 契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）をいいます。この場合，契約容量とは，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶7 契約受電電力

契約上使用できる受電地点ごとの接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）をいい，この値は契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

⑶8 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいい，高圧または特別

高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑶⑼ 発電バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）⑴⑻イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または32（電力および電力量の算定）⑴⑼イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑽ 需要バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）⑵⑽に定める接続対象計画差対応補給電力量または32（電力および電力量の算定）⑵⑴に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑴ 需要抑制バランシンググループ

32（電力および電力量の算定）⑵⑵イもしくはロに定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または32（電力および電力量の算定）⑵⑶に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑵ 契約使用期間

契約上サービスを受けることができる期間をいいます。

⑷⑶ 電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

⑷4 小型機器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

⑷5 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷6 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷7 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

⑷8 定期検査

電気事業法第54条および第55条第１項に定める検査をいいます。

⑷9 定期補修

定期的に一定期間を限り行なわれる補修をいいます。

⑸0 給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

⑸1 昼間時間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月

30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

⑸2 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，その他の取扱いは，次のとおりといたします。

(1) この約款に係る当社との協議事項についての一切の権限を他のすべての契約者から委任され，かつ，当社とのすべての協議に責任をもって応じることができる１契約者を代表契約者として，あらかじめ定めていただきます。この場合，代表契約者に対する他のすべての契約者の委任状（当社所定の様式によっていただきます。）を当社に提出していただきます。当社は，この約款およびその他接続供給の実施に係る契約者との協議を代表契約者と行ないます。

(2) 契約者の行なう契約の申込み，その他接続供給の実施に係る当社との手続きおよびこの約款に定める金銭債務の支払い手続きは，原則として(1)に定める代表契約者により行なっていただきます。また，当社の行なう契約者への通知，保証金の返還等は，原則として(1)に定める代表契約者に対し行ないます。

５　託送供給等に係る取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給

の申込みおよび実施に際してえた内容については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施するうえで必要となる目的以外には使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(2) 契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，20（接続送電サービス）(2)イまたは21（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，20（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

(4) 電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する

場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5) 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

７　そ　の　他

この約款に記載のない事項については，この約款の趣旨に則り，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者または需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契約の要件

(1) 契約者が接続供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　需要者が，次の事項を遵守して，電気設備を当社の供給設備に電気的に接続すること。

(ｲ) 法令で定める技術基準，その他の法令等

(ﾛ) 別冊に定める技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）

(ﾊ) 当社が，当社の供給設備の状況等を勘案したうえで，技術的に適当と認める方法

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　契約者は，需要者にこの約款における需要者に係る規定を遵守させること。

ヘ　需要者がこの約款における需要者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場

合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 発電者の発電設備等が非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と発電者が同一であること。また，契約者と同一でない発電者を含む場合は，その発電者と契約者が経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(ﾊ) 契約者と需要者が同一，または経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(2) 契約者が振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　契約者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ハ　契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 発電者の発電設備等が非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と発電者が同一であること。また，契約者と同一でない発電

者を含む場合は，その発電者と契約者が経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(ハ) 契約者と需要者が同一，または経済産業省令で定める密接な関係を有すること。

(3) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が，次の事項を遵守して，電気設備を当社の供給設備に電気的に接続すること。

(イ) 法令で定める技術基準，その他の法令等

(ロ) 系統連系技術要件

(ハ) 当社が，当社の供給設備の状況等を勘案したうえで，技術的に適当と認める方法

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者は，発電者にこの約款における発電者に係る規定を遵守させること。

ヘ　発電者がこの約款における発電者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。

(4) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ) (ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が31（計量）(2)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者は，需要者にこの約款における需要者に係る規定を遵守させること。

ヘ　需要者がこの約款における需要者に係る規定を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から申込みをしていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，(4)の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。ただし，接続供給契約または振替供給契約の場合は，受電地点が会社間連系点の場合に限ります。また，発電量調整供給契約の場合

は，発電者から電気を受電する場合に限ります。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込み内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当社が振替供給する電気の供給地点

c　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込み内容

d　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ) 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　受電地点における受電電圧および予備送電サービスの希望の有無

d　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

e　発電量調整受電電力の最大値および最小値

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(ｲ) 検討期間

当社は，受電側接続検討の申込みをいただいた後，原則として３月以内に，検討結果を契約者または発電契約者にお知らせいたします。

(ﾛ) 検 討 料

当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，(4)の申込みに先だって，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，供給設備の新たな施設または変更に係る工事の要否（工事が必要となる場合は，その工事の種別を含みます。）についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側

接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流および契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，供給側接続事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，(4)の申込みに先だって，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，供給設備の変更に係る工事の要否（工事が必要となる場合は，その工事の種別を含みます。）についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場

合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を需要抑制契約者にお知らせいたします。

(4) 接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。），８（契約の要件）(3)への発電者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）または８（契約の要件）(4)へおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によっていただきます。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを

承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合には，８（契約の要件）(1)チまたは(2)ニに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じ，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」

といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(4)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量および接続送電サービスの種別

(ﾎ) 臨時接続送電サービスを希望される場合は，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力および臨時接続送電サービスの種別ならびにその使用期間

(ﾍ) 予備送電サービスを希望される場合は，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスの種別

(ﾄ) 契約受電電力

(ﾁ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾘ) ８（契約の要件）(1)ロの実施方法

(ﾇ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾙ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 連絡体制

なお，負荷設備，契約電力，契約電流および契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ) 連絡体制

(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込み内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 契約受電電力

(ﾛ) 予備送電サービスを希望される場合は，予備送電サービス契約電力

(ﾊ) 発電量調整受電計画電力

(ﾆ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾎ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾍ) 連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量

に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる32（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ) 連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる32（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約の申込みについて，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，

当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本

契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，当社は，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 契約期間は，臨時接続送電サービスを利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までと

いたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービスの契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。また，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合で，契約期間満了に先だって発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅または変更がない場合は，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

11　託送供給等の開始

(1) 当社は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日を定め，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに接続供給もしくは振替供給，発電量調整供

給または需要抑制量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日に接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日を定めて接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を開始いたします。

12 託送供給等の準備に対する協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設し，所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について，協力していただきます。

13 電気方式，電圧および周波数

(1) 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低　　圧	交流単相２線式，交流単相３線式 または交流３相３線式
	高圧または 特別高圧	交流３相３線式

(2) 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（サービスおよび料金）の各項

に定めるところによります。

(3) 受電電圧および供給電圧は，次のとおりといたします。

イ　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力に応じて次のとおりといたします。ただし，発電者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当該標準電圧より上位または下位の電圧で受電することがあります。

契約受電電力	50ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧100ﾎﾞﾙﾄ または200ﾎﾞﾙﾄ
	50ｷﾛﾜｯﾄ以上 2,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ
	2,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
	10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
	50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

ロ　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（サービスおよび料金）の各項に定めるところによります。ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受

電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

なお，需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当該標準電圧より上位または下位の電圧で供給することがあります。

契約設備電力	50ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧100ﾎﾞﾙﾄ または200ﾎﾞﾙﾄ
	50ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ

また，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまた

は200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(4) 周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。ただし，振替供給の場合で，東京電力パワーグリッド株式会社との会社間連系点を供給地点とするときには，周波数変換設備を使用して標準周波数50ヘルツで供給いたします。

14　発電場所および需要場所

(1) 当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ) 居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１

発電場所または１需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める１構内をなすものまたは(2)に該当するものを除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

(4) (1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，46（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，46（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　契約および託送供給等の単位

(1) 接続供給の場合，当社は，契約者のあらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所につき１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定していただきます。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属することとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

(2) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある

場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）につき１振替供給契約を結びます。

(3) 当社は，次の場合を除き，１需要場所につき，１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって接続供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスを契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　23（予備送電サービス）をあわせて契約する場合

ホ　60（受電地点，供給地点および施設）(5)の場合

ヘ　73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ) ｃの方式による供給の場合

ト　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

チ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として

発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款に

もとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる32（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないも

のといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況（既に消滅しているものを含む他の接続供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合を含みます。）その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，原則として接続供給，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始前に，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，接続供給，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給に関する必要な事項について，接続供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。），振替供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。），発電量調整供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。）または需要抑制量調整供給契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成いたします。

Ⅲ　サービスおよび料金

18　サ ー ビ ス

(1) 契約者が当社から接続供給を受ける場合は，20（接続送電サービス）または21（臨時接続送電サービス）にあわせて，25（接続対象計画差対応電力）および27（給電指令時補給電力）を契約していただきます。

(2) 契約者が当社から振替供給を受ける場合は，22（振替送電サービス）を契約していただきます。

(3) 発電契約者が当社から発電量調整供給を受ける場合は，24（発電量調整受電計画差対応電力）および27（給電指令時補給電力）を契約していただきます。

(4) 需要抑制契約者が当社から需要抑制量調整供給を受ける場合は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）を契約していただきます。

(5) 契約者または発電契約者は，希望により，(1)または(3)にあわせて，23（予備送電サービス）を契約することができます。

19　料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，25（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに27（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，20（接続送電サービス）(3)によって算定された接続送電サービス料金，21（臨時接続送電サービス）(3)によって算定された臨時接続送電サービス料金および23（予備送電サービス）(3)によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)または(ﾎ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

(ｲ) 検針日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または32（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾎ) 32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

(ｲ) 適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性

評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ﾛ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施

a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準

じて割引を行ないます。

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，24（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに27（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

20 接続送電サービス

(1) 適用範囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，供給地点ごとに，次によって定めます。

イ 低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

(ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

ａ 新たに接続送電サービスを利用する場合は，料金適用開始の日以

降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

b　需要場所において使用される受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所において使用される受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降その12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大

きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

a　接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定して

いただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ハ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(イ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ニ) (イ)の適用後１年に満たない場合は，(ロ)または(ハ)を適用いたしません。また，(ロ)または(ハ)の適用後１年に満たない場合は，(イ)を適用いたしません。

(ホ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，54（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，１年間を通じての最大の負荷，需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを利用する場合等で，適当と認められるときは，接続供給開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ　イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めている供給地点における最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，当該供給地点の接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の当該供給地点の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を行なうときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値に当該不足電力分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値を加えたものといたします。

なお，当該不足電力分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所において使用される負荷設備または受電設備を変更されるときは，54（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ホ　接続送電サービスの利用に先だって需要者が同一の需要場所で他の接続供給契約または接続供給契約以外の契約（以下「他契約」といいます。）により電気の供給を受けていた場合は，接続送電サービス契約電力の決定上，当該他契約による電気の供給は接続送電サービスを利用していたものとみなします。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接

続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a) 電灯料金

ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	39円49銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	78円97銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	157円94銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	236円91銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	394円85銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	394円85銭

ii　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	117円79銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	235円57銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに	235円57銭

e　そ の 他

(a) 当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b) 特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯

別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	214円50銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	137円50銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	68円75銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	206円25銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	8円38銭

(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	214円50銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	137円50銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	68円75銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	206円25銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１キロワット時につき	8円93銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	7円74銭

(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	11円90銭

(ホ) 動力標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b) １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボ

ルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	550円00銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	412円50銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	6円68銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときには，基本料金のみといたします。

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計とい

たします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	550円00銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	412円50銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１キロワット時につき	7円13銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	6円19銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときには，基本料金のみといたします。

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾄ) 動力従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線

式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	15円70銭

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ) 高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として，50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増し

をする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	467円50銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	2円74銭

(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みま

す。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	467円50銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

１キロワット時につき	2円99銭

ii　夜間時間

1キロワット時につき	2円48銭

(ハ) 高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	10円41銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(イ) 特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金

は，半額といたします。

なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	357円50銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	1円30銭

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において接続送電サービスを利用した場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金

は，半額といたします。

なお，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の使用とみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	357円50銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１キロワット時につき	1円40銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	1円20銭

(ハ) 特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄ または30,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	7円16銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次の

とおりといたします。

(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合の平均力率は，別表５（平均力率の算定式）により算定いたします。

なお，その供給地点において，まったく接続送電サービスを利用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点で，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点で，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ の 他

(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，

高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(4) 不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合の取扱い

(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点の場合，当社は，必要に応じて需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。また，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに当社に通知していただきます。

(5) １年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大の接続供給電力が夜

間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の算式により算定された金額といたします。ただし，まったく接続送電サービスを利用しない場合（予備送電サービスによって利用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	278円30銭
	特別高圧で供給する場合	212円30銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシ

フト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

21　臨時接続送電サービス

(1) 適用範囲

接続供給の場合で，契約使用期間が１年未満で，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気に適用いたします。この場合，あらかじめ契約使用期間を契約者から申し出ていただきます。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電流

(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷の実情に応じて契約者と当社との協議によって供給地点ごとに定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3円49銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	6円96銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	6円96銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	69円66銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	69円66銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき20（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく臨時接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	9円22銭

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	102円20銭

d　そ の 他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき20（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく臨時接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	8円01銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として，50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき20（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく臨時接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	3円29銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電サービス契約電力10,000ｷﾛﾜｯﾄ以上50,000ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄ
臨時接続送電サービス契約電力50,000ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄ

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき20（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく臨時接続送電サービスを利用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	1円56銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，20

（接続送電サービス）(3)ニに準ずるものといたします。

ホ　そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) そ の 他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，20（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，20（接続送電サービス）(5)は，適用いたしません。

22　振替送電サービス

振替供給の場合で，供給地点において当社が契約者に供給する電気に適用いたします。

23　予備送電サービス

(1) 適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，20（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

なお，常時利用変電所とは，受電地点においては受電地点に電気的に最も近い常時利用変電所のことを，供給地点においては供給地点に電気的に最も近い常時利用変電所のことをいいます。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点においては当該受電地点の契約受電電力の値，供給地点においては当該供給地点の接続送電サービス契約電力の値といたします。ただし，特別の事情がある場合の予備送電サービス契約電力は，契約者または発電契約者と当社との協議により受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として，50キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点の予備送電サービスによって供給された電気の電力量は，20（接続送電サービス）の接続供給電力量といたします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって供給された電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	79円20銭
	特別高圧で供給する場合	53円90銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	128円70銭
	特別高圧で供給する場合	88円00銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，20（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点の予備送電サービスによって供給された電気は，原則として，20（接続送電サービス）によって供給された電気とみなします。

(5) そ の 他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

24　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　接続対象計画差対応電力

(1) 適　　用

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ﾛ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

26　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

27　給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，32（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，32（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といい

ます。）に対して出力の抑制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

28　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

29　検　針　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針するこ

とがあります。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で20（接続送電サービス）(2)ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点および供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の当該受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　非常変災の場合

ハ　その他特別の事情がある場合で，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえたとき。

(4) (3)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(5) (3)ロまたはハの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったも

のといたします。

30　料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または32（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰

電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

31 計　　量

(1) 受電地点ごとの発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，供給地点ごとの接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。

(2) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

32 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量に２を乗じてえた値とし，受電地点ごとに，30分ごとに算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

30分ごとの発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，その30分の受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，その30分の受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販

売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

30分ごとの接続受電電力量は，その30分の(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は，(8)の30分ごとの接続供給電力量に２を乗じてえた値とし，供給地点ごとに，30分ごとに算定いたします。

(8) 接続供給電力量

30分ごとの接続供給電力量は，その30分の供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとの接続供給電力量

を，時間帯ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，20（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いたものといたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の30分ごとの接続対象電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率(33〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受

電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，ａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})}$$

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}(33〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})}$$

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の算式により算定された値

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合は，その合計値といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

⑭ 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，30分ごとに，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の算式により算定された値

(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝０

(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}}$$

（33〔損失率〕に定める損失率といたします。）

(ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の算式により算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）といたします。ただし，算定された値が零を下回る場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}}$$

（33〔損失率〕に定める損失率といたします。）

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者が

あらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

⑰ ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔契約および託送供給等の単位〕(3)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱ 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計値といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合は，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，発電

量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（41〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受

電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（41〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施

等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e 41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電

力量を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量

は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計値といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合は，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわら

ず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

(20) 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域内で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

(21) 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式に

より算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域内で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

⑵2 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑴6の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，イまたはロによって算定された値の合計値といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合で，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑴4ロを適用している場合で，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率(33〔損失率〕に定める損失率といたします。)}} - \text{ベースライン}$$

ロ　イ以外の場合は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその30分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の算式により算定された値の合計値といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合で，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{需要抑制量調整受電電力量} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めま

す。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑵5 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵6 29（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，原則として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵7 15（契約および託送供給等の単位）(3)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計して算定された値とすることがあります。

⑵8 そ の 他

イ　受電地点において，他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとの受電地点で計量された電力量を原則として39（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分の電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付

けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとの受電地点で計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ロ　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できなかった場合または電力量の算定に計量値等を用いることが適当でない場合には，別表８（電力量の協定）を基準として，電力量または最大需要電力等は，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できなかったときまたは計量情報等を伝送することができなかったときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

ハ　受電地点または供給地点ごとの計量等の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

33 損　失　率

損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.1パーセント
高圧で供給する場合	3.8パーセント
特別高圧で供給する場合	2.5パーセント

34 料金の算定

(1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に

変更があった場合

ニ　30（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ホ　30（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の算式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの接続送電サービス料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　日　数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦　日　数}}$$

といたします。

(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(5) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または32（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(6) 30（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。

(7) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(8) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(9) 供給地点への接続供給の停止期間中の接続送電サービス料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

35　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，当該日程等別料金に係る19（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生するものといたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，32（電力および電力量の算定）(28)ロの場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(3) (1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」と

いいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。

イ　58（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

(4) 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期

日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生ずるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

(5) 当社は，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払期日が金融機関の休業日の場合は，支払期日を直後の金融機関の休業日でない日まで延期するものといたします。

36　料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　料金および工事費負担金その他については，そのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたも

のといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて当社銀行口座への振込み等により支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた当社銀行口座への振込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日

当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(4) 当社の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定した金融機関の銀行口座への振込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社の負担といたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる

料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

37 保　証　金

(1) 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または接続供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ) 支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合

(ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，32（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または32（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，43（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ) 新たに接続供給を希望され，または契約電力等を増加する場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ニにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお

料金を支払われなかった場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金を契約者にお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかった発電契約者，または新たに発電量調整供給を希望され，もしくは契約受電電力等を増加する発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または発電量調整供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ハにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が

消滅した場合には，保証金を発電契約者にお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を希望される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または需要抑制量調整供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

なお，ハにより保証金を預けていただく場合は，そのときからあらためて２年以内の預かり期間を設定いたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。この場合，当社は，あらためてイによって算定した金額と充当後の残額との差額を預けていただくことがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金を需要抑制契約者にお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

38　連 帯 責 任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約

の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

39　託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。また，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ニ　契約者は，ロまたはハで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画について調整を行なうことがあります。

ヘ　当社は，41（給電指令の実施等）および82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者は，イで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画

および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。また，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ニ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画について調整を行なうことがあります。

ホ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヘ　発電契約者は，ロもしくはハで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

ト　41（給電指令の実施等）および82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電契約者および発電者と申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。また，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画またはベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてロに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかにその計画を，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ニ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画について調整を行なうことがあります。

ホ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヘ　需要抑制契約者は，ロもしくはハで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

40　受電および供給の中止

当社は，非常変災の場合，当社の供給設備に故障が生じた場合等やむをえない場合は，契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者からの受電または契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者への供給を中止することがあります。

41　給電指令の実施等

(1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，39（託送供給等の実施）(3)ニにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者に発電もしくは放電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむ

をえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者に発電もしくは放電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済

(1) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に不足が生じたときには，不足電力を補給いたします。

(2) 当社は，発電量調整供給において，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）(2)によって，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合は，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に不足が生じたときには，低圧で受電する場合を除き，不足電力を補給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整

電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(3) 当社は，接続供給において，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）(2)もしくは(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

(ｲ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。

(ﾛ) 割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のとき，または特別高圧で供給する場合

(イ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定された所定の１月の金額といたします。

(ロ) 割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’＝ 修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A-B}{A}$$

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定された推定接続供給電力量といたします。）

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(4) (3)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，料金算定期間の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(5) 23（予備送電サービス）に対する利用の制限または中止についても(3)および(4)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(6) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

43　適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合は，契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，32（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)，32（電力およ

び電力量の算定）⑱イもしくは⑲イ，32（電力および電力量の算定）⑱ロもしくは⑲ロ，32（電力および電力量の算定）㉒もしくは㉓によって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。）または32（電力および電力量の算定）⑰のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに変更していただきます。

44　契約超過金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて当社のサービスを利用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力にそれぞれのサービスの該当基本料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを利用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，供給地点ごとにその１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 契約超過金は，契約電力をこえて使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直

後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに契約者から支払っていただきます。

なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

45　力率の保持

(1) 低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以

上に保持していただきます。

なお，進相用コンデンサの開放，自動的に力率を調整する装置の設置等により，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または電力量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点もしくは供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内もしくは需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工，改修または検査

(2) 82（保安等に対する発電者および需要者の協力等）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者または需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 48（託送供給等の停止），56（契約の廃止）または58（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

47 託送供給等にともなう技術要件等

(1) 発電者または需要者が次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，接続供給契約または振替供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくものとし，とくに必要がある場合には，接続供給契約または振替供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社は，供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

48　託送供給等の停止

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　65（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社がその旨を契約者，発電契約者または該当する者に警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯ま

たは小型機器を使用されたとき。

ホ　46（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　47（託送供給等にともなう技術要件等）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への変更に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを利用される場合，臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを利用される場合または予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを利用される場合

ロ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ハ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5) (1)から(4)によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者および需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，当社は，必要に応じて，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器を封印いたします。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により需要者または発電者にお知らせすることがあります。

49　託送供給等の停止の解除

48（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者および需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

50　託送供給停止期間中の料金

48（託送供給等の停止）によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスを利用されない場合の月額料金を34（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

51　違　約　金

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　48（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額とい

たします。

(3) 不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

52　損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 40（受電および供給の中止）によって発電契約者からの受電，契約者への供給もしくは需要抑制契約者からの受電を中止した場合，41（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電を調整し，もしくは中止した場合，41（給電指令の実施等）によって需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または41（給電指令の実施等）によって振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3) 48（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または58（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 48（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または58（解約等）によって契約者，発電契約者もしくは需要抑制契約者が58（解約等）

(1)ロに該当する旨を文書等により発電者，需要者もしくは需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者，需要者もしくは需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(5) その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合は，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

53 設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

54　契約の変更

(1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　名義の変更

営業譲渡，合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契

約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きをいたします。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。

56　契約の廃止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとする場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとする場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとする場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に文書（当社所定の様式によっていただきます。）により申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から通知された廃止期日に接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

(2) 接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，58（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，接続供給もしくは振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(3) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の

接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電

灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，ま

たは増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，79（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める供給地点（20〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力分以外の供給分について，20〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて値を定める供給地点を含みます。）について，需要場所において使用される受電設備等を新たに設定し，または需要場所

において使用される受電設備の総容量等を増加された後１年に満たないで接続供給契約を廃止し，または20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少される場合の料金および工事費の精算は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ﾛ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上となる場合は，１年以上利用される契約電力等に見合う部分の料金および工事費については，(1)にかかわらず精算

いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上とならないことが明らかになった場合には，(1)に準じて料金および工事費の精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)および(2)にかかわらず精算いたしません。

58 解　約　等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　48（託送供給等の停止）によって接続供給もしくは振替供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ハ) 料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への変更に応じていただけないとき。

(イ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ロ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ハ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ニ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ホ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ヘ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

(ト) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給または需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約または需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

59　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事

60　受電地点，供給地点および施設

(1) 受電地点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の発電設備等が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ) １建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ) 62（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ) 地中引込線によって電気を受電する場合で当社の接続装置を発電者の構内に施設できないとき。

(ﾍ) その他特別の事情がある場合

(2) 供給地点

イ　接続供給の場合

(ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　62（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　地中引込線によって電気を供給する場合で当社の接続装置を需要者の構内に施設できないとき。

f　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備

は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に施設する引込線，変圧器，接続装置等の供給設備の施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数発電場所または複数需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

61　架空引込線

(1) 当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4) 引込線を取り付けるための発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，また

は撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

62　地中引込線

(1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者または需要者が発電場所内または需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社が接続装置を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(2) (1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離の場所にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の

負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，付帯設備とは，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設されるハンドホール

ハ　発電者または需要者の建物の改修を必要とする設備および発電者または需要者の工事と同時またはそれ以前に施設しなければならない設備

ニ　その他イ，ロまたはハに準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続

を行ないます。この場合，当社は，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)もしくは(4)の工事費負担金または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

63　連接引込線等

(1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施

設いたします。

64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

65　引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

66　計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器（電力量計，無効電力量計等をいいます。），その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線，自動検針用通信端末装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，

かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要するものについては，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は71（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵を預けていただく等当社が建物に立ち入るために必要な協力を行なっていただきます。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区

分装置の取付位置を変更する場合またはこれに準ずる工事をする場合は，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

(7) 系統運用上必要な受電地点の情報を伝送する装置等（当社所定の仕様によっていただきます。）は，発電契約者の負担により，原則として当社で施設いたします。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な装置として施設する場合は，当社の負担により，当社で施設いたします。

なお，系統運用上必要な受電地点の情報を伝送する装置等の施設場所については，発電者から無償で提供していただきます。

また，発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更する場合またはこれに準ずる工事をする場合は，当社は，実費を発電契約者から申し受けます。

(8) 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

67 専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)もしくは(4)の工事費負担金または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けて契約者または発電契約者の専用設備として受電地点（会社間連系点を除きます。）への供給設備または供給地点（会社間連系点を除きます。）への供給設備を施設いたします。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，一般の需要への供給および他の発電者からの受電等に支障がないと認められる場合

ロ　47（託送供給等にともなう技術要件等）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所もしくは需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用供給設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電圧の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

なお，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(3) 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

68　電流制限器の取付け

(1) 需要場所の電流制限器は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(2) 電流制限器の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者の希望によって電流制限器の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

69　工事費の負担方法

(1) 発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力もしくは予備送電サービス契約電力を増加され，これにともない，当社が新たに受電地点への供給設備を施設する場合（使用開始後３年以内の特別高圧の供給設備を受電側接続設備として利用する場合を含みます。）または発電契約者の希望によって受電地点への供給設備を変更する場合は，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）によって工事費負担金を申し受けます。

(2) 契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力等もしくは予備送電サービス契約電力を増加され，これにともない，当社が新たに供給地点への供給設備を施設する場合（特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給側接続設備を利用するときを含みます。）または契約者の希望によって供給地点への供給設備を変更する場合は，(3)の場合を除き，73（一般供給設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）または75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）によって工事費負担金を申し受けます。

(3) 接続供給の場合で，供給設備を利用期間が１年未満として施設する場合は，79（臨時工事費）によって臨時工事費を申し受けます。

(4) 次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，それぞれ次の意味で使用いたします。

イ　受電側接続設備

当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備〔ループ状に施設された基幹的な送電設備その他の特定の電源に係る送電を目的としない特別高圧の送電設備をいいます。〕から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る供給設備をいいます。

ロ　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路〔発電所相互間，変電所相互間または発電所と変電所との間を連絡する電線路をいいます。〕から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る供給設備をいいます。

ハ　受電地点

会社間連系点以外の受電地点をいいます。

ニ　供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

ホ　工事こう長

別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいま

す。）にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(5) Ⅷ（工事費の負担）の各項において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(6) 低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

イ　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

ロ　契約電力

ハ　契約電流

ニ　契約容量

なお，20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

(7) 高圧で供給する場合で，20（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定めるとき（20〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕

により生じた不足電力分以外の供給分について20〔接続送電サービス〕(2)イに準じて値を定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所において使用される受電設備の総容量を増加される場合といたします。

70　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない，受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を新たに施設するときは，当社は，標準設計で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない，当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（2015年12月18日付け20150731資第53号認可。）69（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ) ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ずるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	3,850円00銭

ロ　受電地点において23（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない，当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，受電側接続設備に該当する範囲といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　受電地点における契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，65（引込線の接続）または66（計量器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　47（託送供給等にともなう技術要件等）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，当社は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費〔残地補償費は，明確に区分されているものに限ります。〕，建設分担関連費〔電気事業会計規則で定める固定資産に振り替えられるものに限ります。〕およびその他の費用をいいます。）の合計額（撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費〔諸掛りを含みます。〕を加えた金額といたします。）といたします。

なお，次のものについては，工事費に計上いたしません。

(ｲ) 土地費（電気事業会計規則で定める固定資産土地として計上される金額をいいます。）

(ﾛ) 架空電線路の経過地に地役権を設定する場合は，その対価の50パーセントに相当する金額および登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用

(ﾊ) 架空電線路の経過地に構造物の建築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，

管路孔数等に応じて次の算式により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ニ　使用開始後３年以内の特別高圧の供給設備を受電側接続設備として利用する場合は，新たに利用する部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たり

の金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，かつ，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

71　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合等で，これにともない，新たに受電用の計量器，その付属装置

および区分装置を利用されるときは，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

72　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を希望され，または契約受電電力等を増加され，これにともない，会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設する場合は，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

73　一般供給設備の工事費負担金

(1) 低圧または高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない，新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに申し受けます。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,500円00銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

ロ　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

(ｲ) ２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，イの無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

(ﾛ) ２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

ハ　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合

のイの超過こう長は，次により算定いたします。

(ｲ) 地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

(ﾛ) 架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長} \right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

(2) 特別高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない，新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）について(ｲ)により算定される工事費が(ﾛ)の当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに申し受けます。

(ｲ) 工 事 費

a　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100ﾒｰﾄﾙ当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	363円00銭
	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	165円00銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	88円00銭

b　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100ﾒｰﾄﾙ当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ﾎﾞﾙﾄまたは30,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	638円00銭
	標準電圧70,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	451円00銭
	標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	242円00銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

c　スポットネットワーク方式により供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，ｂにかかわらず，次の算式により算定いたします。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

bの工事費単価×｛100ﾊﾟｰｾﾝﾄ＋20ﾊﾟｰｾﾝﾄ×（利用回線数－１）｝

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，契約者がそれぞれの回線ごとに施設した変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

(ﾛ) 当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500円00銭

ロ　契約者が新たに接続供給を希望され，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用する部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

(3) 20（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

(1) 契約者が新たに接続供給を希望され，または接続供給契約を変更される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前

から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない，当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

イ　契約者の希望によって，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

(ｲ) 供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

(ﾛ) 標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

(ﾊ) その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

ロ　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，(ｲ)または(ﾛ)の金額

(ｲ) 標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，(ｲ)にかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引

いた金額

ハ　67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(2) 20（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために20（接続送電サービス）を利用される場合，または供給地点において23（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない，当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金の対象となる範囲は，供給側接続設備に該当する範囲といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

(1) 供給地点における接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで契約者の希望によって当該供給地点への供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，65（引込線の接続），66（計量器等の取付け）または68（電流制限器の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(2) 47（託送供給等にともなう技術要件等）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定

74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。

(1) 工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費〔残地補償費は，明確に区分されているものに限ります。〕，建設分担関連費〔電気事業会計規則で定める固定資産に振り替えられるものに限ります。〕およびその他の費用をいいます。）の合計額（撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費〔諸掛りを含みます。〕を加えた金額といたします。）といたします。ただし，契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，79（臨時工事費）に準じて算定いたします。

なお，次のものについては，工事費に計上いたしません。

イ　土地費（電気事業会計規則で定める固定資産土地として計上される金額をいいます。）

ロ　架空電線路の経過地に地役権を設定する場合は，その対価の50パーセントに相当する金額および登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用

ハ　架空電線路の経過地に構造物の建築，竹木の植栽等電線路に支障を及

ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額

(2) 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，(1)に準じて算定いたします。

(3) 低圧で供給する場合で，74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）(1)イまたはロ(イ)に該当し，かつ，その工事費を73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，(1)および(2)にかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

(4) 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次の算式により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

イ　鉄塔を利用して供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

ロ　管路等を利用して供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

(5) 特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用する部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)に準じて算定いたします。

(6) 74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）(2)の場合の工事費は，次によります。

イ　高圧で供給する場合

73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費を73（一般供給設備の工事費負担金）(1)イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ロ　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，(1)にかかわらず，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)およびロによって算定いたします。

なお，23（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般

供給設備と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，73（一般供給設備の工事費負担金）(2)イ(ｲ)の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

(7) 低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（(3)および(6)イの場合を除きます。）は，(1)または(2)にかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(8) 特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，73（一般供給設備の工事費負担金）または74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の場合に準じて算定いたします。

77 工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は，工事費負担金を託送供給または発電量調整供給の準備着手前に申し受けます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合は，工事費負担金を託送供給または発電量調整供給の準備着手後に申し受けることがあります。この場合，原則として，託送供給または発電量調整供給の開始日までに申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を

申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　73（一般供給設備の工事費負担金）(1)または(2)イ(ｲ)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　70（受電地点への供給設備の工事費負担金），71（受電用計量器等の工事費負担金），72（会社間連系設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）（73〔一般供給設備の工事費負担金〕(1)イまたは(2)イ(ｲ)にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および75（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給し，かつ，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，当該受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4) 当社は，70（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される73（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（80〔工事費負担金契約等の締結〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

当社が供給に必要な設備（計量器等を含みます。）の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって接続供給または振替供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，

資材調達等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

当社が受電に必要な設備（計量器等を含みます。）の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合には，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，資材調達等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

79 臨時工事費

(1) 21（臨時接続送電サービス）によって当社が供給する場合で，需要者または発電者の電気設備を当社の供給設備と接続するにあたり，供給設備を利用期間が１年未満として施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として契約者から申し受けます。この場合は，73（一般供給設備の工事費負担金），74（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および75（供給地点への供

給設備を変更する場合の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(3) 臨時工事費の精算は，77（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

80　工事費負担金契約等の締結

当社は，契約者または発電契約者との間で，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，託送供給または発電量調整供給の準備着手前に，工事費負担金または臨時工事費に関する必要な事項について，契約書（当社所定の様式によっていただきます。）を作成し，工事費負担金または臨時工事費に関する契約を結びます。

Ⅸ 保　　安

81　保安の責任

当社は，受電地点および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

82　保安等に対する発電者および需要者の協力等

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合に

は，すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者または需要者と協議を行ないます。

(5) 電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とされる電気については，保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を発電者または需要者に講じていただきます。

83 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

(3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

84　調査等の委託

(1) 当社は，83（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2) 当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

85　調査に対する需要者の協力

(1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2) 当社は，83（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

86　検査または工事の受託

(1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたし

ます。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

87　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1) 83（調査）

(2) 84（調査等の委託）

(3) 85（調査に対する需要者の協力）

(4) 86（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

１　この約款の実施期日

この約款は，2023年12月27日から実施いたします。

２　標準周波数についての特別措置

この約款実施の際現に次の区域内で標準周波数50ヘルツで電気を供給している区域については，当分の間，標準周波数50ヘルツで供給いたします。

長野県の一部

３　受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則の規定にかかわらず標準電圧10,000ボルト，40,000ボルトまたは60,000ボルトで受電または供給することがあります。この場合において，供給条件は，10,000ボルトまたは40,000ボルトで受電または供給するときには標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで受電または供給する場合に，また，60,000ボルトで受電または供給するときには標準電圧70,000ボルトで受電または供給する場合に準ずるものといたします。

４　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る

電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等

における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，20（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，20（接続送電サービス）(5)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等

(ﾛ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりとい

たします。

接続供給課金対象電力量＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ の 他

(ｲ) 20（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ) 21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サ

ービスを適用いたします。

(ハ) 21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ハ) a に該当する場合は，21（臨時接続送電サービス）(3)イ(ニ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契

約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，66（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，31（計量）および附則６（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

５　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，54（契約の変更）(2)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再

生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）(3)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，19（料金）(2)にかかわらず，19（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわら

ず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ24（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，27（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，27（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定さ

れる金額といたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，27（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ27（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計

画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 30（料金の算定期間）

(ﾛ) 34（料金の算定）

(ﾊ) 35（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 36（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 37（保証金）

(ﾍ) 51（違約金）

(ﾄ) 58（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進

機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，19（料金）(2)にかかわらず，19（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 30（料金の算定期間）

(ﾛ) 34（料金の算定）

(ﾊ) 35（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 36（料金その他の支払方法）

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　契約および発電量調整供給の単位

当社は，15（契約および託送供給等の単位）(3)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただ

きます。

ハ　計　　量

当社は，31（計量）(1)および32（電力および電力量の算定）(28)イにかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　39（託送供給等の実施）(3)ホは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に

占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，39（託送供給等の実施）(3)ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

６　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

受電地点の電力量ならびに供給地点の電力量および最大需要電力等は，31（計量）の規定にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，受電地点の電力量または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等は，計量された受電地点の電力量または供給地点の電力量もしくは最大需要電力等を受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によっ

て修正したものといたします。

7　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金に変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，20（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)もしくは(ﾊ)または21（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービ

ス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金に変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じてえた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金に変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，20（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって接続送電サービス契約電力を定めることがあります。

(2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，32（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調

整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，32（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，32（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，40（受電および供給の中止）または41（給電指令の実施等）によって発電者の発電を調整し，もしくは中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，52（損害賠償の免責）(2)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損

害について，賠償の責めを負いません。

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に，20（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ) 軽負荷期（４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間（ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。）

(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただ

きます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，20（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，20（接続送電サービス）(2)ニの不足電力分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から20（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，20（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，20（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

(ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2) １年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　20（接続送電サービス）(5)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における平日および土曜日の午前８時から午後４時までの時間（ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。）および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における平日および土曜日の午前８時から午後４時までの時間〔ただし，10月１日から11月30日までの期間における平日の該当する時間を除きます。〕および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，20（接続送電サービス）(5)にかかわらず，20（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，20（接続送電サービス）(5)イに準じて算定された金額といたします。この場合，20（接続送電サービス）(5)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を

上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが20（接続送電サービス）(5)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（20〔接続送電サービス〕(5)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，20（接続送電サービス）(5)ハに該当する場合であっても，20（接続送電サービス）(5)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，20（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，20（接続送電サービス）(5)イに準じて算定された金額といたします。この場合，20（接続送電サービス）(5)イにいうロのピークシフト電力は，（ﾛ）のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合の

ピークシフト電力は，附則４（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

11　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

12　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量

調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，その他の取扱いは，次のとおりといたします。

(ｲ) この約款に係る当社との協議事項についての一切の権限を他のすべての契約者から委任され，かつ，当社とのすべての協議に責任をもっ

て応じることができる１契約者を代表契約者として，あらかじめ定めていただきます。この場合，代表契約者に対する他のすべての契約者の委任状（当社所定の様式によっていただきます。）を当社に提出していただきます。当社は，この約款およびその他接続供給の実施に係る契約者との協議を代表契約者と行ないます。

(ﾛ) 契約者の行なう契約の申込み，その他接続供給の実施に係る当社との手続きおよびこの約款に定める金銭債務の支払い手続きは，原則として(ｲ)に定める代表契約者により行なっていただきます。また，当社の行なう契約者への通知，保証金の返還等は，原則として(ｲ)に定める代表契約者に対し行ないます。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イ(ｲ)によって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イ(ｲ)によって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(4)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 契約および託送供給等の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきま

す。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（32〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，24（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，42(受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済)(2)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，25（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に

適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定す

るものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，26（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，27（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者

に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補

給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，32（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，32（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合は，その合計値といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，32（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，32（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約

款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合は，その合計値といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，32（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量に２を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，32（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，32（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔契約および託送供給等の単位〕(3)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，32（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ) 30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったと

きは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったと

きは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引

いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した

場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に

定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した

場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含み

ます。）を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制

を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係

る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41(給電指令の実施等)(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 41(給電指令の実施等)(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発

電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$$

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，32（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）⑵1にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，32（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，32（電力および電力量の算定）⑵2にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，(ｲ)または(ﾛ)によって算定された値の合計値といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合で，32（電力および電力量の算定）⑴4イまたは

ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として32（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率(33〔損失率〕に定める損失率といたします。)}} - \text{ベースライン}$$

(ﾛ)　(ｲ)以外の場合は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑

制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の算式により算定された値の合計値といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合で，32（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\begin{array}{l}\text{需要抑制量調整受電}\\ \text{計画差対応余剰電力量}\end{array} = \begin{array}{l}\text{需要抑制量調整}\\ \text{受電電力量}\end{array} - \begin{array}{l}\text{需要抑制量調整}\\ \text{受電計画電力量}\end{array}$$

(6) 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計

画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解 約 等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，43（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への変更に応じていただけないときには，58（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)または(2)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(4)ロ，ハ，ニ，ホもしくはヘまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則５（発電量調整供給契約につい

ての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，19（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ) インバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 当社は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則５（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

13　近接性評価割引額の算定についての特別措置

(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則12〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画

電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

(2) 契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(6)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(6)

にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(6)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契

約者にお支払いいたします。

別　　表

別　　表

１　契約設備電力の算定

(1) 契約設備電力は，原則として，電流を制限する機能を有する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流を制限する機能を有する計量器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{制限される電流（アンペア）} \times 100\text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\text{入力（キロボルトアンペア）} = \text{電流制限器の定格電流（アンペア）} \times 100\text{ボルト} \times \frac{1}{1,000}$$

ハ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2) (1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

２　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1) 近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都道府県	市町村
愛知県	豊橋市，一宮市，瀬戸市，半田市，春日井市，豊川市，津島市，刈谷市，安城市，西尾市，蒲郡市，犬山市，常滑市，江南市，小牧市，稲沢市，東海市，大府市，知立市，尾張旭市，高浜市，岩倉市，豊明市，日進市，田原市，愛西市，清須市，北名古屋市，弥富市，みよし市，あま市，長久手市，東郷町，豊山町，大口町，扶桑町，大治町，蟹江町，飛島村，阿久比町，東浦町，南知多町，美浜町，幸田町
静岡県	静岡市，浜松市，富士市，磐田市，焼津市，掛川市，藤枝市，袋井市，湖西市，御前崎市，菊川市，牧之原市，吉田町
三重県	四日市市，伊勢市，桑名市，鈴鹿市，亀山市，いなべ市，木曽岬町，東員町，朝日町，玉城町
岐阜県	岐阜市，多治見市，羽島市，土岐市，各務原市，瑞穂市，岐南町，笠松町，輪之内町，安八町，北方町，坂祝町，富加町
長野県	岡谷市，諏訪市，中野市，千曲市，南箕輪村，坂城町

なお，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ以下の場合	63銭
	受電電圧が標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄをこえ140,000ﾎﾞﾙﾄ以下の場合	32銭
	受電電圧が標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄをこえる場合	17銭

ロ　近接性評価割引電力量

(ｲ) 近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

３　契約電力および契約容量の算定方法

20（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ) b もしくは(ﾊ)または21（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ) b (b)もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

４　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×150パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×200パーセント	

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ボルト）	換　　算　　容　　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　　算　　容　　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水 銀 灯

出力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ワット）	換　　算　　容　　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45以下	－	180	
65以下	－	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

	換算容量（入力〔キロワット〕）
馬力表示のもの	出力（馬　　力）× 93.3パーセント
キロワット表示のもの	出力（キロワット）×125.0パーセント

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格１次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過　30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過　50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過　100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過　200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過　300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過　500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置		コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下	1
		0.75マイクロファラッド超過 1.5 マイクロファラッド以下	2
		1.5 マイクロファラッド超過 3　マイクロファラッド以下	3

(4) 電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力(キロワット)＝最大定格１次入力(キロボルトアンペア)×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力(キロワット)＝実測した１次入力(キロボルトアンペア)×70パーセント

(5) そ の 他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　平均力率の算定式

平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントといたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

なお，有効電力量および無効電力量の計量は，31（計量）の記録型計量器により行ないます。この場合の有効電力量および無効電力量の単位は，それぞれキロワット時，キロバール時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。また，平均力率の算定において，$\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}$ の計算によってえた値については，小数点以下第１位で四捨五入することにより小数点以下の端数を処理するものと

いたします。

６　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の１回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認め

られる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの32（電力および電力量の算定）⑭イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

$$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

８　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，34（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，66（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接

続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

９　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需　要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td rowspan="2">―</td><td rowspan="2">―</td><td colspan="3">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="3">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の都度，すみやかに提出していただきます。
（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1) 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

電動機定格出力（キロワット）			0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	使用電圧100ボルト	60ヘルツ	40	50	75	100
		50ヘルツ	50	75	75	100
	使用電圧200ボルト	60ヘルツ	20	20	30	40
		50ヘルツ	20	20	30	40

(ﾛ) ３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロﾌｧﾗｯﾄﾞ）	2極	60ヘルツ	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
		50ヘルツ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	300	500	600
	4極	60ヘルツ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
		50ヘルツ	－	－	40	75	100	150	200	250	300	400	500	800	900	1,200
	6極	60ヘルツ	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750
		50ヘルツ	－	－	50	100	100	150	300	300	500	500	700	800	1,200	1,300

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロﾌｧﾗｯﾄﾞ）	60ヘルツ	10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500
	50ヘルツ	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	600

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(2) 電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(3) そ の 他

(1)および(2)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

託 送 供 給 等 約 款 （別冊）

［系統連系技術要件・標準設計基準］

託 送 供 給 等 約 款（別冊）

［系統連系技術要件・標準設計基準］

目　　次

別冊１　系統連系技術要件（低圧）..... 1
別冊２　系統連系技術要件（高圧）..... 18
別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）..... 42
別冊４　標準設計基準 74

別冊１　系統連系技術要件（低圧）

別　冊　１

系統連系技術要件（低圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（低圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

５　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式，単相３線式，三相３線式，三相４線式）と同一としていただきます。

(1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2) 単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

６　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

７　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。

(1) 60ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

ハ　周波数低下リレーの整定値

周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

(2) 50ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，48.5ヘルツを超え50.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用

いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

ハ　周波数低下リレーの整定値

周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは47.5ヘルツ，それ以外は48.5ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

８　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限化，系統運用の安定および公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に故障を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の故障に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統故障時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統の故障時の再閉路時に，発電設備等が当該系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の故障時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統故障による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統〔50Hz系統〕
単相	太陽光		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
		単機出力2kW以上10kW未満※1				
	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内※2※3に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内※2※3に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕
		燃料電池+蓄電池ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ+蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕

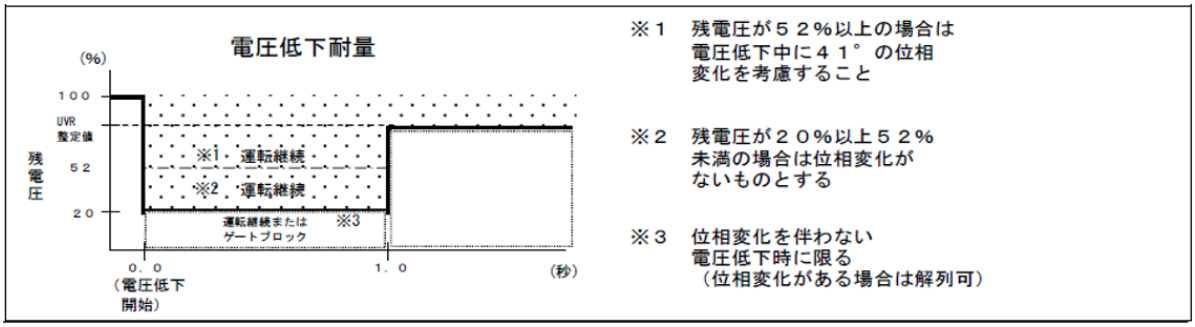
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統〔50Hz系統〕
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz〔+0.8Hz〕，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕 (周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕

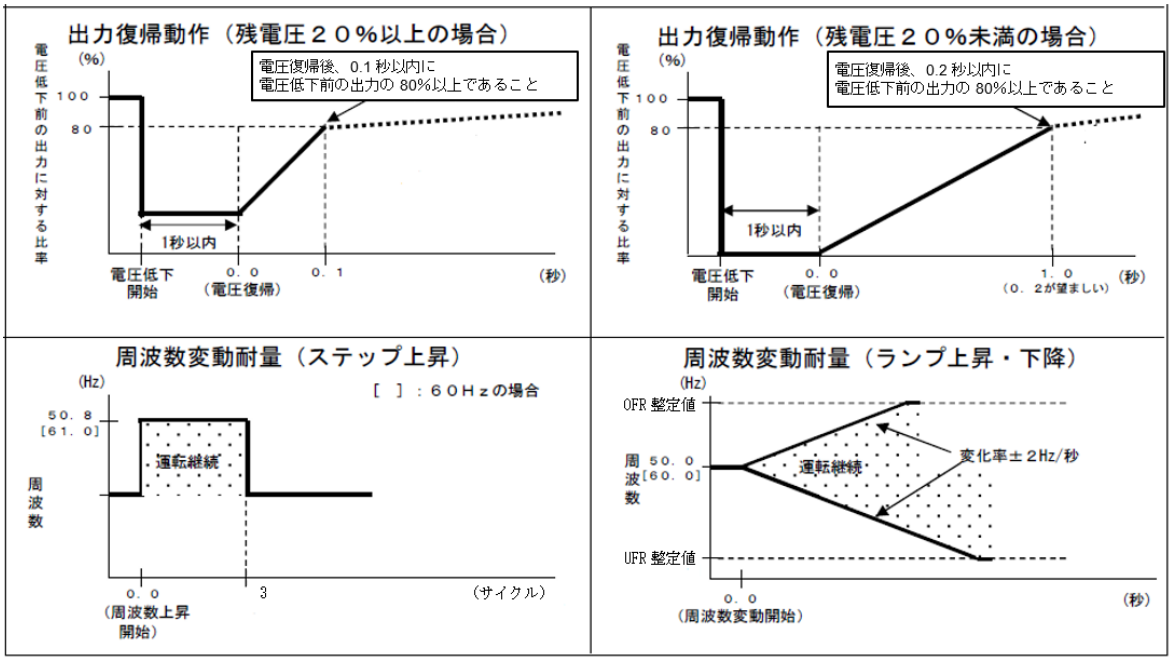
※1 発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除く。

※2 RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。

※3 負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





９　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡故障対策

連系する系統における短絡故障時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡故障を検出し，発電

設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡故障が検出できる場合は，これで代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁制御巻線形誘導発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡故障時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値は系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーに加えて，逆充電検出機能または逆変換装置を用いた連系の場合の受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，逆変換装置を用いた発電設備等の連系において，その出力容量が契約電力に比べて極めて小さく，受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。また，単独運転検出機能の整定値は系統連系規程によるものといたします。

10 保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式においては２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2) 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，１相に設置すること。

(4) 逆充電検出の場合は，次のとおりといたします。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とすることができるものといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式においては２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

12　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列できる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 機械的な開閉箇所２箇所

(2) 機械的な開閉箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

13　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の系統に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生ずるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

14　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

15 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトで供給する場所については101ボルトの上下６ボルトを超えない値，標準電圧200ボルトで供給する場所については202ボルトの上下20ボルトを超えない値といたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合は，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策が必要となります。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列等が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は，静止型無効電力補償装置（以下「SVC」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は，SVC等の設置や配電線の太線化等による系統インピ

ーダンスの低減等の対策を行なうこと。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は，当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議といたします。

16　高　調　波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を連系する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

17　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

18　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は直流流出防止専用である必要はなく，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

19　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的

な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能といたします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

20　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち出力が10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

21　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

22　発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント 制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラ有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

23　そ　の　他

連系する系統によっては，保護リレーの整定値を当社から指定することがあります。

別冊２　系統連系技術要件（高圧）

別　冊　２

系統連系技術要件（高圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（高圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

６　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数，運転可能周波数および周波数低下リレーの整定値は，次のとおりとしていただきます。

(1) 60ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

ハ　周波数低下リレーの整定値

周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

(2) 50ヘルツの系統に連系する場合

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，48.5ヘルツを超え50.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，47.5ヘルツ以上51.5ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，48.5ヘルツでは10分程度以上，48.0ヘルツでは１分程度以上とすること。ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（FRT要件）非適用の設備については，これによらない。また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除く。

ハ　周波数低下リレーの整定値

周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（FRT要件）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは47.5ヘルツ，それ以外は48.5ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とすること。

7　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限

化，系統運用の安定および公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統へ波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の故障に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統故障時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも，発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統の故障時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列していること。

ホ　連系する系統以外の故障時には，発電設備等が解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

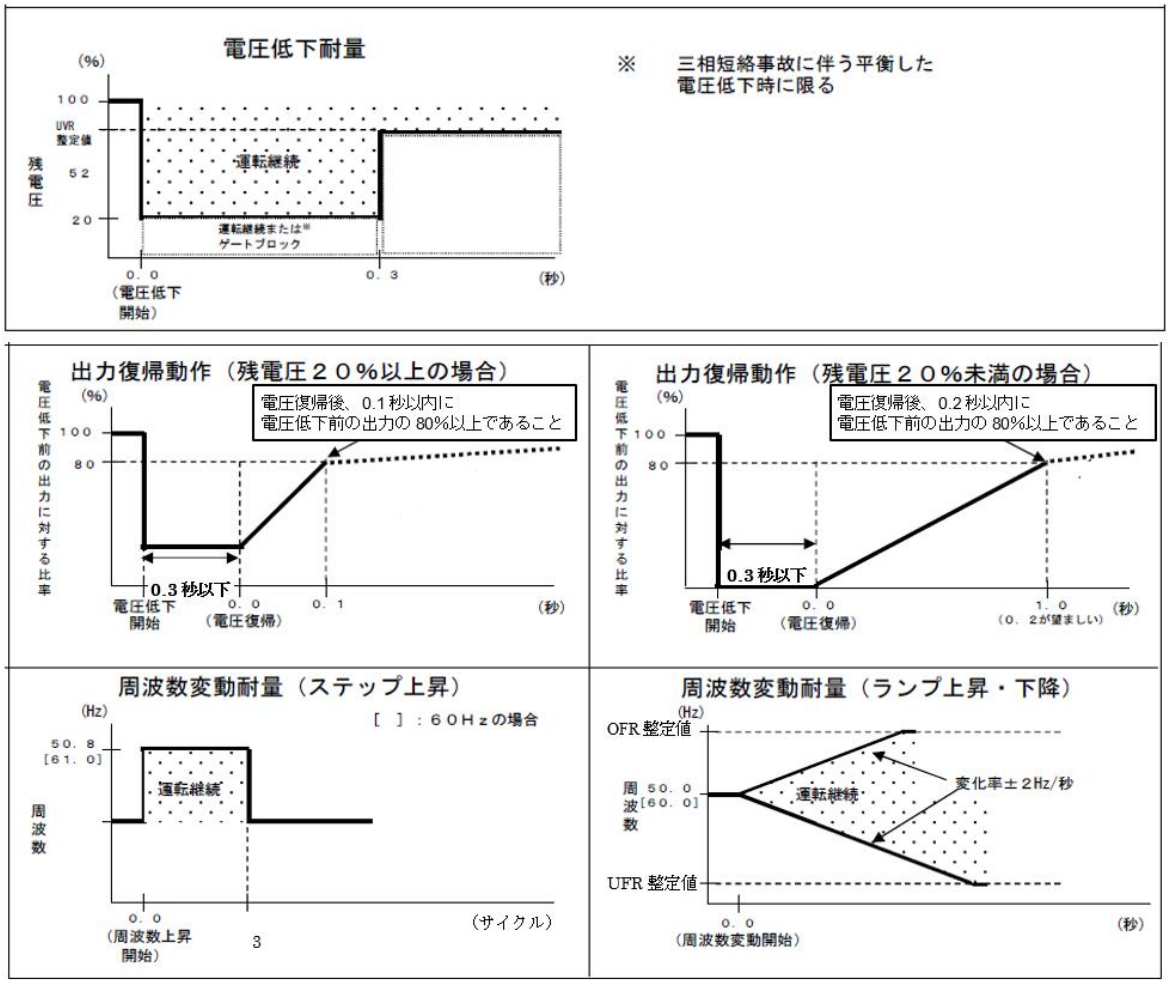
系統故障による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧52%以上・
位相変化41度以下
（運転継続）</td><td>60Hz系統
〔50Hz系統〕</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に
準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に
準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に
準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し,電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内※2に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>燃料電池※1</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン
（単機出力
35kW以下）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz
〔+0.8Hz〕,3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz〔51.5Hz〕
(周波数下限)57.0Hz〔47.5Hz〕</td></tr>
</table>

※1 燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除く。

※2 RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合

は省略できるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡故障対策

連系する系統における短絡故障時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡故障を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁制御巻線形誘導発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡故障時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡故障対策

連系する系統における地絡故障時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。

なお，系統に連系した後に，発電者構内の負荷状況の変更や系統の変更などの状況変化により，次のいずれも満たさなくなった場合は，地絡過電圧リレーを設置していただくことがあります。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡故障が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であっ

て，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10キロワット以下のとき。

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合は，周波数上昇リレーを省略することができるものといたします。

なお，単独運転検出機能の整定値は系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

系統への逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合で，逆電力リレーまたは不足電力リレーにより単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電

電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式のそれぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。また，単独運転検出機能の整定値は，系統連系規程によるものといたします。

９　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

10　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは，零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

(3) 短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは，２相設置とすること。

11　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列できる次のいずれかの箇所としていただきます。また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的に

も完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

12 自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，当該発電設備等が設置される場所の負荷を自動的に制限する対策を行なっていただきます。

13 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 変電所に至る専用供給設備に当該設備のみが連系する場合であって，連系する系統の自動再閉路を必要としないとき。

(2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により発電設備等を解列できる場合

(5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっているとき。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができるものといたします。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できるものといたします。

14　逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置を設置する等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

15　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするととも

に，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

16 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトで供給する場所については101ボルトの上下６ボルトを超えない値，標準電圧200ボルトで供給する場所については202ボルトの上下20ボルトを超えない値）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがある場合は，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。ただし，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や変電所に至る専用供給設備への連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の解列等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがある場合には，自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに，自動同期検定装置を設置すること。

ロ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統電圧が常時電

圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，限流リアクトル等を設置すること。ただし，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ハ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は、静止型無効電力補償装置（以下「SVC」といい

ます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがある場合は，SVC等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。ただし，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがある場合は，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。ただし，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器

取替や対応時期等を含めて個別協議といたします。

17 高 調 波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

18 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS）
		FRT要件の適用有無

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント 制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

20　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

21　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は直流流出防止専用である必要はなく，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

22　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能といたします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

23　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

24 連 絡 体 制

発電者の構内故障および系統側の故障等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社の配電設備を管理する事業場等との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

25 情 報 提 供

系統運用上必要なテレメータ情報等を提供していただくことがあります。

26 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対

策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

27 そ の 他

(1) 保護リレーの整定値

連系する系統によっては，保護リレーの整定値を当社から指定することがあります。

(2) 発電設備等解列時の取扱い

発電設備等の異常，系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には，すみやかに当社に連絡していただきます。この場合，当社から系統が再並列可能である旨をお知らせするまでの間，再並列せずに解列状態を保持していただきます。

(3) 配電線切替時の取扱い

配電線切替等により発電設備等の解列が必要となる場合には，当社からの連絡にしたがい発電設備等を解列していただきます。この場合，当社から系統が再並列可能である旨をお知らせするまでの間，再並列せずに解列状態を保持していただきます。

Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件

28　保 護 協 調

受電設備の異常または故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために，受電設備を当該系統からしゃ断していただきます。

29　保護装置の設置

受電設備の短絡または地絡故障時の保護装置として，過電流しゃ断器および地絡しゃ断装置を設置していただきます。

30　しゃ断箇所

(1) 受電地点または供給地点の受電設備側電路には，受電地点または供給地点に近い箇所に主しゃ断装置（定格しゃ断電流12.5キロアンペア以上の機器を標準として選定していただきます。）を施設していただきます。

(2) 受電地点または供給地点には，地絡しゃ断装置を施設していただきます。ただし，受電地点または供給地点に近い箇所に地絡しゃ断装置を施設する場合で，受電設備の地絡故障による影響が連系された系統へ波及するおそれがないときは，この限りではありません。

31　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

32　受電地点および供給地点の電圧変動

受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。

33　電圧フリッカおよび電圧変動

系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を講じていただきます。

34　瞬時電圧低下

落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。

35　進相用コンデンサの運用

進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。

(1) 夜間および休日等の軽負荷時には進み力率とならないようにすること。

(2) 技術上必要がある場合は，当社からの依頼にもとづいて進相用コンデンサを開閉すること。

(3) (1)および(2)の対策が実施できるように，原則として，進相用コンデンサの適当な容量ごとに開閉器を設置すること。

36　高　調　波

需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。

(1) 高調波流出電流の算出

高調波発生機器（300ボルト以下で使用する定格電流が１相当たり20アンペア以下の電気・電子機器〔家電・汎用品〕を除きます。以下同じとします。）の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」と

いいます。）の合計が50キロボルトアンペアを超える需要者（以下「対象者」といいます。）が高調波発生機器を新設，増設または更新する等の場合は，次により高調波流出電流を算出していただきます。

なお，設備の新増設等により，新たに対象者となる場合も次により高調波流出電流を算出していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼動率を乗じたものとする。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計する。

ハ　対象とする高調波の次数は，40次以下とする。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができる。

(2) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，第１表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に，系統を利用する規模（キロワット）を乗じた値といたします。

第１表　１キロワット当たりの高調波流出電流上限値（ミリアンペア）

５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

(3) 高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)で算出された高調波流出電流が(2)の高調波流出電流の上限値を超える場合は，必要に応じて，高調波流出電流が高調波流出電流の上限値以下となるような対策を講じていただきます。

別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）

別　冊　３

系統連系技術要件（特別高圧）

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（特別高圧）は，電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ，電気工作物を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に連系するために必要となる技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件

４　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（２秒以上といたします。）としていただきます。

イ　連続運転可能周波数

連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え60.5ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数

運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～＋1.0ヘルツ）といたします。ただし，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

６　保護協調と不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の故障時に，故障の除去，故障範囲の局限化，系統運用の安定および公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に故障が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統故障，連系する系統の故障等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における故障後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列していること。

ホ　連系する系統以外の故障時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的

な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

(2) 事故時運転継続

系統故障による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められる次の事故時運転継続要件（以下「FRT要件」といいます。）を満たしていただきます。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
(運転継続)</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧
20%以上
(運転継続)</td><td>残電圧
20%未満
(運転継続
または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止)</td><td>残電圧
52%以上・
位相変化
41度以下
(運転継続)</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
</table>

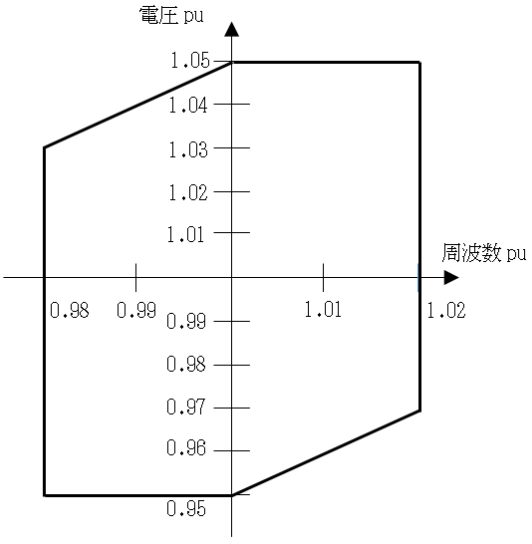
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

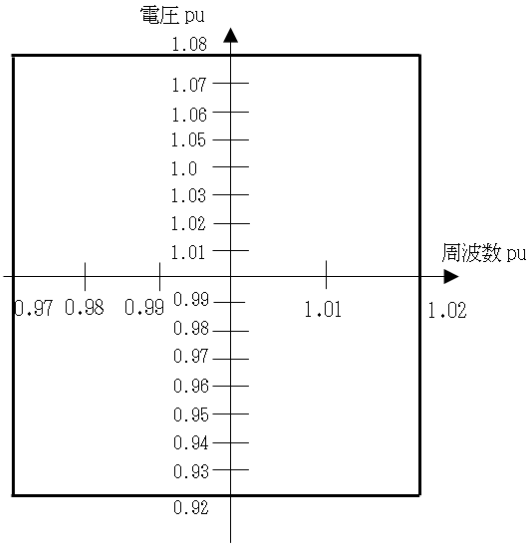
また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。ただし，周波数変動範囲については，５（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)に準じた対策を実施していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



7　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側故障対策

イ　短絡保護

系統の短絡故障時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡故障を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置すること。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁制御巻線形誘導発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡故障時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等故障対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

ロ　地絡保護

系統の地絡故障時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置すること。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置すること。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。この場合，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後，構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，地絡過電圧リレーの設置を求めることがあります。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡故障を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

(3) 単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転

状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。この場合，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等をすみやかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4) 事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備のしゃ断器，保護リレーの動作時間を以下の通りとし

ていただきます。

しゃ断器：２サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

８　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは，零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

(3) 不足電力リレーは，２相設置とすること。

(4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは，３相設置とすること。

10　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用すること

はできません。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

11 自動負荷制限・発電抑制

(1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。また，系統故障等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制もしくは発電しゃ断または発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2) あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護リレーによるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設

備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう電気供給事業者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

12　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

なお，２系列を構成する装置については，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

(1) ２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

(2) 計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

(3) 計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

14　発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS（Power System Stabilizer：系統安定化装置）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕を除きます。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転機能

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き

戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

10万キロワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数58.8ヘルツを下回る場合には，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑える，または一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，第１表　発電設備の性能に示すとおりとしていただきます。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC増/減指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

第１表　発電設備の性能

	発電機定格出力	10万キロワット以上※5	
		ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTおよびGTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※8
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※6	
	LFC幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※6	60秒以内に出力変化開始※6
	EDC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※6	60秒以内に出力変化開始※6
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS 機能具備※7	30パーセント以下

※1 GTおよびGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。

※3 気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4 EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。

※5 発電設備単機あたりの容量。

※6 記載の秒数は目安とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化終了すること。

※7 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※8 地域資源バイオマス発電設備を除く。

(3) 早期再並列のための機能

同一受電地点に連系する発電設備の定格出力の合計が40万キロワット以上のGTCCについては，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　275キロボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　154キロボルト以下の系統に連系する発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

15　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，以下の適切な対策を講じていただきます。

(1) 154キロボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) 275キロボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

16 力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

17 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（AVR）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，次の方法により常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬

時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安とする。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を与えるおそれがあるときまたは適正値（受電点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕であることといたします。）を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置

やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVC等を設置すること。

(3) そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

18 高 調 波

逆変換装置（二次励磁制御巻線形誘導発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下かつ各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「Ⅲ 需要設備の系統連系技術要件」に準じた対策を実施していただきます。

19 出力変動対策

風力発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を与えるおそれがあるときは，次に示す出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。ただし，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

(2) 高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，

ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

(3) 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。調定率は，２パーセントから５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.2ヘルツ以下とする。

20　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

21　発電機定数・諸元

連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル （原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス （タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・ 構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置

電源種	設備	諸元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力ごと）
		LFC幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V/Fブロック
		OEL，UELブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流 （大きさ，供給時間）
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲， 不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

なお，設置する変圧器は直流流出防止専用である必要はなく，次のすべての条件を満たす場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

24 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

(2) 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，14〔発電機運転制御装置の付加〕で別途最低出力を指定する場合は，14〔発電機運転制御装置の付加〕に定めるところによります。また，バイオマス発電設備は，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とし

た発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

25　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

26　連 絡 体 制

(1) 発電者の構内故障および系統側の故障等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33キロボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であるこ

と。

(ハ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ニ) 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社と連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として「Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件」の需要設備に関する情報に加え，次の情報といたします。

第２表　スーパービジョン

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	系統安定化装置用切替開閉器の状態
	系統安定化装置の動作状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

第３表　テレメータ

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値※4（風力発電設備の場合）
	発電機の電圧値

※1 慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台ごとに設置

※2 電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集

※3 ナセルで計測する風向・風速

※4 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲で考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

27 電気現象記録装置

発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含みます。）を設置していただくことがあります。

28 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件

29　保 護 協 調

受電設備の故障または系統の故障時に，故障の除去および故障範囲の局限化等を行なうために保護協調を行なっていただきます。

なお，基本的な考え方は，次によります。

(1) 受電設備の異常または故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために，受電設備を当該系統からしゃ断すること。

(2) 連系された系統に故障が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要があるときには，当該系統から受電設備がしゃ断されること。

(3) 連系された系統以外の故障時には，原則として受電設備はしゃ断されないこと。

30　保護装置の設置

(1) 受電設備が故障した場合の系統の保護および構内設備の保護のための保護リレーの設置は，次によります。

イ　受電設備の短絡または地絡故障時の保護リレーとして，瞬時要素付過電流リレー（または高速度過電流リレーおよび限時過電流リレー）ならびに地絡過電流リレーを設置していただきます。

ロ　変圧器のインピーダンスが小さくイの過電流リレーでは系統側保護装置と協調が困難な場合，または，系統安定上高速に受電設備をしゃ断する必要がある場合は，比率差動リレー等を設置していただきます。

(2) 変圧器の内部故障，変圧器の１次側または２次側故障および変圧器の過負荷保護のため，比率差動リレー，瞬時要素付過電流リレー（または高速

度過電流リレーおよび限時過電流リレー）等を設置していただきます。

(3) 系統故障時の送電線保護装置が必要となる場合は，連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

31　保護リレーの設置場所

保護リレーは，連系用しゃ断器の系統側または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

32　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次によります。

(1) 地絡保護用リレーは，零相回路設置とすること。

(2) 短絡保護用リレーは，３相設置とすること。

33　しゃ断箇所

しゃ断箇所は，連系用しゃ断器としていただきます。ただし，29（保護装置の設置）(2)において変圧器１次（系統側）しゃ断器と連系用しゃ断器とが異なる場合は，変圧器１次（系統側）しゃ断器とすることができます。

34　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

35　中性点接地装置の設置と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

36　変圧器定数

連系する系統の状況により，送電線の保護協調等のためにインピーダンスの値を当社から指定することがあります。

37　受電地点および供給地点の電圧変動

受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。

38　電圧フリッカおよび電圧変動

系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

39　瞬時電圧低下

落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。

40　進相用コンデンサの運用

進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。

(1) 夜間および休日等の軽負荷時には進み力率とならないようにすること。

(2) 技術上必要がある場合は，当社からの依頼にもとづいて進相用コンデンサを開閉すること。

(3) (1)および(2)の対策が実施できるように，原則として，進相用コンデンサの適当な容量ごとに開閉器を設置すること。

41 高　調　波

需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。

(1) 高調波流出電流の算出

イ　次のいずれかに該当する需要者（以下「対象者」といいます。）が高調波発生機器（300ボルト以下で使用する定格電流が１相当たり20アンペア以下の電気・電子機器〔家電・汎用品〕を除きます。以下同じとします。）を新設，増設または更新する等の場合は，ロにより高調波流出電流を算出していただきます。

なお，設備の新増設等により，新たに対象者となる場合もロにより高調波流出電流を算出していただきます。

(ｲ) 22キロボルトまたは33キロボルトの系統に連系する需要者で，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える場合

(ﾛ) 77キロボルト以上の系統に連系する需要者で，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える場合

ロ　高調波流出電流の算出方法は，次によります。

(ｲ) 高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

(ﾛ) 高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

(ﾊ) 対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

(ﾆ) 対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(2) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，第４表に示す１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に，系統を利用する規模（キロワット）を乗じた値といたします。

第４表　１キロワット当たりの高調波流出電流上限値（ミリアンペア）

連系する系統の電圧(ｷﾛﾎﾞﾙﾄ)	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
77	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05

(3) 高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)で算出された高調波流出電流が(2)の高調波流出電流の上限値をこえる場合は，必要に応じて，高調波流出電流が高調波流出電流の上限値以下となるよう対策を講じていただきます。

42 連 絡 体 制

(1) 需要者と当社の給電制御所等との間には，電力保安通信用電話設備を設置するものといたします。ただし，22キロボルトまたは33キロボルトの特別高圧電線路と連系する場合または当社の供給区域外にて受電設備を運転制御する場合等については，別途協議させていただきます。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と需要者との間に，必要に応じ，系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次の情報といたします。

第５表　テレメータ

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力量
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧

第６表　スーパービジョン

情報種別	情報内容
スーパービジョン	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	受電用保護リレーの動作状態
	母線（または構内）保護リレーの動作状態
	ケーブル故障区間検出装置の動作状態
	受電自動切替装置の切替開閉器の状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの切替開閉器の状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの切替開閉器の異常表示
	線路側断路器の操作機能ロック状態

別冊４　標準設計基準

別　冊　４

標 準 設 計 基 準

１　適　　用

この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，本則Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計工事費の算定に適用いたします。ただし，地形上その他周囲の状況等からこの基準によりがたい場合で特別な施設を要するときは，この基準の規定にかかわらず技術的に適当と認められる特殊な設計により施設するものといたします。この場合，その設計を標準設計といたします。なお，この基準に明記されていない事項については，法令で定める技術基準その他の法令等または当社設計指針等にもとづき，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

２　単　　位

この基準においては，単位を次の記号で表示いたします。

単　　位	記　　号
ボ　ル　ト	Ｖ
キ ロ ボ ル ト	ｋＶ
ア　ン　ペ　ア	Ａ
キロボルトアンペア	ｋＶＡ
メ　ー　ト　ル	ｍ
ミリメートル	ｍｍ
平方センチメートル	cm^2
平方ミリメートル	mm^2
ミ リ グ ラ ム	ｍｇ

３　低圧または高圧電線路

(1) 一般基準

イ　電圧降下の限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の限度は，第１表の値を標準といたします。

第１表　　電圧降下の限度

公称電圧 / 地域区分	低　　圧		高　　圧
	100Ｖ	200Ｖ	6.6ｋＶ
変圧器のタップが一種類の地域	６Ｖ	20Ｖ	200Ｖ
変圧器のタップが複数混在する地域			340Ｖ

この場合の電線路とは，受電地点から受電地点に最も近い当社の発変電所の引出口までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発変電所の引出口または供給用変圧器の引出側接続点までといたします。

ロ　経 過 地

低圧または高圧電線路の経過地は，用地事情および保守保安上に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ハ　電線路の種類

低圧または高圧電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は，他の方法によります。

(2) 架空電線路

イ　施設方法

(ｲ) 低圧または高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線の張替え，または負荷の分割のうち，線路の保守保安に支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

(ﾛ) 高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

ロ　支持物の種類

低圧または高圧架空電線路の支持物の標準は，原則として工場打鉄筋コンクリート柱といたします。ただし，工場打鉄筋コンクリート柱を使用することが地形上または技術上適当でない場合は，他の支持物を使用いたします。

ハ　径　　間

低圧または高圧架空電線路の径間は，第２表の値を標準といたします。ただし，施設場所の状況により建造物，地形等の関係からこの値以外とすることがあります。

第２表　　径　　間

施 設 地 域	径　　間
市　街　地	30ｍ～40ｍ
そ　の　他	40ｍ～50ｍ

ニ　支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，施設場所の状況に応じて，根入れ，電線の弛度，装柱，他物との離隔等を考慮し，当社が第３

表から選定いたします。ただし，施設場所の状況により，第３表の長さ以外の支持物が必要な場合は，この長さ以外のものといたします。

第３表　　支持物の長さ

長　　さ（m）			
10	12	14	16

ホ　が い し

低圧または高圧架空電線路で使用するがいしは，第４表のものといたします。

第４表　　がいしの種類

	引通箇所	引留箇所
低圧引込	ＤＶ線引留がいし 縁廻しがいし	低圧引留がいし
低　　圧	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
高　　圧	高圧中実がいし	高圧耐張がいし

ヘ　電線の種類および太さ

(ｲ) 低圧または高圧架空電線には，絶縁電線（硬銅線）を使用いたします。ただし，技術上，経済上，硬銅線を使用することが適当でない場合は，アルミ線を使用することがあります。

(ﾛ) 電線の太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，機械的強度等を考慮して第５表の値を最低限度として第６表により選定いたします。

第５表　　架空電線の太さの最低限度

	心線の種類	太　　さ
低圧引込	硬　銅　線	直　径　2.6mm
低　　圧	硬　銅　線	直　径　4.0mm
高　　圧	硬　銅　線	直　径　5.0mm

（注）　低圧引込については，動力引込線等で諸条件を考慮して技術的に2.0mmが適当な場合は，第５表にかかわらず2.0mmを使用いたします。

第６表　　電線の種類，太さおよび許容電流

種類および太さ			低圧絶縁電線			高圧絶縁電線	
			引込用ビニル絶縁電線（ＤＶ２コより）	引込用ビニル絶縁電線（ＤＶ３コより）	屋外用ビニル絶縁電線（ＯＷ）	屋外用ポリエチレン絶縁電線（ＯＥ）	水密型屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線（ＯＣＷ）
硬銅線	単線	2.6mm	38Ａ	34Ａ	－	－	－
		3.2mm	50Ａ	44Ａ	－	－	－
		4.0mm	－	－	78Ａ	－	－
		5.0mm	－	－	103Ａ	124Ａ	－
	より線	14mm^2	70Ａ	62Ａ	－	－	－
		22mm^2	92Ａ	80Ａ	－	－	－
		38mm^2	130Ａ	113Ａ	－	－	－
		60mm^2	174Ａ	152Ａ	206Ａ	－	300Ａ
		100mm^2	238Ａ	209Ａ	－	－	－
		125mm^2	－	－	－	－	490Ａ

（注）　単相３線式の引込線で使用する場合は，ＤＶ２コよりの許容電流を適用いたします。

ト　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，第７表より技術上，経済上適正なものを選定い

たします。ただし，技術上，経済上，第７表の容量の柱上変圧器を使用することが適当でない場合は，他の容量の柱上変圧器を使用することがあります。

第７表　　柱上変圧器の容量

容　　量（ｋＶＡ）		
5	10	20
30	50	75

チ　開閉器の施設

高圧架空電線路の操作上，保守上必要な場合には，電線路の必要な箇所に，手動開閉器を施設いたします。ただし，技術上，経済上手動開閉器を施設することが適当でない場合には，他の種類の開閉器を施設することがあります。

リ　その他装柱，付属品等に関する事項

(ｲ) 低圧または高圧架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，原則として水平配列または垂直配列といたします。ただし，他の工作物，樹木等との離隔がとれない場合または技術上適当でない場合は，他の適当な装柱といたします。

(ﾛ) 支柱，支線柱等は，支持物強度の一部を安全に分担できる種類と長さのものを使用いたします。

(ﾊ) 変圧器の１次側に使用する開閉器には，高圧カットアウトを使用いたします。

(ﾆ) 変圧器，機器を取り付ける場合の接地工事は，実施設計を標準設計といたします。

(3) 地中電線路

イ　施設方法

低圧または高圧地中電線路の施設方法は，管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

(ｲ) 直接埋設式

構内等で車両その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，かつ，再掘削が支障なく行なわれる場合

(ﾛ) 暗きょ式

構内等で当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合および終端部等で必要な場合

ロ　ケーブルの種類および太さ

低圧または高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，施設方法等を考慮して第８表より選定いたします。ただし，技術上，経済上，銅ケーブル線を使用することが適当でない場合は，アルミケーブル線を使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

第８表　　ケーブルの種類

電　　圧	種　　類	導体種別	線心数	公称断面積（mm^2）
100Ｖまたは200Ｖ	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル	銅	2 3 4	14, 22, 60, 150, 250, 400
6.6ｋＶ	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル （トリプレックス型ＣＶ）	銅	3	22, 38, 60, 150, 250, 400

ハ　変圧器塔，開閉器，電気室および分岐接続体の施設

(ｲ) 変圧器塔は，地中配電線路において，変圧器を設置する場合に使用いたします。

(ﾛ) 開閉器は，地中配電線路の操作上，保守上必要な箇所に使用いたします。

(ﾊ) 電気室は，中高層集合住宅等で低圧引込線により供給することが技術上，保安上困難な場合，または将来困難になることが予想される場合に使用いたします。

(ﾆ) 分岐接続体は，ケーブルを分岐する場合に使用いたします。

(4) 特殊地域の施設

イ　塩害発生のおそれが多い地域に施設する電線路には，その規模に応じて耐塩がいし類，耐塩柱上変圧器その他技術上，経済上合理的な耐塩施設を設置いたします。

ロ　雷雨発生のおそれが多い地域に施設する電線路には，避雷器，アークホーンその他技術上，経済上合理的な耐雷施設を設置いたします。

ハ　雪害のおそれが多い地域に施設する電線路には，難着雪電線その他技術上，経済上合理的な耐雪施設を設置いたします。

4　特別高圧電線路

(1) 一般基準

イ　電圧降下の限度

電線路の電圧降下の限度は，第９表の値を標準といたします。

第９表　　電圧降下の限度

公　称　電　圧(kV)	22	33	77	154
電圧降下の限度(kV)	2	3	7	14

この場合の電線路とは，受電地点から受電地点に最も近い当社の発変電所の引出口までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発変電所の引出口までといたします。

ロ　経過地等

電線路の分岐点の位置および経過地は，用地事情および保守保安上に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ハ　電線路の種類

電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は，他の方法によります。

(2) 架空電線路

イ　施設方法

(ｲ) 架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電

線張替え等のうち，技術上または用地の確保が著しく困難な場合を除き，経済的な方法により施設いたします。

(ﾛ) 他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，原則として電圧の高いものを上部とし，電圧の低いものを下部といたします。

ロ　支持物の種類

支持物の種類は，原則として鉄塔といたします。ただし，施設場所の状況等に応じ鉄筋コンクリート柱，パンザーマスト柱等の支持物を使用することがあります。

ハ　径　　間

径間は，第10表の値を標準といたします。

第10表　　径　　間

支持物の種類	径　　間
鉄　　塔	200m～350m
そ　の　他	70m～150m

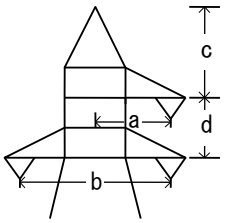
ニ　電線間隔

電線間隔は，第11表の値を標準といたします。ただし，気象，地形条件または用地事情等により増減することがあります。

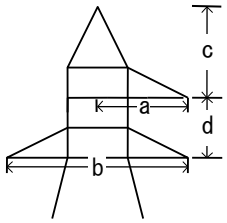
第11表　　電線間隔

鉄塔使用の場合　　（単位：m）

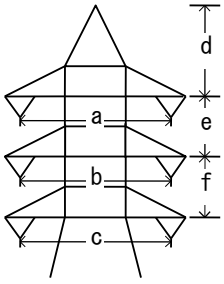
公称電圧		33kV以下		77kV		154kV	
		懸垂	耐張	懸垂	耐張	懸垂	耐張
1回線	a	1.35	1.55	2.0	2.1	3.5	3.5
	b	3.0	3.6	4.0	4.2	7.0	7.0
	c	—	—	2.4	3.3	4.0	6.5
	d	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1
2回線	a	2.8	3.1	4.0	4.2	7.0	7.0
	b	2.9	3.3	4.0	4.2	7.0	7.0
	c	3.0	3.4	4.0	4.2	7.0	7.0
	d	—	—	2.4	3.3	4.0	6.5
	e	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1
	f	1.8	1.8	3.0	2.5	4.5	4.1



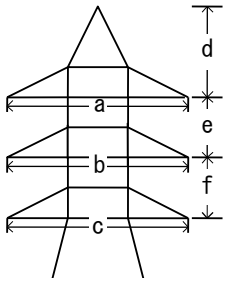
1回線(懸垂)



1回線(耐張)



2回線(懸垂)



2回線(耐張)

ホ　が い し

(ｲ) がいしは，懸垂がいし，長幹がいし，長幹支持がいし，ＬＰがいし

またはＳＰがいしを使用いたします。

(ﾛ) 懸垂がいしの連結個数は，第12表の値を標準といたします。また，その他のがいしを使用する場合も，これに準じます。

第12表　　懸垂がいし（直径250㎜）連結個数

塩分付着密度 (mg／cm^2)		0.063	0.125	0.25	0.5	海水のしぶきを直接かぶる地区	
						懸垂	耐張
公称電圧 (kV)	22	2	2	2	2	3	3
	33	3	3	3	3	4	4
	77	6	6	6	7	10	8
	154	10	11	12	14	19	16

(注)　工場地帯等のとくに煙じん汚損の程度が著しいところに設置する場合は，上記の個数にさらに１または２個追加することがあります。

(ﾊ) 原則としてアークホーンを取り付けます。

ﾍ　電線の種類および太さ

(ｲ) 電線の種類は，原則としてアルミ覆鋼心アルミより線，またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線といたします。ただし，腐食のおそれがある場合等特別の場合には，他の適当な電線を使用することがあります。

(ﾛ) 電線の太さは，第13表のうち，許容電流，電圧降下，短絡電流，機械的強度等を考慮して必要最小の太さのものを使用いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係上既設架空電線と協調する太さのものを使用することがあります。

第13表　　電線の太さおよび許容電流

アルミ覆鋼心アルミより線		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線	
公称断面積	許容電流	公称断面積	許容電流
－	－	1,160mm^2	2,611A
－	－	810mm^2	2,031A
－	－	610mm^2	1,706A
410mm^2	846A	410mm^2	1,349A
240mm^2	608A		
160mm^2	467A		
80mm^2	298A		

（注）アルミ覆鋼心アルミより線80mm^{2}は，上位電線と併架する場合および塩害または重化学工業による腐食のおそれがある地域には使用いたしません。

ト　架空地線

(ｲ) 架空地線は，原則として１条を施設いたします。

(ﾛ) 架空地線の種類および太さは，機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要のある場合および腐食のおそれのある場合等特別の場合を除き，その線路の設計条件にもとづいて第14表から選定いたします。

第14表　　架空地線

地 線 種 類	太 さ（mm^2）
アルミ覆鋼より線	55,70

チ　地 上 高

電線の最低地上高は，建造物等との離隔を考慮し，第15表の値を標準

といたします。ただし，施設場所における建造物等の状況から，この値以外とすることがあります。

第15表　　電線の最低地上高

公称電圧 / 地域	33kV以下	77kV	154kV
高層化地域，高層化が予想される地域	22m	23m	24m
市街化区域，および都市周辺部で建造物が密集している地域，または密集が予想される地域	18m	19m	20m
市街化調整区域，および村落の周辺部で耕作地が多く，建造物が散在する地域で人の往来の多い箇所	15m	16m	17m
山地・山林地域	樹種・樹高により個別設定		

リ　そ の 他

搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止するライントラップを施設いたします。

(3) 地中電線路

イ　施設方法

地中電線路の施設方法は，管路式を標準とし，原則として予備孔（点検孔）１孔を設けます。ただし，構内等で当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合および終端部等で必要な場合は，暗きょ式によることがあります。

ロ　ケーブルの種類および太さ

ケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下，短絡電流，施設方法等を考慮して，原則として第16表により選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

第16表　　ケーブルの種類および太さ

公称電圧	22kV	33kV	77kV		154kV	
種類	CVｹｰﾌﾞﾙ	CVｹｰﾌﾞﾙ	CVｹｰﾌﾞﾙ		CVｹｰﾌﾞﾙ	
線心数	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心
	60	60	80	600	200	200
	100	100	100	800	250	250
公	150	150	150	1,000	325	325
称	200	200	200	1,200	400	400
断	250	250	250	1,500	－	600
面	325	325	325	2,000	－	800
積	400	400	400	2,500	－	1,000
(mm^2)	600	600	600	－	－	1,200
	－	－	－	－	－	1,500
	－	－	－	－	－	2,000
	－	－	－	－	－	2,500

ハ　そ の 他

(ｲ) 架空地中混用および途中分岐する電線路には，故障区間検出装置を施設する場合があります。

(ﾛ) 架空地中混用電線路で雷サージによってケーブルが損傷するおそれがある場合は，避雷器を施設いたします。

５　変 電 設 備

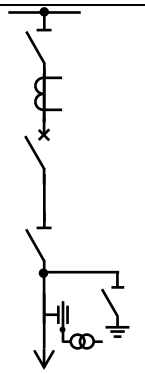
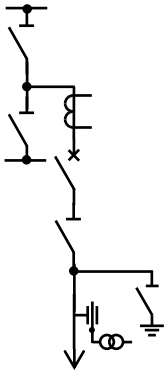
(1) 一般基準

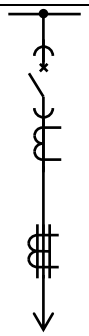
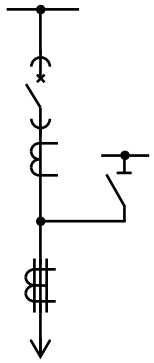
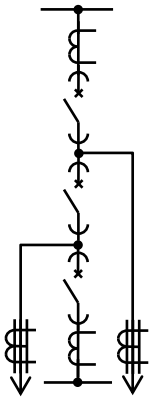
電線路の引出口設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。ただし，スペース上制約がある場合等は，他の方法によります。

(2) 結線方法

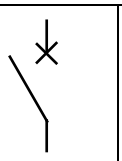
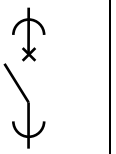
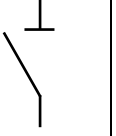
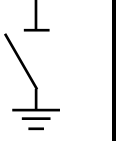
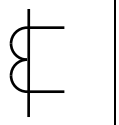
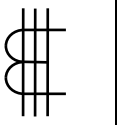
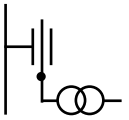
結線方法および主要機器取付台数は，第17表を標準といたします。

第17表　　結線方法および主要機器取付台数

区分		結線方法	機器名	台数
特別高圧	①単母線		しゃ断器 断路器 変流器 検圧装置 配電盤	1台 2台 3台 1台 1式
	②複母線		しゃ断器 断路器 変流器 検圧装置 配電盤	1台 3台 3台 1台 1式

区分		結線方法	機器名	台数
高圧	③単母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 2台 1台 1式
	④補助母線付		しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 1台 2台 1台 1式
	⑤1 1—2母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	3台 4台 2台 1式

(注) 1　①の場合で，しゃ断器が引出式のときには，断路器が２台省略されます。
2　②の場合で，しゃ断器が引出式のときには，断路器が１台省略されます。
3　①，②の場合は，接地装置を線路側に１台設置することを原則といたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも設置することがあります。
4　⑤は２線路分の引出口を示します。

凡例	しゃ断器		断路器	接地装置
		 (引出式)		
	変流器	零相 変流器	検圧装置	
				

(3) しゃ断器，断路器および変流器

イ　しゃ断器，断路器および変流器は，当社で一般的に使用しているもののうち，その回路電圧に応じ最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，原則として５年程度を目標といたします。

(4) 検圧装置

検圧装置は，当社で一般的に使用しているもののうち，その回路電圧に応じ使用負担から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(5) 配 電 盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチおよび運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

(6) 保護装置

電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するため

の必要な装置を取り付けます。

なお，電線路のすべてが地中電線路である特別高圧電線路の場合を除き，原則として自動再閉路継電装置を施設いたします。

６　電力保安通信設備

(1) 電力保安通信用電話設備

イ　一般基準

(ｲ) 電力保安通信用電話設備は，法令で定めるところにより施設いたします。

(ﾛ) 電力保安通信用電話設備は，架空電話線または地中電話線のうち，保安上の重要度および経済性を考慮し，適当な方法により施設いたします。

ロ　架空電話線

(ｲ) 光ファイバケーブルは，４心を標準とし，架空電線路への添架により施設いたします。また，光通信装置をあわせて施設いたします。

(ﾛ) 通信用ケーブルは，ポリエチレン絶縁ビニル被覆通信ケーブル（0.9㎜×５対）を標準とし，原則として35ｋＶ未満の架空電線路への添架により施設いたします。

ハ　地中電話線

(ｲ) 光ファイバケーブルは，４心を標準とし，地中電線路の施設方法に準じて施設いたします。また，光通信装置をあわせて施設いたします。

(ﾛ) 通信用ケーブルは，ポリエチレン絶縁ポリエチレン被覆通信ケーブル（0.9㎜×５対）を標準とし，地中電線路の施設方法に準じて施設いたします。

ニ　呼出方式

電力保安通信用電話設備における呼出方式は，ダイヤル呼出方式を標準といたします。

(2) 電力保安通信用信号設備

電力保安通信用信号設備は，電力系統の保護および運転上必要な場合に技術的および経済的に適当な方法により施設いたします。

なお，この場合，(1)ロまたはハに準じて施設いたします。

(3) 保安装置

保安装置は，保安の必要に応じて施設いたします。

電気事業法施行規則第19条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第 41 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 4 月 26 日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，2022 年 12 月 21 日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，2023 年 12 月末までに導入する整理がなされたことおよび第 46 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 11 月 15 日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第です。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託 送 供 給 等 約 款 新 旧 比 較 表

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
託　送　供　給　等　約　款	託　送　供　給　等　約　款
~~２０２３年４月１日~~実施	２０２３年１２月２７日実施
中部電力パワーグリッド株式会社	中部電力パワーグリッド株式会社

託送供給等約款（旧） （2023年4月1日実施）	託送供給等約款（新） （2023年12月27日実施予定）

目　　次

Ⅰ　総　　則	1
1　適　　用	1
2　約款の認可および変更	2
3　定　　義	3
4　代表契約者の選任	10
5　託送供給等に係る取扱い	10
6　単位および端数処理	11
7　そ　の　他	12
Ⅱ　契約の申込み	13
8　契約の要件	13
9　検討および契約の申込み	17
10　契約の成立および契約期間	27
11　託送供給等の開始	28
12　託送供給等の準備に対する協力	29
13　電気方式，電圧および周波数	29
14　発電場所および需要場所	32
15　契約および託送供給等の単位	35
16　承諾の限界	~~39~~
17　契約書の作成	40
Ⅲ　サービスおよび料金	41
18　サ ー ビ ス	41
19　料　　金	41
20　接続送電サービス	44
21　臨時接続送電サービス	75
22　振替送電サービス	86
23　予備送電サービス	86
24　発電量調整受電計画差対応電力	89
25　接続対象計画差対応電力	90
26　需要抑制量調整受電計画差対応電力	92
27　給電指令時補給電力	93
Ⅳ　料金の算定および支払い	~~95~~
28　料金の適用開始の時期	~~95~~
29　検　針　日	~~95~~
30　料金の算定期間	~~97~~
31　計　　量	~~98~~
32　電力および電力量の算定	~~98~~

Ⅰ　総　　則	1
1　適　　用	1
2　約款の認可および変更	2
3　定　　義	3
4　代表契約者の選任	10
5　託送供給等に係る取扱い	10
6　単位および端数処理	11
7　そ　の　他	12
Ⅱ　契約の申込み	13
8　契約の要件	13
9　検討および契約の申込み	17
10　契約の成立および契約期間	27
11　託送供給等の開始	28
12　託送供給等の準備に対する協力	29
13　電気方式，電圧および周波数	29
14　発電場所および需要場所	32
15　契約および託送供給等の単位	35
16　承諾の限界	40
17　契約書の作成	40
Ⅲ　サービスおよび料金	41
18　サ ー ビ ス	41
19　料　　金	41
20　接続送電サービス	44
21　臨時接続送電サービス	75
22　振替送電サービス	86
23　予備送電サービス	86
24　発電量調整受電計画差対応電力	89
25　接続対象計画差対応電力	90
26　需要抑制量調整受電計画差対応電力	92
27　給電指令時補給電力	93
Ⅳ　料金の算定および支払い	96
28　料金の適用開始の時期	96
29　検　針　日	96
30　料金の算定期間	98
31　計　　量	99
32　電力および電力量の算定	99

託送供給等約款（旧） （2023年4月1日実施）	託送供給等約款（新） （2023年12月27日実施予定）
33　損　失　率 …… ~~114~~	33　損　失　率 …… 124
34　料金の算定 …… ~~115~~	34　料金の算定 …… 124
35　支払義務の発生および支払期日 …… ~~119~~	35　支払義務の発生および支払期日 …… 128
36　料金その他の支払方法 …… ~~121~~	36　料金その他の支払方法 …… 130
37　保　証　金 …… ~~124~~	37　保　証　金 …… 134
38　連帯責任 …… ~~127~~	38　連帯責任 …… 136
Ⅴ　供　　給 …… ~~128~~	**Ⅴ　供　　給** …… 138
39　託送供給等の実施 …… ~~128~~	39　託送供給等の実施 …… 138
40　受電および供給の中止 …… ~~132~~	40　受電および供給の中止 …… 142
41　給電指令の実施等 …… ~~132~~	41　給電指令の実施等 …… 142
42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 … ~~133~~	42　受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済 … 144
43　適正契約の保持等 …… ~~138~~	43　適正契約の保持等 …… 148
44　契約超過金 …… ~~139~~	44　契約超過金 …… 149
45　力率の保持 …… ~~140~~	45　力率の保持 …… 150
46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… ~~141~~	46　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 151
47　託送供給等にともなう技術要件等 …… ~~142~~	47　託送供給等にともなう技術要件等 …… 152
48　託送供給等の停止 …… ~~142~~	48　託送供給等の停止 …… 153
49　託送供給等の停止の解除 …… ~~144~~	49　託送供給等の停止の解除 …… 155
50　託送供給停止期間中の料金 …… ~~145~~	50　託送供給停止期間中の料金 …… 155
51　違　約　金 …… ~~145~~	51　違　約　金 …… 155
52　損害賠償の免責 …… ~~145~~	52　損害賠償の免責 …… 156
53　設備の賠償 …… ~~147~~	53　設備の賠償 …… 157
Ⅵ　契約の変更および終了 …… ~~148~~	**Ⅵ　契約の変更および終了** …… 158
54　契約の変更 …… ~~148~~	54　契約の変更 …… 158
55　名義の変更 …… ~~149~~	55　名義の変更 …… 159
56　契約の廃止 …… ~~150~~	56　契約の廃止 …… 160
57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… ~~151~~	57　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 161
58　解　約　等 …… ~~156~~	58　解　約　等 …… 166
59　契約消滅後の債権債務関係 …… ~~158~~	59　契約消滅後の債権債務関係 …… 168
Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事 …… ~~159~~	**Ⅶ　受電および供給の方法ならびに工事** …… 169
60　受電地点，供給地点および施設 …… ~~159~~	60　受電地点，供給地点および施設 …… 169
61　架空引込線 …… ~~161~~	61　架空引込線 …… 171
62　地中引込線 …… ~~163~~	62　地中引込線 …… 173
63　連接引込線等 …… ~~165~~	63　連接引込線等 …… 175
64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… ~~166~~	64　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 176
65　引込線の接続 …… ~~166~~	65　引込線の接続 …… 176
66　計量器等の取付け …… ~~166~~	66　計量器等の取付け …… 176
67　専用供給設備 …… ~~168~~	67　専用供給設備 …… 178

託送供給等約款（旧） （2023年4月1日実施）	託送供給等約款（新） （2023年12月27日実施予定）
68　電流制限器の取付け……170	68　電流制限器の取付け……180
Ⅷ　工事費の負担……171 69　工事費の負担方法……171 70　受電地点への供給設備の工事費負担金……174 71　受電用計量器等の工事費負担金……179 72　会社間連系設備の工事費負担金……180 73　一般供給設備の工事費負担金……180 74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金……184 75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金……186 76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定……187 77　工事費負担金の申受けおよび精算……190 78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……193 79　臨時工事費……194 80　工事費負担金契約等の締結……195	**Ⅷ　工事費の負担**……181 69　工事費の負担方法……181 70　受電地点への供給設備の工事費負担金……184 71　受電用計量器等の工事費負担金……189 72　会社間連系設備の工事費負担金……190 73　一般供給設備の工事費負担金……190 74　供給地点への特別供給設備の工事費負担金……194 75　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金……196 76　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定……197 77　工事費負担金の申受けおよび精算……200 78　託送供給等の開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……203 79　臨時工事費……204 80　工事費負担金契約等の締結……205
Ⅸ　保　　安……196 81　保安の責任……196 82　保安等に対する発電者および需要者の協力等……196 83　調　　査……197 84　調査等の委託……198 85　調査に対する需要者の協力……198 86　検査または工事の受託……198 87　自家用電気工作物……199	**Ⅸ　保　　安**……206 81　保安の責任……206 82　保安等に対する発電者および需要者の協力等……206 83　調　　査……207 84　調査等の委託……208 85　調査に対する需要者の協力……208 86　検査または工事の受託……208 87　自家用電気工作物……209
附　　則	**附　　則**
別　　表	**別　　表**

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から申込みをしていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み イ～ロ　（略） ハ　検討期間および調査料 (ｲ) （略） (ﾛ) 検討料 当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき (2)～(7)　（略）	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者，発電契約者または需要抑制契約者から申込みをしていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み イ～ロ　（略） ハ　検討期間および調査料 (ｲ) （略） (ﾛ) 検 討 料 当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。 (2)～(7)　（略）
Ⅲ　サービスおよび料金	**Ⅲ　サービスおよび料金**
27　給電指令時補給電力 (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ～ロ　（略） ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，32（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ（略） (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ～ロ　（略） ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，32（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	**27　給電指令時補給電力** (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ～ロ　（略） ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，32（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　（略） (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ～ロ　（略） ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，32（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
32　電力および電力量の算定 (1)～(17)　（略） (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計値といたします。 イ　（略） ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，~~(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，~~次の~~算式により~~算定された値といたします。~~ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	**32　電力および電力量の算定** (1)～(17)　（略） (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計値といたします。 イ　（略） ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b 41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c 41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d 41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a 41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（41〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（41〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d　41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e 41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 (c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計値といたします。 イ （略） ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合~~または~~ 41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計値といたします。 イ （略） ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の算式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
(20)～(28) （略）	(20)～(28) （略）
Ⅴ 供 給	**Ⅴ 供 給**
41 給電指令の実施等 (1) （略） (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者に発電もしくは放電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電	**41 給電指令の実施等** (1) （略） (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者に発電もしくは放電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電

託送供給等約款（旧） （2023 年 4 月 1 日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者に発電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ～ニ　（略） ~~ホ~~　その他電気の需給上または保安上必要がある場合 (3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロまたは~~ホ~~のときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者に発電を調整し，もしくは中止していただき，需要者に電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ～ニ　（略） ホ イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ヘ イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合 (3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止していただき，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
70　受電地点への供給設備の工事費負担金 (1)　（略） (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない，当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ)～(ﾛ)　（略） (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（2015年12月18日付け20150731資第53号認可。）69（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ) ａ ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　（略） ロ　（略） (3)～(4)　（略） (5) 工事費の算定	**70　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　（略） (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を希望され，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない，当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ)～(ﾛ)　（略） (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（2015年12月18日付け20150731資第53号認可。）69（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ) ａ ただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　（略） ロ　（略） (3)～(4)　（略） (5) 工事費の算定

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ～ハ　（略） ニ　使用開始後３年以内の特別高圧の供給設備を受電側接続設備として利用する場合は，新たに利用する部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。 ホ (2)イ(ハ)の場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）とみなします。 (6)～(7)　（略）	(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ～ハ　（略） ニ　使用開始後３年以内の特別高圧の供給設備を受電側接続設備として利用する場合は，新たに利用する部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。 ホ (2)イ(ハ)の場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。 (6)～(7)　（略）
附　　則	附　　則
１　この約款の実施期日 この約款は，~~2023年４月１日~~から実施いたします。	１　この約款の実施期日 この約款は，2023年12月27日から実施いたします。
５　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） (1)～(4)　（略） (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ～ハ　（略） ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，27（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 ~~ただし~~，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，27（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，27（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給	５　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） (1)～(4)　（略） (5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ～ハ　（略） ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，27（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，27（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 この場合，27（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
について，それぞれ27（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。 ホ～ト　（略） ~~ヘ~~ 契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ~~ト ヘ~~で定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。 ~~チ~~ この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。 (6)～(9)　（略）	について，それぞれ27（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。 ホ～ト　（略） チ ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 リ 契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。 ヌ リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。 ル この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。 (6)～(9)　（略）
10　軽負荷期等における電気の使用に係る別措置 (1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ～ロ　（略） ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，20（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，20（接続送電サービス）(2)ニの不足電力分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力は，その１月の最大需要電力から20（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ～ホ　（略） (2)　（略）	10　軽負荷期等における電気の使用に係る別措置 (1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 イ～ロ　（略） ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，20（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，20（接続送電サービス）(2)ニの不足電力分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から20（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ～ホ　（略） (2)　（略）
12　バランシンググループの設定に係る特別措置 （略） (1)～(3)　（略） (4) 料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，24（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，42(受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済)(2)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	12　バランシンググループの設定に係る特別措置 （略） (1)～(3)　（略） (4) 料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，24（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，42(受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済)(2)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

託送供給等約款（旧） （2023年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023年12月27日実施予定）
(ﾛ)（略） ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，25（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)（略） ハ　（略） ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，27（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　（略） c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　（略） (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　（略） c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	(ﾛ)（略） ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，25（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)（略） ハ　（略） ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，27（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(1)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　（略） c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　（略） (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　（略） c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，42（受電および供給の中止または給電指令の実施にともなう金銭決済）(2)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5) 電力および電力量の算定 イ～ト （略） チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，32（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，~~30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，~~次の~~算式により~~算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。 ~~ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。~~ ~~発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量~~	(5) 電力および電力量の算定 イ～ト （略） チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，32（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。 (ｲ) 30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の算式により算定された値といたします。

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　41（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	する設備に対して，41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d 当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e 当社または配電事業者が41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，41（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および41（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
	に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 (c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 41（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，41（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の算式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 41（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社~~または~~配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，32（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の算式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，41（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，41（給電指令

託送供給等約款（旧） （2023 年 4 月 1 日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ヌ～ワ　（略） (6)～(7)　（略） (8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　（略） ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (ｲ)～(ﾊ)　（略） ハ　（略） (9)　（略）	の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは41（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ヌ～ワ　（略） (6)～(7)　（略） (8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　（略） ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (ｲ)～(ﾊ)　（略） (ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 ハ　（略） (9)　（略）
~~15　料金についての切替措置~~ ~~2023 年 4 月 1 日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，34（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。~~ ~~なお，電力量料金は，料金の算定期間における 2023 年 4 月 1 日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~	（削　除）
別　　表	別　　表
4　負荷設備の入力換算容量 (1)～(3)　（略） (4) 電気溶接機	4　負荷設備の入力換算容量 (1)～(3)　（略） (4) 電気溶接機

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本~~工業~~規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力(キロワット)＝最大定格１次入力(キロボルトアンペア)×70パーセント ロ　イ以外の場合 入力(キロワット)＝実測した１次入力(キロボルトアンペア)×70パーセント (5)　(略)	電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力(キロワット)＝最大定格１次入力(キロボルトアンペア)×70パーセント ロ　イ以外の場合 入力(キロワット)＝実測した１次入力(キロボルトアンペア)×70パーセント (5)　(略)

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款（別冊） ［系統連系技術要件・標準設計基準］	託 送 供 給 等 約 款（別冊） ［系統連系技術要件・標準設計基準］

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款（別冊） ［系統連系技術要件・標準設計基準］ 目　　次	託 送 供 給 等 約 款（別冊） ［系統連系技術要件・標準設計基準］ 目　　次
別冊１　系統連系技術要件（低圧）..... 1 別冊２　系統連系技術要件（高圧）..... 18 別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）..... 42 別冊４　標準設計基準 74	別冊１　系統連系技術要件（低圧）..... 1 別冊２　系統連系技術要件（高圧）..... 18 別冊３　系統連系技術要件（特別高圧）..... 42 別冊４　標準設計基準 74

<table>
<tr><th>託送供給等約款（旧）
（2023 年４月１日実施）</th><th>託送供給等約款（新）
（2023 年 12 月 27 日実施予定）</th></tr>
<tr><td>別　冊　１

系統連系技術要件（低圧）

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件</td><td>別　冊　１

系統連系技術要件（低圧）

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件</td></tr>
<tr><td>19　需給バランス制約による発電出力の抑制
(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備~~および~~風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント~~刻み~~といたします。）で発電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。
(2)　（略）</td><td>19　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制
(1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。
なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。
(2)　（略）</td></tr>
<tr><td>（新　設）</td><td>20　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制
逆潮流のある発電設備等のうち出力が10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。</td></tr>
<tr><td>~~20~~　サイバーセキュリティ対策
サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。
(1)～(3)　（略）</td><td>21　サイバーセキュリティ対策
サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。
(1)～(3)　（略）</td></tr>
<tr><td>~~21~~　発電機諸元
当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）
なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

<table>
<tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr>
<tr><td rowspan="8">共通</td><td rowspan="3">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr>
<tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr>
<tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr>
<tr><td rowspan="2">構内設備</td><td>高調波発生機器と高調波対策資料</td></tr>
<tr><td>電圧フリッカの発生源と対策設備資料</td></tr>
<tr><td rowspan="6">保護装置</td><td>設置要素</td></tr>
<tr><td>設置場所</td></tr>
<tr><td>設置相数</td></tr>
<tr><td>解列箇所</td></tr>
<tr><td>整定範囲</td></tr>
<tr><td>整定値</td></tr>
</table>
</td><td>22　発電機諸元
当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）
なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

<table>
<tr><th>電源種</th><th>設備</th><th>諸元</th></tr>
<tr><td rowspan="8">共通</td><td rowspan="3">発電プラント</td><td>定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）</td></tr>
<tr><td>力率（定格，運転可能範囲）</td></tr>
<tr><td>単線結線図，系統並解列箇所</td></tr>
<tr><td rowspan="2">構内設備</td><td>高調波発生機器と高調波対策資料</td></tr>
<tr><td>電圧フリッカの発生源と対策設備資料</td></tr>
<tr><td rowspan="6">保護装置</td><td>設置要素</td></tr>
<tr><td>設置場所</td></tr>
<tr><td>設置相数</td></tr>
<tr><td>解列箇所</td></tr>
<tr><td>整定範囲</td></tr>
<tr><td>整定値</td></tr>
</table>
</td></tr>
</table>

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）

		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	~~メーカー~~，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラ有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

~~22~~ そ の 他

連系する系統によっては，保護リレーの整定値を当社から指定することがあります。

		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラ有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

23 そ の 他

連系する系統によっては，保護リレーの整定値を当社から指定することがあります。

別 冊 ２

系統連系技術要件（高圧）

Ⅱ 発電設備等の系統連系技術要件

14 逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置を設置する等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

14 逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置を設置する等により，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

19 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

19 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

託送供給等約款（旧） （2023 年 4 月 1 日実施）			託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）		
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）		受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）			インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値			制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）		調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）		しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無			自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素		保護装置	設置要素
		設置場所			設置場所
		設置相数			設置相数
		解列箇所			解列箇所
		整定範囲			整定範囲
		整定値			整定値
		CT 比，VT 比			CT 比，VT 比
		シーケンスブロック			シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス	誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量			限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス	同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数			各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）			慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無			制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）		制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS）			励磁系ブロック（AVR，PSS）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	~~メーカー~~，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		発電機の出力特性	風力	発電プラント 制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法			出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無			蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量	蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス	二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　需給バランス制約による発電出力の抑制 （1）逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備~~および~~風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の~~制限をかけられる~~機能	22　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 （1）逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制が

託送供給等約款（旧） （2023年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023年12月27日実施予定）
を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。 なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 (2)　(略)	できる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。 なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 (2)　(略)
（新　設）	23　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~23~~　連 絡 体 制 発電者の構内故障および系統側の故障等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社の配電設備を管理する事業場等との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のいずれかを用いることができます。 (1)～(3)　(略)	24　連 絡 体 制 発電者の構内故障および系統側の故障等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社の配電設備を管理する事業場等との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のいずれかを用いることができます。 (1)～(3)　(略)
~~24~~　情 報 提 供 系統運用上必要なテレメータ情報等を提供していただくことがあります。	25　情 報 提 供 系統運用上必要なテレメータ情報等を提供していただくことがあります。
~~25~~　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　(略)	26　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　(略)
~~26~~　そ　の　他 (1)～(3)　(略)	27　そ　の　他 (1)～(3)　(略)
Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件	Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件
~~27~~　保 護 協 調 受電設備の異常または故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために，受電設備を当該系統からしゃ断していただきます。	28　保 護 協 調 受電設備の異常または故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために，受電設備を当該系統からしゃ断していただきます。
~~28~~　保護装置の設置 受電設備の短絡または地絡故障時の保護装置として，過電流しゃ断器および地絡しゃ断装置を設置していただきます。	29　保護装置の設置 受電設備の短絡または地絡故障時の保護装置として，過電流しゃ断器および地絡しゃ断装置を設置していただきます。
~~29~~　しゃ断箇所 (1)～(2)　(略)	30　しゃ断箇所 (1)～(2)　(略)
~~30~~　接 地 方 式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	31　接 地 方 式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
~~31~~　**受電地点および供給地点の電圧変動** 受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。	32　**受電地点および供給地点の電圧変動** 受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。
~~32~~　**電圧フリッカおよび電圧変動** 系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を講じていただきます。	33　**電圧フリッカおよび電圧変動** 系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがある場合は，その抑制対策を講じていただきます。
~~33~~　**瞬時電圧低下** 落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。	34　**瞬時電圧低下** 落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。
~~34~~　**進相用コンデンサの運用** 進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。 (1)～(3)　(略)	35　**進相用コンデンサの運用** 進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。 (1)～(3)　(略)
~~35~~　**高　調　波** 需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。 (1)～(3)　(略)	36　**高　調　波** 需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。 (1)～(3)　(略)
別　冊　３ **系統連系技術要件（特別高圧）** **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件**	別　冊　３ **系統連系技術要件（特別高圧）** **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件**
24　需給バランス制約による発電出力の抑制 (1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。 なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 (2)　(略)	**24　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** (1) 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント単位といたします。）で発電・放電出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。 なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 (2)　(略)
（新　設）	**25　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~25~~　**連 絡 体 制** (1)～(2)　(略)	26　**連 絡 体 制** (1)～(2)　(略)

託送供給等約款（旧） （2023 年４月１日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
~~26~~ **電気現象記録装置** 発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含みます。）を設置していただくことがあります。	27 **電気現象記録装置** 発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含みます。）を設置していただくことがあります。
~~27~~ **サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　（略）	28 **サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)～(3)　（略）
Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件	**Ⅲ　需要設備の系統連系技術要件**
~~28~~ **保 護 協 調** 受電設備の故障または系統の故障時に，故障の除去および故障範囲の局限化等を行なうために保護協調を行なっていただきます。 なお，基本的な考え方は，次によります。 (1)～(3)　（略）	29 **保 護 協 調** 受電設備の故障または系統の故障時に，故障の除去および故障範囲の局限化等を行なうために保護協調を行なっていただきます。 なお，基本的な考え方は，次によります。 (1)～(3)　（略）
~~29~~ **保護装置の設置** (1)～(3)　（略）	30 **保護装置の設置** (1)～(3)　（略）
~~30~~ **保護リレーの設置場所** 保護リレーは，連系用しゃ断器の系統側または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	31 **保護リレーの設置場所** 保護リレーは，連系用しゃ断器の系統側または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~31~~ **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は，次によります。 (1)～(2)　（略）	32 **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は，次によります。 (1)～(2)　（略）
~~32~~ **しゃ断箇所** しゃ断箇所は，連系用しゃ断器としていただきます。ただし，29（保護装置の設置）(2)において変圧器１次（系統側）しゃ断器と連系用しゃ断器とが異なる場合は，変圧器１次（系統側）しゃ断器とすることができます。	33 **しゃ断箇所** しゃ断箇所は，連系用しゃ断器としていただきます。ただし，29（保護装置の設置）(2)において変圧器１次（系統側）しゃ断器と連系用しゃ断器とが異なる場合は，変圧器１次（系統側）しゃ断器とすることができます。
~~33~~ **再閉路方式** 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。	34 **再閉路方式** 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。
~~34~~ **中性点接地装置の設置と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。	35 **中性点接地装置の設置と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。
~~35~~ **変圧器定数** 連系する系統の状況により，送電線の保護協調等のためにインピーダンスの値を当社から指定することがあります。	36 **変圧器定数** 連系する系統の状況により，送電線の保護協調等のためにインピーダンスの値を当社から指定することがあります。

託送供給等約款（旧） （2023 年 4 月 1 日実施）	託送供給等約款（新） （2023 年 12 月 27 日実施予定）
~~36~~ **受電地点および供給地点の電圧変動** 受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。	37 **受電地点および供給地点の電圧変動** 受電地点および供給地点の電圧変動により，需要者に操業上支障が生ずるおそれがある場合は，必要に応じて，負荷時タップ切替変圧器または負荷時電圧調整器の設置等の対策を講じていただきます。
~~37~~ **電圧フリッカおよび電圧変動** 系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。	38 **電圧フリッカおよび電圧変動** 系統内の電圧に擾乱を与え他者に支障を及ぼすおそれがある負荷を使用する場合は，電圧フリッカおよび電圧変動を抑制する装置を設置していただきます。また，変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
~~38~~ **瞬時電圧低下** 落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。	39 **瞬時電圧低下** 落雷等による瞬時的な系統電圧の低下により，需要設備が影響を受ける場合は，必要に応じて，負荷制御方法の改善，無停電電源装置または瞬時電圧補償装置の設置等の対策を講じていただきます。
~~39~~ **進相用コンデンサの運用** 進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。 (1)～(3)　(略)	40 **進相用コンデンサの運用** 進相用コンデンサは，次のとおり設置および運用していただきます。 (1)～(3)　(略)
~~40~~ **高　調　波** 需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。 (1)～(3)　(略)	41 **高　調　波** 需要者から系統に流出する高調波流出電流を抑制するため，次の項目を遵守していただきます。 (1)～(3)　(略)
~~41~~ **連 絡 体 制** (1)～(2)　(略)	42 **連 絡 体 制** (1)～(2)　(略)

以　上

託送供給等約款変更認可申請書

2023年9月25日

北 陸 電 力 送 配 電 株 式 会 社

託送供給等約款変更認可申請書

託サ　第 13 号
2023 年 9 月 25 日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

富山市牛島町 15 番 1 号
北陸電力送配電株式会社
代表取締役社長　　棚田　一也

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので，電気事業法第 18 条第 1 項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実　施　期　日	2023 年 12 月 27 日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

２０２３年１２月２７日 実施

北陸電力送配電株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　適用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 7
5　託送供給等に係る取扱い …… 8
6　単位および端数処理 …… 8
7　実施細目 …… 9

Ⅱ　契約の申込み …… 10
8　契約の要件 …… 10
9　検討および契約の申込み …… 12
１０　契約の成立および契約期間 …… 19
１１　託送供給等の開始 …… 20
１２　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 20
１３　電気方式，電圧および周波数 …… 21
１４　発電場所および需要場所 …… 22
１５　供給および契約の単位 …… 24
１６　承諾の限界 …… 27
１７　契約書の作成 …… 28

Ⅲ　料　　金 …… 29
１８　料金 …… 29
１９　接続送電サービス …… 31
２０　臨時接続送電サービス …… 54
２１　振替送電サービス …… 63
２２　予備送電サービス …… 64
２３　発電量調整受電計画差対応電力 …… 65
２４　接続対象計画差対応電力 …… 66
２５　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 67
２６　給電指令時補給電力 …… 68

Ⅳ　料金の算定および支払い　…… 71
２７　料金の適用開始の時期　…… 71
２８　検針日　…… 71
２９　料金の算定期間　…… 72
３０　計量　…… 73
３１　電力および電力量の算定　…… 74
３２　損失率　…… 91
３３　料金の算定　…… 91
３４　支払義務の発生および支払期日　…… 94
３５　料金その他の支払方法　…… 95
３６　保証金　…… 97
３７　連帯責任　…… 99

Ⅴ　供　　給　…… 100
３８　託送供給等の実施　…… 100
３９　受電および供給の中止　…… 103
４０　給電指令の実施等　…… 103
４１　適正契約の保持等　…… 108
４２　契約超過金　…… 108
４３　力率の保持　…… 109
４４　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施　…… 109
４５　託送供給等にともなう協力　…… 110
４６　託送供給等の停止　…… 111
４７　託送供給等の停止の解除　…… 112
４８　託送供給の停止期間中の料金　…… 113
４９　違約金　…… 113
５０　損害賠償の免責　…… 113
５１　設備の賠償　…… 114

Ⅵ　契約の変更および終了　…… 115
５２　契約の変更　…… 115
５３　名義の変更　…… 116
５４　契約の廃止　…… 117
５５　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および
　　工事費の精算　…… 118
５６　解約等　…… 121

５７　契約消滅後の債権債務関係 …… 122

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 …… 123
５８　受電地点，供給地点および施設 …… 123
５９　架空引込線 …… 124
６０　地中引込線 …… 125
６１　連接引込線等 …… 127
６２　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 127
６３　引込線の接続 …… 128
６４　計量器等の取付け …… 128
６５　電流制限器等の取付け …… 129
６６　通信設備等の施設 …… 129
６７　専用供給設備 …… 130

Ⅷ　工事費の負担 …… 132
６８　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 132
６９　受電用計量器等の工事費負担金 …… 136
７０　会社間連系設備の工事費負担金 …… 136
７１　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 136
７２　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 144
７３　臨時工事費 …… 146
７４　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合
の費用の申受け …… 147
７５　工事費等に関する契約書の作成 …… 148

Ⅸ　保　　安 …… 149
７６　保安の責任 …… 149
７７　調査 …… 149
７８　調査等の委託 …… 149
７９　調査に対する需要者の協力 …… 149
８０　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 150
８１　検査または工事の受託 …… 150
８２　自家用電気工作物 …… 151

附　　則 …… 152
別　　表 …… 195
別冊　系統連系技術要件 …… 240

別 冊　系統連系技術要件

目　　次

第１章　総　　則 …… 240
　１　目的 …… 240
　２　適用の範囲 …… 240
　３　協議 …… 240

第２章　発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧） …… 241
　１　電気方式 …… 241
　２　運転可能周波数 …… 241
　３　力率 …… 241
　４　高調波 …… 242
　５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 242
　６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 242
　７　不要解列の防止 …… 243
　８　保護装置の設置場所 …… 246
　９　保護リレーの設置相数 …… 246
　１０　保護装置の設置 …… 247
　１１　解列箇所 …… 248
　１２　接地方式 …… 248
　１３　直流流出防止変圧器の設置 …… 248
　１４　電圧変動 …… 249
　１５　短絡容量 …… 250
　１６　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 250
　１７　発電設備等の種類 …… 251
　１８　発電機諸元 …… 251
　１９　サイバーセキュリティ対策 …… 252

第３章　需要設備の連系に必要な技術要件（低圧） …… 253
　１　電気方式 …… 253
　２　力率 …… 253
　３　高調波 …… 253
　４　保護装置の設置 …… 253

第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）　・・・・・・・・・・・・・・・　254
１　電気方式　・・・・・・・・・・・・・・・

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制　……　272
７　不要解列の防止　……　272
８　保護装置の設置　……　274
９　再閉路方式　……　277
１０　保護装置の設置場所　……　277
１１　解列箇所　……　277
１２　保護リレーの設置相数　……　278
１３　自動負荷制限・発電抑制　……　278
１４　線路無電圧確認装置の設置　……　279
１５　発電機運転制御装置の付加　……　279
１６　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施　……　282
１７　直流流出防止変圧器の設置　……　282
１８　電圧変動　……　283
１９　出力変動対策　……　284
２０　短路・地絡電流対策　……　284
２１　発電機定数・諸元　……　285
２２　昇圧用変圧器　……　289
２３　連絡体制　……　289
２４　電気現象記録装置　……　291
２５　サイバーセキュリティ対策　……　291

第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）　……　292
１　電気方式　……　292
２　力率　……　292
３　高調波　……　292
４　保護協調　……　294
５　保護装置の設置　……　294
６　保護装置の設置場所　……　294
７　しゃ断箇所　……　294
８　保護リレーの設置相数　……　294
９　電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡　……　295
１０　連絡体制　……　295

Ⅰ　総　　則

1　適用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1) 託送供給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接続供給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（富山県，石川県，福井県〔一部を除きます。〕および岐阜県の一部をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量

の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

(1) この約款は，電気事業法第１８条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2) 当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契約者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4) 発電者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需要者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相

手方となる者をいいます。

(6) 低圧

標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトをいいます。

(7) 高圧

標準電圧６，０００ボルトをいいます。

(8) 特別高圧

標準電圧２０，０００ボルト以上の電圧をいいます。

(9) 受電地点

当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発電場所

発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供給地点

当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需要場所

需要者が契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14) 中継振替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15) 地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16) 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17) 発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20) 接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21) 接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22) 接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23) 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で,契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に

係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損失率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35) 契約電流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

(36) 契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(37) 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

(38) 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，３０分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

(39) 発電バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(18)イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または 31（電力および電力量の算定）(19)イもしくはロに定

める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(40) 需要バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(20)に定める接続対象計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(21)に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(41) 需要抑制バランシンググループ

31（電力および電力量の算定）(22)に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または31（電力および電力量の算定）(23)に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(42) 電灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(43) 小型機器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(44) 動力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(45) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(46) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(47) 定期検査

電気事業法第５４条および第５５条第１項に定められた検査をいいます。

(48) 定期補修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(49) 給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(50) 昼間時間

毎日午前８時から午後１０時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，５月１日，５月２日，１２月３０日および１２月３１日の該当する時間を除きます。

(51) 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

(52) 貿易統計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(53) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月３１日までの期間，２月１日から４月３０日までの期間，３月１日から５月３１日までの期間，４月１日から６月３０日までの期間，５月１日から７月３１日までの期間，６月１日から８月３１日までの期間，７月１日から９月３０日までの期間，８月１日から１０月３１日までの期間，９月１日から１１月３０日までの期間，１０月１日から１２月３１日までの期間，１１月１日から翌年の１月３１日までの期間または１２月１日から翌年の２月２８日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月２９日までの期間といたします。）をいいます。

4　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に係る当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を代表契約者として，あらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に係る取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(2) 契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(3) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が０．５キロワット以下となるときは，契約電力を０．５キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が０．５キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

(4) 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で

四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の３０分ごとの接続受電電力量および３０分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の３０分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5) 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(6) 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契約の要件

(1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ,かつ,需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気

事業用電気工作物であること。

(ハ) 需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(3) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(イ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ロ) (イ)によってえられた１００キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ハ) 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ニ) 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持で

きること。

(ﾎ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が 30（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，22（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいま

す。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　当社が振替供給する電気の供給地点

e　振替供給の開始希望日

(ﾊ) 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(ｲ) 当社は,受電側接続検討の申込みをいただいた後,原則として３月以内に,検討結果を契約者にお知らせいたします。

(ﾛ) 当社は，１受電地点１検討につき２２万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。)によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討(以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただ

きます。

ニ　当社は，供給側接続事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをいただいた後，原則として２週間以内に，検討結果をお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によります。），８（契約の要件）(2)ホに定める発電者の承諾書（当社所定の様式によります。）または８（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提

供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第１３条第２項第１０号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます 。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 契約電力，契約電流または契約容量

(ﾎ) 契約受電電力

(ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合は，その契約使用期間

(ﾁ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾘ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾇ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾙ) 連絡体制

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ) 連絡体制

(ﾛ) 当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 契約受電電力

(ﾛ) 発電量調整受電計画電力

(ﾊ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾆ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾎ) 連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設

定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の３０分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ) 連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(6) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(7) 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(イ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続

供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1) 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相 2 線式，交流単相 3 線式 または交流 3 相 3 線式
	高圧または特別高圧	交流 3 相 3 線式

(2) 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3) 受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　100 ﾎﾞﾙﾄ または　200 ﾎﾞﾙﾄ
	50 ｷﾛﾜｯﾄ以上 2,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　6,000 ﾎﾞﾙﾄ
	2,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　20,000 ﾎﾞﾙﾄ または　30,000 ﾎﾞﾙﾄ
	10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　60,000 ﾎﾞﾙﾄ または　70,000 ﾎﾞﾙﾄ
	50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧　140,000 ﾎﾞﾙﾄ

(4) 供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧　100 ﾎﾞﾙﾄ または　200 ﾎﾞﾙﾄ
	50 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 6,000 ﾎﾞﾙﾄ

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が５０キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトとし，契約設備電力の合計が５０キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧６，０００ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が５０キロワット以上であっても，標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5) 受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6) 周波数は，標準周波数６０ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1) 当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認め

られる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは,各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

ｂ　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

ｃ　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ) 居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は,(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

(4) (1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）

において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，44（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，44（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1) 当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続

送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

(3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電

力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以

外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況（既に消滅しているものを含む他の接続供給契約の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合を含みます。）その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，24（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および 22（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）といたします。

(ｲ) 検針日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ﾆ) 28（検針日）(5)の場合，実際に検針を行なった日

(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾍ) 31（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

(ｲ) 適用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ﾛ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施

a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

b　当社は,近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金(該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。)において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を行ないます。

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，23（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに 26（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によ

って算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1) 適用範囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。

(ｲ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

ａ　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降１２月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は,接続送電サービス契約電力の決定上,接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

ｂ　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

ｃ　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大

需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前１１月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし,減少された日以降１２月の期間の各月の接続送電サービス契約電力(減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。)は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容,１年間を通じての最大の負荷,同一業種の負荷率,操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降１２月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

ａ　接続送電サービス契約電流

(a) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，１０アンペア，１５アンペア，２０アンペア，３０アンペア，４０アンペア，５０アンペアまたは６０アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には,当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) 低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾆ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾎ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，52（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。この場合には，電気の使用計画を文書により申し出ていただきます。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が５００キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修また

は事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，52（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が４００ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電灯料金

ｉ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10 ﾜｯﾄまでの１灯につき	３７円３９銭
10 ﾜｯﾄをこえ 20 ﾜｯﾄまでの１灯につき	７４円７７銭
20 ﾜｯﾄをこえ 40 ﾜｯﾄまでの１灯につき	１４９円５３銭
40 ﾜｯﾄをこえ 60 ﾜｯﾄまでの１灯につき	２２４円３０銭
60 ﾜｯﾄをこえ 100 ﾜｯﾄまでの１灯につき	３７３円８４銭
100 ﾜｯﾄをこえる１灯につき 100 ﾜｯﾄまでごとに	３７３円８４銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は,各契約負荷設備ごとにその容量(入力といたします。

なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの１機器につき	１１１円６６銭
50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの１機器につき	２２３円３２銭
100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる１機器につき 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	２２３円３２銭

e　その他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ) b により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。

(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の

合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。)が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整)(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

i　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	２４２円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量１ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	１９２円５０銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 5ｱﾝﾍﾟｱ	９６円２５銭
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 15ｱﾝﾍﾟｱ	２８８円７５銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

1ｷﾛﾜｯﾄ時につき	７円３９銭

(ﾊ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，1 月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 1 ｷﾛﾜｯﾄにつき	２４２円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約容量 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	１９２円５０銭

ただし，(2)イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，１０アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは１５アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 5 ｱﾝﾍﾟｱ	９６円２５銭
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電流 15 ｱﾝﾍﾟｱ	２８８円７５銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼間時間

1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき	７円８２銭

ⅱ 夜間時間

1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき	７円０６銭

(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス

a 適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給

の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１１円３６銭

(ﾎ) 動力標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット未満であること。

(b) １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として５０キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の

状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１０アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。)が５０キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５３９円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	３９６円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

1ｷﾛﾜｯﾄ時につき	５円５７銭

(c) その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ヘ) 動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス

調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ (2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５３９円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ (2)イ(ﾊ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	３９６円００銭

ただし，接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	５円８６銭

ⅱ 夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	５円３０銭

(c) その他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾄ) 動力従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１４円４０銭

d　その他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ) 高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり，か

つ，２，０００キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が５０キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月

の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	７４８円００銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	２円４０銭

(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a 適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された

場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。)により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	７４８円００銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	２円５５銭

ⅱ　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	２円２２銭

(ﾊ) 高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサ

ルサービス調整)(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整)(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１４円６６銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として２，０００キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定め

る離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。)により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５７２円００銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円２９銭

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間に

おける当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	５７２円００銭

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円３５銭

ⅱ　夜間時間

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円２１銭

(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄ または 30,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 10,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ未満	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄ または 70,000 ﾎﾞﾙﾄ
接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 50,000 ｷﾛﾜｯﾄ以上	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄ

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)

イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１０円６６銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ) 力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後１０時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は１００パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，８５パーセントとみなします。

(ﾛ) 力率が，８５パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，８５パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　その他

(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電

灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ) 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ) (2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ) 当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4) １年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額 ＝ 次に定める割引単価 × ロのピークシフト電力

ﾋﾟｰｸｼﾌﾄ電力	高圧で供給する場合	６３５円８０銭
１ｷﾛﾜｯﾄにつき	特別高圧で供給する場合	４８６円２０銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続サービス料金に加算したものをその月の接続サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1) 適用範囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電流

(a) 臨時接続送電サービス契約電流は，４０アンペア，５０アンペアまたは６０アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(b) 当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等または電流を制限する計量器を取り付けないことがあります。

b　臨時接続送電サービス契約容量

(a) 臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の 6 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	９５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	８５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱにつき	７５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる部分につき	６５ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(b) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，(a)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾛ) 契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算す

るものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a) 契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	１００ﾊﾟｰｾﾝﾄ
	次の２台の入力につき	９５ﾊﾟｰｾﾝﾄ
	上記以外のものの入力につき	９０ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(b) (a)によってえた値の合計のうち

最初の６ｷﾛﾜｯﾄにつき	１００ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 14 ｷﾛﾜｯﾄにつき	９０ﾊﾟｰｾﾝﾄ
次の 30 ｷﾛﾜｯﾄにつき	８０ﾊﾟｰｾﾝﾄ
50 ｷﾛﾜｯﾄをこえる部分につき	７０ﾊﾟｰｾﾝﾄ

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電

サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧２００ボルトまたは交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	３円３１銭
総容量が 50 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	６円６３銭
総容量が 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 100 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	６円６３銭
総容量が 500 ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	６６円２８銭
総容量が 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 3 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合 1 ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	６６円２８銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として５０キロボルトアンペア未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧２００ボルトまたは交流３相３線式標準電圧２００ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の１０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

1 ｷﾛﾜｯﾄ時につき	８円１３銭

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄ１日につき	９９円０９銭

d　その他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ﾆ) 動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，５０キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧２００ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基本料金

基本料金は，１月につき 19（接続送電サービス）(3)イ(ﾎ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	６円６８銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として５０キロワット以上であり，かつ，２，０００キロワット未満である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧６，０００ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	２円８８銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として２，０００キロワット以上である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト または 30,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト または 70,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 50,000キロワット以上	標準電圧 140,000ボルト

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(イ) c (a)において

適用される該当基本料金率の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１円５４銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　その他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) その他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　振替送電サービス

(1) 適用範囲

振替供給により，供給地点において当社が契約者に供給する電気に適用いたします。

(2) 振替送電サービス契約電力

振替送電サービス契約電力は，１年間を通じての振替供給電力の最大値等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，協議にあたり，会社間連系点等の託送可能量が不足する場合等には，振替送電サービス契約電力を制限していただくことがあります。

22　予備送電サービス

(1) 適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として５０キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお,供給地点における予備送電サービスによって使用された電気の電力量は,接続送電サービスによって使用された電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	高圧で供給する場合	９７円９０銭
	特別高圧で供給する場合	９３円５０銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力１ｷﾛﾜｯﾄにつき	高圧で供給する場合	１５１円８０銭
	特別高圧で供給する場合	１２４円３０銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用された電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用された電気の電力量とみなします。

(5) その他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

23　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

発電バランシンググループにおいて，40（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの発電量調整受電電力量が，その３０分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ﾛ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの発電量調整受電電力量が，その３０分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

24　接続対象計画差対応電力

(1) 適用

40（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの接続対象電力量が，その３０分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ﾛ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの接続対象電力量が，その３０分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

25　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

ｲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適用範囲

３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その３０分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの需要抑制量

調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適用範囲

３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その３０分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

26　給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

40（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により３０分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

40（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により３０分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。また，

当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

27　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給,発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

28　検針日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

(5) (3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

(6) (4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(7) (4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

29　料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または31（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は,イに準ずるものといたします。この場合，

イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。

30 計量

(1) 当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として 38（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその３０分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，３０分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力

量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

31 電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，３０分ごとに算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が，調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，３０分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は,(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじ

め電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

接続受電電力量は，３０分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，３０分ごとに算定いたします。

(8) 接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，３０分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，３０分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，３０分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに

算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，３０分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン － 需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

$$\text{当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

$$\text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値}$$

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

$$\text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０

分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い)(2)のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，(14)の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(14) 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する３０分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(ｲ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ ０

(ﾛ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る

場合

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

(ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

(16) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースライン

にもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

(17) ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ) (2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ﾊ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたしま

す。

a　40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（40〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指

令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（40〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給

電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

e 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給

に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，

ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を

行なったときまたは 40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

(20) 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された３０分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

(21) 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された３０分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(22) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

(23) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその３０分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(24) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

(25) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26) 28（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(27) 15(供給および契約の単位)(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における３０分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ３０分ごとに合計することがあります。

(28) その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29) 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，３０分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，３０分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

32　損失率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	７．８ﾊﾟｰｾﾝﾄ
高圧で供給する場合	３．４ﾊﾟｰｾﾝﾄ
特別高圧で供給する場合	１．３ﾊﾟｰｾﾝﾄ

33　料金の算定

(1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は,次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ　29 (料金の算定期間) (1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ホ　29 (料金の算定期間) (1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により

日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{歴日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(5) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または 31（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(6) 29（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。

(7) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(8) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(9) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含み

ません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

34　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，28（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，または31（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(3) (1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　56（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

(4) 契約者,発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者,発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者,発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

(5) 当社は，(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して３０日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

35　料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定し

た金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月,工事費負担金その他についてはそのつど,当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は,支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(4) 当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年１０パーセント（閏年の日を含む期間についても，３６５日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

36　保証金

(1) 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から,接続供給の開始もしくは再開に先だって,または供給継続の条件として,それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預け

ていただきます。

(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ) ３０分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，31（電力および電力量の算定）(20) によって算定された値が著しく大きい場合または 31（電力および電力量の算定）(20) によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，41（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

ニ　当社は,接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には,保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には,保証金をお返しいたします。ただし,ニにより支払額に充当した場合は,その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　当社は，保証金の預かり期間を２年以内で設定いたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

37　連帯責任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

38　託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が３０分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は，当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，40（給電指令の実施等）および80（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と別途申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，３０分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合

は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，40（給電指令の実施等）および 80（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，３０分ごとに別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知

の期限および通知の内容は別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

39　受電および供給の中止

当社は，非常変災の場合および当社の供給設備に故障が生じた場合等やむをえない場合は，契約者および発電契約者からの受電または契約者への供給を中止することがあります。

40　給電指令の実施等

(1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそ

れがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，こ

れにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5) 当社は，発電量調整供給において，39（受電および供給の中止）または（2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは,供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7) 当社は，接続供給において，39（受電および供給の中止）または（2)または(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者,発電契約者,発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止

の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割引率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上となるとき，または特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割引率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに０．２パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回１０分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，３０分以上は切り上げ，３０分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算式）

a　接続供給電力を制限した場合

H’＝ H ×（D － d）／ D

H’＝ 修正時間（１０分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

H’＝ H ×（A － B）／ A

H’＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(9) 予備送電サービスに対する利用の制限または中止についても(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(10) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

41　適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，31（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，31（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），31（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または31（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

42　契約超過金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の１．５倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，その日程等別料金と合わせて支払っていただきます。

43 力率の保持

(1) 低圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については９０パーセント以上，その他の供給地点については８５パーセント以上に保持していただきます。

ロ 進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，８５パーセント以上に保持していただきます。

なお,軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。この場合，契約者に契約者の負担で適当な調整装置を需要場所または発電場所に施設していただくことがあります。

ロ 当社は，当社の系統が軽負荷のため進み力率となるおそれがある場合等技術上必要がある場合は，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

44 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建

物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内もしくは需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工，改修または検査

(2) 80（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 46（託送供給等の停止），54（契約の廃止）または 56（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

45　託送供給等にともなう協力

(1) 発電者または需要者が次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，当社がとくに必要と認めた場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社は供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準ずるものといたします。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス実施要綱（高圧）または発電設備系統連系サービス実施要綱（特別高圧）によります。

46　託送供給等の停止

(1) 契約者,発電契約者,発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　63（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　44（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社

の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　45（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5) (1)から(4)によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

47　託送供給等の停止の解除

46（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消した

ときには，当社は，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

48　託送供給の停止期間中の料金

46（託送供給等の停止）によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を 33（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

49　違約金

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　46（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3) 不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

50　損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 39（受電および供給の中止）によって契約者からの受電または契約者への供給を中止した場合，40（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電を調整し，もしくは中止した場合，または 40（給電指令の実施等）によって需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3) 46（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または 56（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発

電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 46（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または 56（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が 56（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者,発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(5) その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合は,当社は,契約者,発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

51 設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

52　契約の変更

(1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2) 契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は,次のとおりといたします。

イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ) 当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

(ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は,次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，

当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53　名義の変更

合併その他の原因によって，新たな契約者,発電契約者または需要抑制契約者が,それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書（当社所定の様式によります。）により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約について

のすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書にて証明できる場合に限り，名義変更の手続きをいたします。

54　契約の廃止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に,当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力していただきます。

(2) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，56（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(3) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の廃止または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の廃止または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお,この場合は,受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につ

き，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の１０パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に廃止しようとされる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または予備接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電

サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の２０パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，73（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と，既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を廃止し，または 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) c により接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ﾛ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを廃止しようとされる場合で，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合で，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去するときには，その諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受け

ます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には,明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は,(1)にかかわらず精算いたしません。

56 解約等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　46（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金が支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 他の接続供給契約（既に廃止しているものを含みます。），発電量調整供給契約(既に廃止しているものを含みます。)または需要抑制量調整供給契約(既に廃止しているものを含みます。)の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾊ) 料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

(ﾄ) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または廃止するものといたします。

57 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

58　受電地点，供給地点および施設

(1) 受電地点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ) １建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ) 60（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ) その他特別の事情がある場合

(2) 供給地点

イ　接続供給の場合

(ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの

電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　60（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4) 付帯設備((3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

59　架空引込線

(1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60　地中引込線

(1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者または需要者が発電場所内または需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離の場所にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が５０メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。

この場合，当社は，68（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または 71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

61　連接引込線等

(1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。)または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

62　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この

場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

63　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は,当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

64　計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。)および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は 69（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

65 電流制限器等の取付け

(1) 需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(2) 電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者から申し受けます。

66 通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な次の通信設備等の施設については，それぞれ次のとおりといたします。

イ 保安通信用電話設備等

契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

なお，この場合の保安通信用電話設備等は，当社の指定する仕様とし，無償で使用させていただきます。

ロ 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

ハ　給電情報伝送装置および信号端局装置等

(ｲ) 原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，69（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

(ﾛ) 施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，発電者または需要者と当社との協議により定めます。

なお，施設場所および必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(2) 当社の通信設備等と契約者または発電契約者の通信設備等との接続点は，原則として発電場所内および需要場所内の地点とし，当該構内の当社通信線路が最短距離となる場所を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，山間地，離島等の特殊な発電場所から電気を受電する場合，その他特別の事情がある場合は,契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所および需要場所以外の地点を通信設備等の接続点とすることがあります。

(3) 当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

(4) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

67　専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については 68（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については 71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　45（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所お

よびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3) (2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4) (1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5) 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

68　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。)の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点(基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。) から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。)を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ) 発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供

給設備）(2)によるものといたします。

(ハ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち,「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強および事業者の費用負担等の在り方に関する指針」にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第13号認可）67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	２，８６０円００銭

ロ　受電地点において 22（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け）または 66（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ｲ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。

(ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。

(ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

(ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

(ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，

イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \quad \times \quad \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \quad \times \quad \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} \ - \ \text{予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は,新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備(特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。)とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

69　受電用計量器等の工事費負担金

(1) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(2) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電情報伝送装置および信号端局装置等を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

70　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

71　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は１，０００メートル，地中の場合は１５０メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区分	単位	金額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１ﾒｰﾄﾙにつき	３，４１０円００銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１ﾒｰﾄﾙにつき	２６，９５０円００銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の６０パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の２０パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ) ２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(イ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてaにより算定される工事費がbの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

a　工事費

(a) 架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄまたは30,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５６１円００銭
	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄまたは70,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	１７６円００銭
	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	８８円００銭

なお，標準電圧２０，０００ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の１５パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	標準電圧 20,000 ﾎﾞﾙﾄまたは30,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	６３８円００銭
	標準電圧 60,000 ﾎﾞﾙﾄまたは70,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	５６１円００銭
	標準電圧 140,000 ﾎﾞﾙﾄで供給する場合	２２０円００銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の２０パーセントといたします。

b　当社負担額

新増加接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき	５，５００円００銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始され，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設する供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ) 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ) 契約電力

(ﾊ) 契約電流

(ﾆ) 契約容量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧１００ボルトまたは２００ボルトから交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトに変更

される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

(ﾛ) 67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するとき

には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け），65（電流制限器等の取付け）または66（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への当社の供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ｲ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。

(ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権

を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。

(ﾆ) 架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

(ﾎ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

(ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。

(ﾄ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，73（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ) a にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ) 高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ) 特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，22（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の２０パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき(ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

72　工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から

申し受けます。

なお，9（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　71(供給地点への供給設備の工事費負担金)(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　68（受電地点への供給設備の工事費負担金），69（受電用計量器等の工事費負担金），70（会社間連系設備の工事費負担金），71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（71〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負

担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4) 当社は，68（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後１０年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の７０パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される 71（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（75〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

73 臨時工事費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって当社が供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費

にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の９５パーセント，その他の設備についてはその価額の５０パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，71（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は，72（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

74　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその

金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

75　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

76　保安の責任

当社は,受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備(当社が所有権を有さない設備を除きます。)ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

77　調査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者の求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

(3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書により，原則として調査時に行ないます。

78　調査等の委託

(1) 当社は，77（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2) 当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

79　調査に対する需要者の協力

(1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したと

き，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2) 当社は，77（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

80 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

81 検査または工事の受託

(1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

82 自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1) 77（調査）

(2) 78（調査等の委託）

(3) 79（調査に対する需要者の協力）

(4) 81（検査または工事の受託）

附　　則

１　実施期日

この約款は，２０２３年１２月２７日から実施いたします。

２　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧３，０００ボルトまたは１０，０００ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，３，０００ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，１０，０００ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧２０，０００ボルトまたは３０，０００ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で,あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上，やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大

電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量(以下「揚水等接続供給電力量」といいます。)およびそれ以外の電気の電力量(以下「その他接続供給電力量」といいます。)

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率(以下「揚水等損失率」といいます。)を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾊ) c，(ﾆ) c，(ﾎ) c，(ﾍ) c，(ﾄ) c，ロ(ｲ) c，(ﾛ) c，(ﾊ) c，ハ(ｲ) c，(ﾛ) c もしくは(ﾊ) c，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ) もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１０アンペアを１キロワットと，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力
＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等

(ﾛ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたしま

す。

接続供給課金対象電力量
＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　その他

(ｲ) 19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a ，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画

電力量,接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は,31（電力および電力量の算定）(12),(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で,電気の使用に係る調整を行なうときは,契約者は，別途，当該供給地点における３０分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし,接続対象計画差対応補給電力量の算定上,当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず,当該供給地点におけるその３０分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，３０分ごとの接続対象電力量がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により

算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，64（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）および附則６（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

４　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特

例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，52（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生

可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。

この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26(給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2) ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の

受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。)に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。)を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 36（保証金）

(ﾍ) 49（違約金）

(ﾄ) 56（解約等）

ト　当社は，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 29（料金の算定期間）

(ﾛ) 33（料金の算定）

(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限

ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が１０キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計量

当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，３０分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で３０分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，３０分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された３０分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る３０分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

(1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（需要抑制量調整受電計画差対応電

力）(2)イ(ハ)，26（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	３１１円２０銭

(2) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，24（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または 25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	１６円４０銭

６　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧または供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で，３０分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における３０分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における３０分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の３０分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)，(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力,接続送電サービス契約電流,接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの３０分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，31（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，31（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその３０分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその３０分ごとの発電量調整受電

電力量とみなします。

(2) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における３０分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において３０分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，40（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，50（損害賠償の免責）(2)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力

の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ) 軽負荷期（毎年４月１日から６月３０日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間

(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19(接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　その他

(ｲ) 当社は,契約者との間で,この特別措置の適用に必要となる事項について,別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2) １年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお,各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から,ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが 19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない

場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ﾛ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお,各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービ

ス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

11　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

12　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第２７条の１２の１１第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第２７条の１２の１１第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給また

は送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に係る当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(3)イに

かかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ) 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ) 需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた１００キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3) 供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに

配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適用

発電バランシンググループにおいて，40（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適用

40(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあて

るための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

40（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより３０分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

40（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより３０分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条

にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。)に対して出力の抑制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。)であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は,31(電力および電力量の算定)(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニ

の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。)を損失率で修正した電力量の計画値で,需要場所(配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。)ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービス

または１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ) ３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。)に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給

電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電

指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給

電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ヘの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定

める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量
＝発電量調整受電計画電力量
－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量
－発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量

－40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。)がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場

所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(6) 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解約等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，56（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款

に定める発電量調整受電電力量を含みます。)と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。)と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。)に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ) インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。)にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。)の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググルー

プにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。)にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

13　近接性評価割引額の算定についての特別措置

(1) 契約者が,配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則 12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則 12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則 12〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) a の当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

(2) 契約者が，附則 12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）におけ

る近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則 12（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，３０分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１３条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および３０分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１

電制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

(1) 契約設備電力は，原則として，電流を制限する計量器により制限される電流，電流制限器または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流を制限する計量器による場合

$$\underset{(\text{キロボルトアンペア})}{\text{入力}} = \underset{(\text{アンペア})}{\text{制限される電流}} \times \underset{\text{ボルト}}{１００} \times \frac{1}{１，０００}$$

ロ　電流制限器による場合

$$\underset{(\text{キロボルトアンペア})}{\text{入力}} = \underset{(\text{アンペア})}{\text{電流制限器の定格電流}} \times \underset{\text{ボルト}}{１００} \times \frac{1}{１，０００}$$

ハ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(2) (1)によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1) 近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
富山県	富山市，高岡市，魚津市，滑川市，砺波市，舟橋村，入善町

なお，２０１６年3月３１日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧６，０００ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

県	市町村
富山県	氷見市，黒部市，小矢部市，南砺市，射水市，上市町， 立山町，朝日町

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1ｷﾛﾜｯﾄ時につき	受電電圧が標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄ以下の場合	４６銭
	受電電圧が標準電圧6,000ﾎﾞﾙﾄをこえ140,000ﾎﾞﾙﾄ以下の場合	２６銭
	受電電圧が標準電圧140,000ﾎﾞﾙﾄをこえる場合	１３銭

ただし，２０１６年3月３１日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧６，０００ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧１４０，０００ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

(ｲ) 近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を３０分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，３０分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その３０分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その３０分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は,(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その３０分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに３０分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

３　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または 20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｂ(b)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（１００パーセントといたします。）を乗じます。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧１００ボルトもしくは２００ボルトまたは交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧１００ボルトおよび２００ボルトの場合の電圧は，２００ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧２００ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高力率型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80
2,368 以下	100	100

ニ　水銀灯

出　力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率１００．０パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力 (ﾜｯﾄ)	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
35 以下	―	160	出力（ﾜｯﾄ） ×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
45 以下	―	180	
65 以下	―	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔ｷﾛﾜｯﾄ〕）
出力(馬力)×93.3ﾊﾟｰｾﾝﾄ
出力(ｷﾛﾜｯﾄ)×125.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格 管 電 圧 (ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)	管電流 （短時間定格電流） (ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)	換算容量(入力) (ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	ｺﾝﾃﾞﾝｻ容量　0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過　1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		2
	1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過　3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		3

(4) 電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（キロワット） ＝ 最大定格１次入力（キロボルトアンペア） × ７０パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（キロワット） ＝ 実測した１次入力（キロボルトアンペア） × ７０パーセント

(5) その他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，１００円単位とし，１００円未満の端数は，１０円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格 ＝ Ａ × α

Ａ ＝ 各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格

α ＝ １．０００００

なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格の単位は，１円とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，７９，３００円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，１１９，０００円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，１銭とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ｲ) １キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾛ) １キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾊ) １キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

離島ユニバーサルサービス調整単価

$$= （離島調整上限燃料価格－離島基準燃料価格）\times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1，000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。

(ｲ) 各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ﾕﾆﾊﾞｰｻﾙｻｰﾋﾞｽ調整単価 適用期間
毎年1月1日から3月31日までの期間	その年の5月の検針日から6月の検針日の前日までの期間
毎年2月1日から4月30日までの期間	その年の6月の検針日から7月の検針日の前日までの期間
毎年3月1日から5月31日までの期間	その年の7月の検針日から8月の検針日の前日までの期間
毎年4月1日から6月30日までの期間	その年の8月の検針日から9月の検針日の前日までの期間
毎年5月1日から7月31日までの期間	その年の9月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年6月1日から8月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年7月1日から9月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年8月1日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の1月の検針日の前日までの期間
毎年9月1日から11月30日までの期間	翌年の1月の検針日から2月の検針日の前日までの期間
毎年10月1日から12月31日までの期間	翌年の2月の検針日から3月の検針日の前日までの期間
毎年11月1日から翌年の1月31日までの期間	翌年の3月の検針日から4月の検針日の前日までの期間
毎年12月1日から翌年の2月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の2月29日までの期間）	翌年の4月の検針日から5月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ハ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は,(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(イ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ニ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(イ)に準ずるものといたします。この場合，(イ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額

(イ) 定額制供給の場合

a　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ロ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が１，０００円変動した場合の値とし，次のとおりといたします。

イ　定額制供給の場合

(イ) 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

電灯	10ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	10ﾜｯﾄをこえ20ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	20ﾜｯﾄをこえ40ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	40ﾜｯﾄをこえ60ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	60ﾜｯﾄをこえ100ﾜｯﾄまでの1灯につき	０円００銭０厘
	100ﾜｯﾄをこえる1灯につき 100ﾜｯﾄまでごとに	０円００銭０厘
小型機器	50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの1機器につき	０円００銭０厘
	50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの 1機器につき	０円００銭０厘
	100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえる1機器につき 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０厘

(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が50ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ 100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ500ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合100ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０厘
総容量が500ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合	０円００銭０厘
総容量が1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱをこえ3ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでの場合1ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱまでごとに	０円００銭０厘

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が０．５キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電ｻｰﾋﾞｽ契約電力 １ｷﾛﾜｯﾄ1日につき	０円００銭０厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

１ｷﾛﾜｯﾄ時につき	０円００銭０厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は,(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

６　平均力率の算定

(1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times １００$$

有効電力量および無効電力量の計量については，30（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，８５パーセントとみなします。

(2) 有効電力量または無効電力量は，30（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　５０ボルトアンペア

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

１差込口につき　１００ボルトアンペア

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の１回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

８　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，３０分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ﾛ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの 31（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，３０分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

$$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ) 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値

といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1) 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，33（料金の算定）(1) イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

<table>
<tr><td rowspan="7">電灯定額
接続送電
ｻｰﾋﾞｽ</td><td rowspan="6">電灯である
契約負荷
設備</td><td>10 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき</td><td>10 ﾜｯﾄ×ロに定める
月別使用時間</td></tr>
<tr><td>10 ﾜｯﾄをこえ 20 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき</td><td>20 ﾜｯﾄ×ロに定める
月別使用時間</td></tr>
<tr><td>20 ﾜｯﾄをこえ 40 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき</td><td>40 ﾜｯﾄ×ロに定める
月別使用時間</td></tr>
<tr><td>40 ﾜｯﾄをこえ 60 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき</td><td>60 ﾜｯﾄ×ロに定める
月別使用時間</td></tr>
<tr><td>60 ﾜｯﾄをこえ 100 ﾜｯﾄまでの 1 灯につき</td><td>100 ﾜｯﾄ×ロに定める
月別使用時間</td></tr>
<tr><td>100 ﾜｯﾄをこえる 1 灯につき 100 ﾜｯﾄまでごとに</td><td>100 ﾜｯﾄ×ロに定める
月別使用時間</td></tr>
<tr><td colspan="2">小型機器である契約負荷設備
1 機器につき</td><td>20 ｷﾛﾜｯﾄ時</td></tr>
<tr><td colspan="3">電灯臨時定額接続送電ｻｰﾋﾞｽ</td><td>契約灯個数×40 ｷﾛﾜｯﾄ時</td></tr>
<tr><td colspan="3">動力臨時定額接続送電ｻｰﾋﾞｽ</td><td>契約電力×200 時間</td></tr>
</table>

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし,閏年となる場合における３月の月別使用時間は,上表にかかわらず,４１５時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が１０日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたし

ます。

なお，この場合の計量器の取付けは，64（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{１００パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の３０分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の３０分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4) 発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第1年度，
第2年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日
計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月1日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前
12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の1時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細

な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日
計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前
12 時</td><td>原則として
30 分ごとの
実需給の開
始時刻の１
時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電
計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達
計画
・
販売
計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備
等の停止
計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業および計画作業の変更分については，発生の都度，すみやかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日
計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年 10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎　日
午　前
12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30 分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月３１日までの期間をいいます。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1) 照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	管灯の定格消費電力 (ﾜｯﾄ)	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ　水銀灯

出力（ﾜｯﾄ）	ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	
	100ﾎﾞﾙﾄ	200ﾎﾞﾙﾄ
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

(2) 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

電動機定格出力（ｷﾛﾜｯﾄ）		0.1	0.2	0.4	0.75
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	40	50	75	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	30	40

(ﾛ) ３相誘導電動機（使用電圧２００ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	2極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b その他の電動機

電動機	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3) 電気溶接機（使用電圧２００ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の５０パーセントといたします。

(4) その他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標準設計基準

(1) 適用

イ　この基準は，託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない事項については，電気設備に関する技術基準その他関係法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によ

ることといたします。この場合，その設計を標準設計といたします。

ハ　地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたい場合で特別な施設を要する場合は，ロにかかわらず技術的に適当と認められる特殊な設計によるものとし，この場合，その設計を標準設計といたします。

(2) 高圧または低圧電線路

イ　一般基準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧の電線路（受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口までの電線路）における電圧降下の許容限度の標準は，次によります。

公称電圧 / 地域区分	高圧		低圧	
	3,300ﾎﾞﾙﾄ	6,600ﾎﾞﾙﾄ	100ﾎﾞﾙﾄ	200ﾎﾞﾙﾄ
都　市　域	―	300ﾎﾞﾙﾄ	6ﾎﾞﾙﾄ	20ﾎﾞﾙﾄ
そ　の　他	300ﾎﾞﾙﾄ	600ﾎﾞﾙﾄ	6ﾎﾞﾙﾄ	20ﾎﾞﾙﾄ

(ﾛ) 経過地

高圧または低圧の電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧の電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上不可能な場合，または技術上，経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合には，他の方法によります。

ロ　架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　高圧または低圧の架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線の張替え，または負荷分割をする場合のうち，線路の保守，保安上支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b　架空電線路を単独に施設する場合の回線数は，原則として１回線といたします。

c　併架の場合の１配電線路の回線数は，既設電線も含めて高圧線，低圧線ともそれぞれ２回線を限度といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

高圧または低圧の架空電線路の支持物は，原則として鉄筋コンクリート柱といたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，他の支持物を使用いたします。

(ﾊ) 標準径間

高圧または低圧の架空電線路の標準径間は，４０メートルから５０メートルといたします。

(ﾆ) 支持物の長さ

高圧または低圧の架空電線路の支持物の長さは，次によります。ただし，施設場所の状況により根入れ，電線の弛度，装柱，交差，接近，引込線，前後の支持物の高さ等の関係からやむをえない場合は，この長さ以外のものとすることがあります。

支持物の長さ（ﾒｰﾄﾙ）	10，12，14，16

(ﾎ) がいし

高圧または低圧の架空電線路のがいしは，次によります。

使用箇所／電圧	引 通 箇 所	引 留 箇 所
高　　圧	高圧中実がいし 高圧ピンがいし	高圧耐張がいし
低　　圧	低圧ピンがいし	低圧引留がいし
低 圧 引 込	低圧ピンがいし，低圧引留がいし， 引込用バインドレスがいし	

(ﾍ) 装柱

高圧または低圧の架空電線路の装柱は，複雑にならないように考慮し，高圧電線は水平配列，低圧電線は水平配列または垂直配列といたします。ただし，他物との離隔距離確保のため特殊装柱とすることがあります。

(ﾄ) 電線の種類および太さ

a　高圧または低圧の架空電線は，絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，電圧降下，機械的強度および法令上の制限等

を考慮して，次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上不適当な場合は，架空ケーブル等，他の適当な電線を使用いたします。

電線種別および太さ			許容電流(ｱﾝﾍﾟｱ)						
			高圧絶縁電線(架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁電線)	低圧絶縁電線				600ﾎﾞﾙﾄﾋﾞﾆﾙ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽｹｰﾌﾞﾙ	
				屋外用ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線	特殊耐熱ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線	引込用ﾋﾞﾆﾙ絶縁電線			
						2ｺより	3ｺより	2心	3心
銅	単線	2.0ﾐﾘﾒｰﾄﾙ						23	20
		2.6 〃				38	34		
		3.2 〃				50	44		
		4.0 〃		78					
		5.0 〃	142	103					
	より線	8平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ						42	37
		14 〃				70	62		
		22 〃				92	80	79	70
		38 〃				130	113		
		60 〃		206		174	152	140	125
		80 〃			313				
アルミ	より線	120平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ	308						
		240平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ	512						

(ﾁ) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次の中から技術上，経済上適正なものを選定いたします。

なお，３相電力負荷に対しては，単相変圧器２台を用いてＶ結線により使用いたします。

容量（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	5，10，20，30，50，100

(ﾘ) 開閉器の施設

高圧架空電線路の系統操作および保守のために，必要な箇所には開閉器を施設いたします。

(ﾇ) 耐雷施設

架空電線路には，避雷器，架空地線等の耐雷上必要な設備を施設いたします。

(ﾙ) 耐塩施設

塩害地域に施設する架空電線路の機器および材料は，耐塩構造のものを使用いたします。

ハ　地中電線路

(ｲ) 施設方法

高圧または低圧の地中電線路の施設方法は，施設環境等を考慮し，技術上支障のない範囲で，管路式，暗きょ式，開きょ式または直埋式の中から選定いたします。

(ﾛ) ケーブルの選定

高圧または低圧の地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，電圧降下および施設方法等を考慮し，次の中から選定いたします。

電圧	種　　類	公称断面積（平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）
高圧	CVT ｹｰﾌﾞﾙ (6,600 ﾎﾞﾙﾄﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ形架橋 ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	22，60，150，250， 325，400
低圧	CVQ ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄ 4 ｺより架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ) CV ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄ架橋ﾎﾟﾘｴﾁﾚﾝ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	60，100，150，250
	VVR ｹｰﾌﾞﾙ (600 ﾎﾞﾙﾄﾋﾞﾆﾙ絶縁ﾋﾞﾆﾙｼｰｽ電力ｹｰﾌﾞﾙ)	8，14，22

(ﾊ) 開閉器，路上変圧器，路上低圧分岐箱の施設

a　多回路開閉器は，高圧線を分岐する場合に施設いたします。

b　高圧引込開閉器は，高圧で供給を受ける需要者へπ引込により供給する場合に施設いたします。

c　路上変圧器は，高圧から低圧への変圧が必要な場合に施設いたします。

d　路上低圧分岐箱は，低圧線を分岐する場合に施設いたします。

(3) 特別高圧電線路

イ　一般基準

(ｲ) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路の電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。

なお，この場合の電線路とは，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口までといたします。

公称電圧(ﾎﾞﾙﾄ)	22,000	33,000	66,000	77,000	154,000
電圧降下の許容限度(ﾎﾞﾙﾄ)	2,000	3,000	6,000	7,000	14,000

(ﾛ) 経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，用地取得上ならびに保安，保守，系統運用上に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

特別高圧電線路は架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合，技術上および用地上著しく困難な場合，または経済上適当でない場合は，その他の方法によるものといたします。

ロ　特別高圧架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設を原則といたします。ただし，他の電線路との併架，電線張替等が技術上，経済上から適当と判断される場合は，これらの方法によることがあります。

b　単独に施設する場合は，予備送電サービスの申込みがある場合を除き，原則として１回線といたします。

c　他の電線路との併架の場合の電線路順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として，鉄塔を使用いたします。ただし，公称電圧３３，０００ボルト以下の場合は，施設場所の状況に応じて鉄塔以外の支持物を使用することがあります。

(ﾊ) 標準径間

標準径間は，次のとおりといたします。

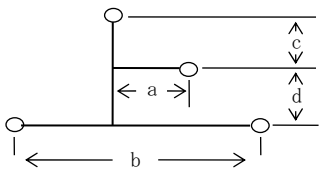
支持物の種類	標準径間
鉄塔	１５０ﾒｰﾄﾙ以上３５０ﾒｰﾄﾙ以下
その他	７５ﾒｰﾄﾙ以上１５０ﾒｰﾄﾙ以下

(ﾆ) 電線間隔

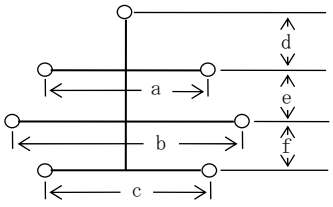
電線間隔の標準は，次のとおりといたします。ただし，線種，気象，地形条件および用地事情等により増減することがあります。

鉄塔の場合

公称電圧＼間隔	1回線（ﾒｰﾄﾙ）				2回線（ﾒｰﾄﾙ）					
	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
33,000ﾎﾞﾙﾄ以下	1.5以上	3.6以上	1.5以上	1.6以上	3.0以上	3.6以上	3.2以上	1.5以上	1.6以上	1.6以上
	1.6以下	4.4以下	2.1以下	2.2以下	3.2以下	4.4以下	3.6以下	2.1以下	2.2以下	2.2以下
66,000ﾎﾞﾙﾄまたは77,000ﾎﾞﾙﾄ	2.0以上	6.0以上	2.2以上	2.5以上	4.0以上	7.2以上	5.0以上	2.2以上	2.8以上	2.5以上
	2.9以下	8.0以下	4.5以下	4.1以下	5.8以下	10.0以下	7.0以下	4.5以下	4.1以下	4.0以下
154,000ﾎﾞﾙﾄ	3.2以上	8.6以上	2.9以上	4.2以上	6.4以上	10.0以上	8.0以上	4.6以上	4.2以上	3.6以上
	4.3以下	12.0以下	5.5以下	6.0以下	8.6以下	13.0以下	10.0以下	7.2以下	6.0以下	5.0以下



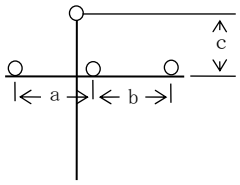
（１回線）



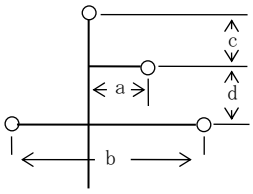
（２回線）

鉄柱，鉄筋コンクリート柱の場合

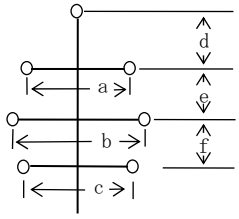
間隔 / 公称電圧	1　回　線　(ﾒｰﾄﾙ)							2　回　線　(ﾒｰﾄﾙ)					
	水平配列			三角配列									
	a	b	c	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
33,000 ﾎﾞﾙﾄ 以下	1.0	0.7	0.8 以上 1.0 以下	0.0 以上 0.3 以下	1.2 以上 1.5 以下	1.4 以上 2.5 以下	0.8 以上 1.0 以下	1.5 以上 2.0 以下	1.8 以上 2.5 以下	2.2 以上 3.0 以下	0.8 以上 1.8 以下	1.2 以上 1.8 以下	1.2 以上 1.8 以下



（１回線）
水平配列



（１回線）
三角配列



（２回線）

(ﾎ) がいし

a　がいしは懸垂がいし，長幹がいし，ラインポストがいしを使用し，懸垂がいし一連の連結個数の標準は，次のとおりといたします。

なお，長幹がいし，ラインポストがいしを使用する場合は，これと同等の絶縁強度を有するものといたします。ただし，関連施設との協調や電線路の経過地等を考慮して，次によらないことがあります。

種類 / 公称電圧	250 ﾐﾘﾒｰﾄﾙ懸垂がいし(個)
22,000 ﾎﾞﾙﾄ	3
33,000 ﾎﾞﾙﾄ	3
66,000 ﾎﾞﾙﾄ	6
77,000 ﾎﾞﾙﾄ	6
154,000 ﾎﾞﾙﾄ	10

b　塩じん害の予想される地域は，塩じん害対策委員会の推奨値および北陸における汚損実績を考慮して，適当数の増結またはこれに準ずる長幹がいし，ラインポストがいしを使用いたします。

c　原則として，アークホーンを取り付けます。

(ﾍ) 電線の種類および太さ

a　電線はアルミ覆鋼心アルミより線，アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線または特別高圧絶縁電線を標準といたします。ただし，保守上，機械的強度上とくに必要のある区間または腐蝕のおそれがある区間等には，特殊電線を使用することがあります。

b　電線の太さは許容電流，短絡電流，電圧降下および機械的強度等を考慮して定め，次の中から必要最小のものを使用いたします。ただし，他の支持物に併架する場合は，弛度の関係から既設架空線と協調する太さのものを使用することがあります。

絶縁電線				アルミ覆鋼心ｱﾙﾐより線 (ACSR/AC)		アルミ覆鋼心耐熱ｱﾙﾐ合金より線 (TACSR/AC)	
アルミ覆鋼心ｱﾙﾐより線 (SB-ACSR/AC-OC-L) 鋼心ｱﾙﾐより線 (SB-ACSR-OC-L)		硬ｱﾙﾐより線 (SB-HAL-OC-L)					
公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)
120	308	240	512	160	467	160	724
				330	729	330	1,153
				410	846	410	1,349
				610	1,059	610	1,706
				810	1,251	810	2,031

(注１)架空ケーブルを使用する場合は，ハ(ﾛ)の表を適用いたします。

(注２)絶縁電線のうち，アルミ覆鋼心アルミより線は塩害地域に適用いたします。

(ﾄ) 架空地線の施設

a　特別高圧架空電線路においては，原則として架空地線を施設いたします。

b　架空地線は，アルミ覆鋼より線を使用し，その太さは，線路の設計条件

にもとづいて，次の中から選定いたします。

公　称　断　面　積　（平方ミリメートル）
22，45，55，70，90，110

(ﾁ) 架空電線の地表上の高さ

架空電線の地表上の最低地上高は，建造物等との離隔を考慮し，次の値を標準とします。ただし，施設場所における建造物または工作物等の状況から，この値以外とすることがあります。

公称電圧 / 地域	33kV以下	66，77kV	154kV
工業地帯，商業地，市街地および人家の密集する地域，これに準ずる地域	18m	19m	20m
住宅が散在する郊外および水田地帯など近傍の市街地化が進んでいない地域	14m	15m	16m
山地・山林地域	樹種・樹高により個別設定		

（注）上記は，想定地盤面からの高さとします。

(ﾘ) ライントラップの施設

電力線搬送が行なわれている電線から当該電線を分岐する場合で，搬送波に悪影響を与えるとみなされるときには，その分岐点に必要な定格のラインントラップを施設いたします。

(ﾇ) その他

特別高圧絶縁電線を使用する電線路は，原則として次の機器を施設いたします。

a　避雷器

b　開閉型端子または開閉器

ハ　特別高圧地中電線路

(ｲ) 施設方法

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

a　直接埋設式

車輌その他の重量物の圧力を受けるおそれがなく，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

b　暗きょ式

構内等で当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合および終端部で必要な場合

(ﾛ) ケーブルの選定

a　特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下および施設方法等を考慮して，次の中から選定いたします。

公称電圧 / 条件	22,000ﾎﾞﾙﾄ または 33,000ﾎﾞﾙﾄ		66,000ﾎﾞﾙﾄ		77,000ﾎﾞﾙﾄ		154,000ﾎﾞﾙﾄ	
種類	ＣＶｹｰﾌﾞﾙ		ＣＶｹｰﾌﾞﾙ		ＣＶｹｰﾌﾞﾙ		ＣＶｹｰﾌﾞﾙ	
	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	単心
線心数	3	1	3	1	3	1	3	1
公称断面積(平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	60	400	80	600	80	400	200	200
	100	500	100	800	100	600	325	325
	150	600	150	1,000	150	800	400	400
	200	800	200	1,200	200	1,000	600	600
	250	1,000	250	1,400	250	1,200	800	800
	325	1,200	325	1,600	325	1,500	1000	1,000
	400		400	2,000	400	1,800		1,200
	500		500	2,500	600	2,000		1,400
			600			2,500		1,500
			800					1,600
			1,000					1,800
			1,200					2,000
								2,500

b　ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準ずる算定方法に施設条

件を考慮して算出いたします。

c　新設電線路のケーブルは，原則としてＣＶケーブルを使用いたします。

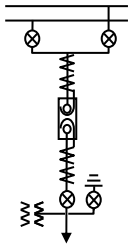
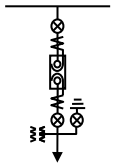
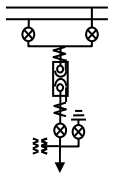
(4) 変電設備

イ　一般基準

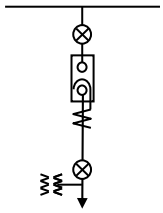
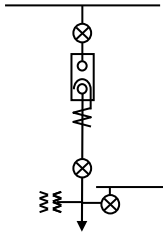
電線路の引出口設備は，その変電所の他の引出口設備および関連設備に準じて施設いたします。

ロ　結線法

結線および主要機器取付台数の標準は，次のとおりといたします。

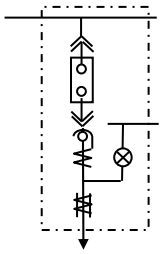
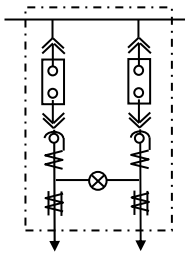
区　分		結線法	機器名	台数
公称電圧 154,000 ﾎﾞﾙﾄ	複母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 4　組 1　台 1　面
公称電圧 77,000 ﾎﾞﾙﾄ	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 2　組 2　組 1　台 1　面
または 66,000 ﾎﾞﾙﾄ	複母線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 2　組 1　台 1　面

(注)接地装置は，原則として線路側に１台設置いたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも接地装置を設置することがあります。

区　　分		結　線　法	機　器　名	台　　数
公称電圧 33,000 ﾎﾞﾙﾄ または 22,000 ﾎﾞﾙﾄ	単 母 線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 2　組 1　組 1　台 1　面 引出形しゃ断器のときは断路器を省きます。
	切 替 母 線		しゃ断器 断路器 変流器 計器用変圧器 配電盤	1　台 3　組 1　組 1　台 1　面 引出形しゃ断器のときは断路器を1組といたします。

(注)変電所の中性点接地方式により零相変流器を設置することがあります。

接地装置を線路側に1台設置することがあります。

区　　分		結　　線　　法	機　器　名	台　　数
公称電圧 6,600 ﾎﾞﾙﾄ または 3,300 ﾎﾞﾙﾄ	補助母線付き		配電箱 しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1　個 1　台 1　組 1　組 1　台 1　面
	切替断路器付き		配電箱 しゃ断器 断路器 変流器 零相変流器 配電盤	1　個 1　台 1　組 1　組 1　台 1　面

（凡例）

しゃ断器	断　路　器	変流器 (ﾌﾞｯｼﾝｸﾞ形)	計器用 変圧器
引出形 しゃ断器	接地装置	零相変流器	

ハ　しゃ断器

(ｲ) しゃ断器は，当社が一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，次の中から必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ) 将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

公称電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	定格しゃ断電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	形式
154,000	168,000	1,200，2,000， 3,000，4,000	25,000，31,500， 40,000	ガス形
77,000	84,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，25,000， 31,500	ガス形， 真空形
66,000	72,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，25,000， 31,500	〃 〃
33,000	36,000	600，1,200， 2,000	16,000，25,000	〃 〃
22,000	24,000	600，1,200， 2,000	20,000，25,000	〃 〃
6,600 または3,300	7,200	600	12,500	真空形

ニ　断路器

(ｲ) 断路器は，当社が一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，次の中から必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ) 将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

公称電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	定格電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	定格短時間耐電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	形式
154,000	168,000	1,200，2,000， 3,000，4,000	31,500，40,000	三極単投
77,000	84,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，31,500	〃
66,000	72,000	800，1,200， 2,000，3,000	20,000，31,500	〃
33,000	36,000	600，1,200， 2,000	25,000，31,500， 40,000	〃
22,000	24,000	600，1,200， 2,000	25,000	〃
6,600 または3,300	7,200	600	12,500	〃

ホ　変流器

(ｲ) 変流器は，当社が一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および現に構成され，また将来構成されることが予想されている系統構成の短絡電流の計算値から判断して，必要最小のものを選定いたします。

(ﾛ) 将来の系統構成は，地域の実態により５年から１０年程度先を目標といたします。

ヘ　計器用変圧器

計器用変圧器は，当社が一般的に使用しているものの中から回路電圧，使用負担に応じ，必要最小のものを選定いたします。

ト　配電盤

配電盤は，原則として電流計，しゃ断器操作用ハンドルおよび運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ，電力計，電圧計および無効電力計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合は，当該設備の遠隔監視制御装置を取り付けます。

チ　保護装置

電線路に短絡または地絡故障を生じた場合は，自動的に電路をしゃ断するための保護装置を取り付けます。

なお，原則として，各線路には自動再閉路継電装置を施設し，必要な箇所には母線保護継電装置を取り付けます。

(5) 電力保安通信設備

イ　一般基準

(ｲ) 施設基準

a　電力保安通信用電話設備は，法令の定めるところにより施設いたします。

b　給電指令に必要となる情報伝送設備および電力系統の保護に必要となる情報伝送設備（以下「系統運用設備」といいます。）は，電力系統の運用上必要な場合に施設いたします。

c　回線数は，電話については原則として１回線，系統運用設備については，系統運用上の重要性および装置動作の信頼性を考慮し決定いたします。

(ﾛ) 通信方式

電力保安通信用電話設備は，架空通信線，地中通信線または通信線搬送による電話設備のうち，技術上，経済上からみて最も適当なものを使用いたします。

(ﾊ) 経過地

経過地は，地理的条件，保安および保守上の問題を考慮して，最も経済的に施設できるように選定いたします。

ロ　電力保安通信用電話設備

(ｲ) 架空通信線路

a　通信線路の施設

架空通信線路は，使用電圧が３３，０００ボルト以下の架空電線路への添架または架空弱電流電線路への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，通信線路を単独に施設する場合がありま

す。

b　通信線の種類

架空通信線は，原則としてポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル（心線太さ０．９ミリメートル）または石英系シングルモード光ファイバケーブルを使用いたします。

なお，心線数（対数）は，障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

(ﾛ) 地中通信線路

a　施設方法

地中通信線路は，原則として管路式または暗きょ式によります。

b　通信線の種類

地中通信線は，原則としてポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルまたはポリエチレン絶縁ポリエチレンシースケーブル（心線太さ０．９ミリメートル），石英系シングルモード光ファイバケーブルを使用いたします。

なお，心線数（対数）は，障害対応用の予備心線を確保したうえで，必要最小限といたします。

(ﾊ) 通信線搬送設備

a　送受信装置

(a) 原則として単通話路装置を施設いたします。

(b) 原則として浮動充電方式による直流電源装置を施設いたします。

b　通信線の種類

通信線搬送用の通信線は，(ｲ)および(ﾛ)と同様な仕様の通信線を使用いたします。

(ﾆ) 呼出方式

電力保安電話設備における呼出方式は原則として通話帯域内可聴信号方式といたします。ただし，地域的，設備条件によっては，ダイヤル方式または１６ヘルツ呼出方式とする場合があります。

ハ　系統運用設備

(ｲ) スーパービジョンおよびテレメータ伝送装置は，必要伝送量に対応する量数のものを施設いたします。

(ﾛ) 搬送継電方式に使用する伝送装置は，保安上，技術上等の点を勘案して伝送路の種類および信号方式を決定し，施設いたします。

(ハ) その他電子応用設備については，上記に準じて施設いたします。この場合，保安上，技術上等の点を勘案して決定いたします。

ニ　保安装置

保安装置は，保安の必要に応じ施設いたします。

別 冊　系統連系技術要件

第１章　総　則

１　目的

この系統連系技術要件（以下「技術要件」といいます。）は，発電者および需要者の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に連系することを可能とするために必要となる技術要件を示したものです。

２　適用の範囲

この技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。 なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この技術要件を適用いたします。 また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合についても，この技術要件を適用いたします。

３　協議

この技術要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この技術要件に定めない事項も含め，個別に協議させていただきます。

第２章　発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式・３相４線式）と同一としていただきます。

(1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2) 単相３線式の系統に単相２線式２００ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．２ヘルツ以下
運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは５７．０ヘルツ，それ以外は５８．２ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによりません。

なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率８５パーセント以上とするとともに，進み力率

とならないようにしていただきます。なお，電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率８０パーセントまで制御することができるものといたします。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「第３章 需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）３ 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。

また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成２４年経済産業省令第４６号，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち１０キロワット以上の設備には，当社の求めに応

じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

7　不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第３章 需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）４ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

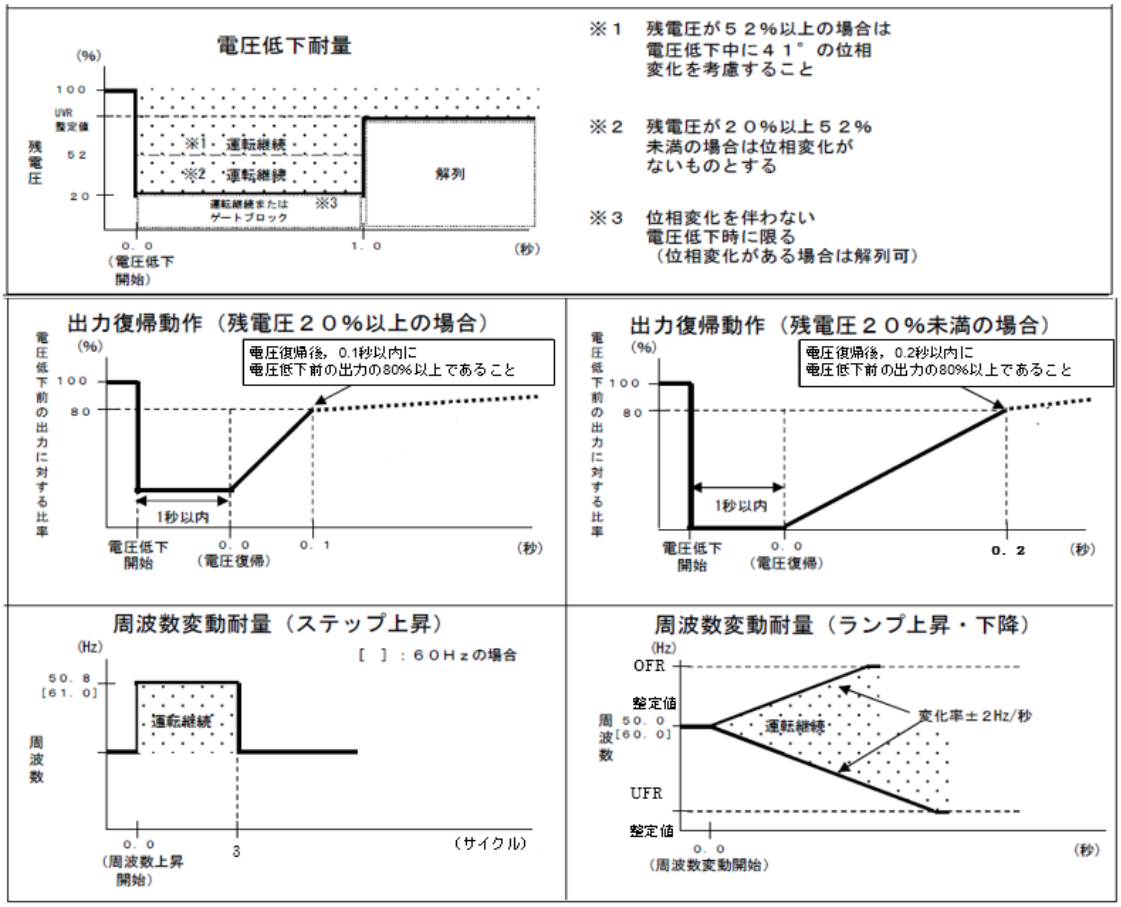
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力 2kW 未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
		単機出力 2kW 以上 10kW 未満※				

	複数直流入力システム	太陽光 ＋ 蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため,0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため,0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
		燃料電池 ＋ 蓄電池 ガスエンジン ＋ 蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz,3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）に設置すること。

(2) 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相（中性線と両電圧線間），３相３線式については３相に設置すること。

(3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式については１相に設置すること。

(4) 逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相

（中性線と両電圧線間），３相３線式については３相に設置すること。 なお，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とすることができるものといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）に設置すること。

10　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

ただし，発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は，省略することができるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用することができるものといたします。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み

合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

11　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 機械的な解列箇所２箇所

(2) 機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

12　接地方式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

13　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

14　電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧１００ボルトに対しては１０１±６ボルト，標準電圧２００ボルトに対しては２０２±２０ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の１０パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ

１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。

15　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

16　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，需要設備お

よび発電設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

17　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

18　発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

19　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに,氏名および一般加入電話番号,または携帯電話番号を通知すること。

第３章　需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）

１　電気方式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式・３相４線式）と同一としていただきます。

２　力率

需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として９０パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については８５パーセント以上に保持していただきます。

また，進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器毎に取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンンデンサは，託送供給等約款別表 13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

３　高調波

需要設備を設置する場合には，需要設備（フィルタ，補機類を含みます。）からの高調波流出電流を，総合電流歪み率５パーセント以下に抑制していただきます。

４　保護装置の設置

需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

(1) 負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2) 負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

(3) 負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

(4) 著しい高周波または高調波を発生する場合

(5) その他(1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合

第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．０ヘルツ以下
運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則としてＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは５７．０ヘルツ，それ以外は５８．２ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによりません。

なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率８５パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。なお，電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率８０パーセントまで制御することができるものといたします。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等

を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「第５章 需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）３ 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

５ 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。

また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。

６ 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７ 不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護

装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，「第５章 需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

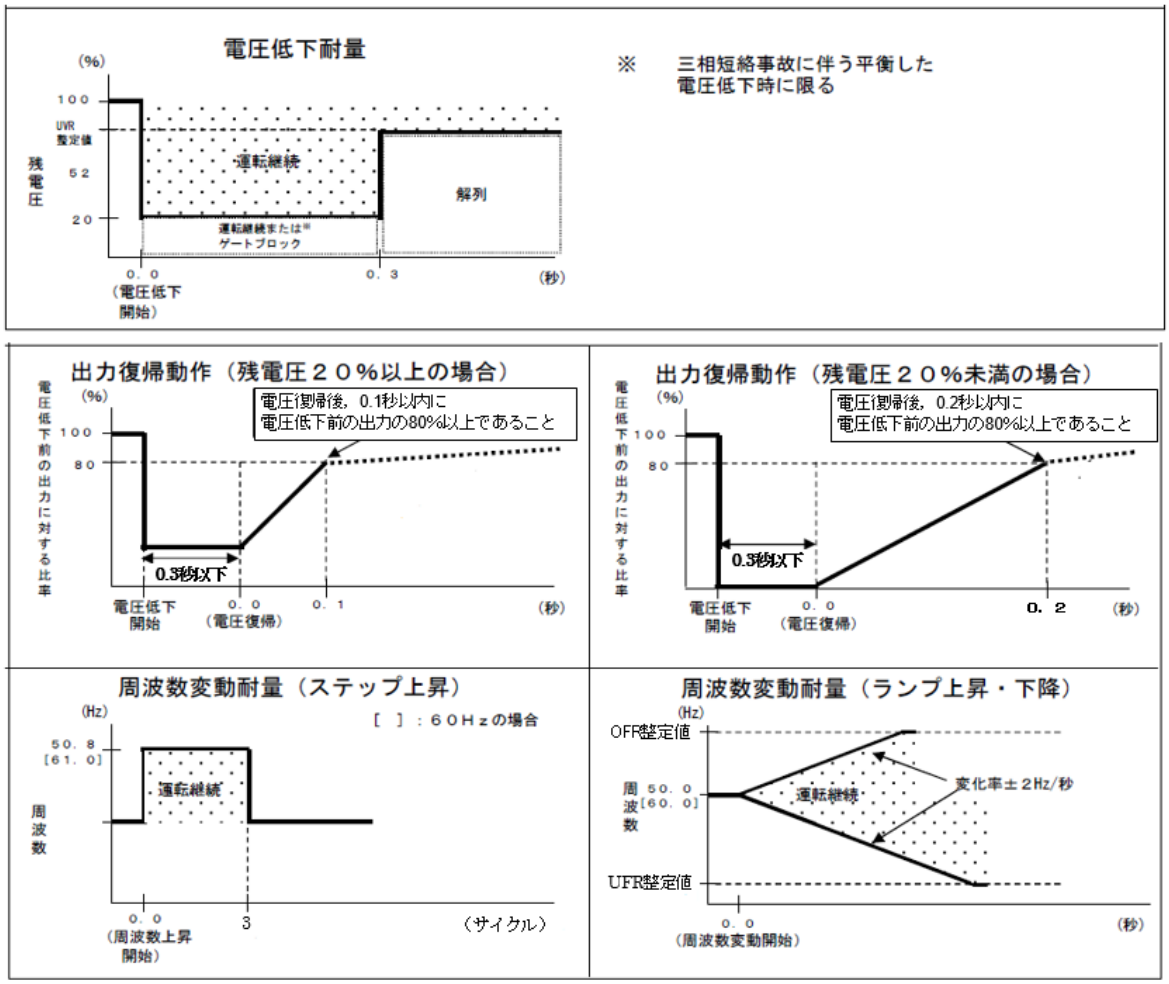
(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧 20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧 20%未満
（運転継続または
ｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧 52%以上・
位相変化 41 度以下
（運転継続）</td><td>60Hz 系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz
(周波数下限)57.0Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz
(周波数下限)57.0Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz
(周波数下限)57.0Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz
(周波数下限)57.0Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間 0.3 秒以下
・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
(周波数上限)61.8Hz
(周波数下限)57.0Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



８　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

９　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置すること。

(3) 短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは，２相設置すること。

10　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は，省略することができるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が１０キロワット以下の場合

(4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきま

す。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略することができるものといたします。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出することができること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

(5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略することができるものといたします。

また，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略することができるものといたします。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。

11　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

(1) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

12　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略することができるものといたします。

(1) 専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。

14　接地方式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

15　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

16　電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧１００ボルトに対しては１０１±６ボルト，標準電圧２００ボルトに対しては２０２±２０ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の１０パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを

用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱す

るおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって,配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。

17　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

18　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）

電源種	設備	諸元
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ）
		ＦＲＴ要件の適用有無

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

19　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

20　連絡体制

発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができるものといたします。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

21　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合は，この限りではありません。

22　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

第５章　需要設備の連系に必要な技術要件（高圧）

１　電気方式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　力率

供給地点における力率を，原則として８５パーセント以上とするとともに，進み力率にならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

３　高調波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

(1) 対象となる需要者および適用時期

イ　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「対象者」といいます。）といたします。

(ｲ)　６，６００ボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が５０キロボルトアンペアをこえる需要者

(ﾛ)　２２，０００ボルトの系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が３００キロボルトアンペアをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，３００ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流２０アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　対象者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって対象者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，４０次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流上限値

（単位：ミリアンペア）

受電電圧(ﾎﾞﾙﾄ)	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70
22,000	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36

4　保護協調

構内設備の異常または故障に対しては，その影響を接続された系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

第６章　発電設備等の連系に必要な技術要件（特別高圧）

１　電気方式

発電設備等の電気方式は,最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく,相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，原則として次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：５８．２ヘルツをこえ６１．０ヘルツ以下

運転可能周波数　　：５７．０ヘルツ以上６１．８ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，５８．２ヘルツでは１０分程度以上，５７．６ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

また,周波数低下リレーの整定値は,原則として検出レベルを５７．０ヘルツ,検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：２秒以上)

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数 ＋０．１ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数＋０．１～＋１．０ヘルツ）といたします。ただし，離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

３　力率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率９０パーセントから進み力率９５パーセントとしていただき

ます。

また，逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ力率８５パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

なお，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

４　高調波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「第７章 需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）３ 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。)の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。

また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には,当社の求めに応じて,当社からの遠隔制御により,送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７　不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうため，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては,「第７章 需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないため，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

(2) 事故時運転継続

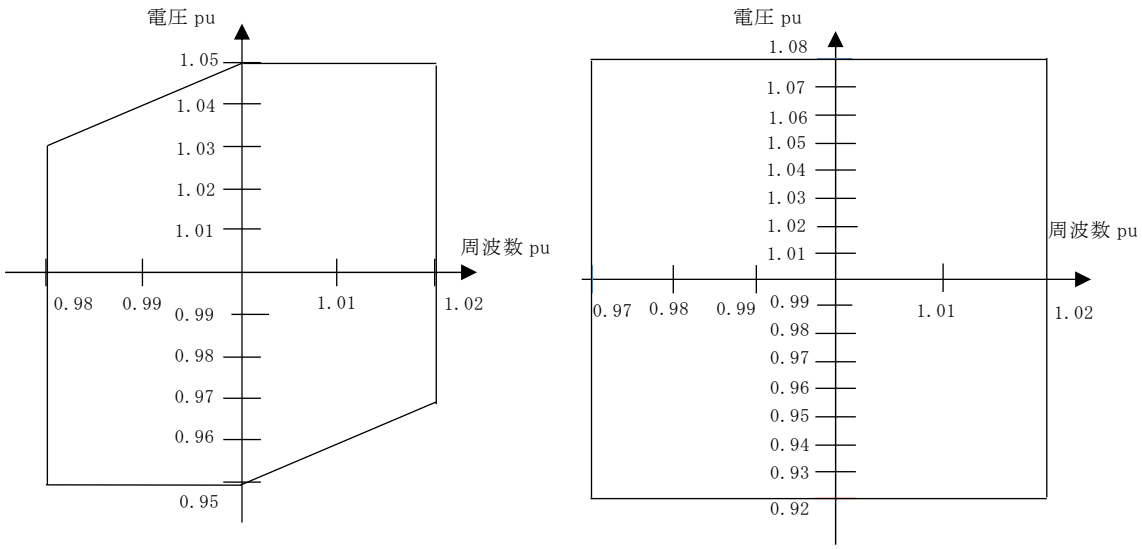
系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，次の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

同期発電機，誘導発電機　　逆変換装置



また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。ただし，周波数変動範囲に対しては，「第６章２運転可能周波数・並列時許容周波数(1) 運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な需要設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

８　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は，省略することができるものといたします。

(2) 系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡

方向リレーを設置すること。なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に発電電圧の異常低下を検出し，発電設備等を解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができるものといたします。

ロ　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は,地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

(3) 単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系

統電圧が定格電圧の４０パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等をすみやかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4) 事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5) 構内設備故障対策

構内設備故障対策として「第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）５ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備のしゃ断器，保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。

しゃ断器：２サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

(7) その他

イ　連系する系統と同じ保護方式の保護リレーを設置する場合の主な短絡・地絡保護は次のとおりといたします。この場合，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

電圧階級 (ボルト)	系統の 保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数
				中性点接地方式				
				直接接地方式		抵抗接地方式		
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護	
500,000 275,000	電流差動 リレー方式	電流差動 リレー	短絡方向 距離リレー	電流差動 リレー	地絡方向 距離リレー			2系列
154,000	電流差動 リレー方式	電流差動 リレー	短絡方向 距離リレー			電流差動 リレー	地絡方向 リレー	1系列
	方向比較 リレー方式	方向比較 リレー	短絡方向 距離リレー			方向比較 リレー	地絡方向 リレー	1系列
77,000 66,000	電流差動 リレー方式	電流差動 リレー	短絡方向 距離リレー			電流差動 リレー	地絡方向 リレー	1系列

ロ　連系する系統との保護協調を考慮し，当社設備のしゃ断器と同等のしゃ断時間としていただきます。

9　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

10　保護装置の設置場所

保護リレーは,受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11　解列箇所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

(1) 受電用しゃ断器

(2) 発電設備等出力端しゃ断器

(3) 発電設備等連絡用しゃ断器

(4) 母線連絡用しゃ断器

12 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

(3) 不足電力リレーは２相設置とすること。

(4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

13 自動負荷制限・発電抑制

(1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断，もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。

なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外といたします。

(2) あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がな

い限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

14　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のため，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。

ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が相互予備となるように２系列化されている場合は，線路無電圧確認装置を省略することができるものといたします。また，この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものとします。

(1) ２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

(2) 計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。

(3) 計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。

15　発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　電圧・無効電力制御

ロ　周波数上昇時の発電しゃ断装置

ハ　過負荷解消制御装置

ニ　系統安定化装置（ＰＳＳ：Power System Stabilizer）

ホ　その他必要な装置

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。なお，そ

の他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±０．２ヘルツをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

定格出力が１００メガワット以上の火力発電設備は，周波数５８．８ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数５８．８ヘルツを下回る場合は，１．２ヘルツ低下する毎に５パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100メガワット以上	
		GTおよびGTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※5	
	LFC幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※5	60秒以内に出力変化開始※5
	EDC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※5	60秒以内に出力変化開始※5
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS機能具備※6	30パーセント以下

※1　ガスタービン発電設備およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（ＧＴおよびＧＴＣＣ）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保すること。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議させていただきます。

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議させていただきます。

※3　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議させていただきます。

※4　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力といたします。

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信する

機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力[ＧＴおよびＧＴＣＣのみ]，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

同一受電地点に連系する定格出力の合計が４００メガワット以上の火力（ＧＴＣＣ）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　１５４，０００ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　７７，０００ボルトまたは６６，０００ボルト以下の系統に連系する発電設備等においても，必要により，上記イと同等の機能を具備していただくことがあります。

16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1) １５４，０００ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) ２７５，０００ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

17　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

18 電圧変動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１から２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には,自励式の逆変換装置を用いる等の対策を行なっていただきます。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこ

と。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。

(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。

(3) その他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

19 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の１０パーセント以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議させていただきます。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２から５パーセントの範囲で当社から指定する値とし,不感帯は０．２ヘルツ以下といたします。

20 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）

を設置していただきます。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

21　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。

発電機定数	標準的な値（火力機）
初期過渡リアクタンス（Xd”）	0.20～0.30[pu]※
過渡リアクタンス（Xd’）	0.25～0.35[pu]※
同期リアクタンス（Xd）	1.5 ～1.9 [pu]※
慣性定数（M＝2H）	6.0 ～10.0[MW・sec/MVA]
開路初期過渡時定数（Tdo”）	0.02～0.05[秒]
開路過渡時定数（Tdo’）	5.0 ～8.0 [秒]

※発電機定格容量ベース

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。なお，必要に応じて,記載されていない諸元等,最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲

電源種	設備	諸元
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力毎）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ）

電源種	設備	諸元
		ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント 制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　連絡体制

(1) 発電者の構内設備故障および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の総合制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の総合制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，３３，０００ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社の総合制御所等と連絡が取れない場合には，当社の総合制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の中央給電指令所，総合制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	引込口（受電地点）の有効電力量
	電圧・無効電力の制御モード
	下り伝送異常

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	発電機母線の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）

※1 慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置

※2 ナセルで計測する風向・風速

※3 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

24　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の総合制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

25　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）

１　電気方式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　力率

供給地点における力率を，原則として８５パーセント以上とするとともに，進み力率にならないようにしていただきます。

また，系統運用上必要がある場合には，進相用コンデンサの開放をお願いすることがあります。

３　高調波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

(1) 対象となる需要者および適用時期

イ　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「対象者」といいます。）といたします。

(ｲ) ２２，０００ボルトまたは３３，０００ボルトの系統から受電する需要者であって， その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が３００キロボルトアンペアをこえる需要者

(ﾛ) ６６，０００ボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が２，０００キロボルトアンペアをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，３００ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流２０アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　対象者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって，対象者に該当することになる場合においても適用い

たします。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は，40 次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア）

受電電圧(ﾎﾞﾙﾄ)	5 次	7 次	11 次	13 次	17 次	19 次	23 次	23 次超過
22,000	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33,000	1.2	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
66,000	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
77,000	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154,000	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275,000	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

4　保護協調

構内設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうため，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

(1) 構内設備の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断すること。

(2) 連系する系統に事故が発生した場合は,系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から構内設備をしゃ断すること。

(3) 連系する系統以外の事故時には，原則として構内設備はしゃ断されないこと。

5　保護装置の設置

(1) 構内設備故障対策

構内設備故障時の保護のため，過電流リレーおよび地絡過電流リレーを設置していただきます。また，系統安定度を確保する等のため必要な場合は，母線保護リレーを設置していただきます。

(2) 系統側事故対策

系統事故時の送電線保護装置が必要となる場合は，接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

6　保護装置の設置場所

保護リレーは，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

7　しゃ断箇所

保護装置が動作した場合のしゃ断箇所は，系統から構内を切り離し，事故を除去することができる連系用しゃ断器といたします。ただし，母線保護リレーが動作した場合は，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。

8　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は「第６章 発電設備等の連系に必要な技術要件(特別高圧)11 保護リレーの設置相数」に準じていただきます。

９　電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡

(1) 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

(2) 需要設備にアーク炉等を含み,電圧フリッカが発生するおそれがある場合には,負荷に応じた抑制対策を実施していただきます。

(3) 大容量の単相負荷等により各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，供給地点における電圧不平衡率を３パーセント以下にしていただきます。

10　連絡体制

(1) 需要者の構内設備故障および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等には，当社の総合制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の総合制御所等と需要者の技術員駐在所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話)を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，３３，０００ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ)　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく,直接技術員駐在箇所へつながる単番方式)とし,需要者の構内設備の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ)　停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ)　常用・予備線供給方式等，機器操作が極めて簡単で，系統に影響を及ぼすおそれがない方式で受電すること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の中央給電指令所，総合制御所等と需要者の間に，必要に応じ，系統運用上必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
テレメータ	引込口（供給地点）の有効電力

電気事業法施行規則第 19 条第2項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由
２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第41回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年４月26日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，2022年12月21日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，2023年12月末までに導入する整理がなされたことおよび第46回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年11月15日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託送供給等約款　変更認可申請内容（現行規定との比較）

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
託 送 供 給 等 約 款 ２０２３年~~4~~月~~1~~日実施 北陸電力送配電株式会社	託 送 供 給 等 約 款 ２０２３年１２月２７日実施 北陸電力送配電株式会社

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
　1　適用 …… 1
　2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
　3　定義 …… 2
　4　代表契約者の選任 …… 7
　5　託送供給等に係る取扱い …… 8
　6　単位および端数処理 …… 8
　7　実施細目 …… 9

Ⅱ　契約の申込み …… 10
　8　契約の要件 …… 10
　9　検討および契約の申込み …… 12
　１０　契約の成立および契約期間 …… 19
　１１　託送供給等の開始 …… 20
　１２　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 20
　１３　電気方式，電圧および周波数 …… 20
　１４　発電場所および需要場所 …… 22
　１５　供給および契約の単位 …… 24
　１６　承諾の限界 …… 27
　１７　契約書の作成 …… 28

Ⅲ　料　　金 …… 29
　１８　料金 …… 29
　１９　接続送電サービス …… 31
　２０　臨時接続送電サービス …… 54
　２１　振替送電サービス …… 63
　２２　予備送電サービス …… 64
　２３　発電量調整受電計画差対応電力 …… 65
　２４　接続対象計画差対応電力 …… 66
　２５　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 67
　２６　給電指令時補給電力 …… 68

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
　1　適用 …… 1
　2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
　3　定義 …… 2
　4　代表契約者の選任 …… 7
　5　託送供給等に係る取扱い …… 8
　6　単位および端数処理 …… 8
　7　実施細目 …… 9

Ⅱ　契約の申込み …… 10
　8　契約の要件 …… 10
　9　検討および契約の申込み …… 12
　１０　契約の成立および契約期間 …… 19
　１１　託送供給等の開始 …… 20
　１２　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 20
　１３　電気方式，電圧および周波数 …… 21
　１４　発電場所および需要場所 …… 22
　１５　供給および契約の単位 …… 24
　１６　承諾の限界 …… 27
　１７　契約書の作成 …… 28

Ⅲ　料　　金 …… 29
　１８　料金 …… 29
　１９　接続送電サービス …… 31
　２０　臨時接続送電サービス …… 54
　２１　振替送電サービス …… 63
　２２　予備送電サービス …… 64
　２３　発電量調整受電計画差対応電力 …… 65
　２４　接続対象計画差対応電力 …… 66
　２５　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 67
　２６　給電指令時補給電力 …… 68

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
Ⅳ　料金の算定および支払い ····· 7~~0~~ ２７　料金の適用開始の時期 ····· 7~~0~~ ２８　検針日 ····· 7~~0~~ ２９　料金の算定期間 ····· 7~~1~~ ３０　計量 ····· 7~~2~~ ３１　電力および電力量の算定 ····· 7~~3~~ ３２　損失率 ····· ~~84~~ ３３　料金の算定 ····· ~~84~~ ３４　支払義務の発生および支払期日 ····· ~~87~~ ３５　料金その他の支払方法 ····· ~~89~~ ３６　保証金 ····· 9~~0~~ ３７　連帯責任 ····· 9~~2~~ Ⅴ　供　　給 ····· ~~93~~ ３８　託送供給等の実施 ····· ~~93~~ ３９　受電および供給の中止 ····· ~~96~~ ４０　給電指令の実施等 ····· ~~96~~ ４１　適正契約の保持等 ····· 10~~0~~ ４２　契約超過金 ····· 10~~1~~ ４３　力率の保持 ····· 10~~1~~ ４４　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ··· 10~~2~~ ４５　託送供給等にともなう協力 ····· 1~~03~~ ４６　託送供給等の停止 ····· 1~~04~~ ４７　託送供給等の停止の解除 ····· 1~~05~~ ４８　託送供給の停止期間中の料金 ····· 1~~05~~ ４９　違約金 ····· 1~~05~~ ５０　損害賠償の免責 ····· 1~~06~~ ５１　設備の賠償 ····· 1~~07~~ Ⅵ　契約の変更および終了 ····· 1~~08~~ ５２　契約の変更 ····· 1~~08~~ ５３　名義の変更 ····· 1~~09~~ ５４　契約の廃止 ····· 11~~0~~ ５５　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および 工事費の精算 ····· 11~~1~~ ５６　解約等 ····· 1~~14~~ ５７　契約消滅後の債権債務関係 ····· 1~~15~~	Ⅳ　料金の算定および支払い ····· 71 ２７　料金の適用開始の時期 ····· 71 ２８　検針日 ····· 71 ２９　料金の算定期間 ····· 72 ３０　計量 ····· 73 ３１　電力および電力量の算定 ····· 74 ３２　損失率 ····· 91 ３３　料金の算定 ····· 91 ３４　支払義務の発生および支払期日 ····· 94 ３５　料金その他の支払方法 ····· 95 ３６　保証金 ····· 97 ３７　連帯責任 ····· 99 Ⅴ　供　　給 ····· 100 ３８　託送供給等の実施 ····· 100 ３９　受電および供給の中止 ····· 103 ４０　給電指令の実施等 ····· 103 ４１　適正契約の保持等 ····· 108 ４２　契約超過金 ····· 108 ４３　力率の保持 ····· 109 ４４　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ··· 109 ４５　託送供給等にともなう協力 ····· 110 ４６　託送供給等の停止 ····· 111 ４７　託送供給等の停止の解除 ····· 112 ４８　託送供給の停止期間中の料金 ····· 113 ４９　違約金 ····· 113 ５０　損害賠償の免責 ····· 113 ５１　設備の賠償 ····· 114 Ⅵ　契約の変更および終了 ····· 115 ５２　契約の変更 ····· 115 ５３　名義の変更 ····· 116 ５４　契約の廃止 ····· 117 ５５　供給開始後の契約の廃止または変更にともなう料金および 工事費の精算 ····· 118 ５６　解約等 ····· 121 ５７　契約消滅後の債権債務関係 ····· 122

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 ····· 1~~16~~ ５８ 受電地点，供給地点および施設 ····· 1~~16~~ ５９ 架空引込線 ····· 1~~17~~ ６０ 地中引込線 ····· 1~~18~~ ６１ 連接引込線等 ····· 12~~0~~ ６２ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ····· 12~~0~~ ６３ 引込線の接続 ····· 12~~1~~ ６４ 計量器等の取付け ····· 12~~1~~ ６５ 電流制限器等の取付け ····· 12~~2~~ ６６ 通信設備等の施設 ····· 12~~2~~ ６７ 専用供給設備 ····· 1~~23~~ Ⅷ 工事費の負担 ····· 1~~25~~ ６８ 受電地点への供給設備の工事費負担金 ····· 1~~25~~ ６９ 受電用計量器等の工事費負担金 ····· 1~~29~~ ７０ 会社間連系設備の工事費負担金 ····· 1~~29~~ ７１ 供給地点への供給設備の工事費負担金 ····· 1~~29~~ ７２ 工事費負担金の申受けおよび精算 ····· 1~~37~~ ７３ 臨時工事費 ····· 1~~39~~ ７４ 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け ····· 14~~0~~ ７５ 工事費等に関する契約書の作成 ····· 14~~0~~ Ⅸ 保　　安 ····· 14~~1~~ ７６ 保安の責任 ····· 14~~1~~ ７７ 調査 ····· 14~~1~~ ７８ 調査等の委託 ····· 14~~1~~ ７９ 調査に対する需要者の協力 ····· 14~~1~~ ８０ 保安等に対する発電者および需要者の協力 ····· 14~~2~~ ８１ 検査または工事の受託 ····· 14~~2~~ ８２ 自家用電気工作物 ····· 14~~3~~ 附　　則 ····· 14~~4~~ 別　　表 ····· 17~~9~~ 別冊　系統連系技術要件 ····· 2~~24~~	Ⅶ 受電方法および供給方法ならびに工事 ····· 123 ５８ 受電地点，供給地点および施設 ····· 123 ５９ 架空引込線 ····· 124 ６０ 地中引込線 ····· 125 ６１ 連接引込線等 ····· 127 ６２ 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ····· 127 ６３ 引込線の接続 ····· 128 ６４ 計量器等の取付け ····· 128 ６５ 電流制限器等の取付け ····· 129 ６６ 通信設備等の施設 ····· 129 ６７ 専用供給設備 ····· 130 Ⅷ 工事費の負担 ····· 132 ６８ 受電地点への供給設備の工事費負担金 ····· 132 ６９ 受電用計量器等の工事費負担金 ····· 136 ７０ 会社間連系設備の工事費負担金 ····· 136 ７１ 供給地点への供給設備の工事費負担金 ····· 136 ７２ 工事費負担金の申受けおよび精算 ····· 144 ７３ 臨時工事費 ····· 146 ７４ 供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け ····· 147 ７５ 工事費等に関する契約書の作成 ····· 148 Ⅸ 保　　安 ····· 149 ７６ 保安の責任 ····· 149 ７７ 調査 ····· 149 ７８ 調査等の委託 ····· 149 ７９ 調査に対する需要者の協力 ····· 149 ８０ 保安等に対する発電者および需要者の協力 ····· 150 ８１ 検査または工事の受託 ····· 150 ８２ 自家用電気工作物 ····· 151 附　　則 ····· 152 別　　表 ····· 195 別冊　系統連系技術要件 ····· 240

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)

別 冊　系統連系技術要件

目　　次

第１章	総　　則	~~234~~ 240
１	目的	~~234~~ 240
２	適用の範囲	~~234~~ 240
３	協議	~~234~~ 240
第２章	発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧）	~~235~~ 241
１	電気方式	~~235~~ 241
２	運転可能周波数	~~235~~ 241
３	力率	~~235~~ 241
４	高調波	~~236~~ 242
５	需給バランス制約による発電出力の抑制	~~236~~ 242
~~６~~	~~不要解列の防止~~	~~236~~
~~７~~	~~保護装置の設置場所~~	~~240~~
~~８~~	~~保護リレーの設置相数~~	~~240~~
~~９~~	~~保護装置の設置~~	~~241~~
~~１０~~	~~解列箇所~~	~~242~~
~~１１~~	~~接地方式~~	~~242~~
~~１２~~	~~直流流出防止変圧器の設置~~	~~242~~
~~１３~~	~~電圧変動~~	~~243~~
~~１４~~	~~短絡容量~~	~~244~~
~~１５~~	~~過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置~~	~~244~~
~~１６~~	~~発電設備等の種類~~	~~245~~
~~１７~~	~~発電機諸元~~	~~245~~
~~１８~~	~~サイバーセキュリティ対策~~	~~246~~
６	送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	242
７	不要解列の防止	243
８	保護装置の設置場所	246
９	保護リレーの設置相数	246
１０	保護装置の設置	247
１１	解列箇所	248
１２	接地方式	248
１３	直流流出防止変圧器の設置	248
１４	電圧変動	249
１５	短絡容量	250
１６	過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置	250
１７	発電設備等の種類	251
１８	発電機諸元	251
１９	サイバーセキュリティ対策	252
第３章	需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）	~~247~~ 253
１	電気方式	~~247~~ 253
２	力率	~~247~~ 253
３	高調波	~~247~~ 253
４	保護装置の設置	~~247~~ 253

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）　・・・・・・・・・・　~~238~~ １　電気方式　・・・・・・・・・・

託送供給等約款(2023.4.1 実施)			託送供給等約款(2023.12.27 実施)		
~~8~~	再閉路方式	~~261~~	8	保護装置の設置	274
~~9~~	保護装置の設置場所	~~261~~	9	再閉路方式	277
~~10~~	解列箇所	~~261~~	10	保護装置の設置場所	277
~~11~~	保護リレーの設置相数	~~262~~	11	解列箇所	277
~~12~~	自動負荷制限・発電抑制	~~262~~	12	保護リレーの設置相数	278
~~13~~	線路無電圧確認装置の設置	~~263~~	13	自動負荷制限・発電抑制	278
~~14~~	発電機運転制御装置の付加	~~263~~	14	線路無電圧確認装置の設置	279
~~15~~	中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施	~~266~~	15	発電機運転制御装置の付加	279
~~16~~	直流流出防止変圧器の設置	~~266~~	16	中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施	282
~~17~~	電圧変動	~~267~~	17	直流流出防止変圧器の設置	282
~~18~~	出力変動対策	~~268~~	18	電圧変動	283
~~19~~	短路・地絡電流対策	~~268~~	19	出力変動対策	284
~~20~~	発電機定数・諸元	~~269~~	20	短路・地絡電流対策	284
~~21~~	昇圧用変圧器	~~273~~	21	発電機定数・諸元	285
~~22~~	連絡体制	~~273~~	22	昇圧用変圧器	289
~~23~~	電気現象記録装置	~~275~~	23	連絡体制	289
~~24~~	サイバーセキュリティ対策	~~275~~	24	電気現象記録装置	291
			25	サイバーセキュリティ対策	291
第７章	需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）	~~276~~	第７章	需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）	292
1	電気方式	~~276~~	1	電気方式	292
2	力率	~~276~~	2	力率	292
3	高調波	~~276~~	3	高調波	292
4	保護協調	~~278~~	4	保護協調	294
5	保護装置の設置	~~278~~	5	保護装置の設置	294
6	保護装置の設置場所	~~278~~	6	保護装置の設置場所	294
7	しゃ断箇所	~~278~~	7	しゃ断箇所	294
8	保護リレーの設置相数	~~278~~	8	保護リレーの設置相数	294
9	電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡	~~279~~	9	電圧変動・電圧フリッカ・電圧不平衡	295
１０	連絡体制	~~279~~	１０	連絡体制	295

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
9　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，22（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。 ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ) 接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者	**9　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，22（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。 ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ) 接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　当社が振替供給する電気の供給地点 e　振替供給の開始希望日 (ハ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (イ) 当社は，受電側接続検討の申込みをいただいた後，原則として３月以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。 (ロ) 当社は，１受電地点１検討につき２２万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a 検討を要しない場合 b 受電側接続検討の回答後，他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき	との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　当社が振替供給する電気の供給地点 e　振替供給の開始希望日 (ハ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (イ) 当社は，受電側接続検討の申込みをいただいた後，原則として３月以内に，検討結果を契約者にお知らせいたします。 (ロ) 当社は，１受電地点１検討につき２２万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a 検討を要しない場合 b 受電側接続検討の回答後，他の発電契約者<u>の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）</u>によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき
Ⅲ　料　　金 **26　給電指令時補給電力** (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 40（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	**Ⅲ　料　　金** **26　給電指令時補給電力** (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 40（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，31（電力および電力量の算定）(20)により３０分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 40（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，31（電力および電力量の算定）(18)により３０分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(20)により３０分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 40（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，31（電力および電力量の算定）(18)により３０分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
31　電力および電力量の算定 (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合~~で，(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，３０分ごとに~~，次の~~式により~~算定された値といたします。~~ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~	**31　電力および電力量の算定** (18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a 当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b 40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d 40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 (ﾊ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。 a 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（40〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 b ファーム電源に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および40(給電指令の実施等)(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（40〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 d　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 e　40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 (c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致ま

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	たは上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合~~または~~40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備	(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その３０分ごとの発電量調整受電計画電力量をその３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された３０分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
Ⅴ 供　　給 **40　給電指令の実施等** (1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合 ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	**Ⅴ 供　　給** **40　給電指令の実施等** (1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，38（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合 ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。 ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じた

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	とき。
	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
~~ヘ~~　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロまたは~~ヘ~~のときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
(5) 当社は，発電量調整供給において，39（受電および供給の中止）または (2)イ，ロまたは~~ヘ~~の場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(5) 当社は，発電量調整供給において，39（受電および供給の中止）または (2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(6) 当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(7) 当社は，接続供給において，39（受電および供給の中止）または (2)または(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中	(7) 当社は，接続供給において，39（受電および供給の中止）または (2)または(3)によって，契約者への供給を中止し，または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。	止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。
イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。	イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット未満となるとき。
(ｲ) 割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	(ｲ) 割引の対象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
(ﾛ) 割引率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。	(ﾛ) 割引率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。
(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。	(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上となるとき，または特別高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が５００キロワット以上となるとき，または特別高圧で供給する場合
(ｲ) 割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	(ｲ) 割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，33（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
(ﾛ) 割引率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに０．２パーセントといたします。	(ﾛ) 割引率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに０．２パーセントといたします。
(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回１０分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，３０分以上は切り上げ，３０分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 (算式) a　接続供給電力を制限した場合 H’＝ H × （D － d） ／ D H’＝ 修正時間（１０分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）	(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回１０分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，３０分以上は切り上げ，３０分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 (算式) a　接続供給電力を制限した場合 H’＝ H × （D － d） ／ D H’＝ 修正時間（１０分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
Ｈ ＝ 制限時間 Ｄ ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 ｄ ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 ｂ　接続供給電力量を制限した場合 Ｈ’＝ Ｈ × （Ａ － Ｂ） ／ Ａ Ｈ’＝ 修正時間 Ｈ ＝ 制限時間 Ａ ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） Ｂ ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 (8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 (9) 予備送電サービスに対する利用の制限または中止についても(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 (10) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	Ｈ ＝ 制限時間 Ｄ ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 ｄ ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 ｂ　接続供給電力量を制限した場合 Ｈ’＝ Ｈ × （Ａ － Ｂ） ／ Ａ Ｈ’＝ 修正時間 Ｈ ＝ 制限時間 Ａ ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） Ｂ ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。 (8) (7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 (9) 予備送電サービスに対する利用の制限または中止についても(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 (10) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
68　受電地点への供給設備の工事費負担金 (1) 受電側接続設備の工事費負担金	**68　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1) 受電側接続設備の工事費負担金

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表14（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金	(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
(ﾛ)　67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ﾛ)　67（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額	(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額
ａ　当該供給設備の工事費のうち，「発電設備の設置に伴う電力系統の増強および事業者の費用負担等の在り方に関する指針」~~（以下「指針」といいます。）~~にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第13号認可）67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。	ａ　当該供給設備の工事費のうち，「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強および事業者の費用負担等の在り方に関する指針」にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第13号認可）67（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。
ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額	ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき　２，８６０円００銭	新増加契約受電電力1ｷﾛﾜｯﾄにつき　２，８６０円００銭

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
ロ　受電地点において 22（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け）または 66（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (5) 工事費の算定 (1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。 また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 (ｲ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾛ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。 (ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。	ロ　受電地点において 22（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，67（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，63（引込線の接続），64（計量器等の取付け）または 66（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　45（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (5) 工事費の算定 (1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。 また，標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 (ｲ) 材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾛ) 諸掛りには，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。 (ﾊ) 土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の５０パーセントに相当する金額は工事費に計上いたしますが，登録免許税，印紙税，登記手数料等地役権の登記に要する費用は工事費に計上いたしません。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
(ニ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。	(ニ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の５０パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。
(ホ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。	(ホ) 補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。
(ヘ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。	(ヘ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。
ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$	(イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$
(ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$	(ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$
ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。	ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備(特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。)とみなします。
ホ (2)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）とみなします。	ホ (2)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ 低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ヘ 低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ ２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られ	イ ２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られ

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
た場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。 ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。 (7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	た場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。 ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。 (7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。
附　　則 **1　実施期日** この約款は，２０２３年~~4~~月~~1~~日から実施いたします。 **4　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，52（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当	**附　　則** **1　実施期日** この約款は，２０２３年１２月２７日から実施いたします。 **4　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，52（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。 (4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 この場合，23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ23（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 ~~ただし~~，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにか	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第２９条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，26（給電指令時補給電力）(2)ニにかか

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
かわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。	わらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，３０分ごとに算定される金額といたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2) ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。
この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，26（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 26（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 29（料金の算定期間） (ﾛ) 33（料金の算定） (ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 35（料金その他の支払方法） (ﾎ) 36（保証金） (ﾍ) 49（違約金） (ﾄ) 56（解約等）	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 29（料金の算定期間） (ﾛ) 33（料金の算定） (ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 35（料金その他の支払方法） (ﾎ) 36（保証金） (ﾍ) 49（違約金） (ﾄ) 56（解約等）
ト　当社は，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
~~チ~~　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
~~リ~~　~~チ~~で定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
~~ヌ~~　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ) 29（料金の算定期間）	(ｲ) 29（料金の算定期間）
(ﾛ) 33（料金の算定）	(ﾛ) 33（料金の算定）
(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ) 34（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）	(ﾆ) 35（料金その他の支払方法）
(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が１０キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が１０キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適用	イ　適用
次のいずれかに該当する場合に適用いたします。	次のいずれかに該当する場合に適用いたします。
(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合	(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ 供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ 供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ 計量 当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，３０分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	ハ 計量 当社は，30（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，３０分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，３０分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，31（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ 38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ 38（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で３０分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，３０分ごとに算定いたします。	イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で３０分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，３０分ごとに算定いたします。
ロ 契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ 契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，38（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ 特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された３	ニ 特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された３

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
０分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る３０分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	０分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る３０分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
(9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	(9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。
10 軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置	**10 軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置**
(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
イ 適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。	イ 適用範囲 契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。
(ｲ) 軽負荷期（毎年４月１日から６月３０日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間	(ｲ) 軽負荷期（毎年４月１日から６月３０日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間
(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）	(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）
ロ 特別措置の適用申込みおよび使用の申出	ロ 特別措置の適用申込みおよび使用の申出
(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。
(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。
ハ 接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力は，その１月の最大需要電力から 19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	ハ 接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。 なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から 19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。
ニ 接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19(接続送電サービス)(3)ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不	ニ 接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19(接続送電サービス)(3)ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19(接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。	足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19(接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。
ホ その他	ホ その他
(ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。	(ｲ) 当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。
(ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	(ﾛ) 当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
(2) １年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置	(2) １年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置
イ 19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間(夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。)に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	イ 19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間(夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。)に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。	(ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。
(ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが 19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解	(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが 19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
(ニ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ニ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。	(ｲ) ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ) のピークシフト電力といたします。
(ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ) ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との	ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
12　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第２７条の１２の１１第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第２７条の１２の１１第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に係る当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を	**12　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第２７条の１２の１１第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第２７条の１２の１１第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。 イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に係る当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。 ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。	締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。
(2) 契約の要件	(2) 契約の要件
需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。
イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。	イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。
(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）	(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）
(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期	(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期
ロ　イによってえられた１００キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。	ロ　イによってえられた１００キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。
ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
(3) 供給および契約の単位	(3) 供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バラン	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。 なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（31〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バラン

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
シンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。 (4)　料金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 発電バランシンググループにおいて，40（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力 a　発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応電力	シンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。 (4)　料金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，23（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 発電バランシンググループにおいて，40（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力 a　発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適用範囲 ３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 ロ 接続対象計画差対応電力

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，24（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適用	(ｲ) 適用
40(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	40(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 接続対象計画差対応電力	(ﾛ) 接続対象計画差対応電力
a 接続対象計画差対応補給電力	a 接続対象計画差対応補給電力
(a) 適用範囲	(a) 適用範囲
３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b) 接続対象計画差対応補給電力料金	(b) 接続対象計画差対応補給電力料金
接続対象計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価	(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価
接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。
b 接続対象計画差対応余剰電力	b 接続対象計画差対応余剰電力
(a) 適用範囲	(a) 適用範囲
３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その３０分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金	(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金
接続対象計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価	(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価
接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。
ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力	ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力
需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，25（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適用	(ｲ) 適用
需要抑制バランシンググループに適用いたします。	需要抑制バランシンググループに適用いたします。
(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力	(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力	a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力
(a) 適用範囲 ３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	(a) 適用範囲 ３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。	(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。
b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(a) 適用範囲 ３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	(a) 適用範囲 ３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その３０分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，３０分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。	(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，26（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適用範囲 40（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	a　適用範囲 40（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)ヌにより３０分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 40（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)チにより３０分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより３０分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 40（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める３０分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより３０分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第２７条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。ただし，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，40（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における３０分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が３０分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5) 電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力	(5) 電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，31（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が３０分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，31（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，３０分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は， 別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりとい	需要抑制量調整受電計画電力量は，31（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の３０分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が３０分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は， 別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりとい

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
たします。	たします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ベースラインは，31（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，~~３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，~~次の~~式により~~算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。~~ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
	(ｲ)　３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
	(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，３０分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ,ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ,ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は,次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および40（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ト

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	によって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 d　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	e　当社または配電事業者が 40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 40（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に 40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 40（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，40（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －40（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 －40（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社~~または~~配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたし	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，３０分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその３０分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，40（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として３０分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，40（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは 40（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
ます。	画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の３０分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における３０分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を上回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，３０分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその３０分における接続対象計画電力量を下回る場合に，３０分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された３０分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその３０分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその３０分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，31（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 $= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$ ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として31（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 $= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（32〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$ ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，31（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，３０分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその３０分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，３０分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，31（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量
(6) 託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	(6) 託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表 10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表 11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。 ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表 12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。
(7) 解約等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，56（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ 託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	(7) 解約等 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，41（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，56（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。 イ 託送供給の場合は，8（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，8（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，8（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合 ロ 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ハ 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。 ニ 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達す	(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達す

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
る場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	る場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成２８年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第１４条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(イ) 発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	(イ) 発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ロ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ロ)　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(ロ)　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ハ)　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要とな	(ハ)　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，３０分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要とな

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
る事項に関する文書を当社に提出していただきます。	る事項に関する文書を当社に提出していただきます。 (ニ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 (9) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	ハ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける３０分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 (9) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~**15 料金についての切替措置**~~ ~~２０２３年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，33（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。~~ ~~なお，電力量料金は，料金の算定期間における２０２３年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~	
別　　表 **4 負荷設備の入力換算容量** (1) 照明用電気機器 照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。	**別　　表** **4 負荷設備の入力換算容量** (1) 照明用電気機器 照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力(ﾜｯﾄ)
高力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネオン管灯

2次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換算容量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換算容量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80

託送供給等約款(2023.12.27 実施)

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力(ﾜｯﾄ)
高力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネオン管灯

2次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換算容量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換算容量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)

2,368 以下	100	100

ニ　水銀灯

出　力 (ワット)	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(イ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率１００．０パーセントを乗じたものといたします。

(ロ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力 (ワット)	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35 以下	—	160	出力（ワット）

託送供給等約款(2023.4.1 実施)			
45 以下	—	180	×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
65 以下	—	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔ｷﾛﾜｯﾄ〕）
出力(馬力)×93.3ﾊﾟｰｾﾝﾄ
出力(ｷﾛﾜｯﾄ)×125.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流（短時間定格電流）（ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ）	換算容量(入力)（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2

託送供給等約款(2023.12.27 実施)			
45 以下	—	180	×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
65 以下	—	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換　算　容　量（入力〔ｷﾛﾜｯﾄ〕）
出力(馬力)×93.3ﾊﾟｰｾﾝﾄ
出力(ｷﾛﾜｯﾄ)×125.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流（短時間定格電流）（ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ）	換算容量(入力)（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2

託送供給等約款(2023.4.1 実施)			
		50 ミリアンペア超過 100 ミリアンペア以下	3
		100 ミリアンペア超過 200 ミリアンペア以下	4
		200 ミリアンペア超過 300 ミリアンペア以下	5
		300 ミリアンペア超過 500 ミリアンペア以下	7.5
		500 ミリアンペア超過 1,000 ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過 100キロボルトピーク以下	200 ミリアンペア以下	5
		200 ミリアンペア超過 300 ミリアンペア以下	6
		300 ミリアンペア超過 500 ミリアンペア以下	8
		500 ミリアンペア超過 1,000 ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過 125キロボルトピーク以下	500 ミリアンペア以下	9.5
		500 ミリアンペア超過 1,000 ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過 150キロボルトピーク以下	500 ミリアンペア以下	11
		500 ミリアンペア超過 1,000 ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式 診察用装置	コンデンサ容量 0.75 マイクロファラッド以下		1
	0.75 マイクロファラッド超過 1.5 マイクロファラッド以下		2
	1.5 マイクロファラッド超過 3 マイクロファラッド以下		3

託送供給等約款(2023.12.27 実施)			
		50 ミリアンペア超過 100 ミリアンペア以下	3
		100 ミリアンペア超過 200 ミリアンペア以下	4
		200 ミリアンペア超過 300 ミリアンペア以下	5
		300 ミリアンペア超過 500 ミリアンペア以下	7.5
		500 ミリアンペア超過 1,000 ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過 100キロボルトピーク以下	200 ミリアンペア以下	5
		200 ミリアンペア超過 300 ミリアンペア以下	6
		300 ミリアンペア超過 500 ミリアンペア以下	8
		500 ミリアンペア超過 1,000 ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過 125キロボルトピーク以下	500 ミリアンペア以下	9.5
		500 ミリアンペア超過 1,000 ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過 150キロボルトピーク以下	500 ミリアンペア以下	11
		500 ミリアンペア超過 1,000 ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式 診察用装置	コンデンサ容量 0.75 マイクロファラッド以下		1
	0.75 マイクロファラッド超過 1.5 マイクロファラッド以下		2
	1.5 マイクロファラッド超過 3 マイクロファラッド以下		3

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
(4) 電気溶接機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本~~工業~~規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×　７０パーセント ロ　イ以外の場合 入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×　７０パーセント	(4) 電気溶接機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×　７０パーセント ロ　イ以外の場合 入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×　７０パーセント
(5) その他 イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。	(5) その他 イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。
別 冊　系統連系技術要件 **第２章　発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧）** **５　需給バランス制約による発電出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。 また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成２４年経済産業省令第４６号，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約	**別 冊　系統連系技術要件** **第２章　発電設備等の連系に必要な技術要件（低圧）** **５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。 また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成２４年経済産業省令第４６号，以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。	等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。
（新規）	**６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち１０キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~6~~　不要解列の防止 (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第３章 需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）４ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2) 事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。	**７　不要解列の防止** (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第３章 需要設備の連系に必要な技術要件（低圧）４ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2) 事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)

発電設備等		電圧低下			周波数変動(運転継続)
		残電圧 20%以上(運転継続)	残電圧 20%未満(運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ)	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	60Hz 系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	燃料電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

託送供給等約款(2023.12.27 実施)

発電設備等		電圧低下			周波数変動(運転継続)
		残電圧 20%以上(運転継続)	残電圧 20%未満(運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ)	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	60Hz 系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため,0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	燃料電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

託送供給等約款(2023.4.1 実施)						
	ガスエンジン	単機出力2kW 未満 単機出力2kW 以上10kW 未満※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s(周波数上限)61.8Hz(周波数下限)57.0Hz
	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s(周波数上限)61.8Hz(周波数下限)57.0Hz
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s(周波数上限)61.8Hz(周波数下限)57.0Hz
三	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる

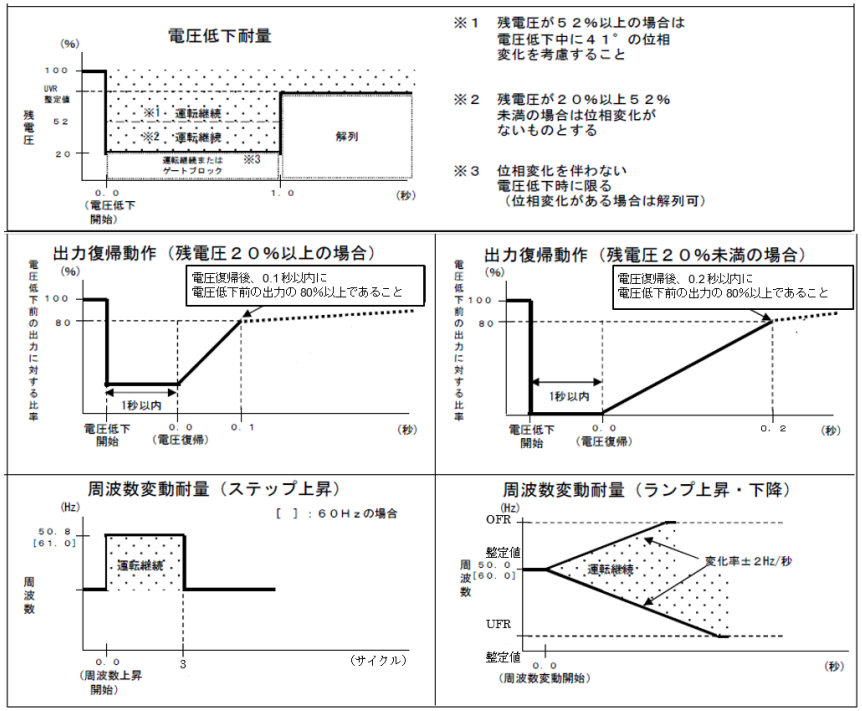
託送供給等約款(2023.12.27 実施)						
	ガスエンジン	単機出力2kW 未満 単機出力2kW 以上10kW 未満※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s(周波数上限)61.8Hz(周波数下限)57.0Hz
	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4 秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s(周波数上限)61.8Hz(周波数下限)57.0Hz
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s(周波数上限)61.8Hz(周波数下限)57.0Hz
三	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる

託送供給等約款(2023.4.1 実施)

相	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
	風力	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

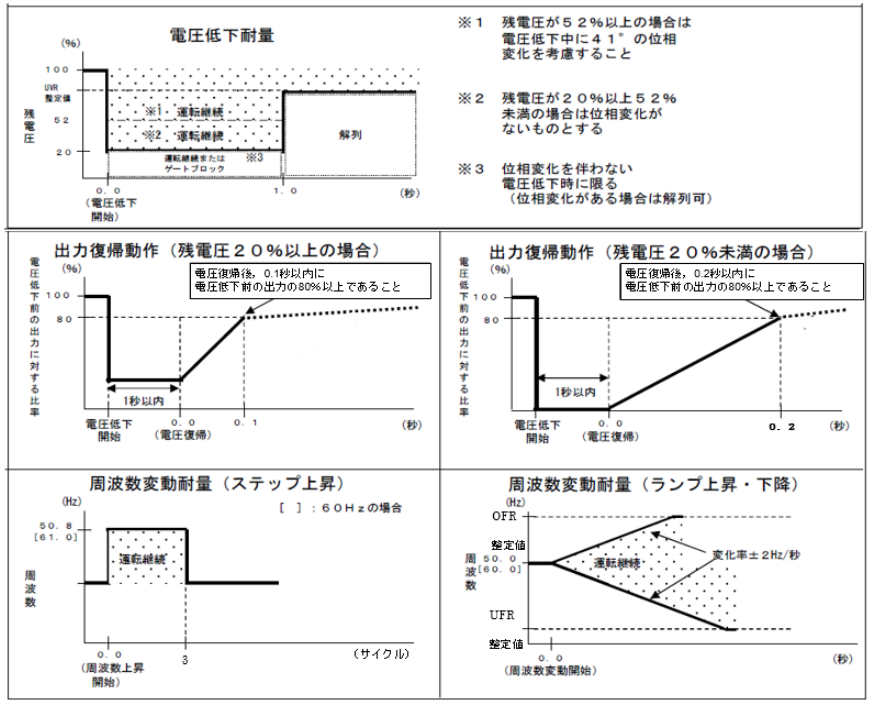


託送供給等約款(2023.12.27 実施)

相	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
	風力	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
~~7~~ 保護装置の設置場所 保護リレーは， 受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**8 保護装置の設置場所** 保護リレーは， 受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~8~~ 保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1) 過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）に設置すること。 (2) 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相（中性線と両電圧線間），３相３線式については３相に設置すること。 (3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式については１相に設置すること。 (4) 逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。 イ 不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相（中性線と両電圧線間），３相３線式については３相に設置すること。 なお，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とすることができるものといたします。 ロ 不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）に設置すること。	**9 保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1) 過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）に設置すること。 (2) 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相（中性線と両電圧線間），３相３線式については３相に設置すること。 (3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式については１相に設置すること。 (4) 逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。 イ 不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相（中性線と両電圧線間），３相３線式については３相に設置すること。 なお，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とすることができるものといたします。 ロ 不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相（単相３線式では中性線と両電圧線間）に設置すること。
~~9~~ 保護装置の設置 (1) 発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 ただし，発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は，省略することができるものといたします。 イ 発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ 発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (2) 系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ 同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用することができるものといたします。 ロ 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，	**10 保護装置の設置** (1) 発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 ただし，発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は，省略することができるものといたします。 イ 発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ 発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (2) 系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ 同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用することができるものといたします。 ロ 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (3) 高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 (4) 単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。	連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (3) 高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 (4) 単独運転防止対策 単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。
~~10~~　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1) 機械的な解列箇所２箇所 (2) 機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック (3) 発電設備等連絡用しゃ断器	**11　解列箇所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1) 機械的な解列箇所２箇所 (2) 機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック (3) 発電設備等連絡用しゃ断器
~~11~~　接地方式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	**12　接地方式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
~~12~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。 (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	**13　直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。 (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
~~13~~　電圧変動	**14　電圧変動**

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
(1) 常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧１００ボルトに対しては１０１±６ボルト，標準電圧２００ボルトに対しては２０２±２０ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。	(1) 常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧１００ボルトに対しては１０１±６ボルト，標準電圧２００ボルトに対しては２０２±２０ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。
(2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の１０パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。	(2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の１０パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。 ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。
(3) 電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。 イ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ロ 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減	(3) 電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。 イ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ロ 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ハ 単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。	等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ハ 単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。
~~14~~ 短絡容量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	**15 短絡容量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
~~15~~ 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，需要設備および発電設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。	**16 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置** 単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，需要設備および発電設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。
~~16~~ 発電設備等の種類 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。	**17 発電設備等の種類** 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。
~~17~~ 発電機諸元 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。	**18 発電機諸元** 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

託送供給等約款(2023.4.1 実施)		
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ~~＝~~，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

~~18~~ サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）

５　需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)		
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

19 サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

第４章　発電設備等の連系に必要な技術要件（高圧）

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。	また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。
（新規）	**６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~６~~　不要解列の防止 (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，「第５章 需要設備の連系に必要な技術要件（高圧） ４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2) 事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。	**７　不要解列の防止** (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうため，次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，「第５章 需要設備の連系に必要な技術要件（高圧） ４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないため，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。 (2) 事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等	電圧低下		周波数変動（運転継続）
	三相短絡を想定	二相短絡を想定	

発電設備等	電圧低下		周波数変動（運転継続）
	三相短絡を想定	二相短絡を想定	

託送供給等約款(2023.4.1 実施)						託送供給等約款(2023.12.27 実施)					
		残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統			残電圧 20%以上（運転継続）	残電圧 20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60Hz 系統
単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz	三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz		風力	残電圧 0%・継続時間 0.15 秒と残電圧 90%・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz		蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰（RPR が設置される場合は出力電力特性と RPR の協調を図るため，0.4 秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

託送供給等約款(2023.4.1 実施)					
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

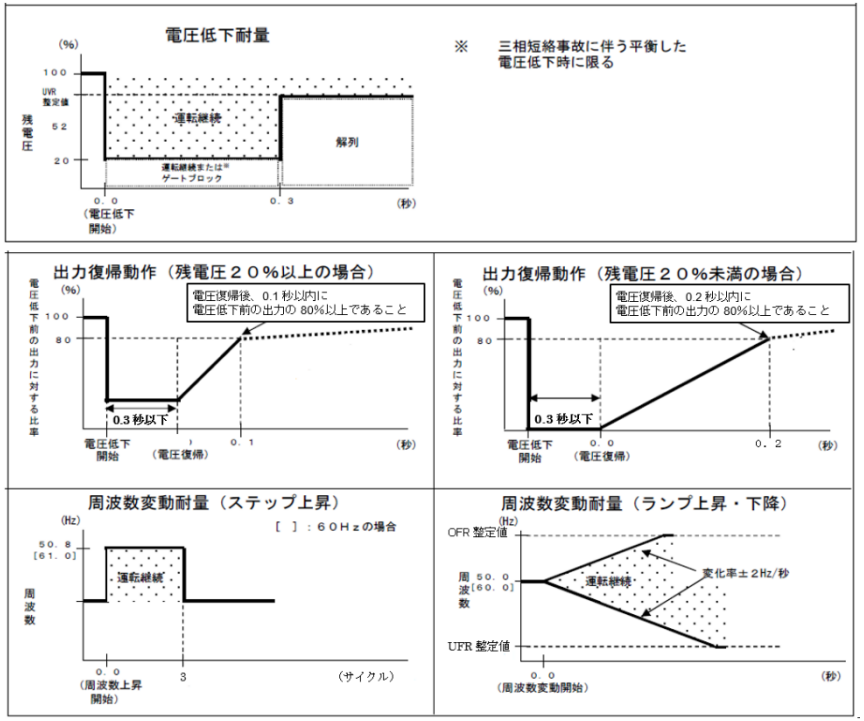
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

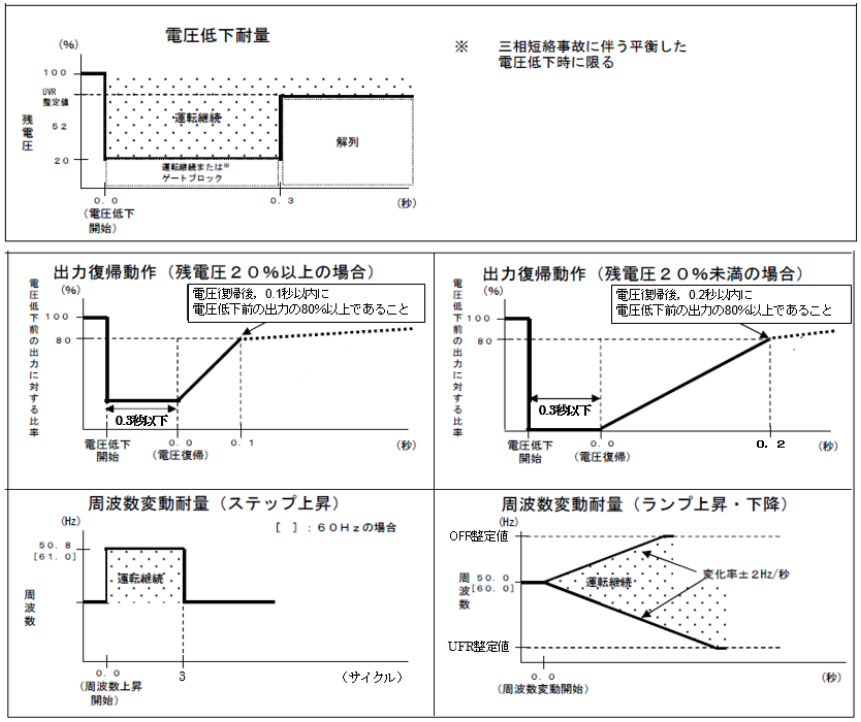
託送供給等約款(2023.12.27 実施)					
	燃料電池※	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
	ガスエンジン（単機出力 35kW 以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)





~~7~~ 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

~~8~~ 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置すること。

(3) 短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは，２相設置すること。

~~9~~ 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきま

8 保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

9 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置すること。

(3) 短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができるものといたします。

(4) 不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができるものといたします。

(5) 不足電力リレーは，２相設置すること。

10 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきま

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
す。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は，省略することができるものといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (2) 系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (3) 系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が１０キロワット以下の場合 (4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略することができるものといたします。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出することができること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 (5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略することができるものといたします。	す。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は，省略することができるものといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合にこれを検出し，時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (2) 系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 (3) 系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が１０キロワット以下の場合 (4) 逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略することができるものといたします。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出することができること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。 (5) 逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略することができるものといたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
また，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略することができるものといたします。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。	また，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略することができるものといたします。なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものといたします。
~~10~~ 解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。 (1) 受電用しゃ断器 (2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置 (3) 発電設備等連絡用しゃ断器 (4) 母線連絡用しゃ断器	**11 解列箇所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。 (1) 受電用しゃ断器 (2) 発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置 (3) 発電設備等連絡用しゃ断器 (4) 母線連絡用しゃ断器
~~11~~ 自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。	**12 自動負荷制限** 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。
~~12~~ 線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略することができるものといたします。 (1) 専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 (3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 (4) 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 (5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。	**13 線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略することができるものといたします。 (1) 専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 (2) 転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 (3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 (4) 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合 (5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができるものといたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。	イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。
~~13~~　接地方式 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	**14　接地方式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
~~14~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。 (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	**15　直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。 (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
~~15~~　電圧変動 (1) 常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧１００ボルトに対しては１０１±６ボルト，標準電圧２００ボルトに対しては２０２±２０ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の１０パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用	**16　電圧変動** (1) 常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧１００ボルトに対しては１０１±６ボルト，標準電圧２００ボルトに対しては２０２±２０ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。 (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の１０パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。 (3) 電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は	いること。 ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なっていただきます。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から１０パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。 (3) 電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とすること。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。	当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とすること。
~~16~~ 短絡容量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	**17 短絡容量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
~~17~~ 発電機定数・諸元 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。	**18 発電機定数・諸元** 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします。）なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲

託送供給等約款(2023.4.1 実施)		
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

~~18~~ 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

~~19~~ 連絡体制

発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができるものといたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)		
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

19 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

20 連絡体制

発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができるものといたします。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
(1) 専用保安通信用電話設備 (2) 電気通信事業者の専用回線電話 (3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。	(1) 専用保安通信用電話設備 (2) 電気通信事業者の専用回線電話 (3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話 イ　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 ハ　停電時においても通話可能なものであること。 ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。
~~20~~　バンク逆潮流の制限 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合は，この限りではありません。	**21　バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合は，この限りではありません。
~~21~~　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。	**22　サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。 (2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。 (3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
第６章　発電設備等の連系に必要な技術要件（特別高圧）	**第６章　発電設備等の連系に必要な技術要件（特別高圧）**
５　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。 また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。	**５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから１００パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能といたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議といたします。 また，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも５０パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，発電出力の抑制は，停止による対応も可能といたします。なお，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ，対策の内容を協議させていただきます。
（新規）	**６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~6~~　不要解列の防止 (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうため，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第７章 需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧） ４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないため，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。	**７　不要解列の防止** (1) 保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうため，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「第７章 需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧） ４ 保護協調」に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないため，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

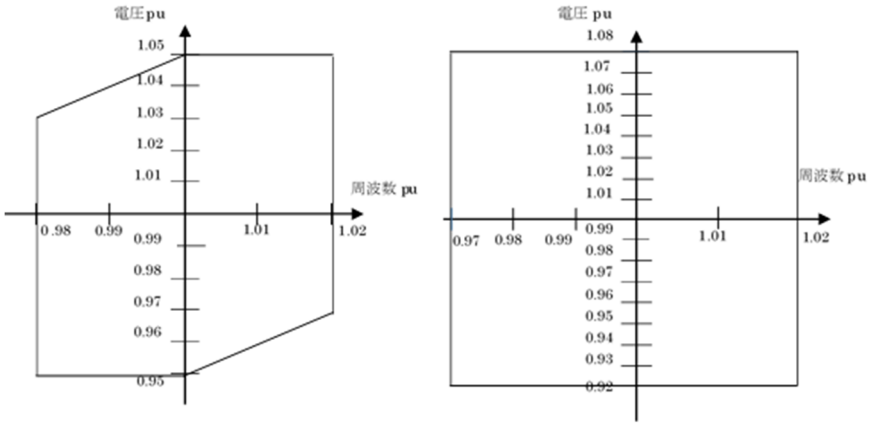
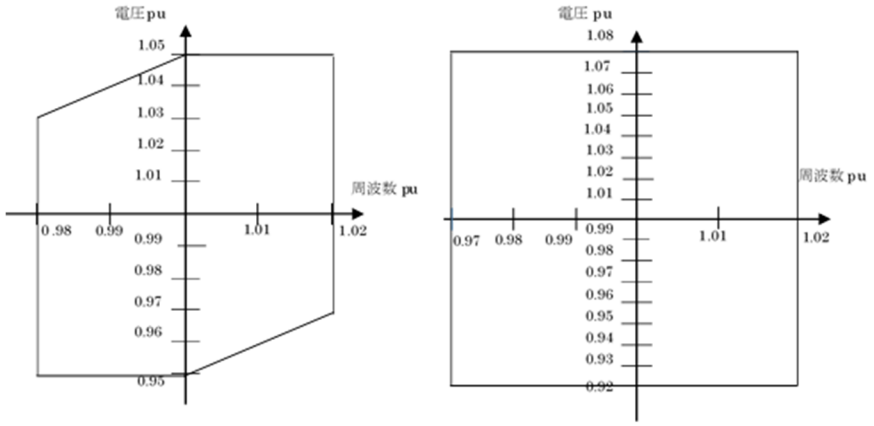
(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動(運転継続)
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20%以上(運転継続)	残電圧 20%未満(運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ)	残電圧 52%以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	60Hz 系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，次の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
同期発電機，誘導発電機　　逆変換装置  	同期発電機，誘導発電機　　逆変換装置 
また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。ただし，周波数変動範囲に対しては，「第６章２~~⇌~~運転可能周波数・並列時許容周波数(1) 運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。 なお，電圧・周波数変動に鋭敏な需要設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。	また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。ただし，周波数変動範囲に対しては，「第６章２_運転可能周波数・並列時許容周波数(1) 運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。 なお，電圧・周波数変動に鋭敏な需要設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。
~~7~~　保護装置の設置 (1) 発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は，省略することができるものといたします。 (2) 系統側事故対策 イ　短絡保護 系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 (ｲ) 同期発電機を用いる場合 連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置すること。なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 (ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 連系する系統の短絡事故時に発電電圧の異常低下を検出し，発電設備等を解	**8　保護装置の設置** (1) 発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため，過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は，省略することができるものといたします。 (2) 系統側事故対策 イ　短絡保護 系統の短絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 (ｲ) 同期発電機を用いる場合 連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置すること。なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。 (ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 連系する系統の短絡事故時に発電電圧の異常低下を検出し，発電設備等を解

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができるものといたします。	列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができるものといたします。
ロ　地絡保護	ロ　地絡保護
系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。	系統の地絡事故時の保護のため，次の保護リレーを設置していただきます。 なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。
(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。	(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。
(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。	(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものといたします。
a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合	a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合
b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合	b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく，周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し，解列することができる場合
c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合	c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し，解列することができる場合
なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。	なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。
(3) 単独運転防止対策	(3) 単独運転防止対策
イ　逆潮流がある場合	イ　逆潮流がある場合
適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の４０パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。	適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の４０パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。
また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等をすみやかに単独系統から解列していただきます。	また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等をすみやかに単独系統から解列していただきます。
ロ　逆潮流がない場合	ロ　逆潮流がない場合
単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であっ	単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であっ

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)

て，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

(4) 事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

(5) 構内設備故障対策

構内設備故障対策として「第７章　需要設備の連系に必要な技術要件（特別高圧）５ 保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備のしゃ断器，保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。

しゃ断器：２サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

(7) その他

イ　連系する系統と同じ保護方式の保護リレーを設置する場合の主な短絡・地絡保護は次のとおりといたします。この場合，当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

電圧階級(ボルト)	系統の保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数
				中性点接地方式				
				直接接地方式		抵抗接地方式		
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護	
500,000 275,000	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			2系列
154,000	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	1系列
	方向比較リレー方式	方向比較リレー	短絡方向距離リレー			方向比較リレー	地絡方向リレー	1系列
77,000 66,000	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	1系列

電圧階級(ボルト)	系統の保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数
				中性点接地方式				
				直接接地方式		抵抗接地方式		
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護	
500,000 275,000	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			2系列
154,000	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	1系列
	方向比較リレー方式	方向比較リレー	短絡方向距離リレー			方向比較リレー	地絡方向リレー	1系列
77,000 66,000	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	1系列

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
ロ　連系する系統との保護協調を考慮し，当社設備のしゃ断器と同等のしゃ断時間としていただきます。	ロ　連系する系統との保護協調を考慮し，当社設備のしゃ断器と同等のしゃ断時間としていただきます。
~~8~~　再閉路方式 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。	**9　再閉路方式** 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。
~~9~~　保護装置の設置場所 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**10　保護装置の設置場所** 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~10~~　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。 (1) 受電用しゃ断器 (2) 発電設備等出力端しゃ断器 (3) 発電設備等連絡用しゃ断器 (4) 母線連絡用しゃ断器	**11　解列箇所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。 (1) 受電用しゃ断器 (2) 発電設備等出力端しゃ断器 (3) 発電設備等連絡用しゃ断器 (4) 母線連絡用しゃ断器
~~11~~　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 (2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。 (3) 不足電力リレーは２相設置とすること。 (4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。	**12　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 (2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。 (3) 不足電力リレーは２相設置とすること。 (4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。
~~12~~　自動負荷制限・発電抑制 (1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断，もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充	**13　自動負荷制限・発電抑制** (1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断，もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。 なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外といたします。 (2) あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。	電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。 なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外といたします。 (2) あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。
~~13~~　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のため，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。 ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が相互予備となるように２系列化されている場合は，線路無電圧確認装置を省略することができるものといたします。また，この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものとします。 (1) ２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 (2) 計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。 (3) 計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。	**14　線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のため，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。 ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が相互予備となるように２系列化されている場合は，線路無電圧確認装置を省略することができるものといたします。また，この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものとします。 (1) ２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 (2) 計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。 (3) 計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用することができる。
~~14~~　発電機運転制御装置の付加 (1) 系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。 イ　電圧・無効電力制御 ロ　周波数上昇時の発電しゃ断装置 ハ　過負荷解消制御装置 ニ　系統安定化装置（ＰＳＳ：Power System Stabilizer）	**15　発電機運転制御装置の付加** (1) 系統安定化，潮流制御のための機能 系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。 イ　電圧・無効電力制御 ロ　周波数上昇時の発電しゃ断装置 ハ　過負荷解消制御装置 ニ　系統安定化装置（ＰＳＳ：Power System Stabilizer）

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
ホ　その他必要な装置 (2) 周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転 タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。 ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±~~0.2~~ヘルツをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 定格出力が１００メガワット以上の火力発電設備は，周波数５８．８ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数５８．８ヘルツを下回る場合は，１．２ヘルツ低下する毎に５パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。	ホ　その他必要な装置 (2) 周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転 タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。 ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能 当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±０．２ヘルツをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 定格出力が１００メガワット以上の火力発電設備は，周波数５８．８ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数５８．８ヘルツを下回る場合は，１．２ヘルツ低下する毎に５パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100 メガワット以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF 幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF 制御応答性	２秒以内に出力変化開始，~~１０~~秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）

	発電機定格出力	100 メガワット以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※7
機能・仕様等	GF 調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF 幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF 制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10 秒以内に GF 幅の出力変化完了※5	
	LFC 幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC 変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）

LFC 制御応答性	~~20~~秒以内に出力変化開始※5	~~60~~秒以内に出力変化開始※5
EDC 変化速度※2	5パーセント/分以上 （定格出力基準）	1パーセント/分以上 （定格出力基準）
EDC 制御応答性	~~20~~秒以内に出力変化開始※5	~~60~~秒以内に出力変化開始※5
EDC+LFC 変化速度	10 パーセント/分以上 （定格出力基準）	1パーセント/分以上 （定格出力基準）
最低出力※3※4 （定格出力基準）	50 パーセント以下 DSS 機能具備※6	30 パーセント以下

※1　ガスタービン発電設備およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（ＧＴおよびＧＴＣＣ）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保すること。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議させていただきます。

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議させていただきます。

※3　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議させていただきます。

※4　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力といたします。

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力[ＧＴおよびＧＴＣＣのみ]，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

同一受電地点に連系する定格出力の合計が４００メガワット以上の火力（ＧＴＣＣ）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　１５４，０００ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　７７，０００ボルトまたは６６，０００ボルト以下の系統に連系する発電設備等においても，必要により，上記イと同等の機能を具備していただくことがあります。

LFC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
EDC 変化速度※2	5パーセント/分以上 （定格出力基準）	1パーセント/分以上 （定格出力基準）
EDC 制御応答性	20 秒以内に出力変化開始※5	60 秒以内に出力変化開始※5
EDC+LFC 変化速度	10 パーセント/分以上 （定格出力基準）	1パーセント/分以上 （定格出力基準）
最低出力※3※4 （定格出力基準）	50 パーセント以下 DSS 機能具備※6	30 パーセント以下

※1　ガスタービン発電設備およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（ＧＴおよびＧＴＣＣ）については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保すること。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については別途協議させていただきます。

※2　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議させていただきます。

※3　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議させていただきます。

※4　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力といたします。

※5　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

※6　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※7　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力[ＧＴおよびＧＴＣＣのみ]，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

同一受電地点に連系する定格出力の合計が４００メガワット以上の火力（ＧＴＣＣ）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　１５４，０００ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　７７，０００ボルトまたは６６，０００ボルト以下の系統に連系する発電設備等においても，必要により，上記イと同等の機能を具備していただくことがあります。

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
~~15~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。 (1) １５４，０００ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。 (2) ２７５，０００ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。	**16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。 (1) １５４，０００ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。 (2) ２７５，０００ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。
~~16~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。 (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。	**17　直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するため，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができるものといたします。 (1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。 (2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。
~~17~~　電圧変動 (1) 常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１から２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用	**18　電圧変動** (1) 常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１から２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。 (2) 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)
いる等の対策を行なっていただきます。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いる等の対策を行なっていただきます。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。 (ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。 (3) その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。	いる等の対策を行なっていただきます。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いる等の対策を行なっていただきます。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電地点における電圧フリッカレベル（ΔＶ１０）を０．４５ボルト以下（当該設備のみの場合は，０．２３ボルト以下）に維持することといたします。 (ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 (ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。 (3) その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，または妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。
~~18~~　出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1) 風力発電設備の場合 イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の１０パーセント以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議させていただきます。 ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２から５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は０．２ヘルツ以下といたします。	**19　出力変動対策** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1) 風力発電設備の場合 イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の１０パーセント以下となるよう対策を行なうこと。 なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議させていただきます。 ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２から５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は０．２ヘルツ以下といたします。
~~19~~　短絡・地絡電流対策	**20　短絡・地絡電流対策**

託送供給等約款(2023.4.1 実施)	託送供給等約款(2023.12.27 実施)

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

~~20~~ 発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。

発電機定数	標準的な値（火力機）
初期過渡リアクタンス（Xd”）	0.20～0.30[pu]※
過渡リアクタンス（Xd’）	0.25～0.35[pu]※
同期リアクタンス（Xd）	1.5 ～1.9［pu]※
慣性定数（M＝2H）	6.0 ～10.0[MW・sec/MVA]
開路初期過渡時定数（Tdo”）	0.02～0.05[秒]
開路過渡時定数（Tdo’）	5.0 ～8.0［秒]

※発電機定格容量ベース

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）

21 発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

なお，標準的な発電機の過渡リアクタンス等は，次のとおりです。

発電機定数	標準的な値（火力機）
初期過渡リアクタンス（Xd”）	0.20～0.30[pu]※
過渡リアクタンス（Xd’）	0.25～0.35[pu]※
同期リアクタンス（Xd）	1.5 ～1.9［pu]※
慣性定数（M＝2H）	6.0 ～10.0[MW・sec/MVA]
開路初期過渡時定数（Tdo”）	0.02～0.05[秒]
開路過渡時定数（Tdo’）	5.0 ～8.0［秒]

※発電機定格容量ベース

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）

託送供給等約款(2023.4.1 実施)		
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無

託送供給等約款(2023.12.27 実施)		
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無

託送供給等約款(2023.4.1 実施)			託送供給等約款(2023.12.27 実施)		
		飽和特性			飽和特性
		可能出力曲線			可能出力曲線
		発電機軸モデル			発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）			発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）			並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）		制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック			ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力毎）			ＥＤＣ変化速度（出力毎）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力毎）			ＬＦＣ幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）			出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）			励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ）			励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ）
		ＦＲＴ要件の適用有無			ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック			過励磁保護 59V/F ブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック			ＯＥＬ，ＵＥＬブロック
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間	水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位			上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m³/s)）			電水比（kW/(m³/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間			系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）			三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）			一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無			ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値			無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力			慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲	風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性			発電機の出力特性
		出力変動対策の方法			出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有			蓄電池，ウィンドファームコントローラの有

託送供給等約款(2023.4.1 実施)		
		無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二 次 励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

~~21~~ 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

~~22~~ 連絡体制

(1) 発電者の構内設備故障および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の総合制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の総合制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，３３，０００ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社の総合制御所等と連絡が取れない場合には，当社の総合制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の中央給電指令所，総合制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

託送供給等約款(2023.12.27 実施)		
		無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二 次 励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23 連絡体制

(1) 発電者の構内設備故障および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の総合制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の総合制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，３３，０００ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社の総合制御所等と連絡が取れない場合には，当社の総合制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の中央給電指令所，総合制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	引込口（受電地点）の有効電力量
	電圧・無効電力の制御モード
	下り伝送異常

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	発電機母線の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用しゃ断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	引込口（受電地点）の有効電力量
	電圧・無効電力の制御モード
	下り伝送異常

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	発電機母線の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力

託送供給等約款(2023.4.1 実施)		託送供給等約款(2023.12.27 実施)	
	代表風車地点の風向・風速※2		代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）		発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）

※1 慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置
※2 ナセルで計測する風向・風速
※3 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

~~23~~ 電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の総合制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

~~24~~ サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。
(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

※1 慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置
※2 ナセルで計測する風向・風速
※3 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

24 電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の総合制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

25 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。
(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。
(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

託送供給等約款変更認可申請書

2023 年 9 月 25 日

関 西 電 力 送 配 電 株 式 会 社

託送供給等約款変更認可申請書

関送企発　第９号

2023 年　9 月 25 日

経済産業大臣　西 村 康 稔　殿

大阪市北区中之島 3 丁目 6 番 16 号

関 西 電 力 送 配 電 株 式 会 社

代表取締役社長　白 銀　隆 之

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第 18 条第１項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実　施　期　日	2023 年 12 月 27 日

別紙

託 送 供 給 等 約 款

2023 年 12 月 27 日 実施

関西電力送配電株式会社

託　送　供　給　等　約　款
目　　次

Ⅰ　総　　則 …… Ⅰ-1

1　適　　用 …… Ⅰ-1

2　託送供給等約款の認可および変更 …… Ⅰ-2

3　定　　義 …… Ⅰ-2

4　代表契約者の選任 …… Ⅰ-8

5　託送供給等に関する取扱い …… Ⅰ-8

6　単位および端数処理 …… Ⅰ-9

7　実　施　細　目 …… Ⅰ-10

Ⅱ　契約の申込み …… Ⅱ-1

8　契　約　の　要　件 …… Ⅱ-1

9　検討および契約の申込み …… Ⅱ-3

10　契約の成立および契約期間 …… Ⅱ-12

11　託送供給等の開始 …… Ⅱ-13

12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… Ⅱ-13

13　電気方式，電圧および周波数 …… Ⅱ-13

14　発電場所および需要場所 …… Ⅱ-15

15　供給および契約の単位 …… Ⅱ-18

16　承　諾　の　限　界 …… Ⅱ-22

17　契約書の作成 …… Ⅱ-22

Ⅲ　料　　金 …… Ⅲ-1

18　料　　金 …… Ⅲ-1

19　接続送電サービス …… Ⅲ-3

20　臨時接続送電サービス …… Ⅲ-26

21　予備送電サービス …… Ⅲ-35
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… Ⅲ-37
23　接続対象計画差対応電力 …… Ⅲ-38
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… Ⅲ-39
25　給電指令時補給電力 …… Ⅲ-40

Ⅳ　料金の算定および支払い ……Ⅳ-1
26　料金の適用開始の時期 ……Ⅳ-1
27　検　　針　　日 ……Ⅳ-1
28　料金の算定期間 ……Ⅳ-2
29　計　　量 ……Ⅳ-3
30　電力および電力量の算定 ……Ⅳ-4
31　損　　失　　率 ……Ⅳ-22
32　料 金 の 算 定 ……Ⅳ-22
33　支払義務の発生および支払期日 ……Ⅳ-25
34　料金その他の支払方法 ……Ⅳ-28
35　保　　証　　金 ……Ⅳ-30
36　連　帯　責　任 ……Ⅳ-32

Ⅴ　供　　給 ……Ⅴ-1
37　託送供給等の実施 ……Ⅴ-1
38　給電指令の実施等 ……Ⅴ-5
39　適正契約の保持等 …… Ⅴ-10
40　契 約 超 過 金 …… Ⅴ-11
41　力 率 の 保 持 …… Ⅴ-11
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… Ⅴ-12
43　託送供給等にともなう協力 …… Ⅴ-13
44　託送供給等の停止 …… Ⅴ-14
45　託送供給等の停止の解除 …… Ⅴ-15

46　託送供給の停止期間中の料金 ……Ⅴ-16
47　違　　約　　金 ……Ⅴ-16
48　損害賠償の免責……Ⅴ-16
49　設 備 の 賠 償 ……Ⅴ-17

Ⅵ　契約の変更および終了 …… Ⅵ-1
50　契 約 の 変 更 …… Ⅵ-1
51　名 義 の 変 更 …… Ⅵ-2
52　契 約 の 廃 止 …… Ⅵ-3
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算… Ⅵ-4
54　解　　約　　等 …… Ⅵ-8
55　契約消滅後の債権債務関係 ……Ⅵ-10

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事…… Ⅶ-1
56　受電地点，供給地点および施設 …… Ⅶ-1
57　架 空 引 込 線 …… Ⅶ-3
58　地 中 引 込 線 …… Ⅶ-4
59　連接引込線等…… Ⅶ-6
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… Ⅶ-6
61　引込線の接続…… Ⅶ-7
62　計量器等の取付け …… Ⅶ-7
63　通信設備等の施設 …… Ⅶ-8
64　専用供給設備…… Ⅶ-9

Ⅷ　工 事 費 の 負 担 …… Ⅷ-1
65　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… Ⅷ-1
66　受電用計量器等の工事費負担金 …… Ⅷ-6
67　会社間連系設備の工事費負担金 …… Ⅷ-6
68　一般供給設備の工事費負担金 …… Ⅷ-7
69　供給地点への特別供給設備の工事費負担金 ……Ⅷ-11

70　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金……Ⅷ-13
71　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定……Ⅷ-13
72　工事費負担金の申受けおよび精算……Ⅷ-16
73　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……Ⅷ-18
74　臨 時 工 事 費……Ⅷ-19
75　工事費等に関する契約書の作成……Ⅷ-20

Ⅸ　保　　安……IX-1
76　保 安 の 責 任……IX-1
77　保安等に対する発電者および需要者の協力……IX-1
78　調　　査……IX-2
79　調 査 等 の 委 託……IX-2
80　調査に対する需要者の協力……IX-2
81　検査または工事の受託……IX-3
82　自家用電気工作物……IX-3

附　　則……附則-1

別　　表……別表-1

Ⅰ　総　　則

1　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

⑴　託送供給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接続供給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（滋賀県，京都府，大阪府，奈良県，和歌山県，兵庫県〔一部を除きます。〕，福井県の一部，岐阜県の一部および三重県の一部をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

⑵　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

2　託送供給等約款の認可および変更

⑴　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

⑵　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

3　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

⑴　契 約 者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

⑵　発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

⑶　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

⑷　発 電 者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

⑸　需 要 者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

⑹　低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

⑺　高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

⑻　特別高圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

⑼　受電地点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

⑽　発電場所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

⑾　供給地点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

⑿　需要場所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

⒀　会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）との接続点をいいます。

⒁　中継振替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒂　地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒃　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⒄　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⒅　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⒆　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⒇　接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵1　接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

⑵2　接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

⑵3　接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

⑵4　接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

⑵5　接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

⑵6　接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵7　接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵8　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵9　需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶0　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶1　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶2　ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶3　損 失 率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶4　契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶5　契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶6　契約受電電力

契約上使用できる受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

⑶7　最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。

⑶8　発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに

定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑶⑼　需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑵⓪に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑵①に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑷⓪　需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑵②に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑵③に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷①　電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

⑷②　小型機器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

⑷③　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷④　契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷⑤　契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

⑯ 定期検査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

⑰ 定期補修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

⑱ 給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

⑲ 昼間時間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

⑳ 夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

4　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

5　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款

の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

6　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

⑴　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑵　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑶　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イまたは20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈡を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

⑷　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令

時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

⑸ 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑹ 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

7 実施細目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または

振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

⑷　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

⑷　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

⑷　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

⑵　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

⑶　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

⑷　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計

画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

a　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

b　需要抑制の実施頻度および時期

㈡　㈠によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

㈢　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

㈣　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

㈤　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）⑶に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

9　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承

認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

⑴ 受電側接続検討の申込み

イ 当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ 契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

⑷ 接続供給の場合

a 契約者の名称

b 代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c 当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

⑷　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

⑸　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

⑴　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

⑵　当社は，原則として，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況

が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

⑵　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

⑷　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

⑷　契約電力または契約容量

⑷　供給地点における供給電気方式および供給電圧

⑷　負荷設備または主開閉器

⑷　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

⑶　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事

の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

㈠　需要抑制契約者の名称

㈡　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

㈢　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

⑷　契約の申込み

契約者は，⑴ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ㈢の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）⑴へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）⑵ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑶ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑

制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑶イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

⑵　供給地点における供給電気方式および供給電圧

⑶　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

⑷　契約電力または契約容量

㈱　契約受電電力

㈲　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

㈳　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

㈴　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

㈵　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

㈶　連絡体制

㈷　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

㈠　連絡体制

㈡　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

㈠　契約受電電力

㈡　発電量調整受電計画電力

㈢　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

㈣　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

㈱　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

㈠　需要抑制契約者の名称

㈡　需要抑制量調整受電計画電力

㈢　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

㈣　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

㈤　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

㈥　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

㈦　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ

㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

㈨　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

㈩　需要抑制量調整供給の開始希望日

㈪　連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの㈦の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

⑸　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，⑷に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等

にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑹ 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から1年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も1年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑺ 当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といい

ます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

⑴　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

⑵　契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

㈠　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

㈡　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

㈢　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との

協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

⑴　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

⑵　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，託送供給または電力量調整供給の実施にともない，当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

⑴　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

⑵　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによ

ります。

⑶　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）および予備送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧6,000ボルト
	2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

予備送電サービス契約電力	50キロワット以上2,000キロワット未満	標準電圧6,000ボルト
	2,000キロワット以上10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

⑷　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧100ボルト または200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合で，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

⑸　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，⑶または⑷に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

⑹　周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

⑴　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所と

し，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

㈠　居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能を有すること。

㈡　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体が異なる部分があり，かつ，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている場合で，次のいずれかに該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。

なお，ｂの場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

a　共用する部分がないこと。

b　各部分の所有者が異なること。

㈢　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，㈡に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場

合は，居住用部分に限りイに準ずるものといたします。

⑵　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，⑴にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

⑶　道路その他公共の用に供せられる土地（⑴に定める構内または⑵に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

⑷　⑴に定める１構内，⑴イに定める１建物，⑵に定める隣接する複数の構内または⑶に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，⑴，⑵または⑶にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

㈠　非特例区域等について，⑴，⑵または⑶に準じて発電場所または需要場所を定めること。

㈡　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

⑴　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，㈠および㈡の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（㈠および㈡の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

㈠　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

㈡　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

㈢　高圧臨時接続送電サービス

㈣　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。

㈠　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

㈡　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

⑵　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

⑶　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

⑷　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所

（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸または⑹に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー

発電設備〕）⑸の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

⑸　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ　料　　金

18　料　　金

料金は，次のとおりといたします。

⑴　契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）⑴によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，次に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

⑷　検 針 日

⑸　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）㉕の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日

⑹　27（検針日）⑸の場合は，実際に検針を行なった日

⑺　契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

⑻　30（電力および電力量の算定）㉙の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

⑷ 適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕⑴に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合を除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

⑷ 近接性評価割引額の算定および割引の実施

ａ　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

ｂ　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

ｃ　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合は，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を行ないます。

⑵ 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）⑵によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

⑶　需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

⑴　適用範囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

⑵　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

⑷　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給

とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

㈡　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容

量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は，㈠にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

㈡　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，㈠にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

㈢　㈠の適用後１年に満たない場合は，㈡または㈡を適用いたしません。また，㈡または㈡の適用後１年に満たない場合は，㈠を適用いたしません。

㈣　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には，あらかじめ電気

使用計画書を提出していただきます。

ハ　イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(イ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(イ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3)　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　電灯定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等

は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a)　電灯料金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	34 円　56 銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	69 円　12 銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	138 円　26 銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	207 円　38 銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	345 円　64 銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	345 円　64 銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペア

を１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b)　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	103 円　24 銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	206 円　47 銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき100ボルトアンペアまでごとに	206 円　47 銭

e　そ の 他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)ｲ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)ｲ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契

約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	290 円　40 銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	96 円　80 銭

ii　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	240 円　90 銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	80 円　30 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	8 円　07 銭

(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まっ

たく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

1接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力6キロワットまで	290 円　40 銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力1キロワットにつき	96 円　80 銭

ⅱ　(2)イ(ロ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

1接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量6キロボルトアンペアまで	240 円　90 銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量1キロボルトアンペアにつき	80 円　30 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その1月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

1キロワット時につき	8 円　65 銭

ⅱ　夜間時間

1キロワット時につき	7 円　44 銭

(ニ)　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交

流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**12 円　85 銭**

㈱　動力標準接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボル

トといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	460 円　90 銭

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	378 円　40 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	5 円　13 銭

(c)　そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

㈥　動力時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

㈣ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ㈠により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	460 円　90 銭

ⅱ　(2)イ㈡により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	378 円　40 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって

算定いたします。

ⅰ　昼間時間

1キロワット時につき	**5円　47銭**

ⅱ　夜間時間

1キロワット時につき	**4円　75銭**

(c)　そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト)　動力従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流3相3線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相2線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その1月の接続供給電力量によって算定いたします。

1キロワット時につき	**12円　69銭**

d　そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ)　高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足

電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	663 円　30 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	2 円　86 銭

(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修ま

たは事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	663 円　30 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

１キロワット時につき	3 円　10 銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	2 円　62 銭

(ﾊ)　高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算

定いたします。

１キロワット時につき	13 円　74 銭

ハ　特別高圧で供給する場合

⑷　特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補

修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	440 円　00 銭

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	1 円　24 銭

(ﾛ)　特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まっ

たく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**440 円　00 銭**

⑹　電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

１キロワット時につき	**1 円　31 銭**

ii　夜間時間

１キロワット時につき	**1 円　17 銭**

⑷　特別高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

⑴ a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**8 円　44 銭**

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

⑴　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率早見表）によるものといたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

⑵　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不

足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ の 他

⑴　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

⑵　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

⑶　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

⑷　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

⑸　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

⑷　１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，⑶によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×　ハに定めるピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	397 円　10 銭
	特別高圧で供給する場合	264 円　00 銭

ロ　昼間時間最大電力

１年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあ

てるための電気の供給分以外の供給分について，⑵イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

ハ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{array}{c}\text{適用の対象とする供給}\\ \text{地点の接続送電サービス契約電力}\end{array} - \begin{array}{c}\text{当該供給地点の昼間}\\ \text{時間最大電力}\end{array}$$

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　１年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それがこの取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

20　臨時接続送電サービス

⑴　適用範囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

⑵　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

⑷　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約容量を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込

口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

c　特別の事情がある場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。

㈡　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量

を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は，需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに定めます。

(3)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続

送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(イ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	3 円　07 銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	6 円　13 銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	6 円　13 銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	61 円　28 銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	61 円　28 銭

(ロ)　電灯臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ(a) ii において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**8 円　88 銭**

㈃　動力臨時定額接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	**82 円　59 銭**

d　そ の 他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

㈡　動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ㈱ c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**6 円　15 銭**

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

㈠　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であ

り，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

⑷　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

⑹　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

ａ　基本料金

基本料金は，　１月につき19（接続送電サービス）⑶ロ⑷ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ　電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**３円　43 銭**

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

⑷　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

⑷　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧20,000ボルト または30,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上	標準電圧70,000ボルト

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a 基本料金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b 電力量料金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**１円　50 銭**

ニ 力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) そ の 他

イ 当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ 契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを使用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービス

を適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）⑷は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

⑴　適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を使用される契約者または発電契約者が受電地点または供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

⑵　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点においては当該受電地点の契約受電電力の値，供給地点においては当該供給地点の接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点または供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点または供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

⑶　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの使用の有

無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを使用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスA

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	96 円　80 銭
	特別高圧で供給する場合	77 円　00 銭

ロ　予備送電サービスB

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	185 円　90 銭
	特別高圧で供給する場合	116 円　60 銭

⑷　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）⑶ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

⑸　そ の 他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は，受電地点または供給地点

ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて使用することができます。

ニ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，接続供給の場合は19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22　発電量調整受電計画差対応電力

⑴　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

㈠　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

㈡　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に�hの発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈢　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

㈠　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画

電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

㈺　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に㈠の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈠　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

23　接続対象計画差対応電力

⑴　適　　用

38（給電指令の実施等）⑷により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

㈠　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

㈺　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に㈠の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈠　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたしま

す。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ)　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたしま

す。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ﾛ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25 給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

ｲ 適用範囲

38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ﾛ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ﾊに定める30分ごとの給電指令時補給電力

量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

⑵　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

38（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を

行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27　検　針　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

⑴　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）⑵ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受

電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

⑵　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

⑶　当社は，やむをえない事情のある場合には，⑴にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

⑷　当社は，次の場合には，⑴にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

⑸　⑶の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

⑹　⑷イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

⑺　⑷ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28　料金の算定期間

⑴　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日か

ら消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。

29　計　　量

(1)　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によ

りあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

⑵ 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

⑶ 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

30 電力および電力量の算定

⑴ 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

⑵ 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ 発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

⑶ 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，⑷の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑷　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

⑸　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，⑹の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑹　接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの⑿の接続対象計画電力量といたします。

⑺　接続供給電力

接続供給電力は，⑻の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ご

とに，30分ごとに，算定いたします。

⑻　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で21（予備送電サービス）を利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）⑶イ㈠および㈡の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

⑼　接続対象電力

接続対象電力は，⑽の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑽　接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，

次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続対象電力量} = \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた⑴または⑵により算定された値といたします。

⑴　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値といたします。

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \text{当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

$$\text{接続対象電力量} = \text{当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値}$$

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭ロを適用している場合は，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続対象電力量} = \text{ベースライン} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

⑪ 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，⑫の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑫ 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域

的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。

⒀　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⒁の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⒁　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式により算定された値といたします。

⑴　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝０

⑵　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ハ) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量

ロ イ以外の場合は，次の式により算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）といたします。ただし，算定された値が負となる場合は，零といたします。

$$\text{需要抑制量調整受電電力量} = \text{ベースライン} - \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

⑮ 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，⑯の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑯ 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調

整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

(17) ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は1接続送電サービスまたは1臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が1ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して1ベースラインといたします。

(18) 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値といたします。

(イ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑷　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

⑸　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受

電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕⑵ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑼　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕⑵への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵への出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⑼　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵への出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締

結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を

下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に

38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量} - \text{38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{発電量調整受電電力量} - \text{発電量調整受電計画電力量}$$

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロ

により計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

⑳　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供

給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

$$\text{接続対象計画差対応補給電力量} = \text{接続対象電力量} - \text{接続対象計画電力量}$$

⑵1　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

$$\text{接続対象計画差対応余剰電力量} = \text{接続対象計画電力量} - \text{接続対象電力量}$$

⑵2　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} - \text{需要抑制量調整受電電力量}$$

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零

となるときは，次のとおりといたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

⑵3　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑴6の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑴4ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{需要抑制量調整受電電力量} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

⑵4　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑵5　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵6　27（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等

といたします。

⑵⑺ 15（供給および契約の単位）⑴において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

⑵⑻ その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

⑵⑼ 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量器の情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）⑶を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

31 損 失 率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	7.8 パーセント
高圧で供給する場合	4.2 パーセント
特別高圧で供給する場合	2.9 パーセント

32 料金の算定

⑴ 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象

計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ　28（料金の算定期間）⑴イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ホ　28（料金の算定期間）⑴ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

⑵　当社は，⑴ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，⑴ニまたはホに該当する場合は，次の式といたします。

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，⑴ニまたはホに該当する場合は，次の式といたします。

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

⑶　⑴ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，⑴ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

⑷　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

⑸　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）㉕の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，⑷に準ずるものといたします。この場合，⑷にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

⑹　28（料金の算定期間）⑴ロの場合は，⑵イおよびロにいう検針期間の日数

は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，⑷に準ずるものといたします。この場合，⑷にいう検針日は，計量日といたします。

⑺　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

⑻　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，⑵イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

⑼　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，⑵イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

33　支払義務の発生および支払期日

⑴　日程等別料金の支払義務は，18（料金）⑴ロに定める料金算定日に発生いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，27（検針日）⑸の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なったとき，または30（電力および電力量の算定）㉙の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めたときは，その日といたします。

⑶　⑴の日程等別料金または⑵の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　54（解約等）⑴により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契

約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

⑷　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，⑶イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

⑸　当社は，⑵の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日と

いたします。

34　料金その他の支払方法

⑴　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑵　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に

対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑶　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑷　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35　保　証　金

⑴　契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

⑷　料金の支払いの延滞があった場合

⑸　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）⑶によって当社が使用状態をすみやかに適正な

ものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

㈠ 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ 契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ 保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ 当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ 当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ 当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ 保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ 当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ 当社は，保証金について利息を付しません。

ホ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ 当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額

料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

36　連 帯 責 任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ　供　　給

37　託送供給等の実施

⑴　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

㈠　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

㈡　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から

通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および77（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

⑵　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

⑶　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

⑷　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

⑷　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発

電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および77（保安等に対する発電

者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

⑷　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

㈠　需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

㈡　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

38　給電指令の実施等

⑴　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）⑶ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次のときには，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から２階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発

電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

⑷　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは

放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

⑺　当社は，⑵イ，ロ，ハ，トまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

⑴　割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イからホまでのいずれかに該当する場合は，制限または中止の日における契約内

容に応じて算定される１月の金額といたします。

㈺　割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

㈻　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

㈠　割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イからホまでのいずれかに該当する場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

㈺　割 引 率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

㈻　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H′＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H′ ＝ 修正時間

H ＝ 制限時間

A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）

B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

⑻　⑺による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に3日前までにお知らせして行なう制限または中止は，1月につき1日を限って計算に入れません。この場合の1月につき1日とは，1暦月の1暦日における1回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に3日前までにお知らせしたことをもって契約者に3日前までにお知らせしたものとみなします。

⑼　21（予備送電サービス）の使用を制限し，または中止した場合には，⑺および⑻に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

⑽　当社は，⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－1電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業ま

たは自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39　適正契約の保持等

⑴　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

⑵　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合等，発電契約者との発電量調整供給契約が発電・放電状態に比べて不適当と認められるときには，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

⑶　当社は，30（電力および電力量の算定）⑳もしくは㉑によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）⑱イもしくは⑲イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）⑱ロもしくは⑲ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）㉒もしくは㉓によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）⑰のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していた

だきます。

40　契約超過金

⑴　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に19（接続送電サービス）もしくは20（臨時接続送電サービス）の該当基本料金率または21（予備送電サービス）の該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

⑵　契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

41　力率の保持

⑴　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気

機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

⑵ 高圧または特別高圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ 当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

42 発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

⑴ 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

⑵ 77（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

⑶ 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしく

は検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

⑷　計量器の検針または計量値の確認

⑸　44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置

⑹　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

43　託送供給等にともなう協力

⑴　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

⑵　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，⑴に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

44　託送供給等の停止

⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続を行なった場合

⑵　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

⑶　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じて

いただけないときには，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて19（接続送電サービス）を使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて20（臨時接続送電サービス）を使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて21（予備送電サービス）を使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力の最大値が接続送電サービス契約電力に比べて著しく乖離する場合（19〔接続送電サービス〕⑶イ㈡に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕⑶イ㈠に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕⑶ロ㈠に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕⑶ハ㈠に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

⑷　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

⑸　⑴から⑷によって託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに託送供給または発電量調整供給を再開

いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

47　違　約　金

⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　44（託送供給等の停止）⑵ロ，ハまたはニの場合

⑵　⑴の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

⑶　不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

48　損害賠償の免責

⑴　11（託送供給等の開始）⑵によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑵　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量

調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑶　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）⑴ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑷　その他当社の責めとならない理由により事故が生じた場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

49　設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

⑴　修理可能の場合

修理費

⑵　亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契約の変更

⑴　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

⑵　契約電力等の減少を希望される場合の⑴による契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

㈠　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

㈡　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

⑶　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの⑴による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場

合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

⑷　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

51　名義の変更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約

者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

52　契約の廃止

⑴　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

⑵　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日

の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

⑶　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

⑴　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

⑷　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電

サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，74（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，74（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，74（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用し，これにより算定される料金と既に申し受けた料金との差額を申し受けます。また，供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービ

ス契約電力の減少に見合う部分について，74（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

㈠ 19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降1年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，㈠または㈡に準ずるものといたします。この場合，㈠または㈡にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）⑵イ㈠ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

㈡ 契約者が19（接続送電サービス）⑵ニにより需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を新たに設定し，または増加しようとされる場合で，当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を新たに設定し，または増加された後1年に満たないで当該不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分を減少しようとされるときには，当該不足電力の補給にあてるための電気の供給

分以外の供給分を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，68（一般供給設備の工事費負担金）および69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）により工事費負担金として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2)　発電者または需要者が供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

54　解　約　等

(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要

抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

⑴　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

⑵　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

⑶　料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

⑴　8（契約の要件）を欠くに至った場合

⑵　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

⑶　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

⑷　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

⑸　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と

認められるとき。

㈥　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

㈦　その他この約款に反した場合

⑵　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設

⑴　受電地点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

⑷　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

⑷　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

⑷　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

⑷　58（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を受電する場合

⑷　その他特別の事情がある場合

⑵　供給地点

イ　接続供給の場合

⑷　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

⑷　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　58（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

⑶　受電地点または供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に支持物，引込線，変圧器，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

⑷　付帯設備（⑶により発電者または需要者の土地もしくは建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

⑸　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，⑴または

⑵に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

57　架空引込線

⑴　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物もしくは補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

⑵　引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

⑶　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

⑷　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

⑸　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持

物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

58　地中引込線

⑴　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の電源側に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者または需要者が発電場所内または需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置を施設することがあります。

⑵　⑴により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担

により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

⑶　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なう場合の付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　管路，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設されるマンホール等

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

⑷　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，⑴に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，65（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵，⑷または69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

⑴　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線による引込みで電気を受電または供給することがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

⑵　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたしま

す。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

61　引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

62　計量器等の取付け

⑴　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線，計量器の情報等を伝送するための通信端末装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）は，以下のとおりといたします。ただし，計量器の情報等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

⑵　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検針，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。

⑶ 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，⑴により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

⑷ 当社は，計量器の情報等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

⑸ 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

⑹ 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

63 通信設備等の施設

⑴ 給電指令上必要な保安通信電話は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

⑵ 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

⑶ 給電指令上必要な給電情報伝送装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

⑷ 給電情報伝送装置等の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供し

ていただきます。

⑸　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，原則として発電場所内または需要場所内の地点とし，当社の通信線路が最短距離となる場所を基準として契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，山間地，離島にある発電場所または需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所または他の需要が見込まれない需要場所の場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。

⑹　当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

⑺　契約者または発電契約者の希望によって通信設備の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

64　専用供給設備

⑴　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については，65（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵または⑷の工事費負担金を，供給地点への供給設備については69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社が適当と認める場合

ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認

められる場合

⑵ ⑴の専用設備は，原則として，受電地点から当該受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

⑶ ⑵において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

⑷ ⑴および⑵において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

⑸ 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，⑴イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ ２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，専用供給設備から電気を受電または供給することを希望されるとき。

ロ 契約者または発電契約者が，既に施設されている専用供給設備から電気を受電または供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

65　受電地点への供給設備の工事費負担金

⑴　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計基準）に定める標準設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，受電地点に最も近い基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線路および引込線等をいいます。

なお，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。また，基幹送電設備とは，ループ状に施設された基幹的な送電設備その他の特定の電源に係る送電を目的としない送電設備をいいます。

⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑷　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で受電地点への供給

設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，⑴の工事費負担金を申し受けます。

㈡　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

㈢　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，aおよびbの金額

a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，この約款実施の際現に託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第50号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈢aただし書の適用を受けている場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新た

に供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	2,970 円　00 銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）には，⑵イ㈠，㈡および⑶にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（⑵イ㈢により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑸　工事費の算定

⑴から⑷の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

㈢　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の50パーセントに相当する金額（地役権の登記に要する費用を除きます。）は工事費に計上いたします。

㈣　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

㈤　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

㈥　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り工事費に計上いたします。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

㈠　鉄塔を利用して受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

㈡　管路等を利用して受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ　特別高圧で受電する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　⑵イ㈢の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

⑹　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，

発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

⑺ 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，⑴，⑵または⑷にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。

⑻ Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいいます。

66 受電用計量器等の工事費負担金

⑴ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑵ 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電情報伝送装置等を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

67 会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または

振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

68　一般供給設備の工事費負担金

⑴　低圧または高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空供給側接続設備の場合は1,000メートル，地中供給側接続設備の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410 円　00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	26,840 円　00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

ロ　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

⑷　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，⑴イの無償こう長に

供給地点の数を乗じてえた値といたします。

㈺　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

ハ　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合のイの超過こう長は，次により算定いたします。

㈠　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

㈺　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

⑵　特別高圧で供給する場合

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）について㈠により算定される工事費が㈺の当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，新増加接続送電サービス契約電力は，新たな利用部分にもとづき算定

し，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

⑷　工 事 費

a　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで供給する場合	561 円　00 銭
	標準電圧70,000ボルトで供給する場合	165 円　00 銭

なお，標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の12パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，30,000ボルトまたは70,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

b　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトまたは30,000ボルトで供給する場合	627 円　00 銭
	標準電圧70,000ボルトで供給する場合	418 円　00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，30,000ボルトまたは70,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

c　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，ｂにかかわらず，別表14（スポットネットワーク方式の工事費の算式）により算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術的，経済的に必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれ

の回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

㈡　当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力 １キロワットにつき	5,500 円　00 銭

ロ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たな利用部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

⑶　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，⑴または⑵の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

⑷　供給側接続設備とは，供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，供給地点に最も近い発電所もしくは変電所の引出口に施設される断路器またはこれに相当する設備の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，供給地点に最も近い送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線路および引込線等をいいます。

なお，開閉所は，変電所とみなします。また，送電線路とは，発電所相互間，変電所相互間または発電所と変電所との間を連絡する電線路をいいます。

⑸　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

⑹　工事こう長とは，標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，工事こう長の単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第

1位で四捨五入いたします。

⑺　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

イ　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

ロ　契約電力

ハ　契約容量

なお，19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相2線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相3線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

⑻　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

69　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

⑴　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契

約者から申し受けます。

イ　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

⑴　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

⑵　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

⑶　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も，68（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

ロ　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，⑴または⑵の金額

⑴　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，68（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。

⑵　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第4条第7項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，イにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額

ハ　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑵　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給の

ために19（接続送電サービス）を利用される場合，または供給地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

70　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

⑴　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

⑵　43（託送供給等にともなう協力）によって供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

71　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定

69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および70（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）の場合の工事費は，次により算定いたします。

⑴　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

イ　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

ロ　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

ハ　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の50パーセントに相当する金額（地役権の登記に要する費用を除きます。）は工事費に計上いたします。

ニ　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

ホ　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

ヘ　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り工事費に計上いたします。

ト　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，74（臨時工事費）に準じて算定いたします。

⑵　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，⑴に準じて算定いたします。

⑶　低圧または高圧で供給する場合で，69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）⑴イまたはロ㈠に該当し，かつ，その工事費を68（一般供給設備の工事費負担金）⑴イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，⑴および⑵にかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも68（一般供給設備の工事費負担金）⑴イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

⑷　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

イ　鉄塔を利用して供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

ロ　管路等を利用して供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

⑸　特別高圧で供給する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，68（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠に準じて算定いたします。

⑹　高圧で供給する場合で，予備供給設備の工事費を68（一般供給設備の工事費負担金）⑴イに定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，⑴または⑵にかかわらず，その工事費を68（一般供給設備の工事費負担金）⑴イにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

⑺　特別高圧で供給する場合，予備供給設備の工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望されるときを除き，⑴にかかわらず，68（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠およびロによって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，一般供給設備と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，68（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

⑻　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（⑶および⑹の場合を

除きます。）は，⑴または⑵にかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

⑼　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，68（一般供給設備の工事費負担金）または69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）の場合に準じて算定いたします。

72　工事費負担金の申受けおよび精算

⑴　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）⑷にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

⑵　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　68（一般供給設備の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

⑷　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

⑸　標準電圧100ボルト，200ボルト，6,000ボルト，20,000ボルト，30,000ボルトまたは70,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合

⑹　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　65（受電地点への供給設備の工事費負担金），66（受電用計量器等の工事費負担金），67（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）（68〔一般供給設備の工事費負担金〕に準じ

て算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および70（供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金）にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

㈠　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（架空引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

㈡　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

⑶　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

⑷　当社は，65（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

⑸　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

⑹　低圧または高圧で供給する場合で，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたとき，またはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される68（一般供給設備の工事費負担金）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（75〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費負担金契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

73　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

⑴　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督

等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

⑵　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

74　臨時工事費

⑴　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

⑵　臨時工事費を申し受ける場合は，68（一般供給設備の工事費負担金），69（供給地点への特別供給設備の工事費負担金）および70（供給地点への供給

設備を変更する場合の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

⑶　低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

⑷　臨時工事費の精算は，72（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。

75　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費負担金に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，工事費負担金契約書を作成いたします。

Ⅸ　保　　安

76　保安の責任

当社は，受電地点および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

77　保安等に対する発電者および需要者の協力

⑴　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

⑵　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，⑴に準じて，適当な処置をいたします。

⑶　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

⑷　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

78 調　　査

⑴ 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

⑵ 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

⑶ 当社は，⑴の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

79 調査等の委託

⑴ 当社は，78（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

⑵ 当社は，⑴によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

80 調査に対する需要者の協力

⑴ 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

⑵ 当社は，78（調査）⑴により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

81　検査または工事の受託

⑴　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

⑵　⑴の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

⑶　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

⑷　⑶の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

82　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

⑴　78（調査）

⑵　79（調査等の委託）

⑶　80（調査に対する需要者の協力）

⑷　81（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

1　実 施 期 日

この約款は，2023年12月27日から実施いたします。

2　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

⑴に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

⑴　適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，㈠および㈡を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，㈠および㈡をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

㈠　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

㈡　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた

順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

⑵　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈠ｃ，㈢ｃ，㈣ｃ，㈡ｃ，㈤ｃ，㈥ｃ，ロ㈠ｃ，㈡ｃ，㈠ｃ，ハ㈠ｃ，㈡ｃもしくは㈠ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈢ｃ，ロ㈠もしくはハ㈠の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ㈠または㈡により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ハにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

㈠　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

$$\text{接続供給課金対象電力} = \text{揚水最大電力等} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他最大電力等}$$

㈡　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

$$\text{接続供給課金対象電力量} = \text{揚水等接続供給電力量} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他接続供給電力量}$$

ロ　１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力から適用の対象とする供給地点の１年間を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ の 他

㈠　19（接続送電サービス）(3)イ㈠ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ㈡ａ，㈢ａまたは㈣ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

㈡　20（臨時接続送電サービス）(3)イ㈠ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ㈡ａにかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

㈢　20（臨時接続送電サービス）(3)イ㈢ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ㈣ａにかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3)　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給

区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑿，⑳および㉑にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点にお

けるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

⑷　計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，⑴イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，⑴ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

⑸　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則４（受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた損失修正率によって修正したものといたします。

3　発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

⑴　契約者が特定契約を締結している場合または特定送配電事業者が特定契約を締結している場合もしくは契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

⑵　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，50（契約の変更）⑶に準じて契約を変更していただくことがあります。

⑷　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配

電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則

附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，25（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補

給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

⑴　28（料金の算定期間）

⑵　32（料金の算定）

⑶　33（支払義務の発生および支払期日）

⑷　34（料金その他の支払方法）

⑸　35（保証金）

⑹　47（違約金）

⑺　54（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

⑹　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（⑸において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

㈠　28（料金の算定期間）

㈡　32（料金の算定）

㈢　33（支払義務の発生および支払期日）

㈣　34（料金その他の支払方法）

(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

㈠　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

㈡　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，29（計量）⑴にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　37（託送供給等の実施）⑶へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

⑻　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）⑶へに準じて電

力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

⑼　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

4　受電電圧または供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧または供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの損失修正率によって修正したものといたします。

5　記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

⑴　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型等計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供

給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）⑵イ㈡，㈣または20（臨時接続送電サービス）⑵イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）⑵イ㈠にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

⑵　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型等計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

6　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

⑴　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）⑵イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

⑵　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

7　損害賠償の免責についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）⑴にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

8　みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第４条第２項に規定されるみなし登録特定送配電事業者が，特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち，この約款によりがたい事項については，みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

9　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

⑴　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

⑷　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における平日（毎年10月1日から11月30日までの期間を除きます。），土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日の午前８時から午後４時までの時間

⑸　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

⑷　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

㈡　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）⑵ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

また，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）⑷ロにかかわらず，㈠とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ハにかかわらず，㈡といたします。

㈠　昼間時間最大電力

昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分

（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

㈡　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{matrix}\text{適用の対象とする}\\ \text{供給地点の接続送電}\\ \text{サービス契約電力}\end{matrix} - \begin{matrix}\text{当該供給地点の}\\ \text{昼間時間最大電力}\end{matrix}$$

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)，(ロ) c (a)，ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)，(ロ) c (a)，ハ(イ) c (a)または(ロ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

(イ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ロ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2)　１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分

の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうハのピークシフト電力は，(ﾊ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ)　負荷移行元時間最大電力

１年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

(ﾊ)　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{array}{c}\text{適用の対象とする}\\ \text{供給地点の接続送電}\\ \text{サービス契約電力}\end{array} - \begin{array}{c}\text{当該供給地点の}\\ \text{負荷移行元時間}\\ \text{最大電力}\end{array}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

⑵　１年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）⑷の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕⑷によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

⑷ホ　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）⑷ニに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）⑷ニに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から，⑷イによって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

⑷イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうハのピークシフト電力は，⑷ハのピークシフト電力といたします。

⑷ロ　負荷移行元時間最大電力

１年間を通じての負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間に

おける接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

⑹　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じ

ての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の負荷移行元時間最大電力}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

㈡　１年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，この取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それがこの取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額をこの取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）⑵ロもしくはイ㈠またはロ㈠にかかわらず，適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力から適用の対象とする供給地点の１年間を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定

めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正の上，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　(1)の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合の負荷移行元時間最大電力は，イ(ロ)またはロ(ロ)にかかわらず，(イ)とし，ピークシフト電力は，(1)ハ(ロ)もしくはイ(ハ)またはロ(ハ)にかかわらず，(ロ)といたします。

(イ)　負荷移行元時間最大電力

負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，(1)イ(イ)または(ロ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

㈡　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，⑴イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{matrix}\text{適用の対象とする}\\ \text{供給地点の接続送電}\\ \text{サービス契約電力}\end{matrix} - \begin{matrix}\text{当該供給地点の}\\ \text{負荷移行元時間}\\ \text{最大電力}\end{matrix}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

10　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）⑴にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

11　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）⑵ニ，30（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

12　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，

発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

⑴ 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

⑵　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）⑶イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の㈠および㈡の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

㈠　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

㈡　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

⑶　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

⑷　料金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

⑴　適用

発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

⑻　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調

整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適用

38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a)　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a)　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用

いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電

事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

⑹　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

⑸　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑶にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といた

します。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⒃にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要

場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，30（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

⑴　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

$$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

⑷　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

⑸　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当

該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

ａ　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補

給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，

38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，

38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）

と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

$$\begin{array}{l}\text{発電量調整受電}\\ \text{計画差対応}\\ \text{補給電力量}\end{array} = \begin{array}{l}\text{発電量調整}\\ \text{受電計画}\\ \text{電力量}\end{array} - \begin{array}{l}\text{38（給電指令の実施等）}\\ \text{⑵へによる出力}\\ \text{抑制対象電力量}\end{array} - \begin{array}{l}\text{発電量調整}\\ \text{受電電力量}\end{array}$$

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給

電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対

して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 －接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る

場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款

に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑵③にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑴④ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

$$\text{需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量} = \text{需要抑制量調整受電電力量} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

⑹　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調

整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

⑺　解約等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）⑴ハ㈠，㈡，㈢または㈣にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑶ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定

契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

⑴　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，㈡により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

㈡　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

㈢　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

㈣　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，㈢にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社ま

たは配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

⑼　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

⑽　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

13　近接性評価割引額の算定についての特別措置

⑴　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ㈠の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）

⑵ロ⑷ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則12〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ⑷aの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ⑷bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

⑵　契約者が，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ⑸および⑹の接続対象計画電力量は，附則12（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ⑹の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

14　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

⑴　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引い

た金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

⑵　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

⑶　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお

支払いいたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は，原則として，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

ただし，これによりがたい場合は，主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

⑴　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都道府県	市　町　村
大　阪　府	岸和田市，豊中市，池田市，吹田市，泉大津市，高槻市，　貝塚市，　守口市，　枚方市，　茨木市，泉佐野市，富田林市，寝屋川市，大東市，和泉市，箕面市，門真市，摂津市，泉南市，四條畷市，交野市，阪南市，島本町，忠岡町，熊取町，田尻町
兵　庫　県	尼崎市，伊丹市
京　都　府	京都市，宇治市，城陽市，向日市，長岡京市，八幡市，京田辺市，大山崎町，久御山町，精華町
奈　良　県	奈良市，大和高田市，大和郡山市，天理市，橿原市，生駒市，香芝市，葛城市，三郷町，斑鳩町，安堵町，川西町，　三宅町，　田原本町，　上牧町，　王寺町，広陵町，河合町
滋　賀　県	草津市，守山市，栗東市，野洲市，湖南市，竜王町，愛荘町，豊郷町，甲良町

なお，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

都 道 府 県	市　町　村
大　阪　府	大阪市，堺市，八尾市，河内長野市，松原市，柏原市，羽曳野市，高石市，藤井寺市，東大阪市，大阪狭山市
兵　庫　県	神戸市，明石市，西宮市，芦屋市，宝塚市，川西市

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

⑵　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	**72 銭**
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ140,000ボルト以下の場合	**42 銭**
	受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合	**21 銭**

ただし，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧140,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

⑴　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

㈡　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，㈠にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{㈠によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

㈢　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，㈠および㈡にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{㈠および㈡によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

3　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）⑵イ㈡もしくは㈢または20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈠ｂもしくは㈡ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

⑴　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）}\times\text{電圧（ボルト）}\times\frac{1}{1{,}000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

⑵　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）}\times\text{電圧（ボルト）}\times 1.732\times\frac{1}{1{,}000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

⑴　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×150パーセント	管灯の定格消費電力（ワット）×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力（ワット）×200パーセント	

ロ　ネオン管灯

２次電圧（ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
999以下	40	40
1,149以下	60	60
1,556以下	70	70
1,759以下	80	80
2,368以下	100	100

ニ　水 銀 灯

出　　力 （ワット）	換 算 容 量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60以下	80	170	70
80以下	100	190	90
100以下	150	200	130
125以下	160	290	145
200以下	250	400	230
250以下	300	500	270
300以下	350	550	325
400以下	500	750	435
700以下	800	1,200	735
1,000以下	1,200	1,750	1,005

⑵　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

⑴　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

⑵　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	—	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45以下	—	180	
65以下	—	230	
100以下	250	350	
200以下	400	550	
400以下	600	850	
550以下	900	1,200	
750以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　×　93.3パーセント
出力（キロワット）×　125.0パーセント

⑶　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過30ミリアンペア以下	1.5
		30ミリアンペア超過50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過500ミリアンペア以下	7.5
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5マイクロファラッド超過3マイクロファラッド以下		3

⑷　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \begin{matrix}\text{最大定格１次入力}\\ \text{（キロボルトアンペア）}\end{matrix} \times 70\text{パーセント}$$

ロ　イ以外の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \begin{matrix}\text{実測した１次入力}\\ \text{（キロボルトアンペア）}\end{matrix} \times 70\text{パーセント}$$

⑸　そ の 他

イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

5　平均力率早見表

⑴　この約款における平均力率は次表によります。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

⑵　有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧または供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧または供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの損失修正率によって修正したものといたします。

Wo/Wの値		平均力率（%）	Wo/Wの値		平均力率（%）
0.0000から	0.1004まで	100	1.0932から	1.1231まで	67
0.1005	0.1752	99	1.1232	1.1536	66
0.1753	0.2279	98	1.1537	1.1848	65
0.2280	0.2718	97	1.1849	1.2166	64
0.2719	0.3106	96	1.2167	1.2490	63
0.3107	0.3461	95	1.2491	1.2822	62
0.3462	0.3793	94	1.2823	1.3161	61
0.3794	0.4108	93	1.3162	1.3508	60
0.4109	0.4409	92	1.3509	1.3864	59
0.4410	0.4701	91	1.3865	1.4229	58
0.4702	0.4984	90	1.4230	1.4603	57
0.4985	0.5261	89	1.4604	1.4988	56
0.5262	0.5533	88	1.4989	1.5384	55
0.5534	0.5801	87	1.5385	1.5792	54
0.5802	0.6066	86	1.5793	1.6211	53
0.6067	0.6329	85	1.6212	1.6644	52
0.6330	0.6590	84	1.6645	1.7091	51
0.6591	0.6850	83	1.7092	1.7554	50
0.6851	0.7110	82	1.7555	1.8031	49
0.7111	0.7370	81	1.8032	1.8526	48
0.7371	0.7630	80	1.8527	1.9039	47
0.7631	0.7892	79	1.9040	1.9571	46
0.7893	0.8154	78	1.9572	2.0124	45
0.8155	0.8419	77	2.0125	2.0700	44
0.8420	0.8685	76	2.0701	2.1299	43
0.8686	0.8954	75	2.1300	2.1923	42
0.8955	0.9225	74	2.1924	2.2576	41
0.9226	0.9500	73	2.2577	2.3258	40
0.9501	0.9778	72	2.3259	2.3972	39
0.9779	1.0060	71	2.3973	2.4721	38
1.0061	1.0345	70	2.4722	2.5507	37
1.0346	1.0636	69	2.5508	2.6334	36
1.0637	1.0931	68	2.6335	2.7206	35

Wo/Wの値		平均力率（%）	Wo/Wの値		平均力率（%）
2.7207から	2.8126まで	34	5.9776から	6.3736まで	16
2.8127	2.9099	33	6.3737	6.8237	15
2.9100	3.0130	32	6.8238	7.3396	14
3.0131	3.1225	31	7.3397	7.9373	13
3.1226	3.2390	30	7.9374	8.6380	12
3.2391	3.3633	29	8.6381	9.4712	11
3.3634	3.4962	28	9.4713	10.4787	10
3.4963	3.6389	27	10.4788	11.7221	9
3.6390	3.7919	26	11.7222	13.2958	8
3.7920	3.9572	25	13.2959	15.3521	7
3.9573	4.1362	24	15.3522	18.1543	6
4.1363	4.3305	23	18.1544	22.1997	5
4.3306	4.5424	22	22.1998	28.5539	4
4.5425	4.7744	21	28.5540	39.9875	3
4.7745	5.0298	20	39.9876	66.6667	2
5.0299	5.3121	19	66.6668	199.9975	1
5.3122	5.6261	18	199.9976	∞	
5.6262	5.9775	17			

（注）1　W……有効電力量（kWh）　　Wo……無効電力量（kvarh）

2　Wo/Wは小数点以下第４位までとし，第５位で四捨五入するものといたします。

3　この表は平均力率＝$\frac{W}{\sqrt{W^2+Wo^2}}$×100の算式により計算されています。

6　契約負荷設備の総容量の算定

⑴　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

⑷　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

⑸　⑷以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

⑵　⑴により，契約負荷設備の総容量を算定することが不適当と認められる場合は，原則として，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。ただし，寮，アパート等は，建物構造を参考に協議決定いたします。

7　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

⑴　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約

定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合は，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

⑵　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定が

ない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合は，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

⑶　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

⑴　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

⑵　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，⑴以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の⑴または⑵に該当する場合は，次に定

める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）⑭イ㈡および㈢の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

$$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

㈠ 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

㈡ 需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた値

8 電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

⑴ 定額制供給の場合の接続供給電力量

イ 接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた

値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

⑵　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力または契約

容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

⑴　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

⑵　前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

⑴　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

⑵　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

⑶　⑴または⑵によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの

接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，⑵によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

⑷　発電量調整受電電力量の協定については，⑵および⑶に準ずるものといたします。

9　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度，
第２年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給の場合を除く）</td><td colspan="2">－</td></tr>
</table>

（注）１　需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

４　週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度，第２年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>－</td><td colspan="2">－</td></tr>
<tr><td>－</td><td>－</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注）１　発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

４　計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。

５　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

６　週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は，次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度，第２年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整対象受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>－</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注）１　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

２　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

３　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

４　週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

⑴　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 （ボルト）	管灯の定格消費電力 （ワット）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯

変圧器２次電圧 （ボルト）	変圧器容量 （ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
3,000	80	20
6,000	100	30
9,000	200	50
12,000	300	50
15,000	350	75

ハ　水 銀 灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100以下	50	9
250以下	75	15
300以下	100	20
400以下	150	30
700以下	250	50
1,000以下	300	75

⑵　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

⑴　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	使用電圧100ボルト	40	50	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

⑵　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬　力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	2極60ヘルツ	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極60ヘルツ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極60ヘルツ	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

⑶　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(キロボルトアンペア)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(マイクロファラッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

⑷　そ の 他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

13　標準設計基準

⑴　適　　用

イ　この基準は，Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない場合は，電気設備に関する技術基準，その他の法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ハ　地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたいため特別な施設を要する場合は，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

⑵　低圧または高圧電線路

イ　通　　則

⑴　電圧降下の許容限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の限度の標準は，次表の値といたします。この場合，電線路は受電地点または供給地点から当該の需要に電気を供給する発変電所の引出口に設置する断路器もしくはこれに相当する機器または供給用変圧器の負荷側接続点までといたします。

	低圧		高圧
公称電圧（ボルト）	100	200	6,600
電圧降下（ボルト）	6	20	600

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下および法令で定められた電圧維持基準等を考慮して施設いたします。

⑵　経 過 地

低圧または高圧電線路の経過地は，地形その他用地の事情を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

⑶　電線路の種類

低圧または高圧電線路は架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合または技術上，経済上もしくは用地の確保が著しく困難な場合は他の方法によります。

ロ　低圧または高圧架空電線路

⑴　電線路の施設

a　低圧または高圧架空電線路は，単独電線路の新設，他の架空電線路

との併架，電線張替えまたは負荷分割のうち，線路の保守および保安に支障を来たさない範囲で，最も経済的な方法により施設いたします。

b　高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として1回線といたします。

(ロ)　支持物の種類

低圧または高圧架空電線路の支持物には，原則として，工場打鉄筋コンクリート柱で，無着色のものを使用いたします。ただし，周囲の状況，地形または経済上適当でない場合には，他の支持物を使用することがあります。

(ハ)　標準径間

低圧または高圧架空電線路の標準径間は，原則として次表の値といたします。

最大径間 (メートル)	60

(ニ)　支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，次表の値を標準といたします。ただし，施設場所の状況により，根入れ，他の工作物との離隔，装柱等の関係から必要な場合は，この長さ以外のものといたします。

(単位：メートル)

装　　柱	長 さ
低　　圧	12
高　　圧	14
高低圧併架	14

(ホ)　が い し

低圧または高圧架空電線路のがいしは，原則として次表のものを使用いたします。

使用箇所 / 電　圧	引通箇所	引留箇所
低　圧	低圧引留がいし	低圧引留がいし
低圧引込	低圧引留がいし	低圧引留がいし 低圧引留三角がいし 低圧引留バインドレスがいし
高　圧	高圧ピンがいし 限流アークホーン付引通がいし	高圧耐張がいし 限流アーク付引留がいし

㈠　電線の種類および太さ

a　低圧または高圧架空電線の導体には，硬銅線またはアルミ線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当な場合は，他の適当な材質のものを使用いたします。

b　低圧または高圧架空電線および低圧または高圧架空引込線には，絶縁電線を使用いたします。

c　低圧または高圧架空電線路の電線の太さは，許容電流，電圧降下および機械的強度を考慮して，次表により選定いたします。

架空電線の太さの最低限度

電　圧	直径（ミリメートル）
低　圧	5.0
低圧引込	2.6
高　圧	5.0

（注）　低圧架空引込線については，特殊なものは，上表にかかわらず2.0ミリメートルを使用することがあります。

硬銅線の種類，太さおよび許容電流

（単位：アンペア）

			単線（ミリメートル）				より線（平方ミリメートル）							
			2.6	3.2	4.0	5.0	5.5	8	14	22	38	60	80	100
低圧絶縁電線	屋外用ビニル絶縁電線（OW）	低圧線	－	－	－	103	－	－	－	－	153	206	－	302
		引込線	44	58	78	－	－	－	－	112	153	206	－	302
	600ボルトビニル絶縁電線（IV）		48	62	81	－	－	－	88	115	162	217	－	298
	引込用ビニル絶縁電線（DV）	2心	38	50	－	－	－	－	70	92	－	－	－	－
		3心＊	34	44	－	－	－	－	62	80	113	152	－	－
	600ボルトビニル絶縁ビニルシースケーブル（VV）		34	－	－	－	－	43	57	81	113	152	－	209
高圧絶縁電線	高圧架橋ポリエチレン絶縁電線（OC）		－	－	－	146	－	－	－	－	－	－	335	－
	高圧引下用架橋ポリエチレン絶縁電線（PDC）		－	－	－	－	71	－	－	－	－	－	－	－

＊交流単相３線式の場合は２心の許容電流を適用する。

アルミ線の種類，太さおよび許容電流

（単位：アンペア）

		アルミより線（平方ミリメートル）			
		25	32	58	120
低圧絶縁電線	着雪防止形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（SN-ACSR/AC-OC）	130	－	215	－
	低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ACSR/AC-OC-L）	－	－	－	335
高圧絶縁電線	低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ACSR/AC-OC-L）	－	146	－	335

(ト)　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次表により，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

容量（キロボルトアンペア）
10　20　30　50　75　100　133

（注）　３相電力負荷に対しては，単相変圧器２台をＶ結線または３台を△結線により使用することがあります。

㈦　開閉器の取付けおよび容量

a　高圧架空電線路を操作または保守するために必要な箇所には，気中開閉器を施設いたします。ただし，気中開閉器の施設が技術上，経済上不適当な場合には，他の種類の開閉器を施設することがあります。

b　開閉器の容量は，次表により，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

容量（アンペア）	100　200　300　400

㈧　その他装柱付属品等に関する事項

a　低圧または高圧架空電線路の装柱は複雑にならないように考慮し，標準装柱は，低圧線は垂直配列，高圧線は水平配列といたします。ただし，付近の樹木や建造物等の状況によっては，他の配列とすることがあります。

b　低圧架空電線路で垂直配列する場合のアームは，ラック金物を使用いたします。また，高圧架空電線路で水平配列する場合のアームは，軽量腕金を使用いたします。

c　支柱，支線柱は，支持物強度の一部を安全に分担できる種類と長さのものを使用いたします。

d　変圧器の１次側に使用する開閉器には，高圧カットアウトを使用いたします。

㈨　特殊地域の施設

a　塩害地域に施設する低圧または高圧架空電線路のがいし，柱上変圧器，開閉器等の機器および材料は，耐塩構造のものを使用し，耐塩施設を行ないます。

なお，塩害地域とは，海岸からおおむね２キロメートル以内で，塩害を受ける地域をいいます。

b　雷雨発生のおそれの多い地域に施設する低圧または高圧架空電線路には，その程度に応じ，架空地線の施設，避雷器等の取付数の増加等の耐雷施設の強化を行ないます。

c　雪害地域については，その程度に応じた対策を実施いたします。

ハ　低圧または高圧地中電線路

㈠　施設方法

低圧または高圧地中電線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることがあります。

a　直接埋設式

重量車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

b　暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一の場所等に施設する場合

㈡　ケーブルの種類および太さ

低圧または高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，次表により選定するものといたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類のケーブルを使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に準じ，施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 (ボルト)	種　　類	導体の公称断面積 (平方ミリメートル)
600	架橋ポリエチレンケーブル（CVT）	8　14　22　38 60　100　150　200 250　325　400
6,600		38　60　100　150 200　250　325

㈠ 開閉器の施設および容量

a　高圧地中電線路を操作または保守するために必要な箇所には開閉器を施設いたします。

b　開閉器の容量は，次表の値といたします。

容量（アンペア）	400

㈡ 変圧器の施設および容量

変圧器の容量は，次表により，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

	容量（キロボルトアンペア）	
単 相 用	100	150
灯力共用	75+50	100+50

⑶ 特別高圧電線路

イ　通　　則

㈠ 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路における電圧降下の限度の標準は，次表の値といたします。この場合，電線路は受電地点または供給地点から当該の需要に電気を供給する発変電所の引出口に設置する断路器の負荷側接続点までといたします。

公称電圧（キロボルト）	22	33	77
電圧降下（キロボルト）	2	3	7

ただし，既設電線路を利用する場合または他の需要と同時に供給設備を施設する場合は，他の需要の電圧降下を考慮して施設いたします。

㈡ 経過地等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，地形その他用地の事情を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電

線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

なお，この場合，受電地点または供給地点に至るまでの供給設備は，原則として，当社の発電所相互間，変電所相互間または発電所と変電所との間を連絡する電線路からの分岐を行ないません。

(ﾊ) 電線路の種類

特別高圧電線路は架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上不可能な場合または技術上，経済上もしくは用地の確保が著しく困難な場合は他の方法によります。

ロ 特別高圧架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a 特別高圧架空電線路は，単独電線路の新設，他の架空電線路との併架または電線張替え等のうち，技術上および用地の確保が著しく困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

b 他の架空電線路との併架により施設する場合の電線架線順位は，原則として電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を使用いたします。ただし，33キロボルト以下の特別高圧架空電線路を道路上または道路沿いに施設する場合は，原則として，工場打鉄筋コンクリート柱で，無着色のものを使用いたします。

(ﾊ) 標準径間

a 特別高圧架空電線路の標準径間は，原則として次表の値といたします。

支持物種類	標準径間（メートル）
鉄　　塔	150～300
そ の 他	30～200

b　㈡ただし書により施設する電線路の標準径間は，原則として次表の値といたします。

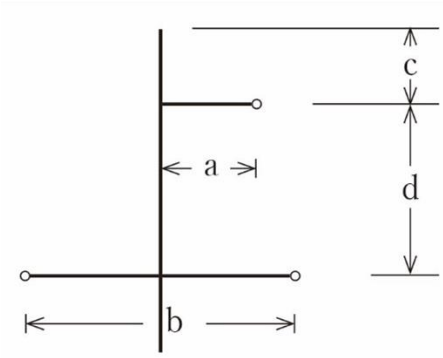
最大径間（メートル）	60

㈢　電線間隔

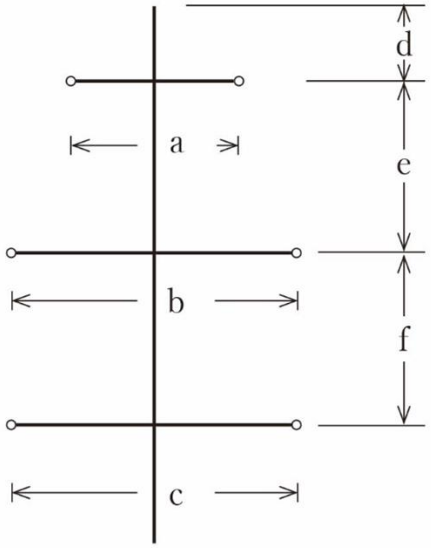
特別高圧架空電線路の電線間隔は，降雪の多い地域または特殊箇所を除き，次表の値を標準といたします。

（単位：メートル）

	1　回　線				2　回　線					
	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
33キロボルト以下	1.5 ～ 1.6	3.6 ～ 4.4	1.5 ～ 2.1	1.6 ～ 2.2	3.0 ～ 3.2	3.6 ～ 4.4	3.2 ～ 3.6	1.5 ～ 2.1	1.6 ～ 2.2	1.6 ～ 2.2
77キロボルト	2.1 ～ 2.7	5.4 ～ 7.2	1.9 ～ 3.3	2.6 ～ 3.2	4.2 ～ 5.4	5.4 ～ 7.2	4.6 ～ 6.0	1.9 ～ 3.3	2.6 ～ 3.2	2.3 ～ 2.8



1　回　線



2　回　線

㈱　が い し

a　特別高圧架空電線路のがいしは，原則として250ミリメートル標準懸垂がいしを使用いたします。

b　㈰ただし書により施設する電線路には，アークホーン付ＬＰがいしまたはポリマー引留がいしを使用いたします。

c　懸垂がいしの連結個数は，次表の値とし，その他のがいしを使用する場合はこれに準じます。

想定最大等価塩分付着密度（ミリグラム/平方センチメートル）		0.125以下	0.25以下	0.5以下	1.0以下
海岸からの距離（キロメートル）	台風塩害に対し	10以上	3以上10未満	3未満	海水のしぶきが直接かかる地区
	季節風塩害に対し	3以上	1以上3未満	1未満	
公称電圧（キロボルト）	22	4個	4個	4個	4個
	33	4個	4個	4個	4個
	77	6個	7個	8個	9個

（注）　工場地帯等のとくに煙じん汚損のひどい場所に設置する場合は，上表の個数にさらに1～2個追加することがあります。

㈲　電線の種類および太さ

a　特別高圧架空電線路の電線は，裸硬銅より線，アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を使用いたします。ただし，機械的強度上とくに必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別の場合は，他の電線を使用することがあります。

b　㈰ただし書により施設する電線路には，原則として硬銅線の水密圧縮形屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線またはアルミ線の低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線を使用いたします。

c　特別高圧架空電線路の電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，機械的強度，横断物件，電波障害等を考慮して定め，次表から必要最小のものを使用いたします。ただし，他の架空電線路との併架に

より施設する場合は，弛度の関係から既設架空電線と同じ太さのものを使用することがあります。

(a)　特別高圧架空電線路

裸硬銅より線（ＨＤＣＣ）		アルミ覆鋼心アルミより線（ＡＣＳＲ/ＡＣ）		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（ＴＡＣＳＲ/ＡＣ）	
公称断面積(平方ミリメートル)	許容電流(アンペア)	公称断面積(平方ミリメートル)	許容電流(アンペア)	公称断面積(平方ミリメートル)	許容電流(アンペア)
55	299	80	314	610	1,747
75	359	100	360	810	2,058
100	434	120	415	1,160	2,649
150	562	160	484		
200	675	240	634		
		330	751		
		410	871		
		610	1,085		

(b)　(ﾛ)ただし書により施設する電線路

水密圧縮形屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線（SB-OCW）		低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線(ACSR/AC-OC-L)	
公称断面積(平方ミリメートル)	許容電流(アンペア)	公称断面積(平方ミリメートル)	許容電流(アンペア)
80	338	120	338

(ﾄ)　架空地線の施設

a　77キロボルト以上の特別高圧架空電線路のうち，鉄塔を使用する線路には，すべて架空地線を施設いたします。

b　架空地線の種類および太さは，機械的強度上または電磁誘導障害対策上とくに必要のある場合，腐食のおそれのある場合等特別の場合を除き，その線路の設計条件にもとづいて次表により選定いたします。

地線種類	アルミ覆鋼より線（AC）		
公称断面積 (平方ミリメートル)	55	70	90

c　支持物の接地抵抗が高い場合には，埋設地線等を施設いたします。

㈦　架空電線の地表上の高さ

特別高圧架空電線路の架空電線の最低地上高は，原則として次表の値といたします。

（単位：メートル）

		33キロボルト以下	77キロボルト
平地	中高層建造物があるか，または将来その建設が予想される地域	16（10）	17
	２階建建造物があるか，または将来その建設が予想される地域	13（10）	14
	その他の地域	9（6）	10
山地，山林で人が容易に立入れない地域		6（5）	7

（注）　1　その他の地域については，技術上，経済上適当と認められる地上高によります。
2　（　）内は，㈡ただし書により施設する電線路の場合といたします。

㈧　その他装柱付属品等に関する事項

a　特別高圧架空電線路のがいし装置（㈡ただし書により施設する電線路を除きます。）には，アークホーン，アーマロッドを施設いたします。

b　㈡ただし書により施設する電線路の重要機器およびケーブルとの接続点には，原則として避雷器を施設いたします。

c　分岐箇所には，必要に応じ開閉型端子または開閉器を施設いたします。

㈨　ブロッキングコイルの施設

搬送波の重畳されている電線路から分岐電線路を施設する場合は，原

則として搬送波を阻止するブロッキングコイルを施設いたします。

ハ　特別高圧地中電線路

⑴　施設方法

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式または暗きょ式といたします。ただし，重量車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合は，直接埋設式によることがあります。

⑵　ケーブルの種類および太さ

特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，次表により選定いたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類および太さのケーブルを使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に準じ，施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧	22キロボルト	33キロボルト	77キロボルト	
種　　類	架橋ポリエチレンケーブル（CVT）	架橋ポリエチレンケーブル（CVT）	架橋ポリエチレンケーブル（CVT）	架橋ポリエチレンケーブル（CV）
線心数	3心	3心	3心	単心
導体の公称断面積（平方ミリメートル）	60 100 150 200 250 325 400	60 100 150 200 250 325 400	100 150 200 250 325 400	400 600 800 1,000 1,200 1,500 1,800 2,000

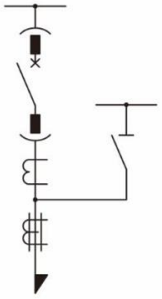
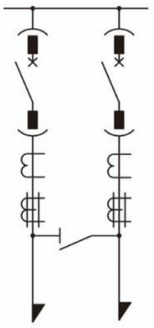
⑷ 変電設備

イ 通　　則

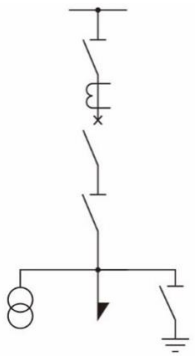
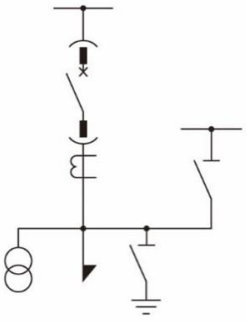
電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ 結 線 法

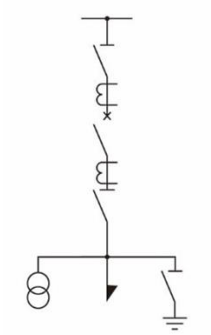
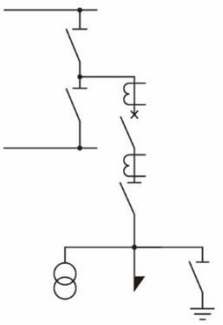
結線および主要機器取付台数は，次表を標準といたします。

公称電圧	母線形態	結　線　法	機　器　名	台　数
6.6キロボルト	補　助 母線付		プラグイン形しゃ断器	1　台
			断　路　器	1　台
			変　流　器	2　台
			零相変流器	1　台
			配　電　盤	1　式
	切替断 路器付		プラグイン形しゃ断器	1　台
			断　路　器	1　台
			変　流　器	2　台
			零相変流器	1　台
			配　電　盤	1　式

（注）　1　切替断路器付に記載の台数は引出設備1回線分といたします。
　　2　接地装置については，固体絶縁開閉装置を使用する場合は，線路側に1台設置することがあります。

公称電圧	母線形態	結　線　法	機　器　名	台　数
22キロボルト	単母線		しゃ断器	1　台
			断路器	2　台
			変流器	3　台
			計器用変圧器	1　台
			配電盤	1　式
33キロボルト	補助母線付		プラグイン形しゃ断器	1　台
			断路器	1　台
			変流器	3　台
			計器用変圧器	1　台
			配電盤	1　式

（注）　1　接地装置については，原則として線路側に1台設置いたします。
2　計器用変圧器は，検圧装置とすることがあります。
3　変流器については，用途，制御回路の構成によって台数が増減することがあります。
4　耐雷設計上，線路側に避雷器を設置することがあります。
5　変電所の中性点接地方式により零相変流器を設置することがあります。

公称電圧	母線形態	結　線　法	機　器　名	台　数
77キロボルト	単母線		しゃ断器	1　台
			断路器	2　台
			変流器	7　台
			計器用変圧器	1　台
			配電盤	1　式
	複母線		しゃ断器	1　台
			断路器	3　台
			変流器	7　台
			計器用変圧器	1　台
			配電盤	1　式

（注）　1　接地装置は，原則として線路側に1台設置いたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも設置することがあります。

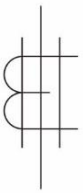
2　計器用変圧器は，コンデンサ形計器用変圧器とすることがあります。

3　変流器については，用途，制御回路の構成によって台数が増減することがあります。

4　しゃ断器がプラグイン形の場合には，単母線にあっては断路器2台を，複母線にあっては断路器1台を省略いたします。

5　耐雷設計上，線路側に避雷器を設置することがあります。

凡　　例

しゃ断器	プラグイン形しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器	計器用変圧器
						

ハ　しゃ断器

⑴　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その使用回路の公称電圧（以下「回路電圧」といいます。）に応じ，最大負荷時の電流および施工時の系統構成または将来構成されることが予定されている系統構成について計算した短絡電流から判断して，次表から必要最小のものを選定いたします。

⑵　系統構成は10年程度先を目標といたします。

回路電圧（キロボルト）	定格電圧（キロボルト）	定格電流（アンペア）	定格しゃ断電流（キロアンペア）	型　　式
6.6	7.2	600	12.5	真空型　ガス型
22	24	600	25	同　　上
33	36	600	16	同　　上
77	84	800　1,200 2,000	20　25　31.5	同　　上

ニ　断 路 器

⑴　断路器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流およびその系統で必要な定格短時間電流から判断して，次表から必要最小のものを選定いたします。

⑵　系統構成は10年程度先を目標といたします。

回路電圧 (キロボルト)	定格電圧 (キロボルト)	定格電流 (アンペア)	定格短時間電流 (キロアンペア)	型　　式
6.6	7.2	600	12.5	三　極　単　投
22	24	600	25	同　　上
33	36	600	16	同　　上
77	84	800　1,200 2,000	20　25　31.5	同　　上

ホ　計器用変流器

⑷　計器用変流器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流およびその系統で必要な定格短時間電流から判断して，必要最小のものを選定いたします。

⑹　系統構成は10年程度先を目標といたします。

ヘ　計器用変圧器

計器用変圧器は，当社で一般的に使用しているもののなかから回路電圧，使用負担に応じ，必要最小のものを選定いたします。

ト　配 電 盤

配電盤には，原則として電流計およびしゃ断器等の操作用開閉器ならびに運転に必要な装置を取り付けます。また，必要に応じ電力量計，無効電力量計，電圧計等を取り付けます。

チ　保護装置

電線路に短絡または地絡故障を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための保護装置を取り付けます。

なお，原則として電線路には自動再閉路継電器を施設いたします。

⑸　電力保安通信設備

イ　施設基準

⑷　給電指令等，電力系統の運用に必要となる給電情報伝送設備を施設いたします。

⑹　電力保安の確保に必要となる場合または給電指令上必要となる場合に

は，保安通信電話用設備を施設いたします。

㈠ 電力系統の保護に必要となる場合には，系統保護情報伝送設備を施設いたします。

ロ 施設方法

既設設備と協調を図ることを基本とし，技術上，経済上最も適当な方法により施設いたします。

14 スポットネットワーク方式の工事費の算式

68（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ｃの工事費の算定は，次の算式によります。

$$\text{工事費相当額} \times \text{工事こう長} \times \frac{1}{100} \times \frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

68（一般供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ｂの工事費単価	×｛100パーセント＋ 20パーセント×（利用回線数－1）｝

系統連系技術要件
〔託送供給等約款別冊〕

2023年 12 月 27 日 実施

関西電力送配電株式会社

系　統　連　系　技　術　要　件
〔託送供給等約款別冊〕
目　　次

Ⅰ　総　　則……Ⅰ-1

1　目　　的……Ⅰ-1

2　適用の範囲……Ⅰ-1

3　協　　議……Ⅰ-1

Ⅱ　発電設備等の低圧配電線との連系要件……Ⅱ-1

4　電気方式……Ⅱ-1

5　運転可能周波数……Ⅱ-1

6　力　　率……Ⅱ-2

7　高　調　波……Ⅱ-2

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……Ⅱ-2

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……Ⅱ-3

10　不要解列の防止……Ⅱ-3

11　保護リレーの設置……Ⅱ-7

12　保護リレーの設置場所……Ⅱ-8

13　解列箇所……Ⅱ-9

14　保護リレーの設置相数……Ⅱ-9

15　接地方式……Ⅱ-9

16　直流流出防止変圧器の設置……Ⅱ-10

17　電圧変動……Ⅱ-10

18　短絡容量……Ⅱ-12

19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置……Ⅱ-12

20　発電設備等の種類……Ⅱ-12

21　サイバーセキュリティ対策……Ⅱ-13

22　発 電 機 諸 元 …… Ⅱ-13

Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件 …… Ⅲ-1

23　電　気　方　式 …… Ⅲ-1

24　運転可能周波数 …… Ⅲ-1

25　力　　率 …… Ⅲ-1

26　高　　調　　波 …… Ⅲ-2

27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅲ-2

28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… Ⅲ-2

29　不要解列の防止 …… Ⅲ-3

30　保護リレーの設置 …… Ⅲ-6

31　保護リレーの設置場所 …… Ⅲ-8

32　解　列　箇　所 …… Ⅲ-8

33　保護リレーの設置相数 …… Ⅲ-9

34　自動負荷制限 …… Ⅲ-9

35　線路無電圧確認装置の設置 …… Ⅲ-9

36　接　地　方　式 …… Ⅲ-10

37　直流流出防止変圧器の設置 …… Ⅲ-10

38　電　圧　変　動 …… Ⅲ-11

39　短　絡　容　量 …… Ⅲ-13

40　発電機定数・諸元 …… Ⅲ-13

41　昇 圧 用 変 圧 器 …… Ⅲ-15

42　連　絡　体　制 …… Ⅲ-15

43　バンク逆潮流の制限 …… Ⅲ-16

44　サイバーセキュリティ対策 …… Ⅲ-17

Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件 …… Ⅳ-1

45　電　気　方　式 …… Ⅳ-1

46　運転可能周波数・並列時許容周波数……IV-1
47　力　　率……IV-1
48　高　調　波……IV-2
49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制……IV-2
50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制……IV-3
51　不要解列の防止……IV-3
52　保護リレーの設置……IV-5
53　再閉路方式……IV-8
54　保護リレーの設置場所……IV-8
55　解列箇所……IV-8
56　保護リレーの設置相数……IV-9
57　自動負荷制限・発電抑制……IV-9
58　線路無電圧確認装置の設置……IV-10
59　発電機運転制御装置の付加……IV-11
60　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施……IV-14
61　直流流出防止変圧器の設置……IV-14
62　電圧変動……IV-15
63　出力変動……IV-16
64　短絡・地絡電流対策……IV-17
65　発電機定数・諸元……IV-17
66　昇圧用変圧器……IV-20
67　連絡体制……IV-20
68　電気現象記録装置……IV-22
69　サイバーセキュリティ対策……IV-22

Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件……Ⅴ-1
70　力　　率……Ⅴ-1
71　保護リレーの設置……Ⅴ-1

Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件 ……Ⅵ-1

72　力　　率 ……Ⅵ-1

73　高　調　波 ……Ⅵ-1

74　保　護　協　調 ……Ⅵ-2

75　保護リレーの設置 ……Ⅵ-2

76　保護リレーの設置場所 ……Ⅵ-2

77　遮　断　箇　所 ……Ⅵ-2

78　連　絡　体　制 ……Ⅵ-3

Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件 ……Ⅶ-1

79　力　　率 ……Ⅶ-1

80　高　調　波 ……Ⅶ-1

81　電圧フリッカ ……Ⅶ-2

82　保　護　協　調 ……Ⅶ-2

83　保護リレーの設置 ……Ⅶ-3

84　保護リレーの設置場所 ……Ⅶ-3

85　保護リレーの設置相数 ……Ⅶ-3

86　遮　断　箇　所 ……Ⅶ-3

87　連　絡　体　制 ……Ⅶ-3

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）⑴ニおよび⑵ハにもとづき，電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく技術要件を定めたものです。

2　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに負荷設備または需要者の負荷設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等においても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。

なお，需要者が需要場所において発電設備等を系統に連系する場合は，この要件に準じ，当社は，需要者と協議いたします。

3　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の低圧配電線との連系要件

4　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

⑴　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

⑵　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点の遮断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

5　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下とすること。

⑵　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒といたします。）としていただきます。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受けない設備については，この限りではありません。

また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

6　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

7　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下に，かつ，各次電流歪率３パーセント以下にしていただきます。

なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅴ（負荷設備の低圧配電線との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを

除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

10　不要解列の防止

⑴　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために適正な保護リレーを設置の上，次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお，発電場所における構内設備の故障に対しては，Ⅴ（負荷設備の低圧配電線との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上（運転継続）	残電圧20ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60 ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
	風力		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
	蓄電池		・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
	燃料電池		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン	単機出力 2 ｷﾛﾜｯﾄ未満	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
		単機出力 2 ｷﾛﾜｯﾄ以上 10 ｷﾛﾜｯﾄ未満※1				

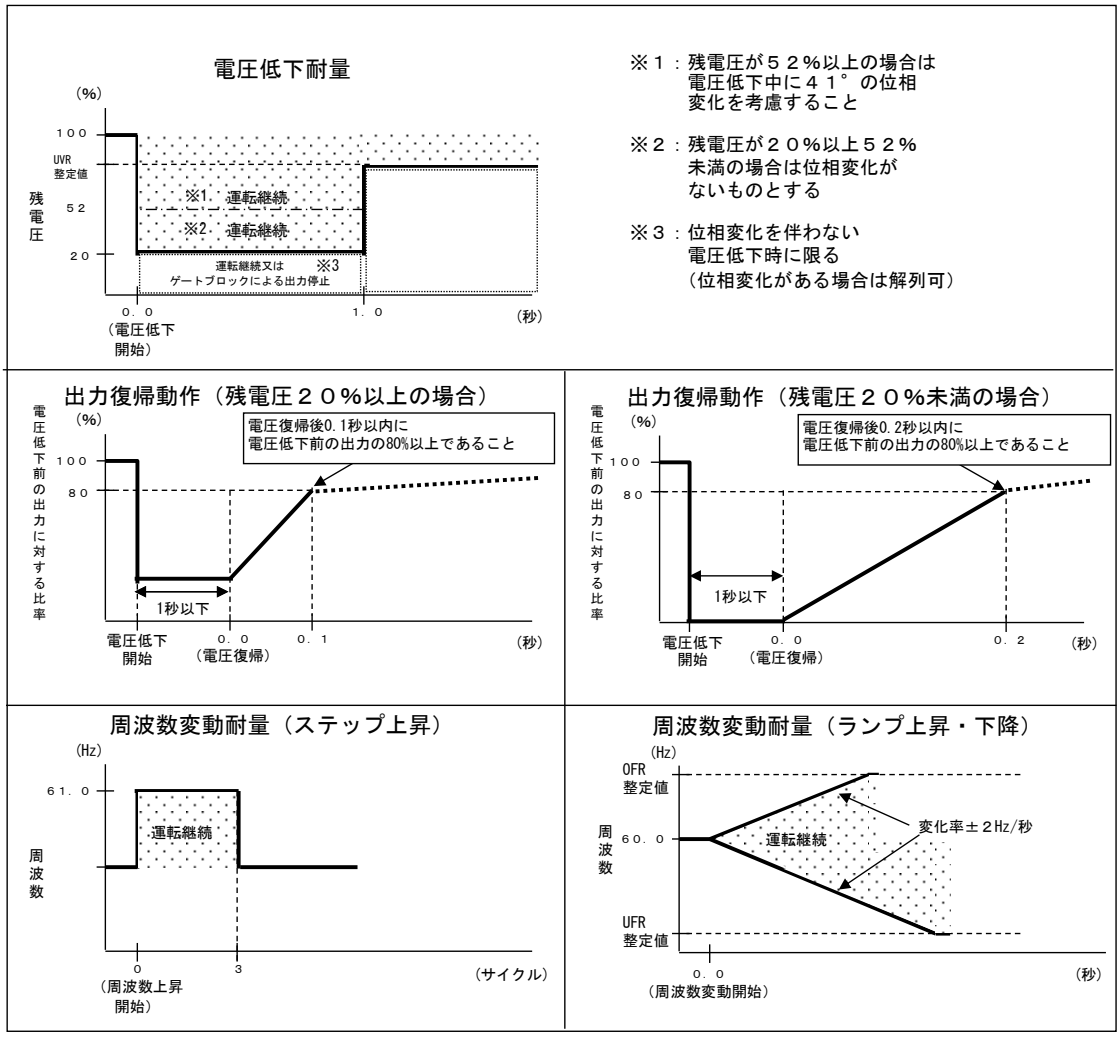
発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上（運転継続）	残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下（運転継続）	60 ﾍﾙﾂ系統
単相	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2※3に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 1.0 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2※3に電圧低下前の出力の 80ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0 ﾍﾙﾂ
		燃料電池+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0 ﾍﾙﾂ
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ					
	風力		・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0 ﾍﾙﾂ

※1　発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

※2　ＲＰＲが設置される場合は出力電力特性とＲＰＲの協調を図るため，0.4秒以内の復帰とすることも可能とします。

※3　負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内とすることも可能とします。

また，ＦＲＴ要件のイメージは，次のとおりといたします。（太陽光発電設備を例に記載。）



11　保護リレーの設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，発電電圧の異常を検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑵　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレー，または過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，短絡方向リレーの設置を省略することができます。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑶　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

⑷　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

12　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

13　解 列 箇 所

保護リレーが動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。この場合，当社から解列箇所を指定させていただくことがあります。

⑴　機械的な解列箇所２箇所

⑵　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

⑶　発電設備等連絡用遮断器

14　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間といたします。

⑵　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間といたします。

⑶　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および三相３線式について１相に設置すること。

⑷　逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間といたします。また，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできることといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間といたします。

15　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

17　電 圧 変 動

⑴　常時電圧変動対策

系統の電圧を適正値（低圧の需要場所においては，標準電圧100ボルトに対して101±6ボルト以内，標準電圧200ボルトに対して202±20ボルト以内といたします。）に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により系統の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策が必要となります。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策が必要となります。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

⑶　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕が0.45 ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

ロ　風力発電設備等の出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）には，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じていただきます。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

18　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合で，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆潮流がない場合は，この限りではありません。

21　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

22　発電機諸元

発電機諸元は，当社の求めに応じて，次のとおり提出していただきます。

（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能とします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件

23　電 気 方 式

発電設備等は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

24　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下とすること。

⑵　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒といたします。）としていただきます。

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備については，この限りではありません。

また，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

25　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

26 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下に，かつ，各次電流歪率３パーセント以下にしていただきます。

なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，VI（負荷設備の高圧配電線との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

27 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

28 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

29　不要解列の防止

⑴　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために適正な保護リレーを設置の上，次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお，発電場所における構内設備の故障に対しては，VI（負荷設備の高圧配電線との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

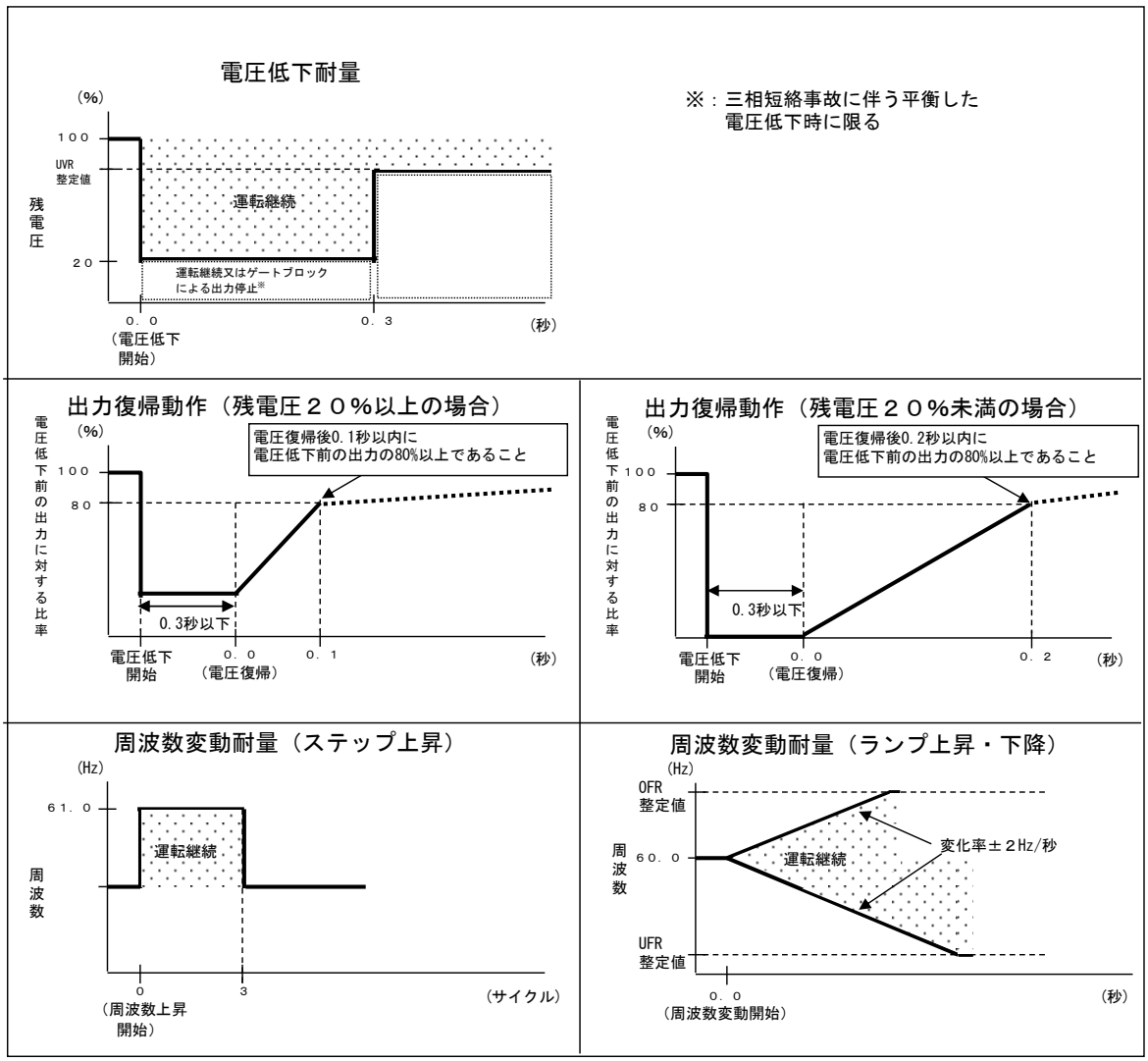
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上（運転継続）	残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	60 ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上（運転継続）	残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下(運転継続)	60 ﾍﾙﾂ系統
三相	太陽光	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.2 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
	風力	残電圧 0 ﾊﾟｰｾﾝﾄ・継続時間 0.15 秒と残電圧 90 ﾊﾟｰｾﾝﾄ・継続時間 1.5 秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し,電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
	蓄電池	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 0.1 秒以内※2に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
	燃料電池※1	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン（単機出力 35 ｷﾛﾜｯﾄ以下）	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間 0.3 秒以下 ・電圧復帰後 1.0 秒以内に電圧低下前の出力の 80 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0 ﾍﾙﾂ, 3 ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2 ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限）61.8 ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0 ﾍﾙﾂ

※1　燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

※2　ＲＰＲが設置される場合は出力電力特性とＲＰＲの協調を図るため，0.4秒以内の復帰とすることも可能とします。

また，ＦＲＴ要件のイメージは，次のとおりといたします。（太陽光発電設備を例に記載。）



30　保護リレーの設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，発電電圧の異常を検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑵　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑶　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できることといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合で，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合で，その出力容量が10キロワット以下のとき

⑷　逆潮流が有る場合の単独運転防止対策

逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーを省略できることといたします。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

なお，誘導発電機を用いる発電設備等において，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置することにより転送遮断装置または単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を省略できる場合があります。

⑸　逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合で，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できることといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できることといたします。

また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

31　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

32　解 列 箇 所

保護リレーが動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。この場合，当社から解列箇所を指定させていただくことがあります。

⑴　受電用遮断器

⑵　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

⑶　発電設備等連絡用遮断器

⑷　母線連絡用遮断器

なお，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的に完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

33　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

⑶　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合，２相設置とすることができることといたします。

⑷　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，同期発電機を用いる場合で，短絡方向リレーと協調を図ることができるときは，１相設置とすることができるものといたします。

⑸　不足電力リレーは，２相設置とすること。

34　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

35　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置する必要があります。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

⑴　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

⑵　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有す

る装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

⑶　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

⑷　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

⑸　逆潮流が無い場合で，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

イ　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

36　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

37　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有す

ること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

38　電 圧 変 動

⑴　常時電圧変動対策

系統の電圧を適正値（低圧の需要場所においては，標準電圧100ボルトに対して101±6ボルト以内，標準電圧200ボルトに対して202±20ボルト以内といたします。）に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策

が必要となります。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

⑶　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕を0.45 ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

ロ　風力発電設備等の出力変動による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強の実施または専用線による連系を行なう等の対策が必要となります。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，系統や当該発電者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。

なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としていただきます。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じていただきます。

なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

39　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

40　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等のために，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，発電機諸元は，当社の求めに応じて，次のとおり提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能とします。）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

電源種	設　備	諸　元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

41　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等のために，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，電圧タップ値等を指定させていただくことがあります。

42　連 絡 体 制

(1)　発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがあ

る場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間に，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，次のうちいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

㈠　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

㈡　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

㈢　停電時においても通話可能なものであること。

㈣　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止するよう，保安規程上明記されていること。

⑵　発電者は，系統運用上必要な情報（受電用遮断器の情報といたします。）を確実に収集するために，事業所等との間に，スーパービジョンを設置していただくことがあります。

なお，受電地点における有効電力を収集するために，原則として，給電制御所等との間に，テレメータを設置していただきます。

43　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者側で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護リレー等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合は，この限りではありません。

44　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件

45　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

46　運転可能周波数・並列時許容周波数

⑴　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

イ　連続運転可能周波数は，58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下とすること。

ロ　運転可能周波数は，57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下とすること。

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値（ただし，協調が取れる範囲の最大値は２秒以上といたします。）としていただきます。

⑵　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1ヘルツ以下（ただし，設定可能範囲は標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツといたします。）といたします。ただし，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

47　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更で

きるものとしていただきます。発電設備等が安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

なお，逆潮流が無い場合は，原則として受電地点の力率を系統側からみて遅れ85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

48 高 調 波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント以下に，かつ，各次電流歪率３パーセント以下にしていただきます。

なお，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅶ（負荷設備の特別高圧電線路との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

49 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出

力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

51　不要解列の防止

⑴　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次のとおり保護協調を実施していただきます。

なお，構内設備等の故障に対しては，Ⅶ（負荷設備の特別高圧電線路との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しない

こと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列される場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上（運転継続）	残電圧 20 ﾊﾟｰｾﾝﾄ未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧 52 ﾊﾟｰｾﾝﾄ以上・位相変化 41 度以下(運転継続）	60 ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

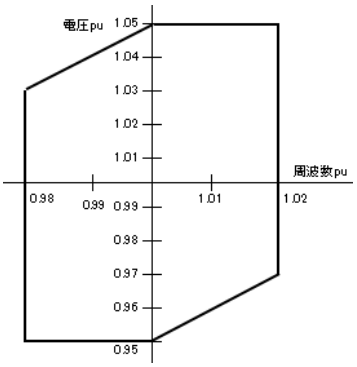
作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

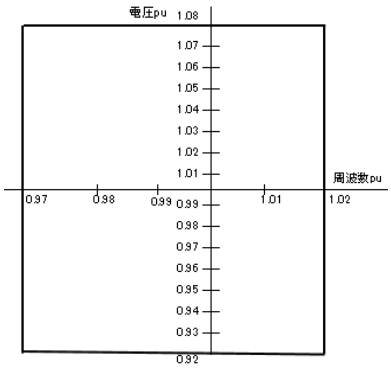
また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴の運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



52　保護リレーの設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

⑵　系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

⑷　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置すること。

なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーま

たは電流差動リレーを設置していただきます。

㈺　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，当該不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ　地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

㈠　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

㈺　中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初，地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後，構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者または発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置してい

ただきます。

⑶　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，当該特性を有しない場合は，単独運転状態になったときに系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。

なお，必要に応じて周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

⑷　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを設置していただく場合があります。

⑸　構内設備事故対策

構内設備事故対策としてⅦ（負荷設備の特別高圧電線路との連系要件）に準じた対策を実施していただきます。

⑹　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去の必要があるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

イ　遮断器は，２サイクル以内とすること。

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）は，２サイクル以内とすること。

なお，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

⑺　そ の 他

イ　系統の安定を維持するため，系統から解列する発電設備等の発電電力が大きい場合には，発電場所に，事故を検出し情報を伝送するために必要な装置を設置していただきます。

ロ　33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，30（保護リレーの設置）に準じます。

53　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

なお，再閉路方式の運用にあたっては，発電設備の回転軸強度等に支障がないようにしていただきます。

54　保護リレーの設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

55　解 列 箇 所

保護リレーが動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。この場合，

当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

⑴ 受電用遮断器

⑵ 発電設備等出力端遮断器

⑶ 発電設備等連絡用遮断器

⑷ 母線連絡用遮断器

なお，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的に完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

56 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

⑴ 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

⑵ 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

⑶ 不足電力リレーは２相設置とすること。

⑷ 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

57 自動負荷制限・発電抑制

⑴ 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することから，本要件は適用いたしません。

⑵ あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台，その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者，または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

58 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置する必要があります。ただし，逆潮流が無い場合で，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化を図ることができるものといたします。

⑴ ２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

⑵ 計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

⑶ 計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

なお，33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電

設備等を連系する場合は，35（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。

59　発電機運転制御装置の付加

⑴　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，次の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

イ　ＰＳＳ（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

なお，設置については，個別に協議させていただきます。

⑵　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，次の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転機能

タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転する機能を具備すること。

ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，発電所の自動出力制御装置がガバナで調整した出力を出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100メガワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力が低下せず，周波数58.8ヘルツ以下については，1.2ヘルツ低下するごとに5パーセント以内の出力低下に抑える機能，または，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議させていただきます。

	発電機定格出力	100メガワット以上	
		ガスタービン発電設備(GT)およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備(GTCC)	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	5パーセント以下	5パーセント以下
	GF幅※1	5パーセント以上（定格出力基準）	3パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	2秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±5パーセント以上（定格出力基準）	±5パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	5パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	5パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	1パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS機能具備※5	30パーセント以下

※１　ＧＴおよびＧＴＣＣについては，負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５パーセント以上，その他の発電機については，定格出力の３パーセント以上を確保すること。ただし，定格出力付近等の要件を満たせない出力帯については，別途協議させていただきます。
※２　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には，別途協議させていただきます。
※３　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には，別途協議させていただきます。
※４　ＥＤＣ・ＬＦＣ指令により制御可能な最低出力といたします。
※５　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。
※６　地域資源バイオマス発電設備を除きます。
※７　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ指令値，ＬＦＣ増/減指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，可能最大出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみといたします。〕，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

⑶ 早期再並列のための機能

定格出力の合計が400メガワット以上の火力発電設備（ＧＴＣＣ）については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

⑷ 電圧調整のための機能

イ 275,000ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ 154,000ボルト以下の系統に連系する発電設備等においても，必要に応じて，イと同等の機能を具備していただくことがあります。

60 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧用変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，次の適切な対策を講じていただきます。

⑴ 154,000ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

⑵ 275,000ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

61 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することが

できます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

62　電 圧 変 動

⑴　常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をしていただきます。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により，系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安とします。）を逸

脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いることといたします。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により，他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは電圧フリッカにより適正値（受電地点における電圧フリッカレベル〔ΔＶ10〕を0.45ボルト以下〔当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下〕に維持するものといたします。）を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

⑷　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

⑸　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。

⑶　そ の 他

イ　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

ロ　33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，38（電圧変動）に準じます。

63　出 力 変 動

風力発電設備を連系する場合で，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能を具備する等の対策を行なっていただきます。

⑴　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所につい

ては，対策を別途協議させていただきます。

⑵　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

⑶　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。

なお，調定率は，２パーセントから５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は，0.2ヘルツ以下といたします。

64　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお，これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

65　発電機定数・諸元

連系系統や電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等のために，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器, 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置

電源種	設　備	諸　元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント 制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力

電源種	設　備	諸　元
風力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

66　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等のために，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただくことがあります。

67　連 絡 体 制

⑴　発電者の構内事故および系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間に，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，33,000ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

⑷　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方

式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

㈺　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

㈻　停電時においても通話可能なものであること。

㈼　災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には，当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止するよう，保安規程上明記されていること。

⑵　特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）

※1　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。
※2　ナセルで計測する風向・風速。
※3　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数。

68　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

69　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために，次のとおり適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件

70　力　　率

⑴　需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

⑵　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむを得ない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

71　保護リレーの設置

需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には，必要な調整装置または保護リレーを需要場所に施設していただく等の対策を講じていただきます。

⑴　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

⑵　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

⑶　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

⑷　著しい高周波または高調波を発生する場合

⑸　その他⑴，⑵，⑶または⑷に準ずる場合

Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件

72　力　　率

⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

73　高　調　波

需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合で，⑴の条件に該当し，かつ，⑵の高調波流出電流が⑶の高調波流出電流の上限値を超えるときは，高調波電流を抑制するために必要となる対策を実施していただきます。

⑴　等価容量の合計値が50キロボルトアンペアを超える場合

⑵　系統に流出する高調波流出電流は，次の式により算出いたします。ただし，需要場所の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮し算出することができるものといたします。

$$\text{高調波流出電流} = \begin{array}{l}\text{高調波発生機器ごとの定}\\ \text{格運転状態において発生}\\ \text{する高調波電流の合計値}\end{array} \times \begin{array}{l}\text{高調波発生機器の最大}\\ \text{の稼働率}\end{array}$$

なお，高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計して得た値とし，また，その対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

⑶　系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，次の式により算出いたします。

$$\begin{array}{l}\text{高調波流出電流}\\ \text{の上限値}\end{array} = \begin{array}{l}\text{受給電力１キロワット}\\ \text{当たりの高調波流出電}\\ \text{流の上限値}\end{array} \times \text{当該需要場所の受給電力}$$

なお，受給電力とは，原則として需要場所における接続送電サービス契約

電力または臨時接続送電サービス契約電力といたします。

受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア/キロワット）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6.6 キロボルト	3.50	2.50	1.60	1.30	1.00	0.90	0.76	0.70

74　保 護 協 調

需要者は，需要場所における負荷設備，構内設備または系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために，負荷設備が連系する系統の保護リレーと協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。

⑴　連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には，系統から負荷設備が遮断されないこと。

⑵　需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。

75　保護リレーの設置

需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護リレーを設置していただきます。

76　保護リレーの設置場所

保護リレーは，需要場所の供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

77　遮 断 箇 所

遮断箇所は，系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ，かつ，事故を除去できる箇所としていただきます。

78 連絡体制

需要者は，系統運用上必要な情報（供給用遮断器の情報といたします。）を確実に収集するために，事業所等との間に，スーパービジョンを設置していただくことがあります。

なお，供給地点における有効電力を収集するために，原則として，給電制御所等との間に，テレメータを設置していただきます。

Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件

79　力　　率

⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

80　高　調　波

需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合で，⑴または⑵の条件に該当し，かつ，⑶の高調波流出電流が⑷の高調波流出電流の上限値を超えるときは，高調波電流を抑制するために必要となる対策を実施していただきます。

⑴　22,000ボルトまたは33,000ボルトの系統に連系する場合で，等価容量の合計値が300キロボルトアンペアを超えるとき。

⑵　77,000ボルト以上の系統に連系する場合で，等価容量の合計値が2,000キロボルトアンペアを超えるとき。

⑶　系統に流出する高調波流出電流は，次の式により算出いたします。ただし，需要場所の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮し算出することができるものといたします。

$$\text{高調波流出電流} = \begin{array}{c}\text{高調波発生機器ごとの定}\\ \text{格運転状態において発生}\\ \text{する高調波電流の合計値}\end{array} \times \begin{array}{c}\text{高調波発生機器の最大}\\ \text{の稼働率}\end{array}$$

なお，高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計して得た値とし，また，その対象とする高調波の次数は，40次以下といたします。

⑷　系統に流出する高調波流出電流の上限値は，高調波の次数ごとに，次の式により算出いたします。

高調波流出電流の上限値 ＝受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値 × 当該需要場所の受給電力

なお，受給電力とは，原則として需要場所における接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力といたします。

受給電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア/キロワット）

公称電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22キロボルト	1.80	1.30	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
33キロボルト	1.20	0.86	0.55	0.46	0.35	0.32	0.26	0.24
77キロボルト	0.50	0.36	0.23	0.19	0.15	0.13	0.11	0.10
154キロボルト	0.25	0.18	0.11	0.09	0.07	0.06	0.05	0.05
275キロボルト	0.14	0.10	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03	0.02

81　電圧フリッカ

需要者は，電圧フリッカ発生機器を用いた電気設備を使用する場合，10ヘルツの変動に等価換算した電圧変動ΔＶ10が基準値以内（１時間連続して測定した１分間データのΔＶ10値の内，４番目最大値が0.45ボルト以下）となるよう必要な対策を実施していただきます。

82　保 護 協 調

需要者は，需要場所における負荷設備，構内設備または系統の事故時において，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために，負荷設備が連系する系統の保護リレーと協調を図り，次のとおり保護協調を実施していただきます。

⑴　連系する系統に事故が発生した場合で，系統保護方式に応じて必要なときには，当該系統から負荷設備を遮断すること。

⑵　連系する系統以外の系統で事故が発生した場合には，原則として系統から負荷設備が遮断されないこと。

⑶　需要場所における負荷設備または構内設備の事故が発生した場合には，こ

れにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，負荷設備または構内設備を当該系統から遮断すること。

83　保護リレーの設置

需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，次のとおり保護リレーを設置していただきます。

⑴　中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，原則として電流差動リレーを設置していただきます。その他の中性点接地方式の系統に連系する場合で，系統の保護方式が電流差動リレーのときは，系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

⑵　154,000ボルト以上の特別高圧電線路に負荷設備を連系する場合には，需要場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に高速遮断できる保護リレー（母線保護リレー等）を設置していただきます。

84　保護リレーの設置場所

保護リレーは，需要場所の供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

85　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は，次のとおりといたします。

⑴　地絡用電流差動リレーは零相回路に設置すること。

⑵　短絡地絡兼用電流差動リレーおよび短絡用電流差動リレーは３相に設置すること。

86　遮 断 箇 所

遮断箇所は，系統から需要場所の負荷設備を遮断することができ，かつ，事故を除去できる箇所としていただきます。

87　連 絡 体 制

⑴　需要者は，給電制御所等との間に，保安通信電話を設置していただきます。ただし，33,000ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合は，保安通信電

話を一般加入電話，携帯電話等とすることができます。

⑵ 需要者は，系統運用上必要な情報（供給用遮断器の情報といたします。）を確実に収集するために，原則として，給電制御所等との間に，スーパービジョンを設置していただきます。

なお，供給地点における有効電力を収集するために，原則として，給電制御所等との間に，テレメータを設置していただきます。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	供給用遮断器
テレメータ	供給地点の有効電力

電気事業法施行規則第 19 条第 2 項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

関西電力送配電株式会社

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第 41 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 4 月 26 日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，2022 年 12 月 21 日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，2023 年 12 月末までに導入する整理がなされたことおよび第 46 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022 年 11 月 15 日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第 1 項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容
　　および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

旧	新
託 送 供 給 等 約 款	託 送 供 給 等 約 款
2023 年 ~~4~~ 月 ~~1~~ 日 実施	2023 年 12 月 27 日 実施
関西電力送配電株式会社	関西電力送配電株式会社

旧	新
託送供給等約款 目 次	託送供給等約款 目 次
Ⅰ 総 則 ~~1~~ 1 適 用 ~~1~~ 2 託送供給等約款の認可および変更 ~~2~~ 3 定 義 ~~2~~ 4 代表契約者の選任 ~~8~~ 5 託送供給等に関する取扱い ~~8~~ 6 単位および端数処理 ~~9~~ 7 実 施 細 目 ~~10~~ Ⅱ 契約の申込み ~~11~~ 8 契約の要件 ~~11~~ 9 検討および契約の申込み ~~13~~ 10 契約の成立および契約期間 ~~22~~ 11 託送供給等の開始 ~~23~~ 12 供給準備その他必要な手続きのための協力 ~~23~~ 13 電気方式，電圧および周波数 ~~23~~ 14 発電場所および需要場所 ~~25~~ 15 供給および契約の単位 ~~28~~ 16 承諾の限界 ~~32~~ 17 契約書の作成 ~~32~~ Ⅲ 料 金 ~~33~~ 18 料 金 ~~33~~ 19 接続送電サービス ~~35~~	Ⅰ 総 則 Ⅰ-1 1 適 用 Ⅰ-1 2 託送供給等約款の認可および変更 Ⅰ-2 3 定 義 Ⅰ-2 4 代表契約者の選任 Ⅰ-8 5 託送供給等に関する取扱い Ⅰ-8 6 単位および端数処理 Ⅰ-9 7 実 施 細 目 Ⅰ-10 Ⅱ 契約の申込み Ⅱ-1 8 契約の要件 Ⅱ-1 9 検討および契約の申込み Ⅱ-3 10 契約の成立および契約期間 Ⅱ-12 11 託送供給等の開始 Ⅱ-13 12 供給準備その他必要な手続きのための協力 Ⅱ-13 13 電気方式，電圧および周波数 Ⅱ-13 14 発電場所および需要場所 Ⅱ-15 15 供給および契約の単位 Ⅱ-18 16 承諾の限界 Ⅱ-22 17 契約書の作成 Ⅱ-22 Ⅲ 料 金 Ⅲ-1 18 料 金 Ⅲ-1 19 接続送電サービス Ⅲ-3

旧	新
20　臨時接続送電サービス ~~58~~	20　臨時接続送電サービス Ⅲ-26
21　予備送電サービス ~~67~~	21　予備送電サービス Ⅲ-35
22　発電量調整受電計画差対応電力 ~~69~~	22　発電量調整受電計画差対応電力 Ⅲ-37
23　接続対象計画差対応電力 ~~70~~	23　接続対象計画差対応電力 Ⅲ-38
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 ~~71~~	24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 Ⅲ-39
25　給電指令時補給電力 ~~73~~	25　給電指令時補給電力 Ⅲ-40
Ⅳ　料金の算定および支払い ~~75~~	**Ⅳ　料金の算定および支払い** Ⅳ-1
26　料金の適用開始の時期 ~~75~~	26　料金の適用開始の時期 Ⅳ-1
27　検　　針　　日 ~~75~~	27　検　　針　　日 Ⅳ-1
28　料金の算定期間 ~~76~~	28　料金の算定期間 Ⅳ-2
29　計　　量 ~~77~~	29　計　　量 Ⅳ-3
30　電力および電力量の算定 ~~78~~	30　電力および電力量の算定 Ⅳ-4
31　損　　失　　率 ~~90~~	31　損　　失　　率 Ⅳ-22
32　料金の算定 ~~90~~	32　料金の算定 Ⅳ-22
33　支払義務の発生および支払期日 ~~93~~	33　支払義務の発生および支払期日 Ⅳ-25
34　料金その他の支払方法 ~~95~~	34　料金その他の支払方法 Ⅳ-28
35　保　　証　　金 ~~98~~	35　保　　証　　金 Ⅳ-30
36　連　帯　責　任 ~~100~~	36　連　帯　責　任 Ⅳ-32
Ⅴ　供　　給 ~~101~~	**Ⅴ　供　　給** Ⅴ-1
37　託送供給等の実施 ~~101~~	37　託送供給等の実施 Ⅴ-1
38　給電指令の実施等 ~~105~~	38　給電指令の実施等 Ⅴ-5
39　適正契約の保持等 ~~109~~	39　適正契約の保持等 Ⅴ-10
40　契約超過金 ~~110~~	40　契約超過金 Ⅴ-11
41　力率の保持 ~~111~~	41　力率の保持 Ⅴ-11
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 ~~112~~	42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 Ⅴ-12

旧	新
43　託送供給等にともなう協力 ~~112~~	43　託送供給等にともなう協力 V-13
44　託送供給等の停止 ~~113~~	44　託送供給等の停止 V-14
45　託送供給等の停止の解除 ~~115~~	45　託送供給等の停止の解除 V-15
46　託送供給の停止期間中の料金 ~~115~~	46　託送供給の停止期間中の料金 V-16
47　違　　約　　金 ~~115~~	47　違　　約　　金 V-16
48　損害賠償の免責 ~~116~~	48　損害賠償の免責 V-16
49　設備の賠償 ~~117~~	49　設備の賠償 V-17
Ⅵ　契約の変更および終了 ~~118~~	**Ⅵ　契約の変更および終了** Ⅵ-1
50　契約の変更 ~~118~~	50　契約の変更 Ⅵ-1
51　名義の変更 ~~119~~	51　名義の変更 Ⅵ-2
52　契約の廃止 ~~120~~	52　契約の廃止 Ⅵ-3
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 ~~121~~	53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 Ⅵ-4
54　解　　約　　等 ~~125~~	54　解　　約　　等 Ⅵ-8
55　契約消滅後の債権債務関係 ~~127~~	55　契約消滅後の債権債務関係 Ⅵ-10
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 ~~128~~	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事** Ⅶ-1
56　受電地点，供給地点および施設 ~~128~~	56　受電地点，供給地点および施設 Ⅶ-1
57　架空引込線 ~~130~~	57　架空引込線 Ⅶ-3
58　地中引込線 ~~131~~	58　地中引込線 Ⅶ-4
59　連接引込線等 ~~133~~	59　連接引込線等 Ⅶ-6
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ~~133~~	60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 Ⅶ-6
61　引込線の接続 ~~134~~	61　引込線の接続 Ⅶ-7
62　計量器等の取付け ~~134~~	62　計量器等の取付け Ⅶ-7
63　通信設備等の施設 ~~135~~	63　通信設備等の施設 Ⅶ-8
64　専用供給設備 ~~136~~	64　専用供給設備 Ⅶ-9

旧	新
Ⅷ　工事費の負担……~~138~~	**Ⅷ　工事費の負担**……Ⅷ-1
65　受電地点への供給設備の工事費負担金……~~138~~	65　受電地点への供給設備の工事費負担金……Ⅷ-1
66　受電用計量器等の工事費負担金……~~143~~	66　受電用計量器等の工事費負担金……Ⅷ-6
67　会社間連系設備の工事費負担金……~~143~~	67　会社間連系設備の工事費負担金……Ⅷ-6
68　一般供給設備の工事費負担金……~~144~~	68　一般供給設備の工事費負担金……Ⅷ-7
69　供給地点への特別供給設備の工事費負担金……~~148~~	69　供給地点への特別供給設備の工事費負担金……Ⅷ-11
70　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金……~~150~~	70　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金……Ⅷ-13
71　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定……~~150~~	71　供給地点への特別供給設備等の工事費の算定……Ⅷ-13
72　工事費負担金の申受けおよび精算……~~153~~	72　工事費負担金の申受けおよび精算……Ⅷ-16
73　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……~~155~~	73　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け……Ⅷ-18
74　臨時工事費……~~156~~	74　臨時工事費……Ⅷ-19
75　工事費等に関する契約書の作成……~~157~~	75　工事費等に関する契約書の作成……Ⅷ-20
Ⅸ　保　　安……~~158~~	**Ⅸ　保　　安**……Ⅸ-1
76　保安の責任……~~158~~	76　保安の責任……Ⅸ-1
77　保安等に対する発電者および需要者の協力……~~158~~	77　保安等に対する発電者および需要者の協力……Ⅸ-1
78　調　　査……~~159~~	78　調　　査……Ⅸ-2
79　調査等の委託……~~159~~	79　調査等の委託……Ⅸ-2
80　調査に対する需要者の協力……~~159~~	80　調査に対する需要者の協力……Ⅸ-2
81　検査または工事の受託……~~160~~	81　検査または工事の受託……Ⅸ-3
82　自家用電気工作物……~~160~~	82　自家用電気工作物……Ⅸ-3
附　　則……~~161~~	附　　則……附則-1
別　　表……~~208~~	別　　表……別表-1

旧	新
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
9検討および契約の申込み	**9検討および契約の申込み**
(1)　受電側接続検討の申込み	(1)　受電側接続検討の申込み
イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。	イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
㈠　接続供給の場合	㈠　接続供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）	b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）
c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供	c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供

旧	新
給契約等の内容または申込内容	給契約等の内容または申込内容
d　接続受電電力の最大値および最小値	d　接続受電電力の最大値および最小値
e　接続供給の開始希望日	e　接続供給の開始希望日
㈡　振替供給の場合	㈡　振替供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値	c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値
d　供給地点	d　供給地点
e　振替供給の開始希望日	e　振替供給の開始希望日
㈢　発電量調整供給の場合	㈢　発電量調整供給の場合
a　発電契約者の名称	a　発電契約者の名称
b　発電者の名称，発電場所および受電地点	b　発電者の名称，発電場所および受電地点
c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様	c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様
d　発電量調整受電電力の最大値および最小値	d　発電量調整受電電力の最大値および最小値
e　受電地点における受電電圧	e　受電地点における受電電圧
f　発電場所における負荷設備および受電設備	f　発電場所における負荷設備および受電設備
g　発電量調整供給の開始希望日	g　発電量調整供給の開始希望日

旧	新
ハ　検討期間および検討料 ㈠　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 ㈡　当社は，原則として，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。	ハ　検討期間および検討料 ㈠　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 ㈡　当社は，原則として，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
(4)　契約の申込み 契約者は，(1)ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ㈠の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）	(4)　契約の申込み 契約者は，(1)ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ㈠の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）

旧	新
⑵ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑶ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下，「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務	⑵ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑶ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務

旧	新
規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑶イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑶イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
㈠　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	㈠　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
㈡　供給地点における供給電気方式および供給電圧	㈡　供給地点における供給電気方式および供給電圧
㈢　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	㈢　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
㈣　契約電力または契約容量	㈣　契約電力または契約容量
㈤　契約受電電力	㈤　契約受電電力
㈥　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	㈥　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
㈦　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	㈦　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画	㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画

旧	新
値	値
㈪　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	㈪　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
㈫　連絡体制	㈫　連絡体制
㈬　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	㈬　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間 なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
㈠　連絡体制	㈠　連絡体制
㈡　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	㈡　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
㈠　契約受電電力	㈠　契約受電電力
㈡　発電量調整受電計画電力	㈡　発電量調整受電計画電力
㈢　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画	㈢　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画

旧	新
値 ㈢　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 ㈣　連絡体制 ニ　需要抑制量調整供給の場合 ㈠　需要抑制契約者の名称 ㈡　需要抑制量調整受電計画電力 ㈢　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値 ㈣　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値 ㈤　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。） ㈥　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称 ㈦　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ ㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	値 ㈢　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 ㈣　連絡体制 ニ　需要抑制量調整供給の場合 ㈠　需要抑制契約者の名称 ㈡　需要抑制量調整受電計画電力 ㈢　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値 ㈣　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値 ㈤　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。） ㈥　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称 ㈦　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ ㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

旧	新
㈪　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 ㈫　需要抑制量調整供給の開始希望日 ㈬　連絡体制 なお，需要抑制バランシンググループごとの㈠の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	㈪　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 ㈫　需要抑制量調整供給の開始希望日 ㈬　連絡体制 なお，需要抑制バランシンググループごとの㈠の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

旧	新
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
25　給電指令時補給電力	**25　給電指令時補給電力**
(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適用範囲	イ　適用範囲
38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。	38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金	ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量	ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。
ニ　給電指令時補給電力料金単価	ニ　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適用範囲	イ　適用範囲
38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給さ	38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給さ

旧	新
れる電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	れる電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ま

旧	新
	た，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

旧	新
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
30　電力および電力量の算定	**30　電力および電力量の算定**
⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合~~で，~~ ⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る~~とき~~に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~ただし，~~	⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の⑴，⑵および⑶によって算定された値といたします。 ⑴　⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	㈡　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して~~給電指令時補給~~を~~行なった~~場合~~または~~ 38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施~~し~~	a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。
，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次~~の式~~により算定された値といたします。 ~~発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量~~	㈠　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕⑵ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等)(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ヘの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量

旧	新
	38（給電指令の実施等） _(2)へによる出力－抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

旧	新
⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

旧	新
V　供　　給	**V　供　　給**
38　給電指令の実施等	**38　給電指令の実施等**
⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次のときには，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次のときには，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。
イ　当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合	イ　当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備（当社が使用権を有する設備を含みます。）の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から２階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統なら

旧	新
	びに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 へ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
~~ホ~~　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロまたは~~ホ~~のときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロまたは~~ホ~~の場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業	(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送

旧	新
または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，~~ホ~~または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。	(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。
イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。	イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。
㈠　割引の対象	㈠　割引の対象
電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イからホまでのいずれかに該当する場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イからホまでのいずれかに該当する場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
㈡　割引率	㈡　割引率
１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。	１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

旧	新
㈠　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 ㈠　割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イからホまでのいずれかに該当する場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割引率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 ㈠　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合	㈠　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 ㈠　割引の対象 当該供給地点の力率割引または割増し後の19（接続送電サービス）または20（臨時接続送電サービス）の基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イからホまでのいずれかに該当する場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割引率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 ㈠　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合

旧	新
$H' = H \times \frac{D - d}{D}$ H′＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ H′ ＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。	$H' = H \times \frac{D - d}{D}$ H′ ＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 D ＝ 当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ H′ ＝ 修正時間 H ＝ 制限時間 A ＝ 制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B ＝ 制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。

旧	新
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
65　受電地点への供給設備の工事費負担金	**65　受電地点への供給設備の工事費負担金**
⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金	⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
㈠　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も，⑴の工事費負担金を申し受けます。	㈠　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合 また，この場合も，⑴の工事費負担金を申し受けます。
㈡　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。	㈡　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

旧	新
㈠　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第50号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵ｲ㈠ａただし書の適用を受けている場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　2,970円　00銭 ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。	㈠　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150731資第50号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵ｲ㈠ａただし書の適用を受けている場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　2,970円　00銭 ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に準ずるものといたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

旧	新
⑸　工事費の算定 (1)から(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。 ㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 ㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 ㈢　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の50パーセントに相当する金額（地役権の登記に要する費用を除きます。）は工事費に計上いたします。 ㈣　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。	⑸　工事費の算定 (1)から(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。 ㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 ㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 ㈢　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空電線路の経過地に地役権を設定する場合には，その対価の50パーセントに相当する金額（地役権の登記に要する費用を除きます。）は工事費に計上いたします。 ㈣　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

旧	新
㈱　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。	㈱　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。
㈿　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り工事費に計上いたします。	㈿　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り工事費に計上いたします。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
㈠　鉄塔を利用して受電する場合 工事費　×　使用回線数 / 施設回線数	㈠　鉄塔を利用して受電する場合 工事費　×　使用回線数 / 施設回線数
㈡　管路等を利用して受電する場合 工事費　×　使用孔数 / 施設孔数　－　予備孔数	㈡　管路等を利用して受電する場合 工事費　×　使用孔数 / 施設孔数　－　予備孔数
ニ　特別高圧で受電する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。	ニ　特別高圧で受電する場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

旧	新
ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）~~）~~とみなします。	ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たな利用部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
へ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	へ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

旧	新
附　　則	**附　　則**
1実施期日	**1実施期日**
この約款は，2023年~~4月1日~~から実施いたします。	この約款は，2023年12月27日から実施いたします。
2揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置	**2揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置**
(1)　適用範囲	(1)　適用範囲
イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。	イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。
ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，㈠および㈡を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，㈠および㈡をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。	ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，㈠および㈡を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，㈠および㈡をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。
㈠　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）	㈠　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）
㈡　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）	㈡　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）
ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に~~従って~~揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。	ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。
3発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕	**3発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕**

旧	新
⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。 ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠および㈡にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠および㈡にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。	⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。 ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠および㈡にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠および㈡にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

旧	新
この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。
~~ただし~~，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。	なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

旧	新
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
㈠　28（料金の算定期間）	㈠　28（料金の算定期間）
㈡　32（料金の算定）	㈡　32（料金の算定）
㈢　33（支払義務の発生および支払期日）	㈢　33（支払義務の発生および支払期日）
㈣　34（料金その他の支払方法）	㈣　34（料金その他の支払方法）
㈤　35（保証金）	㈤　35（保証金）
㈥　47（違約金）	㈥　47（違約金）
㈦　54（解約等）	㈦　54（解約等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

旧	新
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
~~チ~~　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
~~サ~~　~~チ~~で定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
~~ヌ~~　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
~~9料金についての切替措置~~	
~~2023年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。~~	
~~なお，2023年４月１日を含む料金の算定期間の電力量料金は，料金の算定期間における2023年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~	
~~10~~　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置	**9　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置**
(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置	(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置
イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
イ　適用範囲	イ　適用範囲

旧	新
契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。	契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。
㈠　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における平日（毎年10月1日から11月30日までの期間を除きます。），土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日の午前８時から午後４時までの時間	㈠　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における平日（毎年10月1日から11月30日までの期間を除きます。），土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日の午前８時から午後４時までの時間
㈡　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）	㈡　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）
ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出	ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出
㈠　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に~~かかる~~事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	㈠　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。
㈡　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	㈡　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。
ハ　接続送電サービス契約電力	ハ　接続送電サービス契約電力
接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。	接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。
なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）⑵ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）⑵ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。
また，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）⑷ロにかかわらず，㈠とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ハにかかわらず，㈡といたします。	また，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）⑷ロにかかわらず，㈠とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ハにかかわらず，㈡といたします。
㈠　昼間時間最大電力	㈠　昼間時間最大電力

旧	新
昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。	昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。
㈡　ピークシフト電力	㈡　ピークシフト電力
ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。	ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。
なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。	なお，19（接続送電サービス）⑵イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

旧	新
また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の昼間時間最大電力 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)に準じて算定いたします。 ホ　そ の 他	また，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ㈠または㈡の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）⑵イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）⑵ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。 ピークシフト電力 ＝ 適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力 － 当該供給地点の昼間時間最大電力 なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ㈠ｃ(a)，㈡ｃ(a)，ハ㈠ｃ(a)または㈡ｃ(a)に準じて算定いたします。 ホ　そ の 他

旧	新
㈠　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 ㈡　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	㈠　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 ㈡　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
11　再エネ海域利用法に係る特別措置	10　再エネ海域利用法に係る特別措置
	11　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）⑵ニ，30（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

旧	新
12　バランシンググループの設定に係る特別措置	12　バランシンググループの設定に係る特別措置
⑷　料金	⑷　料金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
㈠　適用	㈠　適用
発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
㈡　発電量調整受電計画差対応電力	㈡　発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適用範囲	(a)　適用範囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価
発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適用範囲	(a)　適用範囲

旧	新
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ)　適用 38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応補給電力料金	ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ)　適用 38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応補給電力料金

旧	新
接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価	(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価
接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　接続対象計画差対応余剰電力	b　接続対象計画差対応余剰電力
(a)　適用範囲	(a)　適用範囲
30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金	(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金
接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価	(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価
接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力	ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力
需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(イ)　適用	(イ)　適用
需要抑制バランシンググループに適用いたします。	需要抑制バランシンググループに適用いたします。
(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力	(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力
a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力	a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

旧	新
(a)　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	(a)　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	(a)　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力	ニ　給電指令時補給電力

旧	新
発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
㈠　契約者に係る給電指令時補給電力料金	㈠　契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適用範囲	a　適用範囲
38（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	38（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
㈡　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	㈡　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適用範囲	a　適用範囲
38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，c に定める30分ごとの給電指令時補給電力量に d の給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量

旧	新
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。~~ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等~~であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5)　電力および電力量の算定	(5)　電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力	イ　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整受電計画電力量

旧	新
発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）⒂にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
へ　需要抑制量調整受電計画電力量	へ　需要抑制量調整受電計画電力量

旧	新
需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。	需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。
ト　ベースライン	ト　ベースライン
ベースラインは，30（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ベースラインは，30（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑷，⑸および⑹によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

旧	新
30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値と~~し，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，~~	㈠ 30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	㈡ 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 ⑹　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 　38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

旧	新
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源(配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等)(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等)(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$ e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ヘの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$

旧	新
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 $\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$

旧	新
	(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。)とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 $$\text{発電量調整受電計画差対応補給電力量} = \text{発電量調整受電計画電力量} - \text{38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量} - \text{38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量} - \text{発電量調整受電電力量}$$

旧	新
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社~~また~~は配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，~~給電指令時補給を行なったとき~~は，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

旧	新
接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 －接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 －接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量	ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

旧	新
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）㉒にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （1－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）㉒にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときは，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （1－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

旧	新
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量
⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

旧	新
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 ㈠　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，㈡により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 ㈡　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ㈢　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 ㈠　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，㈡により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 ㈡　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ㈢　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

旧	新
また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 ㈡　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，㈠にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
~~⑼~~	⑼　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	⑽　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

旧	新
別　　表	別　　表
4負荷設備の入力換算容量	4負荷設備の入力換算容量
⑷　電気溶接機	⑷　電気溶接機
電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。	電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。
イ　日本工業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合	イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合
入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント	入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント
ロ　イ以外の場合	ロ　イ以外の場合
入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント	入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント

旧	新
系統連系技術要件 **〔託送供給等約款別冊〕** **2023 年 4 月 ~~1~~日 実施** 関西電力送配電株式会社	系統連系技術要件 **〔託送供給等約款別冊〕** **2023 年 12 月 27 日 実施** 関西電力送配電株式会社

旧	新
系統連系技術要件 〔託送供給等約款別冊〕 目 次	系統連系技術要件 〔託送供給等約款別冊〕 目 次
Ⅰ 総 則 ~~1~~	Ⅰ 総 則 Ⅰ-1
1 目 的 ~~1~~	1 目 的 Ⅰ-1
2 適用の範囲 ~~1~~	2 適用の範囲 Ⅰ-1
3 協 議 ~~1~~	3 協 議 Ⅰ-1
Ⅱ 発電設備等の低圧配電線との連系要件 ~~2~~	Ⅱ 発電設備等の低圧配電線との連系要件 Ⅱ-1
4 電 気 方 式 ~~2~~	4 電 気 方 式 Ⅱ-1
5 運転可能周波数 ~~2~~	5 運転可能周波数 Ⅱ-1
6 力 率 ~~3~~	6 力 率 Ⅱ-2
7 高 調 波 ~~3~~	7 高 調 波 Ⅱ-2
8 需給バランス制約による発電出力の抑制 ~~3~~	8 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅱ-2
	9 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅱ-3
~~9~~ 不要解列の防止 ~~4~~	10 不要解列の防止 Ⅱ-3
~~10~~ 保護リレーの設置 ~~7~~	11 保護リレーの設置 Ⅱ-7
~~11~~ 保護リレーの設置場所 ~~8~~	12 保護リレーの設置場所 Ⅱ-8
~~12~~ 解 列 箇 所 ~~8~~	13 解 列 箇 所 Ⅱ-9
~~13~~ 保護リレーの設置相数 ~~9~~	14 保護リレーの設置相数 Ⅱ-9
~~14~~ 接 地 方 式 ~~9~~	15 接 地 方 式 Ⅱ-9
~~15~~ 直流流出防止変圧器の設置 ~~9~~	16 直流流出防止変圧器の設置 Ⅱ-10
~~16~~ 電 圧 変 動 ~~10~~	17 電 圧 変 動 Ⅱ-10
~~17~~ 短 絡 容 量 ~~12~~	18 短 絡 容 量 Ⅱ-12
~~18~~ 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 ~~12~~	19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 Ⅱ-12
~~19~~ 発電設備等の種類 ~~12~~	20 発電設備等の種類 Ⅱ-12

旧	新
~~20~~ サイバーセキュリティ対策 ..... ~~12~~	21 サイバーセキュリティ対策 Ⅱ-13
~~21~~ 発 電 機 諸 元 ..... ~~13~~	22 発 電 機 諸 元 Ⅱ-13
Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件 ..... ~~15~~	**Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件** Ⅲ-1
~~22~~ 電　気　方　式 ..... ~~15~~	23 電　気　方　式 Ⅲ-1
~~23~~ 運転可能周波数 ..... ~~15~~	24 運転可能周波数 Ⅲ-1
~~24~~ 力　　率 ..... ~~15~~	25 力　　率 Ⅲ-1
~~25~~ 高　調　波 ..... ~~16~~	26 高　調　波 Ⅲ-2
~~26~~ 需給バランス制約による発電出力の抑制 ..... ~~16~~	27 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅲ-2
	28 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅲ-2
~~27~~ 不要解列の防止 ..... ~~16~~	29 不要解列の防止 Ⅲ-3
~~28~~ 保護リレーの設置 ..... ~~19~~	30 保護リレーの設置 Ⅲ-6
~~29~~ 保護リレーの設置場所 ..... ~~21~~	31 保護リレーの設置場所 Ⅲ-8
~~30~~ 解　列　箇　所 ..... ~~21~~	32 解　列　箇　所 Ⅲ-8
~~31~~ 保護リレーの設置相数 ..... ~~22~~	33 保護リレーの設置相数 Ⅲ-9
~~32~~ 自動負荷制限 ..... ~~23~~	34 自動負荷制限 Ⅲ-9
~~33~~ 線路無電圧確認装置の設置 ..... ~~22~~	35 線路無電圧確認装置の設置 Ⅲ-9
~~34~~ 接　地　方　式 ..... ~~23~~	36 接　地　方　式 Ⅲ-10
~~35~~ 直流流出防止変圧器の設置 ..... ~~23~~	37 直流流出防止変圧器の設置 Ⅲ-10
~~36~~ 電　圧　変　動 ..... ~~24~~	38 電　圧　変　動 Ⅲ-11
~~37~~ 短　絡　容　量 ..... ~~26~~	39 短　絡　容　量 Ⅲ-13
~~38~~ 発 電 機 定 数・諸 元 ..... ~~26~~	40 発 電 機 定 数・諸 元 Ⅲ-13
~~39~~ 昇圧用変圧器 ..... ~~28~~	41 昇圧用変圧器 Ⅲ-15
~~40~~ 連　絡　体　制 ..... ~~28~~	42 連　絡　体　制 Ⅲ-15
~~41~~ バンク逆潮流の制限 ..... ~~29~~	43 バンク逆潮流の制限 Ⅲ-16
~~42~~ サイバーセキュリティ対策 ..... ~~30~~	44 サイバーセキュリティ対策 Ⅲ-17

旧	新
Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件 ..... ~~31~~	Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件 Ⅳ-1
~~43~~ 電　気　方　式 ..... ~~31~~	45 電　気　方　式 Ⅳ-1
~~44~~ 運転可能周波数・並列時許容周波数 ..... ~~31~~	46 運転可能周波数・並列時許容周波数 Ⅳ-1
~~45~~ 力　　率 ..... ~~31~~	47 力　　率 Ⅳ-1
~~46~~ 高　　調　　波 ..... ~~32~~	48 高　　調　　波 Ⅳ-2
	49 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅳ-2
~~47~~ 需給バランス制約による発電出力の抑制 ..... ~~32~~	50 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 Ⅳ-3
~~48~~ 不要解列の防止 ..... ~~33~~	51 不要解列の防止 Ⅳ-3
~~49~~ 保護リレーの設置 ..... ~~35~~	52 保護リレーの設置 Ⅳ-5
~~50~~ 再 閉 路 方 式 ..... ~~38~~	53 再 閉 路 方 式 Ⅳ-8
~~51~~ 保護リレーの設置場所 ..... ~~38~~	54 保護リレーの設置場所 Ⅳ-8
~~52~~ 解　列　箇　所 ..... ~~38~~	55 解　列　箇　所 Ⅳ-8
~~53~~ 保護リレーの設置相数 ..... ~~39~~	56 保護リレーの設置相数 Ⅳ-9
~~54~~ 自動負荷制限・発電抑制 ..... ~~39~~	57 自動負荷制限・発電抑制 Ⅳ-9
~~55~~ 線路無電圧確認装置の設置 ..... ~~40~~	58 線路無電圧確認装置の設置 Ⅳ-10
~~56~~ 発電機運転制御装置の付加 ..... ~~40~~	59 発電機運転制御装置の付加 Ⅳ-11
~~57~~ 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 ..... ~~43~~	60 中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 Ⅳ-14
~~58~~ 直流流出防止変圧器の設置 ..... ~~43~~	61 直流流出防止変圧器の設置 Ⅳ-14
~~59~~ 電　圧　変　動 ..... ~~44~~	62 電　圧　変　動 Ⅳ-15
~~60~~ 出　力　変　動 ..... ~~45~~	63 出　力　変　動 Ⅳ-16
~~61~~ 短絡・地絡電流対策 ..... ~~46~~	64 短絡・地絡電流対策 Ⅳ-17
~~62~~ 発 電 機 定 数・諸 元 ..... ~~46~~	65 発 電 機 定 数・諸 元 Ⅳ-17
~~63~~ 昇圧用変圧器 ..... ~~50~~	66 昇圧用変圧器 Ⅳ-20
~~64~~ 連　絡　体　制 ..... ~~50~~	67 連　絡　体　制 Ⅳ-20
~~65~~ 電気現象記録装置 ..... ~~52~~	68 電気現象記録装置 Ⅳ-22
~~66~~ サイバーセキュリティ対策 ..... ~~52~~	69 サイバーセキュリティ対策 Ⅳ-22

旧	新
Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件 ..... ~~53~~	Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件 Ⅴ-1
~~67~~ 力　　率 ..... ~~53~~	70 力　　率 Ⅴ-1
~~68~~ 保護リレーの設置 ..... ~~53~~	71 保護リレーの設置 Ⅴ-1
Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件 ..... ~~54~~	Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件 Ⅵ-1
~~69~~ 力　　率 ..... ~~54~~	72 力　　率 Ⅵ-1
~~70~~ 高　調　波 ..... ~~54~~	73 高　調　波 Ⅵ-1
~~71~~ 保　護　協　調 ..... ~~55~~	74 保　護　協　調 Ⅵ-2
~~72~~ 保護リレーの設置 ..... ~~55~~	75 保護リレーの設置 Ⅵ-2
~~73~~ 保護リレーの設置場所 ..... ~~55~~	76 保護リレーの設置場所 Ⅵ-2
~~74~~ 遮　断　箇　所 ..... ~~55~~	77 遮　断　箇　所 Ⅵ-2
~~75~~ 連　絡　体　制 ..... ~~56~~	78 連　絡　体　制 Ⅵ-3
Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件 ..... ~~57~~	Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件 Ⅶ-1
~~76~~ 力　　率 ..... ~~57~~	79 力　　率 Ⅶ-1
~~77~~ 高　調　波 ..... ~~57~~	80 高　調　波 Ⅶ-1
~~78~~ 電圧フリッカ ..... ~~58~~	81 電圧フリッカ Ⅶ-2
~~79~~ 保　護　協　調 ..... ~~58~~	82 保　護　協　調 Ⅶ-2
~~80~~ 保護リレーの設置 ..... ~~59~~	83 保護リレーの設置 Ⅶ-3
~~81~~ 保護リレーの設置場所 ..... ~~59~~	84 保護リレーの設置場所 Ⅶ-3
~~82~~ 保護リレーの設置相数 ..... ~~59~~	85 保護リレーの設置相数 Ⅶ-3
~~83~~ 遮　断　箇　所 ..... ~~59~~	86 遮　断　箇　所 Ⅶ-3
~~84~~ 連　絡　体　制 ..... ~~60~~	87 連　絡　体　制 Ⅶ-3

旧	新
Ⅱ　発電設備等の低圧配電線との連系要件	**Ⅱ　発電設備等の低圧配電線との連系要件**
8需給バランス制約による発電出力の抑制	**8需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制**
逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で発電出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の制限を掛けられる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。	逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。
なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。	なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。
また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	9送電容量制約による発電設備等の出力の抑制
	逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの

旧	新
	遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~9~~ 不要解列の防止	10 不要解列の防止
~~10~~ 保護リレーの設置	11 保護リレーの設置
~~11~~ 保護リレーの設置場所	12 保護リレーの設置場所
~~12~~ 解 列 箇 所	13 解 列 箇 所
~~13~~ 保護リレーの設置相数	14 保護リレーの設置相数
~~14~~ 接 地 方 式	15 接 地 方 式
~~15~~ 直流流出防止変圧器の設置	16 直流流出防止変圧器の設置
~~16~~ 電 圧 変 動	17 電 圧 変 動
~~17~~ 短 絡 容 量	18 短 絡 容 量
~~18~~ 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置	19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置
~~19~~ 発電設備等の種類	20 発電設備等の種類
~~20~~ サイバーセキュリティ対策	21 サイバーセキュリティ対策
~~21~~ 発電機諸元 発電機諸元は，当社の求めに応じて，次のとおり提出していただきます。 （第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能とします。） なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただくことがあります。	22 発電機諸元 発電機諸元は，当社の求めに応じて，次のとおり提出していただきます。 （第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能とします。） なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただくことがあります。

旧

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ═，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

新

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

旧	新
Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件	Ⅲ　発電設備等の高圧配電線との連系要件
~~22~~　電 気 方 式	23　電 気 方 式
~~23~~　運転可能周波数	24　運転可能周波数
~~24~~　力　　率	25　力　　率
~~25~~　高　調　波	26　高　調　波
~~26~~　需給バランス制約による発電出力の抑制	27　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制
逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の~~制限を掛けられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。	逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。
なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。	なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。
また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

旧	新
	28　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

旧	新
~~27~~ 不要解列の防止	29 不要解列の防止
~~28~~ 保護リレーの設置	30 保護リレーの設置
~~29~~ 保護リレーの設置場所	31 保護リレーの設置場所
~~30~~ 解 列 箇 所	32 解 列 箇 所
~~31~~ 保護リレーの設置相数	33 保護リレーの設置相数
~~32~~ 自動負荷制限	34 自動負荷制限
~~33~~ 線路無電圧確認装置の設置	35 線路無電圧確認装置の設置
~~34~~ 接 地 方 式	36 接 地 方 式
~~35~~ 直流流出防止変圧器の設置	37 直流流出防止変圧器の設置
~~36~~ 電 圧 変 動	38 電 圧 変 動
~~37~~ 短 絡 容 量	39 短 絡 容 量
~~38~~ **発電機定数・諸元** 発電機並列時の短絡電流抑制対策等のために，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，発電機諸元は，当社の求めに応じて，次のとおり提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能とします。） なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただくことがあります。	40 **発電機定数・諸元** 発電機並列時の短絡電流抑制対策等のために，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，発電機諸元は，当社の求めに応じて，次のとおり提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能とします。） なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただくことがあります。

旧		
電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲

新		
電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器， 連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲

旧			新		
		整定値			整定値
		CT 比，VT 比			CT 比，VT 比
		シーケンスブロック			シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス	誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量			限流リアクトル容量

旧

電源種	設　備	諸　元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ═，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

~~39~~　昇圧用変圧器

新

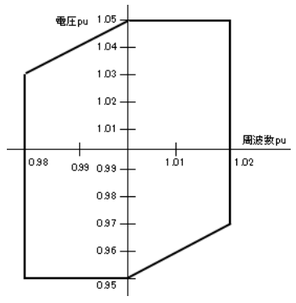
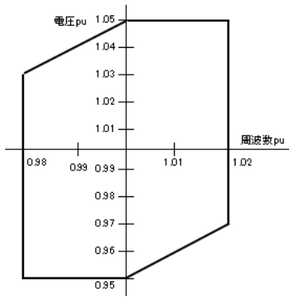
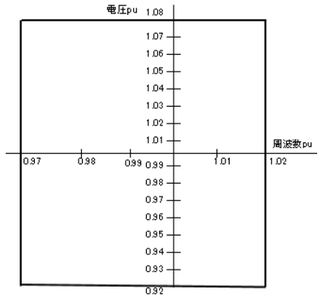
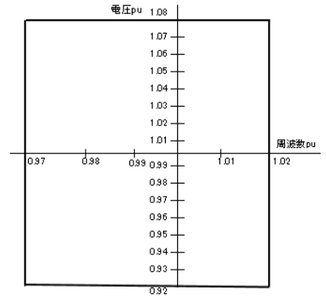
電源種	設　備	諸　元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

41　昇圧用変圧器

旧	新
~~40~~　連 絡 体 制	42　連 絡 体 制
~~41~~　バンク逆潮流の制限	43　バンク逆潮流の制限
~~42~~　サイバーセキュリティ対策	44　サイバーセキュリティ対策

旧	新
## Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件	## Ⅳ　発電設備等の特別高圧電線路との連系要件
~~43~~　電 気 方 式	45　電 気 方 式
~~44~~　運転可能周波数・並列時許容周波数	46　運転可能周波数・並列時許容周波数
~~45~~　力　　率	47　力　　率
~~46~~　高　調　波	48　高　調　波
~~47~~　需給バランス制約による発電出力の抑制	49　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制
逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の~~制限を掛けられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。	逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，需給バランス制約による０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。
なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。	なお，逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能とします。
また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

旧	新
	50　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

旧	新
~~48~~ **不要解列の防止**	51 **不要解列の防止**
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止	(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止
作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。 なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。 また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を~~除く~~）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。	作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。 なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。 また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。
ただし，周波数変動範囲に対しては，44（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。	ただし，周波数変動範囲に対しては，46（運転可能周波数・並列時許容周波数）(1)の運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。
同期発電機・誘導発電機 	同期発電機・誘導発電機 
逆変換装置 	逆変換装置 
~~49~~ 保護リレーの設置	52 保護リレーの設置
~~50~~ 再閉路方式	53 再閉路方式
~~51~~ 保護リレーの設置場所	54 保護リレーの設置場所
~~52~~ 解 列 箇 所	55 解 列 箇 所

旧	新
~~53~~ **保護リレーの設置相数**	56 **保護リレーの設置相数**
~~54~~ **自動負荷制限・発電抑制**	57 **自動負荷制限・発電抑制**
~~55~~ **線路無電圧確認装置の設置** ⑶　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 なお，33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，~~33~~（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。	58 **線路無電圧確認装置の設置** ⑶　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 なお，33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，35（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。
~~56~~ **発電機運転制御装置の付加**	59 **発電機運転制御装置の付加**
~~57~~ **中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施**	60 **中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施**
~~58~~ **直流流出防止変圧器の設置**	61 **直流流出防止変圧器の設置**
~~59~~ **電 圧 変 動** ⑶　その他 イ　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。 ロ　33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，~~36~~（電圧変動）に準じます。	62 **電 圧 変 動** ⑶　その他 イ　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。 ロ　33,000ボルト以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合は，38（電圧変動）に準じます。
~~60~~ **出 力 変 動**	63 **出 力 変 動**
~~61~~ **短絡・地絡電流対策**	64 **短絡・地絡電流対策**

旧	新
~~62~~　発電機定数・諸元	65　発電機定数・諸元
~~63~~　昇圧用変圧器	66　昇圧用変圧器
~~64~~　連 絡 体 制	67　連 絡 体 制
~~65~~　電気現象記録装置	68　電気現象記録装置
~~66~~　サイバーセキュリティ対策	69　サイバーセキュリティ対策

旧	新
Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件	Ⅴ　負荷設備の低圧配電線との連系要件
~~67~~　力　　率	70　力　　率
~~68~~　保護リレーの設置	71　保護リレーの設置

旧	新
Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件	Ⅵ　負荷設備の高圧配電線との連系要件
~~69~~　力　　率	72　力　　率
~~70~~　高　調　波	73　高　調　波
~~71~~　保 護 協 調	74　保 護 協 調
~~72~~　保護リレーの設置	75　保護リレーの設置
~~73~~　保護リレーの設置場所	76　保護リレーの設置場所
~~74~~　遮 断 箇 所	77　遮 断 箇 所
~~75~~　連 絡 体 制	78　連 絡 体 制

旧	新
Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件	Ⅶ　負荷設備の特別高圧電線路との連系要件
~~76~~　力　　率	79　力　　率
~~77~~　高　調　波	80　高　調　波
~~78~~　電圧フリッカ	81　電圧フリッカ
~~79~~　保 護 協 調	82　保 護 協 調
~~80~~　保護リレーの設置	83　保護リレーの設置
~~81~~　保護リレーの設置場所	84　保護リレーの設置場所
~~82~~　保護リレーの設置相数	85　保護リレーの設置相数
~~83~~　遮 断 箇 所	86　遮 断 箇 所
~~84~~　連 絡 体 制	87　連 絡 体 制

託送供給等約款変更認可申請書

2023年９月25日

中国電力ネットワーク株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

企託サ　第26号
2023年９月25日

経済産業大臣　西　村　康　稔　殿

広島市中区小町4番33号
中国電力ネットワーク株式会社
代表取締役社長　長谷川　宏之

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	2023年12月27日

別紙

託 送 供 給 等 約 款

2023年12月27日実施

中国電力ネットワーク株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則…… 1

1　適　　用…… 1
2　託送供給等約款の認可および変更…… 2
3　定　　義…… 2
4　代表契約者の選任…… 9
5　託送供給等に関する取扱い…… 9
6　単位および端数処理…… 9
7　実施細目……11

Ⅱ　契約の申込み……12

8　契約の要件……12
9　検討および契約の申込み……15
10　契約の成立および契約期間……23
11　託送供給等の開始……24
12　供給準備その他必要な手続きのための協力……25
13　電気方式、電圧および周波数……25
14　発電場所および需要場所……27
15　供給および契約の単位……30
16　承諾の限界……34
17　契約書の作成……34

Ⅲ　料　　金……35

18　料　　金……35
19　接続送電サービス……37
20　臨時接続送電サービス……65
21　予備送電サービス……76
22　発電量調整受電計画差対応電力……79
23　接続対象計画差対応電力……80
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力……81
25　給電指令時補給電力……82

Ⅳ　料金の算定および支払い……85

26　料金の適用開始の時期……85
27　検 針 日……85
28　料金の算定期間……86
29　計　　量……88
30　電力および電力量の算定……88
31　損 失 率…… 108
32　料金の算定…… 108
33　支払義務の発生および支払期日…… 111
34　料金その他の支払方法…… 113
35　保 証 金…… 116
36　連帯責任…… 118

Ⅴ　供　　給…… 119

37　託送供給等の実施…… 119
38　給電指令の実施等…… 123

39　適正契約の保持等…… 128
40　契約超過金…… 129
41　力率の保持…… 129
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… 130
43　託送供給等にともなう協力…… 131
44　託送供給等の停止…… 132
45　託送供給等の停止の解除…… 134
46　託送供給の停止期間中の料金…… 134
47　違 約 金…… 134
48　損害賠償の免責…… 135
49　設備の賠償…… 136

Ⅵ　契約の変更および終了…… 137

50　契約の変更…… 137
51　名義の変更…… 139
52　契約の廃止…… 139
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金
　　および工事費の精算…… 140
54　解 約 等…… 144
55　契約消滅後の債権債務関係…… 146

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事…… 147

56　受電地点、供給地点および施設…… 147
57　架空引込線…… 149
58　地中引込線…… 150
59　連接引込線等…… 152
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法…… 153

61　引込線の接続…… 153
62　計量器等の取付け…… 153
63　通信設備等の施設…… 155
64　専用供給設備…… 155

Ⅷ　**工事費の負担**…… 157

65　受電地点への供給設備の工事費負担金…… 157
66　受電用計量器等の工事費負担金…… 162
67　会社間連系設備の工事費負担金…… 162
68　供給地点への供給設備の工事費負担金…… 162
69　工事費負担金の申受けおよび精算…… 171
70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の
　　費用の申受け…… 174
71　臨時工事費…… 174
72　工事費等に関する契約書の作成…… 175

Ⅸ　**保　　安**…… 176

73　保安の責任…… 176
74　保安等に対する発電者および需要者の協力…… 176
75　調　　査…… 177
76　調査等の委託…… 177
77　調査に対する需要者の協力…… 177
78　検査または工事の受託…… 178
79　自家用電気工作物…… 178

附　　則…… 179
別　　表…… 232

Ⅰ　総　　則

1　適　　用

当社が、小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は、この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお、この約款において託送供給および電力量調整供給とは、次のものをいいます。

（１）　託送供給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接続供給

当社が契約者から受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の当社の供給区域（鳥取県、島根県、岡山県、広島県、山口県、兵庫県の一部、香川県の一部および愛媛県の一部をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において、契約者の小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振替供給

当社が契約者から小売電気事業、当社以外の一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所以外の会社間連系点において、契約者に、その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

（２） 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から、当社が行なう託送供給に係る小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、発電契約者に、発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から、特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で、電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し、当社が維持および運用する供給設備を介して、同時に、その受電した場所において、需要抑制契約者に、需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

（１） この約款は、電気事業法第18条第１項の規定にもとづき、経済産業大臣の認可を受けたものです。

（２） 当社は、経済産業大臣の認可を受け、または経済産業大臣に届け出て、この約款を変更することがあります。この場合には、料金および必要となるその他の供給条件は、変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は、この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

（１） 契 約 者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する

小売電気事業者、一般送配電事業者、特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

（２） 発電契約者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

（３） 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

（４） 発 電 者

小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

（５） 需 要 者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

（６） 低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

（７） 高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

（８） 特別高圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

（９） 受電地点

当社が、託送供給に係る電気を契約者から受電する地点、発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発電場所

発電者が、発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11)　供給地点

当社が、託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12)　需要場所

需要者が、契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13)　会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

(14)　中継振替

会社間連系点を受電地点とし、他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(15)　地内振替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし、会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

(16)　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で、受電地点において、当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

(17)　発電量調整受電電力量

受電地点において、当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(18)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で、発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(19)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で、発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(20)　接続受電電力

接続供給の場合で、受電地点において、当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21)　接続受電電力量

受電地点において、当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22)　接続供給電力

供給地点において、当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23)　接続供給電力量

供給地点において、当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(24)　接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25)　接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26)　接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27)　接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で、契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28)　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で、受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29)　需要抑制量調整受電電力量

受電地点において、当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供

給に係る電気の電力量をいいます。

(30)　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31)　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32)　ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で、需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33)　損 失 率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34)　契約電力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって、接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

(35)　契約容量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって、接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

(36)　契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で、契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

(37)　最大需要電力等

低圧で供給する場合は、接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は、30分ごとの需要電力の最大値であって、記録型計量器により計量される値をいいます。

(38)　発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(18) イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(19) イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

(39)　需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(20) に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(21) に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

(40)　需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）(22) に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）(23) に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で、需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

(41)　電　　灯

白熱電球、けい光灯、ネオン管灯、水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

(42)　小型機器

主として住宅、店舗、事務所等において単相で使用される、電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし、急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し、または妨害するおそれがあり、電灯と併用できないものは除きます。

(43)　動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(44)　契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(45)　契約主開閉器

契約上設定される遮断器であって、定格電流を上回る電流に対して電路を遮断し、需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(46)　定期検査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

(47)　定期補修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(48)　給電指令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用等について、当社から指令することをいいます。

(49)　昼間時間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、１月２日、１月３日、１月４日、５月１日、５月２日、12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(50)　夜間時間

昼間時間以外の時間をいいます。

(51)　貿易統計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(52)　離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし、毎年１月１日から３月31日までの期間、２月１日から４月30日までの期間、３月１日から５月31日までの期間、４月１日から６月30日までの期間、５月１日から７月31日までの期間、６月１日から８月31日までの期間、７月１日から９月30日までの期間、８月１日から10月31日までの期間、９月１日から11月30日までの期間、10月１日から12月31日までの

期間、11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き、１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合、当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は、とくに必要となる場合を除き、当社の専用窓口を通じて、この約款の実施取扱いをいたします。この場合、当社は、託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については、託送供給、電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は、次のとおりといたします。

（１）　契約負荷設備の個々の容量の単位は、１ワットまたは１ボルトアンペアと

し、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（２） 契約容量の単位は、１キロボルトアンペアとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（３） 発電量調整受電電力、発電量調整受電計画電力、接続受電電力、接続供給電力、接続対象電力、接続対象計画電力、需要抑制量調整受電電力、需要抑制量調整受電計画電力、契約電力、契約受電電力、最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は、次の場合を除き、１キロワットとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（２）イまたは20（臨時接続送電サービス）（２）イ（ロ）を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは、契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（２）イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは、契約電力を１キロワットといたします。

（４） 発電量調整受電電力量、発電量調整受電計画電力量、接続受電電力量、接続供給電力量、接続対象電力量、接続対象計画電力量、需要抑制量調整受電電力量、需要抑制量調整受電計画電力量、ベースライン、発電量調整受電計画差対応補給電力量、発電量調整受電計画差対応余剰電力量、接続対象計画差対応補給電力量、接続対象計画差対応余剰電力量、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量、給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は、１キロワット時とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし、低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は、最小位までといたします。

（５） 力率の単位は、１パーセントとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（６） 料金その他の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

７ 実 施 細 目

この約款の実施上必要な細目的事項は、そのつど契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお、当社は、必要に応じて、発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契約の要件

（１）　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合、契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合、契約者が営む小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は、契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は、契約者が、当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、次の要件を満たすこと。

（イ）　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

（ロ）　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は、当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

（ハ）　需要者が契約者と同一の者、または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

（２）　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり、電気設備に関する技術基準、その他の法令等にしたがい、かつ、系統連系技術要件を遵守して、当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は、発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が、発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ、かつ、発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

（３）　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で、次のいずれにも

該当すること。

（イ） 需要者に対して、次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ 需要抑制の実施頻度及び時期

（ロ） （イ）によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

（ハ） 電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。

（ニ） 需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。

（ホ） 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ 需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ 需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ 需要抑制量調整受電電力量の算定上、需要場所が29（計量）（３）に該当しないこと。

ホ 需要抑制契約者が、需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ、かつ、需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

（１）　受電側接続検討の申込み

イ　当社は、契約者または発電契約者から小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また、接続供給または振替供給の場合は、受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり、供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお、他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については、受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は、接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

（イ） 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

（ロ） 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

（ハ） 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称、発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式、発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

（イ） 当社は、原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

（ロ） 当社は、１受電地点１検討につき22万円を検討料として、受電側接続

検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし、次の場合には、検討料を申し受けません。

ａ　検討を要しない場合

ｂ　受電側接続検討の回答後、他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等、受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で、かつ、検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

（２）　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は、契約者が希望される場合に、契約者に小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり、工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合、契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

（イ）　需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

（ロ）　契約電力または契約容量

（ハ）　供給地点における供給電気方式および供給電圧

（ニ）　負荷設備または主開閉器

（ホ）　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備、契約電力または契約容量については、１年間を通じての最大の負荷を基準として、契約者から申し出ていただきます。この場合、１年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希

望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は、原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

（３）　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は、需要抑制契約者が希望される場合に、特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり、工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合、需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

（イ）　需要抑制契約者の名称

（ロ）　需要者の名称、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

（ハ）　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は、原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

（４）　契約の申込み

契約者は、（１）ロ（イ）または（ロ）の事項およびイまたはロの事項を、発電契約者は、（１）ロ（ハ）の事項およびハの事項を、需要抑制契約者は、ニの事項を明らかにして、当社所定の様式により、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合、８（契約の要件）（１）へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し、８（契約の要件）（２）ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）（３）ホおよび需要

抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし、発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において、発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合、または、契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において、需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を、当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で、当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは、当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合、当社は、必要に応じて、所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また、発電量調整供給契約を希望される場合で、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下、「系統連系保証金」といい、その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは、系統連系保証金をお支払いいただき、かつ、電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは、当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ、（１）の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）

を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし、需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（３）イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

（イ）　需要者の名称、用途、需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

（ロ）　供給地点における供給電気方式および供給電圧

（ハ）　需要場所における負荷設備、主開閉器、受電設備および発電設備等

（ニ）　契約電力または契約容量

（ホ）　契約受電電力

（ヘ）　希望される接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

（ト）　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

（チ）　電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

（リ）　電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

（ヌ）　連絡体制

（ル）　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には、契約使用期間

なお、負荷設備、契約電力または契約容量については、１年間を通じての最大の負荷を基準として､契約者から申し出ていただきます。この場合、１年間を通じての最大の負荷を確認するため、必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

（イ）　連絡体制

（ロ）　当社が小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等

への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には、当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

（イ）　契約受電電力

（ロ）　発電量調整受電計画電力

（ハ）　電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

（ニ）　電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

（ホ）　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

（イ）　需要抑制契約者の名称

（ロ）　需要抑制量調整受電計画電力

（ハ）　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する、需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは、需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

（ニ）　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

（ホ）　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

（ヘ）　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

（ト）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14) イまたはロ

（チ）　電気の調達先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

（リ） 電気の販売先となる契約者、発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

（ヌ） 需要抑制量調整供給の開始希望日

（ル） 連絡体制

なお、需要抑制バランシンググループごとの（ト）の算定方法となる30（電力および電力量の算定）（14）イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

（５） 当社は、接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について、当日等の利用分および翌日等の利用分に限り、（４）に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また、当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について、当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合、当該申込方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、契約者に係る基本契約の契約期間は、契約者と当社との協議が整った日から１年間とし､契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

（６） 当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について、当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります｡この場合、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を

当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、発電契約者に係る基本契約の契約期間は、発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、発電契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

（７） 当社は、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について、当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合、受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお、需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は、需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし、契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また、需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について、基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

（１） 接続供給契約は、接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに、振替供給契約は、振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに、発電量調整供給契約は、発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、需要抑制量調整供給契約は､需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに、それぞれ成立いたします。

（２） 契約期間は、次によります。

イ　接続供給の場合

（イ）　契約期間は、20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き、接続供給契約が成立した日から、料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

（ロ）　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は、接続供給契約は、契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

（ハ）　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は、接続供給契約が成立した日から、あらかじめ定めた契約使用期間の満了の日までといたします。

ロ　振替供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から、契約者、発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし、特別の事情がない限り、契約期間は、振替供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

（１）　当社は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには、契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め、供給準備その他必要な手続きを経たのち、すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

（２）　当社は、天候、用地交渉、停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって、あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には、その理由を

契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし、あらためて契約者、発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ、託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者は、当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式、電圧および周波数

（１）　受電電気方式は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。

受　電　電　圧	低圧	交流単相２線式、交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

（２）　供給電気方式は、供給電圧および接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて、Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

（３）　受電電圧は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、原則として、受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は、発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等、受電設備および負荷設備等を基準として、発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて、次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧 100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 30,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	30,000キロワット以上	標準電圧 100,000ボルト

（４） 供給電圧は、会社間連系点を供給地点とする場合を除き、接続送電サービス、臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて、Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。ただし、接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は、別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は、需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧 100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお、１需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合、契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの

供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし、契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは、契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても、標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

（５） 受電電圧については発電者に、供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には、（３）または（４）に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で、受電または供給することがあります。

（６） 周波数は、標準周波数60ヘルツといたします。

14 発電場所および需要場所

（１） 当社は、原則として、１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし、これによりがたい場合には、イおよびロによります。ただし、複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は、正当な理由がない限り、１構内をなすものとみなします。

なお、１構内をなすものとは、さく、へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって、原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。

イ 当社は、１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし、これによりがたい場合には、ロによります。

なお、１建物をなすものとは、独立した１建物をいいます。ただし、複数の建物であっても、それぞれが地上または地下において連結され、かつ、各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有して

いると認められる場合は、１建物をなすものとみなします。また、看板灯、庭園灯、門灯等建物に付属した屋外電灯は、建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には、次によります。

（イ）　居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で、次のいずれにも該当するときは、各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には、共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

ｂ　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

ｃ　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

（ロ）　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で、各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され、かつ、共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは、各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には、共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

（ハ）　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は、（ロ）に準ずるものといたします。ただし、アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は、居住用部分に限り（イ）に準ずるものといたします。

（２）　隣接する複数の構内の場合で、それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは、（１）にかかわらず、その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

（３） 道路その他公共の用に供せられる土地（（１）に定める構内または（２）に定める隣接する複数の構内を除きます。）において、街路灯等が設置されている場合は、その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

（４） （１）に定める１構内、（１）イに定める１建物、（２）に定める隣接する複数の構内または（３）に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において、災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に、当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で、次のいずれにも該当するときは、（１）、（２）または（３）にかかわらず、特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ 次の事項について、原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

（イ） 非特例区域等について、（１）、（２）または（３）に準じて発電場所または需要場所を定めること。

（ロ） 当社が特例区域等における業務を実施するため、42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ 特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ 特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ 当社が非特例区域等における業務を実施するため、42（発電場所および

需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて、特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく、他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

（１）　当社は、次の場合を除き、１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し、１電気方式、１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない、１発電場所につき、１電気方式、１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき、（イ）および（ロ）の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合、または、次の１臨時接続送電サービス（（イ）および（ロ）の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は、２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は、２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

（イ）　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

（ロ）　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

（ハ）　高圧臨時接続送電サービス

（ニ）　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で、次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。

（イ）　電灯定額接続送電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯

別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

（ロ） 動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置、温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置、または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない、契約者または発電契約者からの申出がある場合で、当社が技術上、保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

（２） 接続供給の場合、当社は、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について、１接続供給契約を結び、１需要バランシンググループを設定いたします。この場合、それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし、また、当社は、原則として、１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお、電気鉄道の場合で、負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは、その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

（３） 振替供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について、１振替供給契約を結びます。

（４） 発電量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた発電場所

（発電場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて、１発電量調整供給契約を結びます。

なお、低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は、原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合、調整電源に該当する発電場所は、原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また、再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし、再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は、次のとおりといたします。

イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）または（６）に該当する場合で、インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは、同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）（５）の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は、原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合、当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は、１発電量調整供給契約に属するものといたします。

（５）　需要抑制量調整供給の場合、当社は、原則として、あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は、同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて、１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお、低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は、1需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また、需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は、需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）（14）イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数

の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は、法令、電気の需給状況、供給設備の状況、用地事情、料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息、保証金、契約超過金、違約金、工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は、その理由を契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との間で、原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に、託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について、契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は、次のとおりといたします。

（１） 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は、ロによって算定された日程等別料金、23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25(給電指令時補給電力)（１）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は、19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金、20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち、(イ)、(ロ)、(ハ)、(ニ)、(ホ）または（ヘ）に定める日が同一となるもの（この場合、当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は、近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

（イ） 検針日

（ロ） 電灯定額接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）(25）の場合は、その供給地点の属する検針区域の検針日

（ハ） 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は、応当日

（ニ） 27（検針日）（５）の場合は、実際に検針を行なった日

（ホ） 契約者が供給地点を消滅させる場合は、消滅日（特別の事情があり、

その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は、その日といたします。）

（へ） 30（電力および電力量の算定）（29）の場合は、電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

（イ） 適　　用

契約者が、近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕（１）に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお、契約者が、近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者以外の事業者等を介して、近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき、契約者が、指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は、当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

（ロ） 近接性評価割引額の算定および割引の実施

ａ　近接性評価割引額は、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき、特別の事情がある場合を除き、算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

ｂ　当社は、近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において、当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合、その差額を近接性評価割引額として、料金算定日がその直後となる日程等別料金において、ｂに準じて割引を行ないます。

（２）　発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は、22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）（２）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

（３）　需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

（１）　適用範囲

小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

（２）　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量は、次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合、または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

（イ）　各月の接続送電サービス契約電力は、次の場合を除き、その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち、いずれか大きい値とい

たします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は、料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は、その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち、いずれか大きい値といたします。ただし、新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には、新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は、接続送電サービス契約電力の決定上、接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で、増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは、その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で、１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは、減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は、その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし、減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については、その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、１年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし、減少された

日以降12月の期間で、その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については、その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は、接続送電サービス契約電力は、その上回る最大需要電力等の値といたします。

（ロ） 低圧で供給する場合で、契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は、（イ）にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし、接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

（ハ） 低圧で供給する場合で、契約者が動力を使用する需要者に供給し、かつ、契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は、（イ）にかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

（ニ） （イ）の適用後１年に満たない場合は、（ロ）または（ハ）を適用いたしません。また、（ロ）または（ハ）の適用後１年に満たない場合は、（イ）を適用いたしません。

（ホ） 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。）、負荷

設備または受電設備を変更される場合は、50（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は、需要場所における負荷設備および受電設備の内容、１年間を通じての最大の負荷、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

なお、新たに接続送電サービスを使用される場合等で、適当と認められるときは、使用開始の日から１年間に限り、段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には、あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。

ハ　イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について、最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は、接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし、それまでの間の接続送電サービス契約電力は、イ（イ）によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は、イ、ロまたはハにかかわらず、当該供給分以外の供給分につきイ、ロまたはハに準じて定めた値に、原則として需要者の発電設備の容量を基準として、契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また、当該供給分以外の供給分についてイ（イ）に準ずる場合で、需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは、50（契約の変更）に準じて、あらかじめ申し出ていただきます。

なお、この場合、当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

（３） 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。ただし、１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は、接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

（イ） 電灯定額接続送電サービス

ａ　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし、特別の事情がある場合には、交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

ｃ　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

ｄ　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし、電灯料金または小型機器料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス

調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ） 電灯料金

ｉ 電灯料金は、各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	40円39銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	80円80銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	161円58銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	242円37銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	403円95銭
100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	201円98銭

ii ネオン管灯、けい光灯、水銀灯等は、管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し、その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii 多灯式けい光灯等は、その合計によって容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し、その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

（ｂ） 小型機器料金

小型機器料金は、各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	120円66銭
50ボルトアンペアをこえ 100ボルトアンペアまでの１機器につき	241円31銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき 50ボルトアンペアまでごとに	120円66銭

ｅ そ の 他

特別の事情がある場合は、契約者と当社との協議によって、（ロ）ａ（ｃ）、(ハ) ａまたは（ニ） ａにかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

（ロ） 電灯標準接続送電サービス

ａ 適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

（ａ） （２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり、（２）イ（ロ）により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

（ｂ） １需要場所において、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別

接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

（ｃ） 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、（ａ）および（ｃ）に該当し、かつ、（ｂ）の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

ｃ　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定

された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ） 基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｉ （２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	326円70銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	108円90銭

ii （２）イ（ロ）により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	268円40銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	89円10銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	９円49銭

（ハ） 電灯時間帯別接続送電サービス

ａ 適用範囲

（ロ） ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いた

します。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（a）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｉ　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	326円70銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	108円90銭

ii　（２）イ（ロ）により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	268円40銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	89円10銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

i　昼間時間

１キロワット時につき	９円94銭

ii　夜間時間

１キロワット時につき	９円03銭

（ニ）　電灯従量接続送電サービス

a　適用範囲

（ロ）ａの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）

イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	14円85銭

（ホ） 動力標準接続送電サービス

ａ 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、次のいずれにも該当するときに適用いたします。

（ａ） 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

（ｂ） １需要場所において、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は、接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし、契約者が希望され、かつ、電気の使用状態、当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は、（ａ）に該当し、かつ、（ｂ）の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契

約容量との合計（この場合、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合、当社は、需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｉ　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	568円70銭

ii　（２）イ（ハ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	466円40銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	６円57銭

（ｃ）　そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。

ｄ　そ の 他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

（へ）　動力時間帯別接続送電サービス

ａ　適用範囲

（ホ）ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は、接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｉ　（２）イ（イ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	568円70銭

ii　（２）イ（ハ）により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	466円40銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼間時間

１キロワット時につき	６円88銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	６円27銭

（ｃ）　そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で、当社が適当と認めるときは、基本料金のみといたします。

ｄ　そ の 他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

（ト）　動力従量接続送電サービス

ａ　適用範囲

（ホ）ａの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

ｃ　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、

別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	15円90銭

d　そ の 他

変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

（イ）　高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり、かつ、2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし、特別の事情がある場合で、契約者の希望があるときは、接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電

力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ） 基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	658円90銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	２円86銭

（ロ） 高圧時間帯別接続送電サービス

ａ 適用範囲

（イ） ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

ｃ 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし､別表５(離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	658円90銭

（ｂ）　電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼間時間

１キロワット時につき	３円03銭

ⅱ　夜間時間

１キロワット時につき	２円70銭

（ハ） 高圧従量接続送電サービス

a　適用範囲

（イ） aの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	13円66銭

ハ　特別高圧で供給する場合

（イ） 特別高圧標準接続送電サービス

a　適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし､別表５(離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気

を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	383円90銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	１円02銭

（ロ） 特別高圧時間帯別接続送電サービス

ａ 適用範囲

（イ） ａの適用範囲に該当し、契約者が希望される場合に適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし､別表５(離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ）　基本料金

基本料金は、１月につき次のとおりといたします。ただし、まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は、半額といたします。また、（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で、需要者の発電設備の検査、補

修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは、当該供給分に相当する基本料金は、半額といたします。

なお、その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で、その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは、その期間における当該電気の供給は、前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	383円90銭

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ 昼間時間

１キロワット時につき	１円07銭

ii 夜間時間

１キロワット時につき	98銭

（ハ） 特別高圧従量接続送電サービス

ａ 適用範囲

（イ） ａの適用範囲に該当し、自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で、契約者が希望されるときに適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	７円32銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、次のとおりといたします。

（イ）　力率は、供給地点ごとに、その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には、その瞬間力率は、100パーセントといたします。）といたします。この場合、

平均力率は、別表６（平均力率の算定）によるものといたします。

なお、まったく電気を使用しないその１月の力率は、85パーセントとみなします。

（ロ） 力率が、85パーセントを上回る場合は、その上回る１パーセントにつき、基本料金（（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し、85パーセントを下回る場合は、その下回る１パーセントにつき、基本料金（（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は、当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ そ の 他

（イ） 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

（ロ） 電灯時間帯別接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は、電灯標準接続送電サービス、動力標準接続送電サービス、高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また、従量接続送電サービスの適用後１

年に満たない場合は、標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

（ハ） 時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は、時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

（ニ） （２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は、使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし､事故その他やむをえない場合は、使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

（ホ） 当社は、必要に応じて、需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

（４） １年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果、１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、（３）によって算定された金額から、イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし､まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は、半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	559円90銭
	特別高圧で供給する場合	326円70銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお､各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から､ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが本取扱い適用後１年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

（１）　適用範囲

契約使用期間が１年未満の場合において、小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし、毎年、一定期間を限り、反復利用するものには適用いたしません。

（２）　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、臨時接続送電

サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は、次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

（イ）　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次により、臨時接続送電サービス契約容量を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約容量は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし、差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は、別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めることを希望される場合には、臨時接続送電サービス契約容量は、ａにかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

c　特別の事情がある場合には、臨時接続送電サービス契約容量は、ａにかかわらず、契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。

（ロ）　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により、臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電力は、契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は、別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の（ａ）の係数を乗じてえた値の合計に（ｂ）の係数を乗じてえた値といたします。ただし、電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は、その回路において使用される最大電流を制限できる遮断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき、その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合、その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

（ａ）　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

（ｂ）　（ａ）によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

ｂ　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には、臨時接続送電サービス契約電力は、ａにかかわらず、契約主開閉器の定格電流にもとづき、別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。こ

の場合、契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお、当社は、契約主開閉器が制限できる電流を、必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は、需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容、同一業種の負荷率、操業度等を基準として、契約者と当社との協議により供給地点ごとに定めます。

（３）　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて、次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

（イ）　電灯臨時定額接続送電サービス

ａ　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、その総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

ｃ　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお、出力で表示されている場合等は、各契約負荷設備ごと

に別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次によって算定された金額といたします。ただし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	３円59銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ 100ボルトアンペアまでの場合	７円16銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ 500ボルトアンペアまでの場合 100ボルトアンペアまでごとに	７円16銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ １キロボルトアンペアまでの場合	71円62銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ ３キロボルトアンペアまでの場合 １キロボルトアンペアまでごとに	71円62銭

（ロ）　電灯臨時接続送電サービス

ａ　適用範囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で、

次のいずれにも該当するときに適用いたします。

（ａ） 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は、臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

（ｂ） 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

ｂ　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

ｃ　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ） 基本料金

基本料金は、１月につき19（接続送電サービス）（３）イ（ロ）ｃ（ａ）ⅱにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	10円44銭

（ハ） 動力臨時定額接続送電サービス

ａ 適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

ｂ 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

ｃ 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は、臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	102円82銭

d　そ の 他

当社が適当と認める場合には、動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

（ニ）　動力臨時接続送電サービス

a　適用範囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で、臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ、50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし、技術上やむをえない場合には、交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

（ａ） 基本料金

基本料金は、１月につき19（接続送電サービス）（３）イ（ホ）ｃ（ａ）ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

（ｂ） 電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	７円88銭

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は、高圧臨時接続送電サービスといたします。

（イ） 適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり、かつ、2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

（ロ） 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は、交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

（ハ） 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス

調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基本料金

基本料金は、１月につき19（接続送電サービス）（３）ロ（イ）ｃ（ａ）において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｂ　電力量料金

電力量料金は、その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	３円43銭

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は、特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

（イ）　適用範囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

（ロ）　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は、交流３相３線式とし、供給電圧は、臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 10,000キロワット以上30,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力 30,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

（ハ）　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は、基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし、基本料金は、ニによって力率割引または割増しをする場合は、力率割引または割増しをしたものといたします。また、電力量料金は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整)（１)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は､別表５(離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は、別表５（離島ユニバーサルサービス調整）（１）へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基本料金

基本料金は､１月につき19(接続送電サービス)（３）ハ（イ）ｃ（ａ）において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし、まったく電気を使用しない場合の基本料金は、半額といたします。

ｂ　電力量料金

電力量料金は､その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	１円23銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは、19（接続送電サービス）（３）ニに準じて適用いたします。

ホ　そ の 他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

（４）　そ の 他

イ　当社は、原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で、契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは、臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし、19（接続送電サービス）（４）は、適用いたしません。

21　予備送電サービス

（１）　適用範囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で、19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点または供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から

常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

（２） 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は、受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値、供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし、受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし、契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で、契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は、発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて、契約者または発電契約者と当社との協議により、受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は、原則として50キロワットを下回らないものといたします。

（３） 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は、供給地点ごとに、予備送電サービスの利用の有無にかかわらず、１月につき次のとおりといたします。

なお、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

また、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスの供給電圧は、常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合、予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上、常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	111円10銭
	特別高圧で供給する場合	70円40銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	167円20銭
	特別高圧で供給する場合	94円60銭

（４）　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし、19（接続送電サービス）（３）ニの力率割引および割増しの適用上、供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は、原則として19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

（５）　そ の 他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは、他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は、受電地点または供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて利用することができます。

ニ　その他の事項については、とくに定めのある場合を除き、接続供給の場合は19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22　発電量調整受電計画差対応電力

（１）　適　　用

発電バランシンググループにおいて、38（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（２）　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

（イ）　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が、その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ロ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に（ハ）の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

（イ）　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が、その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ロ） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に（ハ）の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

23 接続対象計画差対応電力

（１） 適　　用

38（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（２） 接続対象計画差対応電力

イ 接続対象計画差対応補給電力

（イ） 適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ロ） 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に（ハ）の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

（イ）　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量が、その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ロ）　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に（ハ）の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ）　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　需要抑制量調整受電計画差対応電力

（１）　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

（２）　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

（イ）　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が、その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に（ハ）の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

（イ） 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が、その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ロ） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に（ハ）の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

25 給電指令時補給電力

（１） 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ 適用範囲

38（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ 給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、30（電力および電力量の算定）(20）により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

（２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適用範囲

38（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、30（電力および電力量の算定）(18）により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、当社の電力系統における電気の潮

流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し、発電量調整供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し、需要抑制量調整供給に係る料金は、当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし、接続供給､発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は、あらためて契約者、発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給、発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27　検　針　日

検針日は、次により、実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

（１）　検針は、受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に、各月ごとに行ないます。

なお、高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき、高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）（２）ロによって契約電力を定めるとき、または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は、当社が検針日を定める場合を除き、実際に検針を行なった日にかかわらず、毎月１日といたします。ただし、受電地点または供給地点が同一の発電場所また

は需要場所にある場合は、契約者または発電契約者と当社との協議によって、受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

（２） 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は、検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

（３） 当社は、やむをえない事情のある場合には、（１）にかかわらず、当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

（４） 当社は、次の場合には、（１）にかかわらず、各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお、当社は、ロの場合は、非常変災等の場合を除き、あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から、その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

（５） （３）の場合で、検針を行なったときは、当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

（６） （４）イの場合で、検針を行なわなかったときは、契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

（７） （４）ロの場合で、検針を行なわなかったときは、検針を行なわない月については、当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28　料金の算定期間

（１） 送電サービス料金の算定期間は、次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」と

いいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は、イにかかわらず、前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は、イに準ずるものといたします。この場合、イにいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は、その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

（２）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は、毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし、接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は、開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。

29 計　　量

（1） 当社は、発電量調整受電電力量は、原則として、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で、接続供給電力量および最大需要電力等は、原則として、供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。

また､受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし、発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により、発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で、当社が適当と認めるときは、30分ごとに、受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合、仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は、契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお、30分ごとに、受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

（2） 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は、各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

（3） 技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は、計量器を取り付けないことがあります。

30 電力および電力量の算定

（1） 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は、発電量調整供給の場合で、受電地点で計量された

電力量の値を２倍した値とし、受電地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。

（２） 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに、30分ごとに、受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、30分ごとに、受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

（３） 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は、（４）の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

（４） 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合、受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合、受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致

しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

（５） 接続受電電力

接続受電電力は、接続供給の場合で、（６）の接続受電電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

（６） 接続受電電力量

接続受電電力量は､30分ごとの（12）の接続対象計画電力量といたします。

（７） 接続供給電力

接続供給電力は、（８）の接続供給電力量の値を２倍した値とし、供給地点ごとに、30分ごとに、算定いたします。

（８） 接続供給電力量

接続供給電力量は、供給地点ごとに、30分ごとに、供給地点で計量された電力量といたします。ただし、特別高圧で常時利用される供給地点で、高圧で予備送電サービスを利用される場合には、予備送電サービスに係る接続供給電力量は、供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。また、料金の算定期間の接続供給電力量は、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお、時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は、時間帯ごとに、30分ごとの接続供給電力量を、供給地点ごとに、料金の算定期間（ただし、契約者が供給地点を消滅させる場合は、直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし､19（接続送電サービス）（３）イ（ハ）および（ヘ）の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は、その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

（９） 接続対象電力

接続対象電力は、(10) の接続対象電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は、30分ごとに、イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した (16) の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは、次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}\,(31\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した（16）の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は、あらかじめ定めた（イ）または（ロ）により算定された値といたします。

（イ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14) イを適用している場合は、次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

（ａ） 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率}\,(31\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})}\right\} - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

（ｂ） 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し

引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

（ｃ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

（ａ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る（ｄ）によって算定された値の合計値

－ 需要抑制量調整受電計画電力量

（ｂ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

（ｃ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る（ｄ）によって算定された値の合計値

（ｄ）　（ａ）および（ｃ）にいう（ｄ）によって算定された値とは、次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

（ロ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として、(14)ロを適用している場合は、次の式によって算定された値

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は、(12) の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。

(13) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は、(14) の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(14) 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で、需要場所ごとに、あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ 需要抑制量調整受電計画電力量を上限として、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は、次の式によって算定された値

（イ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝零

（ロ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインと一致またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

（ハ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は、次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合、ベースラインから差し引く値は、当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし、上式の値が負となる場合、需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15)　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、(16) の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

(16)　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は、当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は、当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

(17)　ベースライン

ベースラインは、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし、需要抑制契約者が１ベースラ

インに係る需要場所を複数とする場合は、当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（２）イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は、次の（イ）、（ロ）および（ハ）によって算定された値といたします。

（イ）　（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ロ）　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみ

なし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線、変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

（ハ）　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。

a　38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｂ ファーム電源に対して、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた

値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｃ ノンファーム電源であり、かつ、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｄ　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を

下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｅ 38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回り、かつ、38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

（ｃ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量に

38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（２）イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し、給電指令時補給を行なったとき、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、(18) ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

(20)　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし､接続対象計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、（８）にかかわらず、当該供

給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

(21)　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし､接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、（８）にかかわらず、当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとの（14）の需要抑制量調整受電電力量がその30分における（16）の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、(14) イまたはロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量

を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として（14）ロを適用している場合で、30分ごとの（14）の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

（23） 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、30分ごとの（14）の需要抑制量調整受電電力量がその30分における（16）の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、（14）ロにかかわらず、当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

（24） 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は、別表９（電力量の協定）を基準として、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量といたします。

(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き、技術上、経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で、計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(26)　27（検針日）（２）または（４）の場合で、検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

(27)　15（供給および契約の単位）（１）において、１需要場所または１発電場所につき､複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で、特別の事情があるときは、その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は、計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

(28)　その他、電力量の算定を行なうために必要な事項については、あらかじめ契約者､発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には、電力量または最大需要電力等は、別表９（電力量の協定）を基準として、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、協議により定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし、その１月の電力量の合計が計量できている場合で、30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは､30分ごとの電力量は､原則として､別表９（電力量の協定）（３）を基準として定め、定めた値を、受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

31　損　失　率

この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	8.0パーセント
高圧で供給する場合	4.8パーセント
特別高圧で供給する場合	2.7パーセント

32　料金の算定

（１）　送電サービス料金、発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給、発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し、または接続供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し、供給地点への接続供給を再開し、もしくは停止し、または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、予備送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力、予備送電サービス契約電力、ピークシフト電力等を変更したことにより、料金に変更があった場合

ニ　28（料金の算定期間）（１）イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、５日を上回り、または下回るとき。

ホ　28（料金の算定期間）（１）ロの場合で計量期間の日数がその計量期間

の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し、５日を上回り、または下回るとき。

（２） 当社は、（１）ロ、ハ、ニまたはホの場合は、基本料金、定額接続送電サービスの料金、予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について、次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金、定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし、（１）ニまたはホに該当する場合は、

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし、（１）ニまたはホに該当する場合は、

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

（３） （１）ロの場合により日割計算をするときは、日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み、停止日および消滅日を除きます。また、（１）ハの場合により日割計算をするときは、変更後の料金は、変更のあった日から適用いたします。

（４） 契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう検針期間の日数は、次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から、その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

（５）　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25）の場合は、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させるときの（２）イおよびロにいう検針期間の日数は、（４）に準ずるものといたします。この場合、（４）にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日とし、当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は、消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

（６）　28（料金の算定期間）（１）ロの場合は、（２）イおよびロにいう検針期間の日数は、計量期間の日数といたします。ただし、契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう検針期間の日数は、（４）に準ずるものといたします。この場合、（４）にいう検針日は、計量日といたします。

（７）　契約者が供給地点を新たに設定し、または供給地点を消滅させる場合の（２）イおよびロにいう暦日数は、次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が

含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

（８） 高圧または特別高圧で供給する場合で、力率に変更があるときは、次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は、その前後の力率にもとづいて、（２）イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で、協議によって力率を変更するときは、変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

（９） 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は、（２）イおよびロの日割計算対象日数は、停止期間中の日数といたします。この場合、停止期間中の日数には、接続供給を停止した日を含み、接続供給を再開した日は含みません。また、停止日に接続供給を再開する場合は、その日は停止期間中の日数には含みません。

33　支払義務の発生および支払期日

（１） 日程等別料金の支払義務は、18（料金）（１）ロに定める料金算定日に発生いたします。

（２） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は、特別の事情がある場合を除き、料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし、27（検針日）（５）の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合、30（電力および電力量の算定）（29）の場合で、料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は、その日といたします。

（３） （１）の日程等別料金または（２）の料金のうち発電量調整受電計画差対

応補給電力料金、接続対象計画差対応補給電力料金、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は、次の場合を除き、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　54（解約等）（１）により解約となった場合

ロ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始、再生手続き開始、更生手続き開始、特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者、発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め、その旨を当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

（４）　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は、次のとおり取り扱います。

イ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で、かつ、当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたしま

す。ただし、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が（３）イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお、（３）イからホまでのいずれかに該当する場合であっても、一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等、料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは、支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合、当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし、この通知をした後、料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は、支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者、発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

（５）　当社は、（２）の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金、接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を、支払期日までにお支払いいたします。ただし、支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

34　料金その他の支払方法

（１）　契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（２）　発電契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月、工事費負担金その他についてはそのつど、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（３）　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は、次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月、当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお、支払いにともなう費用は、需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは、需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は、支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

（４）　当社の料金の支払方法は、次によります。

イ　当社の料金については毎月、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお、支払いにともなう費用は、当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは、当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合、当社は、支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで、料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して、年10パーセント（閏年の日を含む期間についても、365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者、発電契約者または

需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお、消費税等相当額の単位は、１円とし、その端数は、切り捨てます。

また、延滞利息は、原則として、当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35 保　証　金

（１） 契約者の場合は、次によります。

イ　当社は、次のいずれかに該当する場合で、必要と認められるときは、契約者から、接続供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

（イ） 料金の支払いの延滞があった場合

（ロ） 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって、30（電力および電力量の算定）(20）によって算定された値が著しく大きい場合または30(電力および電力量の算定)(20）によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で、接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ、39（適正契約の保持等）（３）によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず、その求めに応じていただけないとき。

（ハ） 新たに接続供給を開始し、または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は、当社があらかじめ定め、通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

ニ　当社は、接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は、保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ニにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

（２）　発電契約者の場合は、次によります。

イ　当社は、料金の支払いの延滞があった発電契約者、または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から、発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

ハ　当社は、発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は、保証金について利息を付しません。

ホ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

（３）　需要抑制契約者の場合は、次によります。

イ　当社は、料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者、または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から、需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって、または供給継続の条件として、予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は、２年以内といたします。

ハ　当社は、需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には、保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は、保証金について利息を付しません。

ホ　当社は、保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には、保証金をお返しいたします。ただし、ハにより支払額に充当した場合は、その残額をお返しいたします。

36 連 帯 責 任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合、接続対象計画差対応補給電力料金、給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金、臨時接続送電サービス料金、予備送電サービス料金、契約超過金、違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については、複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

37　託送供給等の実施

（１） 接続供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

（イ） 契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

（ロ） 契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は、接続供給の実施に先だち、需要計画、調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、契約者が通知した需要計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として、需要計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ヘ　当社は、電気の需給状況、供給設備の状況その他によって、契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で供給する場合を除き、契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお、当社は、38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、需要者と別途申合書を作成いたします。

（２）　振替供給の場合

イ　契約者は、当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ハ　当社は、系統運用上の制約その他によって、契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合、契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

（３）　発電量調整供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

（イ）　発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

（ロ）　発電契約者は、発電量調整受電電力量を、30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、発電計画、調達計画お

よび販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合、当社は、発電契約者が通知した発電計画、調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として、発電計画、調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画･調達計画･販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ　当社は、供給設備の状況その他によって、発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は、受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は、発電者と協議のうえ、原則として、ロの発電計画の通知にあわせて、受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

なお、発電契約者が希望される場合で、運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには、あらかじめ定めた発電場所について、別表11（発電計画･調達計画･販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り、発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合、当社は、あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は、系統運用上の制約その他によって、低圧で受電する場合を除き、発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合、発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお、当社は、38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）（４）に定める事項その他系統運用上必要な事項について、発電者と別途申合書を作成いたします。

（４） 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については、次のとおりにしていただきます。

（イ） 需要抑制契約者は、別表12（需要抑制計画･調達計画･販売計画･ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

（ロ） 需要抑制契約者は、需要抑制量調整受電電力量を、30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は、需要抑制量調整供給の実施に先だち、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合､当社は、需要抑制契約者が通知した需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には、すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として、需要抑制計画、調達計画、販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は、当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

ホ　当社は、供給設備の状況その他によって、需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は、需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は、需要者と協議のうえ、ロの

需要抑制計画の通知にあわせて、需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には、すみやかに、原則として電力広域的運営推進機関を通じて、当社に通知していただきます。

38　給電指令の実施等

（１）　当社は、系統運用上の制約その他によって必要な場合には、37（託送供給等の実施）（３）ホにかかわらず、発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

（２）　当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、次の場合には、契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し、調整電源による対策の実施にもかかわらず、原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ、または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系

統のうち、当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

へ　イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

（３）　当社は、低圧で受電または供給する場合で、（２）イ、ロ、ホ、ヘまたはトのときには、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお、この場合には、当社は、あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし､緊急やむをえない場合は、この限りではありません。

（４）　当社は、接続供給において、受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該振替供給等の中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるため

の電気を供給いたします。

（５） 当社は、発電量調整供給において、（２）イ、ロ、ホ、へまたはトの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間､これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます｡）は適用いたしません。

（６） 当社は、発電量調整供給において、（２）ハの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます｡）は適用いたしません。

（７） 当社は、（２）イ、ロ、ハ、トまたは（３）によって、需要者の電気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

（イ） 割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし、電

灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし、その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし、32（料金の算定）（１）イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

（ロ） 割 引 率

１月中の制限し、または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

（ハ） 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は、１日のうち延べ１時間以上制限し、または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で、接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

（イ） 割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし､32（料金の算定）（１）イ、ロ、ハ、ニまたはホの場合は、制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

（ロ） 割 引 率

１月中の制限し、または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

（ハ） 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は、１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし、１時間未満の端数を生じた場合は、30分以上は切り上げ、30分未満は切り捨

てます。

なお、制限時間については、次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H′　＝　修正時間

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

ｂ　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H′　＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については、ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

（８）　（７）による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には、電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は、１月につき１日を限って計算に入れません。

なお、契約者と当社との協議が整った場合は、需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

（９） 予備送電サービスの使用を制限し、または中止した場合には、（７）および（８）に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(10) 当社は、（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39 適正契約の保持等

（１） 当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約、振替供給契約､発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には、その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

（２） 当社は、発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には、その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

（３） 当社は、30（電力および電力量の算定）(20) もしくは (21) によって算定された値が著しく大きい場合、30（電力および電力量の算定）(18) イもしくは (19) イによって算定された値が著しく大きい場合、30（電力および電力量の算定）(18) ロもしくは (19) ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も、給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。)、30（電力および電力量の算定）(22) もしくは (23) によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(17)

のベースラインが著しく不適当と認められる場合等、契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合、発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には、使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40　契約超過金

（１）　契約者が接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には、当社の責めとなる理由による場合を除き、当社は、契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし､予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は、力率による割引または割増しをいたしません｡）の1.5倍に相当する金額を、契約超過金として契約者から申し受けます。

なお、この場合、契約超過電力とは、その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

（２）　契約超過金は、契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は、料金算定日が直後の日程等別料金といたします｡）の支払期日までに、原則として、その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

41　力率の保持

（１）　低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として、電灯定額接続送

電サービス、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービス、電灯従量接続送電サービス、電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上、その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は、それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし、やむをえない事情によって、２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は、進相用コンデンサの開放により、軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお、進相用コンデンサは、別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

（２）　高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は、原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお、この場合の当該供給地点の１月の力率は、必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は、次の業務を実施するため、発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に、または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には、正当な理由がない限り、立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお、発電者または需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。

（1） 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計、施工（取付けおよび取外しを含みます。）、改修または検査

（2） 74（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

（3） 不正な電気の使用の防止等に必要な、発電者もしくは需要者の電気機器の試験、契約負荷設備、契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

（4） 計量器の検針または計量値の確認

（5） 44（託送供給等の停止）、52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置

（6） その他この約款によって、接続供給契約、振替供給契約および発電量調整供給契約の成立、変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

43 託送供給等にともなう協力

（1） 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合、または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は、その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には、託送供給契約については契約者の、発電量調整供給契約については発電契約者の負担で、必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに、とくに必要がある場合には、託送供給契約については契約者の、発電量調整供給契約については発電契約者の負担で、当社が供給設備を変更し、または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ、ロ、ハまたはニに準ずる場合

（２）　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は、（１）に準じて取り扱います。

なお、この場合の料金その他の連系条件は、別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

44　託送供給等の停止

（１）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し、または亡失して、当社に重大な損害を与えた場合

ハ　61（引込線の接続）に反して、当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

（２）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用、または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービス、動力従量接続送電サービス、動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で、変圧器、発電設備等その他を介して、電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して、当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

（３）　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕（３）イ（ニ）に定める電灯従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（３）イ（ト）に定める動力従量接続送電サービス、19〔接続送電サービス〕（３）ロ（ハ）に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕（３）ハ（ハ）に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

（４）　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には、当社は、当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

（５）　（１）から（４）によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する

場合には、当社は、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また、停止のための適当な処置を行なう場合には、その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で、契約者、発電契約者、発電者および需要者がその理由となった事実を解消したときには、当社は、すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には、その停止期間中については､まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして、料金を算定いたします。

47　違　約　金

（１）　契約者、発電契約者、発電者または需要者が次のいずれかに該当し、そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には、当社は、その免れた金額の３倍に相当する金額を、違約金として接続供給契約については契約者から、発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　44（託送供給等の停止）（２）ロ、ハまたはニの場合

（２）　（１）の免れた金額は、この約款に定められた供給条件にもとづいて算定

された金額と、不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

（３） 不正に使用した期間が確認できない場合は、６月以内で当社が決定した期間といたします。

48 損害賠償の免責

（１） 11（託送供給等の開始）（２）によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合、38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止した場合、または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止した場合で、それが当社の責めとならない理由によるものであるときには、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者､発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（２） 44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には､当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（３） 44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）（１）ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

（４） 当社に故意または過失がある場合を除き、当社は、契約者、発電契約者、需要抑制契約者、発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

49　設備の賠償

契約者、発電契約者、発電者または需要者が故意または過失によって、発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物、電気機器その他の設備を損傷し、または亡失した場合は、その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に、発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

（１）　修理可能の場合

修理費

（２）　亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契約の変更

（１）　接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は、Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし、すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

（２）　契約電力等の減少を希望される場合の（１）による契約の変更は、次のとおりといたします。

イ　契約者は、あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。この場合、当社は、原則として、契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は、次の場合を除き、契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

（イ）　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は、申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

（ロ）　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は、契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

（３）　低圧で供給する場合で、需要者が小売電気事業者の変更を希望され、契約者が接続供給契約を変更するときの（１）による接続供給契約の変更は、次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は、あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて、当社に申し出ていただ

きます。ただし、廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で、当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには、当社は、当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また、廃止日は、当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は、あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて、当社に申し出ていただきます。この場合、当社は、契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし、開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で、当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには、当社は、当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は、当社が定めるものとし、契約者にお知らせいたします。

（４）　需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

51　名義の変更

合併その他の原因によって、新たな契約者、発電契約者または需要抑制契約者が、それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者、発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は、名義変更の手続きによることができます。この場合には、新たな契約者、発電契約者または需要抑制契約者は、その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし、新たな契約者または発電契約者が、それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ、引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は、８（契約の要件）（１）チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り、名義変更の手続きによることができます。

52　契約の廃止

（１）　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合、発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者は、あらかじめその廃止期日を定めて、当社に通知していただきます。この場合、当社は、原則として、契約者または発電契約者から通知された廃止期日に、当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において、託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお、この場合には、必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

（２） 接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は、54（解約等）および次の場合を除き、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は、通知を受けた日に接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は、接続供給契約、振替供給契約または発電量調整供給契約は、託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

（３） 需要抑制量調整供給契約の場合で、需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは、需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお、この場合には、当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

（１） 次の場合には、当社は、接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に、発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に、それぞれ精算していただきます。

なお、この場合は、受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

（イ）　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金について、さかのぼって、減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用

し、動力標準接続送電サービス、動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について、71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は、ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は、ａ、ｂおよびｃに準ずるものといたします。

（ロ）　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、新たに設定し、または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社は、契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について、71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、増加後に消滅させる場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について、さかのぼって、減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また、当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお、この場合には、それぞれの接続供給電力量は、接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

（ハ）　19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕（２）イ（イ）に準じて定める契約者を含みます。）が、需要場所における受電設備等を新たに設定し、または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ、または19（接続送電サービス）（２）イ（イ）ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は、（イ）または（ロ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）または（ロ）にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは、需要場所における受電設備等を新たに設定することとし、接続送電サービス契約電力を増加するとは、需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし、接続送電サービス契約電力を減少するとは、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

（イ）　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

（ロ）　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し、または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は、当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について、新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

（２）　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され、利用されてからの期間が１年以上になる場合には、１年以上利用される契約電力等に見合う部分については、（１）にかかわらず精算いたしません。

なお、接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には、明らかになった日に（１）に準じて精算を行ないます。

（３）　非常変災等やむをえない理由による場合は、（１）にかかわらず精算いたしません。

54　解　約　等

（１）　当社は、次の場合には、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお、この場合には、その旨を文書により契約者、発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また、契約者、発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は、その旨を文書等により発電者、需要者または需要者と電力需給に関する契約

等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者、発電契約者、発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

（イ）　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

（ロ）　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。）、発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

（ハ）　料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者､発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

（イ）　８（契約の要件）を欠くに至った場合

（ロ）　接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

（ハ）　発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

（ニ）　需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

（ホ）　需要抑制量調整供給の場合で、頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

（ヘ）　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

（ト）　その他この約款に反した場合

（２） 需要者がその需要場所から移転され、電気を使用されていないことが明らかな場合には、契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても、当社は、当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。この場合、当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され、または消滅するものといたします。

55 契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点、供給地点および施設

（１）　受電地点

イ　電気の受電地点は、当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし、発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は、会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は、会社間連系点を受電地点とする場合を除き、発電場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし、次の場合には、発電契約者と当社との協議により、発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

（イ）　山間地、離島にある発電場所等、当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

（ロ）　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

（ハ）　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

（ニ）　58（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を受電する場合

（ホ）　その他特別の事情がある場合

（２）　供給地点

イ　接続供給の場合

（イ）　供給地点は、当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

（ロ）　供給地点は、需要場所内の地点とし、当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、

次の場合には、契約者と当社との協議により、需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地、離島にある需要場所等、当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　58（地中引込線）（４）により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は、会社間連系点といたします。

（３）　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は、当社の所有とし、工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き、当社の負担で施設いたします。

なお、当社は、発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線、接続装置等の供給設備を施設する場合は、その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（４）　付帯設備（（３）により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し、または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担によ

り、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

（５） 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は、（１）または（２）に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合、当該複数の発電場所または複数の需要場所につき、１受電地点または１供給地点といたします。

57 架空引込線

（１） 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には、原則として架空引込線によるものとし、発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは、当社が施設いたします。

（２） 引込線取付点は、当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって、堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

（３） 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。

（４） 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

（５） 当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者

または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は、発電者または需要者の補助支持物を使用して、他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合、その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし、その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また、受電地点または供給地点は、発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し、または撤去する場合は、当社が工事を行なうものとし、この場合に生ずる撤去材料は、原則として、発電者または需要者にお返しいたします。また、これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は、当社の所有とし、当社の負担で施設いたします。

58　地中引込線

（1）　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上、経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で、当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには、次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器、断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器、断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお、当社は、発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

（２）　（１）により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は、当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり、原則として、地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず、かつ、安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお、これ以外の場合には、発電場所内または需要場所内の地中引込線は、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法、材料等を必要としない場所

（３）　地中引込線の施設上必要な付帯設備は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。この場合には、当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお、この場合の付帯設備は、次のものをいいます。

イ　鉄管、暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

（４）　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で、契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには、地中引込線

は、原則として、託送供給のために施設する場合は、契約者の負担により、契約者で施設していただき、発電量調整供給のために施設する場合は、発電契約者の負担により、発電契約者で施設していただきます。ただし、当社が、保安上または保守上適当と認めた場合は、（１）に準じて接続を行ないます。この場合、当社は、65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）、（４）または68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

（１）　当社は、建物の密集場所等特別の事情がある場所では、連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合、当社は、分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお、発電者または需要者の電気設備との接続点までは、当社が施設いたします。

（２）　当社は、原則として発電者または需要者の承諾をえて、次により、発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は、発電者または需要者の引込口配線から分岐して、他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合、その引込口配線の終端までは共同引込線とし、その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また、受電地点または供給地点は、当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し、または撤去する場合は、当社が工事を行なうものとし、この場合に生ずる撤去材料は、原則と

して、発電者または需要者にお返しいたします。また、これにともない新たに施設される共同引込線は、当社の所有とし、当社の負担で施設いたします。

60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で、１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには、当社は、原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお、技術上その他やむをえない場合は、当社は、発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し、電気を受電または供給いたします。この場合、変圧器の２次側接続点までは、当社が施設いたします。

61　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は、当社が行ないます。

なお、契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

62　計量器等の取付け

（１）　料金の算定上必要な計量器、その付属装置（計量器箱、変成器、変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については、以下のとおりといたします。ただし、記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器､その付属装置および区分装置は、

原則として、接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。ただし、契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については、契約者の負担により、契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置は、原則として、契約受電電力に応じて当社が選定し、かつ、当社の所有とし、当社で取り付けます。この場合、当社は66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

（２）　計量器、その付属装置および区分装置の取付位置は、適正な計量ができ、かつ、検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合、原則として屋外といたします。）とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また、集合住宅等の場合で、契約者または発電契約者の希望によって計量器、その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには、契約者または発電契約者と当社との協議により、あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

（３）　計量器、その付属装置および区分装置の取付場所は、発電者または需要者から無償で提供していただきます。また、（１）により契約者または発電契約者が施設するものについては、当社が無償で使用できるものといたします。

（４）　当社は、記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には、当社が無償で使用できるものといたします。

（５）　契約者または発電契約者の希望によって計量器、その付属装置および区分装置の取付位置を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（６）　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装

置を取り替える場合には、当社は、低圧で受電するときを除き、実費を発電契約者から申し受けます。

63　通信設備等の施設

（１）　給電指令上必要な通信設備等は、当社の所有とし、工事費負担金として申し受ける金額を除き、当社の負担で施設いたします。

（２）　通信設備等の施設場所は、施設工事、検査および保守点検作業が容易な場所とし、契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお、通信設備等の施設場所については、発電者または需要者から無償で提供していただきます。

（３）　契約者または発電契約者の希望によって､通信設備等の施設場所を変更し、またはこれに準ずる工事をする場合には、当社は、実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

（４）　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は、発電契約者で施設していただきます。

なお、施設等に要した費用の実費について、当社から発電契約者にお支払いいたします。

64　専用供給設備

（１）　当社は、次の場合には、契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合、受電地点への供給設備については65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）または（４）の工事費負担金を、供給地点への供給設備については68(供給地点への供給設備の工事費負担金)（２）の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され、かつ、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由、または発電場所、需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により、特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

（２）　（１）の専用設備は、受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は、当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤、継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。)に限ります。ただし､特別の事情がある場合は、受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

（３）　（２）において、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。

（４）　（１）および（２）において、受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい、供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

（５）　当社は、供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし､（１）イの場合は､次に該当する場合で、いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で、いずれの契約者または発電契約者も、当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が、当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

65　受電地点への供給設備の工事費負担金

（１）　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには、当社は、別表14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において、受電側接続設備とは、当社が高圧または特別高圧で受電する場合において、受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は、基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また、Ⅷ（工事費の負担）の各項において、受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい、開閉所および蓄電所は、変電所とみなします。

（２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（イ）　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点へ

の供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、この場合も、（１）の工事費負担金を申し受けます。

（ロ） 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（ハ） 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）を施設する場合は、ａおよびｂの金額

ａ　当該供給設備の工事費のうち、発電等設備の設置にともなう電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし、託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第10号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）ａただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。

ｂ　発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには、ａにかかわらず、次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	3,850円00銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供

給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３） 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は、61（引込線の接続）、62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（４） 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で、低圧で受電するとき(受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。)は、(２)イ（イ)、(ロ）および（３）にかかわらず、その受電の用に供することによって必要となる工事費（(２）イ（ハ）により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

（５） 工事費の算定

（１)、(２)、(３）および（４）の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ　工事費は、発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費といたします。

（イ） 標準設計工事費は、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）

を加えた金額といたします。

（ロ） 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

（ハ） 土地費は、工事費に含みません。ただし、架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ニ） 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ホ） 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。

（ヘ） 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。

ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。

ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して受電する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

（イ） 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

（ロ） 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ 当社が特別高圧で受電する電気について、使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接

続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　（２）イ（ハ）の場合、使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

（６）　受電地点への供給設備の工事費負担金は、受電地点ごとに、発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし、２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は、次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合、または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は、その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は、発電契約者ごとに算定いたします。この場合、発電契約者ごとの共用部分の工事費は､原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

（７）　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには、当社は、（１）、（２）または（４）にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、（２）の場合に準じて算定いたします。

66　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を変更される場合等で、これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器、その付属装置および区分装置を取り付けるときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし、低圧で受電する場合で、受電の用に供することを主たる目的とするときには、その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

67　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し、または契約受電電力等を増加される場合で、これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには、当社は、工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金の金額は、工事の内容、接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として、契約者と当社との協議によって定めます。

68　供給地点への供給設備の工事費負担金

（１）　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

（イ）　契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル、地中の場合は150メートルをこえるときには、当社は、その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事

費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,520円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	28,050円00銭

なお、張替えまたは添架を行なう場合は、架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント、地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

（ロ）　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は、次によります。

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合、または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は、（１）イ（イ）の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

ｂ　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合、または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり、かつ、一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。この場合、それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については、共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を、新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

（ハ）　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の（イ）の超過こう長は、次により算定いたします。

ａ　地中供給側接続設備の超過こう長は、地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

ｂ　架空供給側接続設備の超過こう長は、架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし、地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は、次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

（イ）　契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには、当社は、その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合、工事費負担金は、供給地点ごとに算定いたします。

ａ　工 事 費

（ａ）　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	550円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭
	標準電圧100,000ボルトで供給する場合	110円00銭

なお、標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で、支持物に電柱を使用するときには、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

（ｂ） 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	660円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	539円00銭
	標準電圧100,000ボルトで供給する場合	319円00銭

なお、張替えを行なう場合には、その部分の単価は、上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

ｂ 当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500円00銭

（ロ） 契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合で、使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ 19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は、この（１）の工事費負担金の算定上、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ 次の言葉は、Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

（イ） 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は、送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

（ロ） 供給地点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

（ハ） 工事こう長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい、実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお、単位は、１メートルとし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ 低圧で供給する場合、Ⅷ（工事費の負担）の各項において、接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは、次の値が増加する場合といたします。

（イ） 電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

（ロ） 契約電力

（ハ） 契約容量

なお、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定める場合で、需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また、供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場

合は、接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕（２）ニで需要者の発電設備の検査、補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について、19〔接続送電サービス〕（２）イ（イ）に準じて定める場合を含みます。）には、Ⅷ（工事費の負担）の各項において、接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは、需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

（２）　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

（イ）　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額

なお、この場合も、（１）の工事費負担金を申し受けます。

ただし、供給地点が行政庁から認可、認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で、地中供給側接続設備を施設するときは、その工事費の全額からケーブル、変圧器、開閉器等の工事費を差し引いた金額といたします。

（ロ）　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専

用供給設備）（２）によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）（２）ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。

（３）　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで、契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は、61（引込線の接続）、62（計量器等の取付け）、63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

（４）　工事費の算定

（２）および（３）の場合の工事費は、次により算定いたします。

イ　工事費は、契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合

を除き、標準設計工事費とし、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また、算定にあたっては、次のとおりといたします。

（イ） 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

（ロ） 土地費は、工事費に含みません。ただし、架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ハ） 架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

（ニ） 残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。

（ホ） 建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。

（ヘ） 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は、71（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ 契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。

ハ （２）イ（イ）に該当し、かつ、その工事費を（１）イ（イ）に定める超過こう長１メートル当たりの金額または（１）ロ（イ）ａに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められる場合は、イおよびロ

にかかわらず、標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも（１）イ（イ）または（１）ロ（イ）ａにもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して供給する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

（イ）　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

（ロ）　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について、使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお、この場合の工事費は、（１）ロ（イ）ａに準じて算定いたします。

ヘ　（２）ロの場合の工事費は、次のとおりといたします。

（イ）　高圧で供給する場合

（１）イ（イ）に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は、イまたはロにかかわらず、その工事費を（１）イ（イ）にもとづいて算定いたします。この場合、超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

（ロ）　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、

イにかかわらず、（１）ロ（イ）ａおよび（ロ）によって算定いたします。

なお、21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で、供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は、（１）ロ（イ）ａの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ（イ）の場合を除きます。）は、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

（５）　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し、または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で、当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され、かつ、下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で、これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには、当社は、（１）または（２）にかかわらず、その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお、この場合の工事費負担金は、（２）の場合に準じて算定いたします。

69　工事費負担金の申受けおよび精算

（１）　当社は、工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお、９（検討および契約の申込み）（４）にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は、系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

（２）　工事費負担金は、次の場合には、工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

（イ） 設計変更等により、架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

（ロ） その他特別の事情により、工事費負担金に差異が生じた場合

ロ 65（受電地点への供給設備の工事費負担金）、66（受電用計量器等の工事費負担金）、67（会社間連系設備の工事費負担金）、68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（２）（68〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕（１）の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は、イに準ずるものといたします。）および68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（３）にもとづき算定される場合は、次に該当するとき。

（イ） 低圧または高圧で受電または供給する場合

a 設計変更により、電柱（鉄塔、鉄柱を含みます。）、電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合、または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b 設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c その他特別の事情により、工事費負担金に著しい差異が生じた場合

（ロ） 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

（３） 当社は、工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお、当社が特別高圧で受電または供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で、その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、その差額をお返しいたします。

（４） 当社は、65（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）に定

める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお、当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について、その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で、その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは、原則としてその差額をお返しいたします。

（５） 当社は、契約者または発電契約者の承諾をえて、専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお、その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は、その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と、既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

（６） 低圧または高圧で供給する場合、居住用の分譲地として整備された地域等において、原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で、すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり、かつ、一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには、当社は、施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される68（供給地点への供給設備の工事費負担金）（１）の工事費負担金を当初に申し受けます。

また、工事費負担金契約書（72〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は、共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても、施設された供給設備に応

じたものといたします。

70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

（１）　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後、契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は、当社は、要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお、実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても、測量監督等に費用を要したときは、その実費を契約者から申し受けます。

（２）　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後、発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は、当社は、要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし、発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は、供給設備の工事を行なう前であっても、原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお、電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は、当社は、系統連系保証金をお返しいたします。

また、実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても、測量監督等に費用を要したときは、その実費を発電契約者から申し受けます。

71　臨時工事費

（１）　20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で、これにともない新たに供給設備を施設するときには、当社は、新たに施設する供給設備の工事

費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から、その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を、臨時工事費として、契約者から、原則として工事着手前に申し受けます。

なお、低圧または高圧で供給する場合、撤去後の資材の残存価額は、変圧器、開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント、その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また、特別高圧で供給する場合、原則として、撤去後の資材のうち変圧器、開閉器等の機器については、契約使用期間１月（１月未満は、１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

（２） 臨時工事費を申し受ける場合は、68（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

（３） 低圧または高圧で供給する場合、新たに施設する供給設備のうち、当社が将来の需要等を考慮して常置し、かつ、無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

（４） 臨時工事費の精算は、69（工事費負担金の申受けおよび精算）（２）ロの場合に準ずるものといたします。

72 工事費等に関する契約書の作成

当社は、契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は、工事費等に関する必要な事項について、原則として工事着手前に、契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

73　保安の責任

当社は、受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について、保安の責任を負います。

74　保安等に対する発電者および需要者の協力

（１）　次の場合には、発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には、当社は、ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が、引込線、計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり、または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が、発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり、または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり、それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

（２）　発電者または需要者が、当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で、当社が保安上必要と認めるときは、その期間について、当社は、（１）に準じて、適当な処置をいたします。

（３）　発電者または需要者が、当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置、変更または修繕工事をされる場合および物件の設置、変更または修繕工事をされた後、その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には、その内容を当社に通知していただきます。この場合において、保安上とくに必要があるときには、当社は、発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

（４）　当社は、必要に応じて、託送供給または発電量調整供給の開始に先だち、接続供給電力または発電量調整受電電力を遮断する開閉器の操作方法等につ

いて、発電者および需要者と協議を行ないます。

75 調　　査

（1） 当社は、法令で定めるところにより、需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお、需要者のお求めに応じ、係員は、所定の証明書を提示いたします。

（2） 調査は、次の事項について行ないます。ただし、必要がないと認められる場合には、その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点検

（3） 当社は、（1）の調査の結果、技術基準に適合していると認めるときはその旨を、適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を、需要者にお知らせいたします。

なお、調査結果の通知は、調査年月日、係員、調査についての照会先等を記載した文書等により、原則として調査時に行ないます。

76 調査等の委託

（1） 当社は、75（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

（2） 当社は、（1）によって委託した場合には、委託先の名称、所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により、需要者にお知らせいたします。

77 調査に対する需要者の協力

（1） 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には、その工事が完成したとき、すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきま

す。

（２） 当社は、75（調査）（１）により調査を行なうにあたり、必要があるときは、需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

78 検査または工事の受託

（１） 低圧で供給する場合、契約者または需要者は、保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

（２） （１）の申込みを受けた場合には、当社は、すみやかに検査を行ないます。この場合には、当社は、検査料として実費を申し受けます。ただし、軽易なものについては、無料とすることがあります。

（３） 低圧で供給する場合、契約者または需要者は、保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

（４） （３）の申込みを受けた場合には、当社は、できる限りこれを受託いたします。受託したときには、当社は、実費を申し受けます。ただし、電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては、材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

79 自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については、この約款のうち次のものは、適用いたしません。

（１） 75（調査）

（２） 76（調査等の委託）

（３） 77（調査に対する需要者の協力）

（４） 78（検査または工事の受託）

附　　則

1　この約款の実施期日

この約款は、2023年12月27日から実施いたします。

2　受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電圧および供給電圧については、当社の供給設備の都合でやむをえない場合には、当分の間、本則の規定にかかわらず標準電圧3,000ボルトまたは標準電圧30,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において、料金その他の供給条件は、次によります。

（１）　標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なう場合には、標準電圧6,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

（２）　標準電圧30,000ボルトで託送供給等を行なう場合には、標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

（１）に定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者から申出がある場合は、料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

（１）　適用範囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が、当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、物理的に区分する等、何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており、（イ）およ

び（ロ）を明確に区分して定めることが可能であること。ただし、技術上、経済上、やむをえない場合等特別の事情がある場合は、（イ）および（ロ）をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

（イ） 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

（ロ） 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ イおよびロにおける揚水発電設備等については、あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

（２） 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は、供給地点ごとに、あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め、19（接続送電サービス）（３）イ（ロ）ｃ、（ハ）ｃ、（ニ）ｃ、（ホ）ｃ、（ヘ）ｃ、（ト）ｃ、ロ（イ）ｃ、（ロ）ｃ、（ハ）ｃ、ハ（イ）ｃ、（ロ）ｃもしくは（ハ）ｃ、または、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ロ）ｃ、（ニ）ｃ、ロ（ハ）もしくはハ（ハ）の適用にあたっては、接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上、イ（イ）または（ロ）により、接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約容量または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお、高圧または特別高圧で供給する場合で、１年を通じて最大需要電力

等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は、19（接続送電サービス）（４）ロにかかわらず、ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

（イ）　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は、次のとおりといたします。ただし、接続供給課金対象電力の算定上、１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力

＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等

（ロ）　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は、次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量

＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は、需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ の 他

（イ）　19（接続送電サービス）（３）イ（イ）ａに該当する場合は、19（接続送電サービス）（３）イ（ロ）ａ、（ハ）ａまたは（ニ）ａにかかわらず、電灯標準接続送電サービス、電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

（ロ）　20（臨時接続送電サービス）（３）イ（イ）ａに該当する場合は、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ロ）ａにかかわらず、電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

（ハ）　20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ハ）ａに該当する場合は、20（臨時接続送電サービス）（３）イ（ニ）ａにかかわらず、動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

（３）　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、接続対象計画電力量、接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）(12)、(20) および (21) にかかわらず、次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設

備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なうときは、契約者は、別途、当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で、電気の使用に係る調

整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は、30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

（４） 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については、62（計量器等の取付け）によるものといたします。また、これに加え、（１）イの接続供給に係る電気と、それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを、（１）ロによって区分する場合には、区分するために必要な計量器およびその付属装置は、原則として、当社の所有とし、当社の負担で取り付けます。

（５） 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は、29（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず、供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された接続供給電力量および最大需要電力等を、供給電圧と同位にするために、あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

（１） 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場

合は、原則として、契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

（２）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち、契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は、受電地点特定番号を明らかにして、申込書（当社所定の様式によります。）により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。

（３）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され、または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは、当社は、50（契約の変更）（３）に準じて契約を変更していただくことがあります。

（４）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは、契約者は、当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について、特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

（５）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループに

おける特定契約が2016年４月１日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）（２）イは、適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は、18（料金）（２）にかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

この場合、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）およびロ（ロ）にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）に準じて算定したものの合計とし、

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ロ）に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。

なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。ただし、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合でノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合、25（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ25（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）と

いたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

（イ）　28（料金の算定期間）

（ロ）　32（料金の算定）

（ハ）　33（支払義務の発生および支払期日）

（ニ）　34（料金その他の支払方法）

（ホ）　35（保証金）

（ヘ）　47（違約金）

（ト）　54（解約等）

ト　当社は、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なった

ときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また、この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

（６）　（１）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（（５）において、契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は、18（料金）（２）にかかわらず、18（料金）（２）に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

（イ）　28（料金の算定期間）

（ロ） 32（料金の算定）

（ハ） 33（支払義務の発生および支払期日）

（ニ） 34（料金その他の支払方法）

（7） （1）により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において、イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また、特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で、契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は、当分の間、必要となるその他の供給条件は、ロからホのとおりといたします。

イ 適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

（イ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で、特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

（ロ） 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で、契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ 供給および契約の単位

当社は、15（供給および契約の単位）（1）にかかわらず、1発電場所につき、1電気方式、1引込、2計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合、当該発電場所に係る発電バランシンググループは、計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ 計　　量

当社は、29（計量）（1）にかかわらず、発電量調整受電電力量は、受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分する

ために取り付けた記録型計量器により、受電電圧と同位の電圧で、30分単位で計量いたします。また、受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより、30分ごとに、発電バランシンググループごとに、電力量を仕訳いたします。この場合、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　37（託送供給等の実施）（３）へは、適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は、当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお、必要に応じて契約者、発電契約者および発電者に協力していただきます。

（８）　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合、当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は、次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に、当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい、特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は、当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は、イの電力量の仕訳に係る順位を、37（託送供給等の実施）（３）へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は、算定後すみやかに契約者から当社に通知してい

ただきます。この場合、当社は、必要に応じて、バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は、当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき、本則に準じて算定いたします。

（９）　その他の事項については、発電契約者の場合に準ずるものといたします。

５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

（１）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、23（接続対象計画差対応電力）（２）イ（ハ）、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、25（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	41円25銭

ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。

（２）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）、23（接

続対象計画差対応電力）（２）ロ（ハ）または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）にかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	19円27銭

６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、29（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等は、計量された発電量調整受電電力量、接続供給電力量および最大需要電力等を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

（１）　低圧で供給する場合で、30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については、次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は、移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし、移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は、移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ、19（接続送電サービス）（２）イ（ロ）、（ハ）または20（臨時接続

送電サービス）（２）イによって、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約容量を定める場合で、移行期間において、接続送電サービスの種別、臨時接続送電サービスの種別、接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力、臨時接続送電サービス契約容量等を変更したことにより、料金に変更があったときは、移行期間における接続供給電力量を、料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力、接続送電サービス契約容量、臨時接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約容量を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合、移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を、イに準じて、30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）（２）イ（イ）によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は、当分の間、19（接続送電サービス）（２）イ（イ）にかかわらず、供給地点ごとに、負荷設備の容量等を基準として、契約者と当社との協議によって定めることがあります。

（２）　発電量調整供給の場合で、当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は、当分の間、発電契約者と当社との協議によって定めます。

８　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

（１）　１発電場所において、調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で、当該複数の調整電源のうち、一部の調整電源の故障等が発生したときは、30（電力および電力量の算定）（18）イおよび（19）イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算

定上、30（電力および電力量の算定）（２）イにかかわらず、発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を、当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

（２） １発電場所において、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は、調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また、当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は、発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合、30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上、協議により定めた値を、当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で、38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し、または中止したことにより、発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは、48（損害賠償の免責）（１）にかかわらず、発電契約者の求めに応じ、当社は、当該損害について、再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として、補償するものといたします。

なお、当社は、同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について、賠償の責めを負いません。

10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

（１） 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給に

あてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

イ　適用範囲

契約者が次の時間帯に、19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

（イ）　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間

（ロ）　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

（イ）　契約者は、この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称､需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして、当社所定の様式により、申込みをしていただきます。

（ロ）　原則として、当社が指定する期限までに、使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は、19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。

なお、19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上、この特別措置により電気を使用さ

れたその１月の最大需要電力等は、その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は、19(接続送電サービス）（３）ロ（イ）ｃ（ａ)、(ロ）ｃ（ａ)、ハ（イ）ｃ（ａ）または（ロ）ｃ（ａ）における需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし、その１月にこの特別措置により電気を使用し、かつ、需要者の発電設備の検査、補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は、19（接続送電サービス）（３）ロ（イ）ｃ（ａ)、(ロ）ｃ（ａ)、ハ（イ）ｃ（ａ）または（ロ）ｃ（ａ）に準じて算定いたします。

ホ　そ の 他

（イ）　当社は、契約者との間で、この特別措置の適用に必要となる事項について、別途覚書を締結することがあります。

（ロ）　当社は、電気の需給状況その他によってやむをえない場合には、この特別措置の適用をしないことがあります。

（２）　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）（４）の適用を受ける供給地点において、需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない、１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間、軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で、契約者と当社と

の協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）（４）にかかわらず、19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から（イ）によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

（イ）　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は、（ロ）のピークシフト電力といたします。

（ロ）　ピークシフト電力

ピークシフト電力は、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

（ハ）　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが19（接続送電サービス）（４）の取扱い適用後１年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕（４）によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

（ニ）　この特別措置の適用にともない、19（接続送電サービス）（４）ハに

該当する場合であっても、19（接続送電サービス）（４）ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で、需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果、１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し、かつ、契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け、契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は、当分の間、19（接続送電サービス）（３）によって算定された金額から（イ）によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

（イ）　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は、19（接続送電サービス）（４）イに準じて算定された金額といたします。この場合、19（接続送電サービス）（４）イにいうロのピークシフト電力は、（ロ）のピークシフト電力といたします。

（ロ）　ピークシフト電力

ピークシフト電力は、需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

（ハ）　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については、本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお、それが本取扱い適用後１年に満たない場合は、既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け、かつ、イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は、附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）（２）ロもしくはイ（ロ）またはロ（ロ）にかかわらず、その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として、負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）、揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき、あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお、各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から、ピークシフト電力が不適当と認められる場合には、すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

11　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について、電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は、受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし、９（検討および契約の申込み）（１）にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合、検討料については、選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）（２）への場合で、連系に係る受電側接続検討申込

書類を当社が2023年１月31日までに受領し、当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、25（給電指令時補給電力）（２）ニ、30（電力および電力量の算定）（18）ロおよび（19）ロにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

13　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者、発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい、電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で、当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力、接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について、当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し、かつ、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ、発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。

（１）　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で、１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは、次のとおりと

していただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず、自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き、１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし、１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合、当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし、この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を、代表契約者としてあらかじめ選任していただき、かつ、契約者が行なう、当社との手続きおよび協議、この約款に定める金銭債務の支払い等は、代表契約者を通じて行なっていただきます。また、当社は、契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし、当社は、必要に応じて、代表契約者以外の契約者と、協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は、配電事業者と締結する接続供給契約においても、イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし、イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し、イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

（２）　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で、需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは、８（契約の要件）（３）イにかかわらず、次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して、次の（イ）および（ロ）の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し、当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができ

ること。

（イ） 需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

（ロ） 需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し、実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し、実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう、当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

（３） 供給および契約の単位

イ　接続供給の場合、契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合、発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について、この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について、この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお、需要抑制契約者は、需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で、かつ、需

要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14) イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合、当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

（4） 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ） 適　　用

発電バランシンググループにおいて、38（給電指令の実施等）（5）または（6）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（ロ） 発電量調整受電計画差対応電力

ａ　発電量調整受電計画差対応補給電力

（ａ） 適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ｂ） 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に（ｃ）の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ｂ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

（ａ）　適用範囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ｂ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に（ｃ）の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて､接続対象計画差対応電力の算定上、23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ）　適　　用

38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

（ロ）　接続対象計画差対応電力

ａ　接続対象計画差対応補給電力

（ａ）　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ｂ）　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に（ｃ）の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ｂ　接続対象計画差対応余剰電力

（ａ）　適用範囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の（５）ニの接続対象計画電力

量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ｂ） 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に（ｃ）の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ） 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ） 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

（ロ） 需要抑制量調整受電計画差対応電力

ａ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

（ａ） 適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

（ｂ） 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に（ｃ）の需要抑制量調整受

電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ｂ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

（ａ）　適用範囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。

（ｂ）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に（ｃ）の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ｃ）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、25（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

（イ）　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

（ロ）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適用範囲

38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は、ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。

（５）　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は、30（電力および電力量の算定）（３）にかかわらず、ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は、30（電力および電力量の算定）（４）ロ

にかかわらず、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（１）のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は、30（電力および電力量の算定）（11）にかかわらず、ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は、30（電力および電力量の算定）（12）にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で、契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（２）のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は、30（電力および電力量の算定）（15）

にかかわらず、への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし、30分ごとに算定いたします。

へ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は、30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず、当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は、別表８（発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）（３）のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは、30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず、需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で、需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕（１）イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また、配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は、１接続送電サービス等ごとといたします。）に、需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず、次の（イ）、（ロ）および（ハ）によって算定

された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。

（イ） 30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ロ） 次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a 当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b 38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c 38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

（ハ）　次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。

ａ　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量

（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｃ 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、

次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｄ 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場

合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

ｅ 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合

（ａ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を

下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

（ｂ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が､38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

（ｃ） 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）（19）ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定め

る受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし､その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接

続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）（21）にかかわらず、30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、接続対象計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）（８）にかかわらず、当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を、当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし、接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の

算定）（22）にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）（14）イまたはロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインを上回るとき、またはベースラインを下回り、かつ、ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）（14）ロを適用し、かつ、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は、次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ベースライン

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の

算定）（23）にかかわらず、30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に、需要抑制バランシンググループごとに、30分ごとに、次の式により算定された値の合計といたします。ただし、需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は、30（電力および電力量の算定）（14）ロにかかわらず、当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が、ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは、当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

（６） 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合、契約者は、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に、配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合、発電契約者は、別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合、需要抑制契約者は、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に、配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量

調整受電電力量を含めていただきます。

（7） 解 約 等

当社は、契約者、発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し、当社が契約者、発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で、39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態、発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには、54（解約等）（１）ハ（イ）、（ロ）、（ハ）または（ニ）にかかわらず、接続供給契約、振替供給契約、発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は、８（契約の要件）（１）を、発電量調整供給の場合は、８（契約の要件）（２）を、需要抑制量調整供給の場合は、８（契約の要件）（３）ロ、ハ、ニもしくはホまたは（２）を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で、頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で、頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で、頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

（8） 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（１）にかかわらず、原則として、

当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で、配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し、特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合、契約者が締結する特定契約に係る発電設備、特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は、同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され、かつ、バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

（イ）　発電量調整供給に係る料金は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ロにかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、（ロ）により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

（ロ）　インバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ホにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配

電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

（ハ）　当社は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）トにかかわらず、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社、配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

　また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

　なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

（ニ）　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、（ハ）にかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する

発電バランシンググループ（ロにおいて、契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（６）ロにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

（９）発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、（４）イ（ロ）ａ（ｃ）、（４）ロ（ロ）ａ（ｃ）、（４）ハ（ロ）ａ（ｃ）または（４）ニ（イ）ｄもしくは（４）ニ（ロ）ｄにかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	41円25銭

ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、（４）イ（ロ）ｂ（ｃ）、（４）ロ（ロ）ｂ（ｃ）または（４）ハ（ロ）ａ（ｃ）にかかわらず、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	19円27銭

(10)　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）（２）への場合で、みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、（４）ニ（ロ）ｄ、（５）チおよび（５）リにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

(11)　その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

14　近接性評価割引額の算定についての特別措置

（１）　契約者が、配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）の近接性評価割引額の算定上、次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ロとし、当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が、配電事業者の約款に定める発電契約者（附則13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別

表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２(近接性評価地域および近接性評価割引額の算定)(２)ロ（イ）ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は、配電事業者の約款に定めるところによります。

（２） 契約者が、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定)（２）ロ（ロ）および（ハ）の接続対象計画電力量は、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ニとし、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（ハ）の接続対象電力量には、配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

15　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

（１） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

（２） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給

電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

（３） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は、原則として、負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。ただし、これによりがたい場合は、主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

（１）　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
鳥取県	米子市、境港市、西伯郡日吉津村
島根県	出雲市
岡山県	岡山市、玉野市、笠岡市、総社市、瀬戸内市、浅口市、都窪郡早島町、浅口郡里庄町、勝田郡勝央町
広島県	広島市、呉市、三原市、尾道市、福山市、東広島市、安芸郡府中町、安芸郡海田町、安芸郡熊野町、安芸郡坂町、豊田郡大崎上島町
山口県	防府市、下松市、光市、周南市、熊毛郡平生町
香川県	香川郡直島町

なお、2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については、当分の間、近接性評価地域に含めるものといたします。

県	市町村
岡山県	倉敷市、津山市、井原市、高梁市、新見市、備前市、赤磐市、真庭市、美作市、和気郡和気町、小田郡矢掛町、真庭郡新庄村、苫田郡鏡野町、勝田郡奈義町、英田郡西粟倉村、久米郡久米南町、久米郡美咲町、加賀郡吉備中央町
広島県	竹原市、府中市、三次市、庄原市、安芸高田市、江田島市、山県郡安芸太田町、山県郡北広島町、世羅郡世羅町、神石郡神石高原町
兵庫県	赤穂市の一部（当社供給区域）
香川県	小豆郡土庄町、小豆郡小豆島町
愛媛県	今治市の一部（当社供給区域）、越智郡上島町

また、近接性評価地域および近接性評価割引単価については、原則として、国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

（２） 近接性評価割引額の算定

イ 近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は、受電電圧に応じて、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	53銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合	48銭
	受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合	24銭

ただし、2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で、旧近接性評価地域に立地し、かつ、受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は、受電電圧が標準電圧

100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

（イ）　近接性評価割引電力量は、次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし、近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は、30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が、当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合、当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上、その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は、次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

（ロ）　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合、その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は、（イ）にかかわらず、次の算式により算定された値といたします。

$$\text{（イ）によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

（ハ） 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は、その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は、（イ）および（ロ）にかかわらず、次の算式により算定された値といたします。

$$\text{（イ）および（ロ）によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ 近接性評価割引額

近接性評価割引額は、近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

３ 契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）（２）イ（ロ）もしくは（ハ）または20（臨時接続送電サービス）（２）イ（イ）ｂもしくは（ロ）ｂの場合の契約電力または契約容量は、次により算定いたします。ただし、契約電力を算定する場合は、力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

（１） 供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1{,}000}$$

なお、交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は、200ボルトといたします。

（２） 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1{,}000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

（1）　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は、次のイ、ロ、ハおよびニによります。

イ　けい光灯

	換　　算　　容　　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
高力率型	管灯の定格消費電力(ワット) ×150パーセント	管灯の定格消費電力(ワット) ×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ワット) ×200パーセント	

ロ　ネオン管灯

2次電圧(ボルト)	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換算容量	
	入力(ボルトアンペア)	入力(ワット)
999以下	40	40
1,149 〃	60	60
1,556 〃	70	70
1,759 〃	80	80
2,368 〃	100	100

ニ　水銀灯

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60 〃	80	170	70
80 〃	100	190	90
100 〃	150	200	130
125 〃	160	290	145
200 〃	250	400	230
250 〃	300	500	270
300 〃	350	550	325
400 〃	500	750	435
700 〃	800	1,200	735
1,000 〃	1,200	1,750	1,005

（２） 誘導電動機

イ　単相誘導電動機

（イ） 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は、換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

（ロ） 出力がワット表示のものは、次のとおりといたします。

出　　力（ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ワット）×133.0パーセント
45　〃	－	180	
65　〃	－	230	
100　〃	250	350	
200　〃	400	550	
400　〃	600	850	
550　〃	900	1,200	
750　〃	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

換 算 容 量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　× 93.3パーセント 出力（キロワット）　×125.0パーセント

（３） レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は、次によります。

なお、レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は、いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 （携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧 （キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流） （ミリアンペア）	換算容量（入力） （キロボルトアンペア）
治療用装置			定格1次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過30ミリアンペア以下	1.5
		30　〃　50　〃	2
		50　〃　100　〃	3
		100　〃　200　〃	4
		200　〃　300　〃	5
		300　〃　500　〃	7.5
		500　〃　1,000　〃	10
	95キロボルトピーク超過100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過300ミリアンペア以下	6
		300　〃　500　〃	8
		500　〃　1,000　〃	13.5
	100キロボルトピーク超過125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	9.5
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	16
	125キロボルトピーク超過150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	11
		500ミリアンペア超過1,000ミリアンペア以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置		コンデンサ容量0.75マイクロファラッド以下	1
		0.75マイクロファラッド超過1.5マイクロファラッド以下	2
		1.5　〃　3　〃	3

（４）　電気溶接機

電気溶接機の換算容量は、次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \text{最大定格１次入力（キロボルトアンペア）} \times 70\text{パーセント}$$

ロ　イ以外の場合

$$\text{入力（キロワット）} = \text{実測した１次入力（キロボルトアンペア）} \times 70\text{パーセント}$$

（５） そ の 他

イ　（１）、（２）、（３）および（４）によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は、実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし、特別の事情がある場合は、定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし、かつ、動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は、動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については、契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　離島ユニバーサルサービス調整

（１） 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は、貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島平均燃料価格は、100円単位とし、100円未満の端数は、10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ

Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格

Ｂ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均液化天然ガス価格

Ｃ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格

α＝1.0000

β＝0.0000

$\gamma = 0.0000$

なお、各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格、１トン当たりの平均液化天然ガス価格および１トン当たりの平均石炭価格の単位は、１円とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は、79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は、119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は、次の算式によって算定された値といたします。

なお、離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は、１銭とし、その端数は、小数点以下第１位で四捨五入いたします。

（イ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{（２）の離島基準単価}}{1{,}000}$$

（ロ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り、かつ、離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{（２）の離島基準単価}}{1{,}000}$$

（ハ）　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は、離島調整上限燃料価格といたします。

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{（２）の離島基準単価}}{1{,}000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は、その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

（イ）　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（ロ）、（ハ）および（ニ）の場合を除き、次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間

毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は、翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

（ロ）　記録型計量器により計量する場合で、当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは、（ニ）の場合を除き、その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう検針日は、計量日といたします。

（ハ）　定額接続送電サービスの場合は、各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう検針日は、その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし、電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け、料金の算定期

間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間、または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は、（イ）にいう検針日は、応当日といたします。

（ニ） 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については、各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は、（イ）に準ずるものといたします。この場合、（イ）にいう各月の検針日は、その月の翌月の初日といたします。

ヘ 離島ユニバーサルサービス調整額

（イ） 定額制供給の場合

ａ 電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

ｂ 電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は、ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

（ロ） 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は、その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

（２） 離島基準単価

離島基準単価は、離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

イ 定額制供給の場合

（イ） 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は、各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといた

します。

電灯	10ワットまでの１灯につき	４厘
	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	９厘
	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	１銭８厘
	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	２銭５厘
	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	４銭３厘
	100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	２銭１厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの１機器につき	１銭３厘
	50ボルトアンペアをこえ 100ボルトアンペアまでの１機器につき	２銭５厘
	100ボルトアンペアをこえる１機器につき 50ボルトアンペアまでごとに	１銭３厘

（ロ）　電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、契約負荷設備の総容量（入力）によって、１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	０厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	１厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	１厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	７厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	７厘

（ハ） 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は、次のとおりといたします。ただし、臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は、臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット １日につき	８厘

ロ 従量制供給の場合

離島基準単価は、次のとおりといたします。

１キロワット時につき	１厘

（３） 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は、（１）イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格、１トン当たりの平均液化天然ガス価格、１トン当たりの平均石炭価格および（１）ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

６　平均力率の算定

（１）　平均力率は、無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は、小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて、次のとおりといたします。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
0.0000から	0.1004まで	100	0.7631から	0.7892まで	79
0.1005	0.1752	99	0.7893	0.8154	78
0.1753	0.2279	98	0.8155	0.8419	77
0.2280	0.2718	97	0.8420	0.8685	76
0.2719	0.3106	96	0.8686	0.8954	75
0.3107	0.3461	95	0.8955	0.9225	74
0.3462	0.3793	94	0.9226	0.9500	73
0.3794	0.4108	93	0.9501	0.9778	72
0.4109	0.4409	92	0.9779	1.0060	71
0.4410	0.4701	91	1.0061	1.0345	70
0.4702	0.4984	90	1.0346	1.0636	69
0.4985	0.5261	89	1.0637	1.0931	68
0.5262	0.5533	88	1.0932	1.1231	67
0.5534	0.5801	87	1.1232	1.1536	66
0.5802	0.6066	86	1.1537	1.1848	65
0.6067	0.6329	85	1.1849	1.2166	64
0.6330	0.6590	84	1.2167	1.2490	63
0.6591	0.6850	83	1.2491	1.2822	62
0.6851	0.7110	82	1.2823	1.3161	61
0.7111	0.7370	81	1.3162	1.3508	60
0.7371	0.7630	80	1.3509	1.3864	59

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
1.3865から	1.4229まで	58	2.7207から	2.8126まで	34
1.4230	1.4603	57	2.8127	2.9099	33
1.4604	1.4988	56	2.9100	3.0130	32
1.4989	1.5384	55	3.0131	3.1225	31
1.5385	1.5792	54	3.1226	3.2390	30
1.5793	1.6211	53	3.2391	3.3633	29
1.6212	1.6644	52	3.3634	3.4962	28
1.6645	1.7091	51	3.4963	3.6389	27
1.7092	1.7554	50	3.6390	3.7919	26
1.7555	1.8031	49	3.7920	3.9572	25
1.8032	1.8526	48	3.9573	4.1362	24
1.8527	1.9039	47	4.1363	4.3305	23
1.9040	1.9571	46	4.3306	4.5424	22
1.9572	2.0124	45	4.5425	4.7744	21
2.0125	2.0700	44	4.7745	5.0298	20
2.0701	2.1299	43	5.0299	5.3121	19
2.1300	2.1923	42	5.3122	5.6261	18
2.1924	2.2576	41	5.6262	5.9775	17
2.2577	2.3258	40	5.9776	6.3736	16
2.3259	2.3972	39	6.3737	6.8237	15
2.3973	2.4721	38	6.8238	7.3396	14
2.4722	2.5507	37	7.3397	7.9373	13
2.5508	2.6334	36	7.9374	8.6380	12
2.6335	2.7206	35	8.6381	9.4712	11

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
9.4713から	10.4787まで	10	22.1998から	28.5539まで	4
10.4788	11.7221	9	28.5540	39.9875	3
11.7222	13.2958	8	39.9876	66.6667	2
13.2959	15.3521	7	66.6668	199.9975	1
15.3522	18.1543	6	199.9976	∞	
18.1544	22.1997	5			

なお、平均力率は、次の算式にもとづき計算しています。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

（２） 有効電力量および無効電力量の計量については、29（計量）に準ずるものといたします。ただし、有効電力量または無効電力量は、29（計量）にかかわらず、当分の間、やむをえない場合には、受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合、有効電力量または無効電力量は、計量された有効電力量または無効電力量を、受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

（1）　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は、次によって算定された値にもとづき、契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合、最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

（イ）　住宅、アパート、寮、病院、学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

（ロ）　（イ）以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

（2）　契約負荷設備の容量を確認できない場合は、（1）ロに準じて算定いたします。

8　発電量調整受電計画電力量、接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

（1）　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は、原則として、別表11（発電計画･調達計画･販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし、発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定

後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち、イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお、当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合、販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

＝みなし発電計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

（２）　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は、原則として、別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし、契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお、当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合、調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

（３）　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は、原則として、別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし、需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には、当該計画は次に定める値とみなします。

（イ）　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において、電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は、通知を受けた変更後の値といたします。また、約定がない場合は零とみなします。）

（ロ）　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち、（イ）以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画

とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、次の（イ）または（ロ）に該当する場合は、次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合、みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）（14）イ（ロ）および（ハ）の需要抑制量調整受電計画電力量は、当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお、需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は、30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

＝みなし需要抑制計画の値

$$\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

（イ）　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

（ロ）　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は、原則として次によります。

（１）　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし､32（料金の算定）（１）イ、ロ、ハまたはニの場合は、接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し、協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	50ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は、計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月間使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月間使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし、閏年となる場合における３月の月別使用時間は、上表にかかわらず、415時間といたします。

（２）　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし、協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は、料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

（イ）　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

（ロ）　前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で、取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお、この場合の計量器の取付けは、62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{100\text{パーセント}+(\pm\text{誤差率})}$$

なお、公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は、次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

（イ）　契約者の申出により測定したときは、申出の日の属する月

（ロ）　当社が発見して測定したときは、発見の日の属する月

（3）　（1）または（2）によって接続供給電力量を定める場合、協定期間の30分ごとの接続供給電力量は、協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし、（2）によって接続供給電力量を定める場合で、協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは、協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

（4）　発電量調整受電電力量の協定については、（2）および（3）に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎　　年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎　　日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需　要
想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者、契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）週間計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎　　年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎　　日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時、作業の終了日時、停止内容、その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="3">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は、当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は、発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）計画外作業および計画作業の変更分については、発生の都度、すみやかに提出していただきます。
（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）週間計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度、
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月、
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週、
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎　　年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎　　日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者、発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは、当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは、４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は、より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において、連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には、当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は、次のとおりといたします。

（１）　照明用電気機器

イ　けい光灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は、次によります。

使用電圧 （ボルト）	管灯の定格消費電力 （ワット）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯（１次電圧100ボルトの場合といたします。）

変圧器２次電圧 （ボルト）	変圧器容量 （ボルトアンペア）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）
3,000	80	20
6,000	100	30
9,000	200	50
12,000	300	50
15,000	350	75

ハ　水 銀 灯

出力（ワット）	コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100 〃	50	9
250 〃	75	15
300 〃	100	20
400 〃	150	30
700 〃	250	50
1,000 〃	300	75

（２） 誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

（イ） 単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	使用電圧100ボルト	40	50	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

（ロ） ３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

ａ．トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	２極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	４極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	６極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

ｂ．その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は、各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

（３）　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力 (キロボルトアンペア)	3 以上	5 以上	7.5 以上	10 以上	15 以上	20 以上	25 以上	30 以上	35 以上	40 以上	45以上 50未満
コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

（４）　そ の 他

（１）、（２）および（３）によることが不適当と認められる電気機器については、機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14　標 準 設 計

（１）　低圧または高圧電線路

イ　一般基準

（イ）　電圧降下の許容限度

電線路における電圧降下の許容限度は、次のとおりといたします。この場合の電線路とは、受電地点から受電地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口または受電用変圧器の引出側端子までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

なお、既設の電線路を利用する場合、または他者と同時に供給設備を

施設する場合は、他者の電圧降下および電圧変動を考慮して施設いたします。また、下表に定めのない電圧で受電または供給する場合は、下表に準ずるものといたします。

公称電圧（ボルト）	高圧	低圧	
	6,600	100	200
電圧降下の許容限度（ボルト）	600	6	20

（ロ） 経 過 地

電線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

（ハ） 電線路の種類

電線路は、架空電線路を標準といたします。ただし、架空電線路とすることが法令上不可能な場合、または技術上、経済上もしくは地域的な事情により著しく困難な場合は、他の方法によります。

ロ 架空電線路

（イ） 電線路の施設

a 電線路は、単独の電線路の新設、他の架空電線路との併架、電線の張替え、負荷の分割のうち、電線路の保守または保安に支障をきたさない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b 電線路を単独に新設する場合は、原則として１回線といたします。

（ロ） 支持物の種類

a 支持物には、鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

なお、鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱の使用区分については、法令および周囲の状況を考慮して、技術上、経済上適当なものを選定いたします。

b　鉄筋コンクリート柱または複合鉄筋コンクリート柱を使用することが技術上、経済上適当でない場合は、他の支持物を使用いたします。

（ハ）　標準径間

標準径間は、次のとおりといたします。

施設場所	標準径間（メートル）
市　街　地	40
そ　の　他	50

（ニ）　支持物の長さ

支持物には、装柱、取付機器、地上高および他の工作物との離隔等を考慮して、必要な長さのものを使用いたします。

（ホ）　が い し

がいしには、次のものを使用いたします。

使用箇所／電圧	通り箇所	引留箇所
高　　圧	高圧ピンがいし	高圧耐張がいし
低　　圧	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
低圧引込み	低圧引留がいし 引込用バインドレスがいし	

（ヘ）　装　　柱

支持物の装柱は、水平式または垂直式のうち、いずれか技術上、経済上適当なものといたします。ただし、付近の樹木や建物等の状況によっては、他の装柱とすることがあります。

（ト）　付属材料の種類

a　電線の支持には、垂直配列用の腕金等、装柱に応じた支持金物を使

用いたします。

b　支持物には、必要に応じて支線、支線柱または支柱を取り付けます。

c　変圧器の１次側に使用する開閉器には、高圧カットアウトを使用いたします。

（チ）　電線の種類、太さおよび許容電流

a　電線および引込線には、絶縁電線を使用いたします。ただし、低圧電線には、多心型電線を使用することがあります。

b　電線の太さは、常時許容電流、短時間許容電流、短絡時許容電流、電圧降下および機械的強度を考慮して、次の中から選定いたします。ただし、技術上、経済上適当でない場合は、架空ケーブル等、他の適当な電線を使用することがあります。

（単位：アンペア）

種類および太さ			低圧絶縁電線			多心型電線		高圧絶縁電線	
			引込用ビニル絶縁電線		屋外用ビニル絶縁電線	屋外用アルミ導体多心ポリエチレン電線		ポリエチレン電線	架橋ポリエチレン電線
			２コより	３コより		３心	４心		
硬銅線	単線	2.6ミリメートル	38(平形)	34	－	－	－	－	－
		3.2　〃	50(平形)	44	－	－	－	－	－
	より線	14平方ミリメートル	70	62	－	－	－	－	－
		22　〃	92	80	－	－	－	－	－
		38　〃	130	113	－	－	－	－	－
		60　〃	174	152	－	－	－	－	－
アルミより線	鋼心	25　〃	－	－	64	－	－	95	125
		58　〃	－	－	99	－	－	160	205
	硬＋鋼心	55　〃	－	－	－	140	115	－	－
	硬	200　〃	－	－	－	－	－	350	455

c　高圧引下線には、高圧引下用絶縁電線を使用いたします。

（リ）　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は、次の中から、負荷の実情を考慮して、当社が通常使用しているものを選定いたします。

なお、３相電力負荷に対しては、単相変圧器２台をＶ結線で使用することを標準といたします。

容量（キロボルトアンペア）
５、10、20、30、50、100

（ヌ）　開閉器の施設

高圧電線路には、保守上必要な箇所に区分開閉器を設置いたします。

（ル）　特殊地域の施設

a　塩じん害発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その規模に応じて耐塩じんがいし類、その他の耐塩じん構造の機材を使用した耐塩設備を施設いたします。

b　雷雨発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて避雷器等の耐雷設備を施設いたします。

c　雪害発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて耐雪設備を施設いたします。

d　強風発生のおそれが多い地域に施設する電線路には、その程度に応じて耐風設備を施設いたします。

ハ　地中電線路

（イ）　電線路の施設

a　電線路の施設方法は、管路式を標準といたします。ただし、次の場合は、直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

（a）　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内

等に施設する場合

（b） 暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　電線路を新設する場合は、原則として１回線といたします。

（ロ） ケーブルの種類、太さおよび許容電流

a　ケーブルは、架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブルを標準といたします。

b　ケーブルの太さは、常時許容電流、短時間許容電流、短絡時許容電流、電圧降下、施設方法等を考慮して、技術上、経済上適当なものを次の中から選定いたします。

なお、ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

電 圧 別	種　　類	太さ（平方ミリメートル）
高　　圧	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル	22、38、60、100、150、200、250、325、400
低　　圧		14、22、38、60、100、150、250

（ハ） 高圧機器（地上設置)、高圧キャビネットおよび低圧分岐箱の設置

a　高圧機器（地上設置）は、高圧電線路を分岐する場合、または高圧を低圧に変圧する場合に使用いたします。

b　高圧キャビネットは、高圧電線路からπ分岐し、地中引込みまたは引出しを行なう場合に使用いたします。

c　低圧分岐箱は、低圧電線路から地中引込線を分岐する場合に使用いたします。ただし、電線路の施設方法によっては、低圧電線路から低圧分岐箱を使用せずに受電または供給を行なう場合があります。

（２） 特別高圧電線路

イ　一般基準

（イ） 電圧降下の許容限度

電線路における電圧降下の許容限度は、次のとおりといたします。この場合の電線路とは、受電地点から受電地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口までおよび供給地点から供給地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口までといたします。

なお、既設の電線路を利用する場合、または他者と同時に供給設備を施設する場合は、他者の電圧降下および電圧変動を考慮して施設いたします。また、下表に定めのない電圧で受電または供給する場合は、下表に準ずるものといたします。

公称電圧（ボルト）	22,000	66,000	110,000
電圧降下の許容限度（ボルト）	2,000	6,000	10,000

（ロ） 経 過 地

電線路の起点または分岐点の位置および経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

（ハ） 電線路の種類

電線路は、架空電線路を標準といたします。ただし、架空電線路とすることが法令上不可能な場合、または市街地、住宅地等で用地の確保が困難な場合、その他技術上、経済上適当でない場合は、地中電線路といたします。

（ニ） 施設方法

ａ　電線路を単独に新設する場合は、原則として１回線といたします。

ｂ　電源線（火力発電所から１次変電所に至る電線路）および主要幹線からの分岐は、原則として行ないません。また、当社以外の電気事業

者等が所有する設備からの引出しおよび分岐も、原則として行ないません。

c　１回線電線路からの分岐は、原則として１電線路につき１発電者または１需要者といたします。また、多回線電線路からの分岐は、既設電線路の保護方式および保守面を考慮した分岐といたします。

ロ　架空電線路

（イ）　電線路の施設

a　電線路は、単独の電線路の新設、他の架空電線路との併架、電線の張替え等のうち、電線路の保守または保安に支障をきたす場合および用地の確保が困難な場合を除き、最も経済的な方法により施設いたします。

b　他の架空電線路との併架の場合、電線架設順位は、原則として電圧の高いものを上部、電圧の低いものを下部といたします。

（ロ）　電線の種類、太さおよび許容電流

a　電線の種類は、アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を標準といたします。ただし、機械的強度上とくに必要のある場合、腐食のおそれがある場合等特別の場合は、他の電線を使用することがあります。

b　22,000ボルト架空電線路において鉄塔以外の支持物を使用する場合の電線の種類は､原則として架橋ポリエチレン電線を標準といたします。

c　電線の太さは、次に示すものを標準とし、許容電流、瞬時許容電流等を考慮して必要最小限のものを使用いたします。ただし、他の電線路に併架する場合で、弛度の関係からやむをえないときは、他の電線と同じ太さのものを使用することがあります。

アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/AC）		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC）		架橋ポリエチレン電線（OC）	
公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）	公称断面積（平方ミリメートル）	許容電流（アンペア）
160	467	160	725	ACSR120	305
240	608	240	954	HAℓ200	455
330	729	330	1,153		
410	846	410	1,349		
610	1,059	610	1,706		
330×2	1,458	330×2	2,306		
410×2	1,692	410×2	2,698		

d　電線の許容電流は、電気学会技術報告第660号で推奨されている算定方法等に施設条件を考慮して算出いたします。

（ハ）　支持物の種類

a　支持物の種類は、原則として鉄塔を標準といたします。ただし、22,000ボルト架空電線路を施設する場合は、鉄筋コンクリート柱を使用することがあります。

b　施設場所の状況および関連施設との協調上、上記以外の適当な支持物を使用することがあります。

c　鉄塔および鉄柱の基礎は、コンクリート基礎を標準といたします。

（ニ）　標準径間

標準径間は、次のとおりといたします。

支持物の種類	標準径間（メートル）
鉄　塔	150～350
その他	50～150

（ホ） が い し

a　がいしは、250ミリメートル懸垂がいしを標準といたしますが、長幹がいし、ＬＰがいし、耐塩用がいしを使用することもあります。

b　250ミリメートル懸垂がいしの連結個数は、次のとおりといたします。長幹がいし、ＬＰがいしおよび耐塩用がいしを使用するときは、これに準じて施設いたします。ただし、他の電線路に併架する場合および分岐する場合は、既設の電線路の絶縁設計条件により、がいしの連結個数を増やすことがあります。

汚損区分		A	B	C	D	E
想定最大等価塩分付着密度 ミリグラム／平方センチメートル (250ミリメートル懸垂がいし)		0.063	0.125	0.250	0.500	海岸のごく近傍（海水のしぶきが直接かかる場合）
海岸からの概略の距離	台風に対し	50キロメートル以上（一般地域）	10～50キロメートル	3～10キロメートル	0～3キロメートル	海岸の地形構造により 0～500メートル
	季節風に対し	10キロメートル以上（一般地域）	3～10キロメートル	1～3キロメートル	0～1キロメートル	同上 0～300メートル
発煙源からの距離	工場地域に対し		工場地域周辺の比較的軽度の塩じん害地域	工場地域の中心部		
がいし連結個数	22,000ボルト	2～3	2～3	2～3	2～3	3～4
	66,000ボルト	5	5	6	6	7
	110,000ボルト	9	9	9	10	11

（ヘ） 装柱その他

a　支持物の装柱は、電圧、電線の種類および太さならびに地形的条件等を考慮して経済的な設計を行ないます。

b　塩じん害地区、多雪地区等で特殊な装柱を必要とする場合には、そ

の条件が満たされる範囲で最も経済的な設計といたします。

c　絶縁間隔の基準は、次のとおりといたします。

なお、66,000ボルト、110,000ボルトは、アークホーン付きの場合を示します。

電圧（ボルト）	22,000	66,000	110,000
標準絶縁間隔（ミリメートル）	350	650	1,150
最小絶縁間隔（ミリメートル）	150	450	750
ジャンパー線と腕金との間隔（ミリメートル）	450	800	1,400

（ト）　架空電線の地表上の高さ

a　電線の最低地表上の高さは、電圧22,000ボルト以下の場合は５メートル、電圧66,000ボルト以上の場合は６メートルを標準といたします。

b　電線路付近に建造物があるかまたはその建設が予想される地域、道路横断箇所およびその他保安上必要と認められる場合は、標準値に必要な高さを加算した値といたします。

（チ）　アークホーン、アーマロッドの施設

がいし装置には、必要によりアークホーン、アーマロッドを施設いたします。

（リ）　架空地線の施設

a　鉄塔、鉄柱の電線路には、原則として、その電線路の設計条件にもとづいて電力線と協調のとれた架空地線を１条または２条施設いたします。

b　架空地線が腐食のおそれがある箇所または電磁誘導障害の箇所に施設する場合には、他の種類の電線を使用することがあります。

c　接地抵抗の高い支持物には、逆せん絡を防止するため埋設地線および接地棒等を施設いたします。

（ヌ） そ の 他

a　搬送波の重畳されている電線路から分岐して電線路を施設する場合は、搬送波を阻止するためにライントラップを施設いたします。

b　分岐箇所で、電線路の保守ならびに系統運用上必要な場合等には、開閉型端子または開閉器を施設いたします。

c　分岐箇所には、故障区間検出装置を施設することがあります。

ハ　地中電線路

（イ） 電線路の施設

電線路の施設方法は、管路式を標準といたします。

（ロ） ケーブルの種類および太さ

a　ケーブルの種類は、ＣＶケーブルを標準といたします。

b　ケーブルの太さは、次に示すものを標準とし、許容電流、瞬時許容電流および電圧降下等を考慮して、必要最小限のものを使用いたします。

電　圧	種　　類		公称断面積（平方ミリメートル）
22,000ボルト	CV	単心	400、500、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	60、100、150、200、250、325、400
66,000ボルト	CV	単心	400、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	80、100、150、200、250、325、400
110,000ボルト	CV	単心	400、600、800、1,000、1,200
		トリプレックス形	100、150、200、250、325、400

c　ケーブルの許容電流は、日本電線工業会規格の算定方法に準じ、施設条件を考慮して算定いたします。

d　ケーブルの施設条件により、防災処理ならびに防蟻処理を施すことがあります。

（ハ） 避雷器の施設

架空電線路に接続される地中電線路には、ケーブル保護のため、接続

部に避雷器を施設することがあります。

（３） 変電設備

イ　一般基準

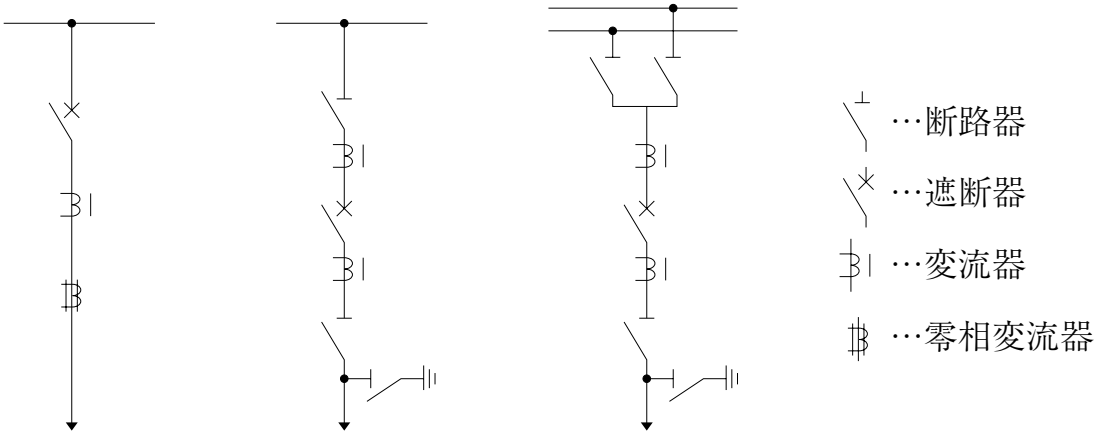
電線路の当社側の引出設備は、その変電所の他の引出設備に準じて施設いたします。

なお、発電所から引き出す場合は、変電設備に準じて施設いたします。

ロ　結 線 法

結線は、高圧の場合は第１図、特別高圧の場合で、単母線のときは第２図、２重母線のときは第３図を標準といたします。

なお、線路側断路器の線路側に計器用変圧器および避雷器を施設する場合があります。



第１図　　第２図　　第３図

ハ　遮 断 器

（イ） 遮断器は、当社が一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流、現在の系統構成および将来の予想されている系統構成について計算した短絡電流から判断して、必要最小限のものを使用いたします。

（ロ） 短絡電流の算定に考慮する将来の系統構成は、５年から10年程度を目標といたします。

ニ　断 路 器

断路器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流およびその系統で必要な短時間電流から判断して、必要最小限のものを使用いたします。

ホ　変 流 器

変流器は、当社で一般的に使用しているものの中で、その回路電圧に応じ、最大負荷時の電流およびその系統で必要な短時間電流から判断して、必要最小限のものを使用いたします。

ヘ　配 電 盤

配電盤には、原則として電流計および遮断器操作用開閉器ならびに運転に必要な器具を取り付けます。また、必要に応じ、電力計、無効電力計、電力量計、無効電力量計および充電判定用計器等を取り付けます。

ト　保護装置

電線路で短絡または地絡を生じた場合に、自動的に電路を遮断するための必要な装置を施設いたします。

なお、原則として自動再閉路装置を施設いたします。

（４）　保安通信用電話設備

イ　一般基準

（イ）　高圧の場合は原則としてすべての発電者について施設し、特別高圧の場合は原則としてすべての発電者および需要者について施設いたします。

（ロ）　保安通信用電話設備の電話方式は、共電式を標準といたします。

（ハ）　回線数は、原則として１回線といたします。

ロ　伝送路設備

（イ）　伝送路設備は、下記の通信方式を標準とし、伝送情報の重要度ならびに経済性を考慮して、最適な組み合わせにより構成いたします。

ａ　通信ケーブル方式または通信ケーブル搬送方式

b　光ファイバケーブル方式または光ファイバケーブル搬送方式（光ファイバケーブルには光ファイバ複合架空地線〔以下「ＯＰＧＷ」といいます。〕を含みます。）

c　多重無線方式

（ロ）　通信ケーブル方式および通信ケーブル搬送方式

a　通信線路の施設

（ａ）　通信線路は、架空通信線路を標準といたします。ただし、架空通信線路とすることが法令上不可能な場合または技術上もしくは経済上やむをえない場合は、他の方法によります。

（ｂ）　架空通信線路は、使用電圧が22,000ボルトの架空電線路ならびに高低圧架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架を標準といたします。ただし、技術上または経済上やむをえない場合は、独立通信線路といたします。

（ｃ）　地中通信線路の施設方法は､管路式を標準といたします。ただし、次の場合は、直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

ｉ　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

ii　暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　経 過 地

通信線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において通信線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

c　保安装置

必要により保安装置を施設いたします。

d　搬送装置

搬送装置を施設する場合は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

（ハ）　光ファイバケーブル方式および光ファイバケーブル搬送方式（光ファイバケーブルにはＯＰＧＷを含みます。）

a　通信線路の施設

（ａ）　通信線路は、架空通信線路（ＯＰＧＷを除きます。）を標準といたします。ただし、架空通信線路とすることが法令上不可能な場合または技術上もしくは経済上やむをえない場合は、他の方法によります。また、伝送情報の重要度を考慮して、ＯＰＧＷまたは地中通信線路により施設する場合があります。

（ｂ）　架空通信線路（ＯＰＧＷを除きます。）は、使用電圧が22,000ボルトの架空電線路ならびに高低圧架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架を標準といたします。ただし、技術上または経済上やむをえない場合は、独立通信線路といたします。

（ｃ）　ＯＰＧＷは、（２）ロ（リ）に準じて施設いたします。

（ｄ）　地中通信線路の施設方法は､管路式を標準といたします。ただし、次の場合は、直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

ｉ　直接埋設式

重量車両が通ることなく、かつ、再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

ii　暗きょ式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所等に施設する場合

b　経 過 地

通信線路の経過地は、地形その他を考慮して、保守および保安に支障のない範囲において通信線路が最も経済的に施設できるよう選定い

たします。

c　搬送装置

搬送装置を施設する場合は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

（ニ）　多重無線方式

a　多重無線装置（空中線系を含みます。）

多重無線装置は、伝送距離、必要回線数等の施設条件を考慮して、最適なものを施設いたします。

b　空中線支持物

電波伝搬路を確保するために、必要最小限の高さの支持物を施設いたします。

c　反 射 板

電波伝搬路の経路構成上必要な場合は、反射板を施設いたします。

d　搬送装置

搬送装置は、必要回線数に応じて最適なものを選定して施設いたします。

（５）　系統保護装置用通信設備

イ　一般基準

（イ）　当社と発電者または需要者との間に通信回線を必要とする系統保護装置を適用する場合があります。

（ロ）　系統保護装置のために使用する通信回線には高信頼度と所要の伝送特性が要求されるため自営の電気通信設備とし、伝送路媒体は、マイクロ波無線または光ファイバケーブル（ＯＰＧＷを含みます。）による構成といたします。

（ハ）　通信回線は、原則として１系列、１ルート構成といたします。ただし、系統保護装置の動作信頼度を確保するため、２系列、２ルート構成とする場合があります。

ロ　伝送路設備

伝送路設備については、（４）に準じます。

（６）　給電情報伝送装置

イ　一般基準

（イ）　給電情報伝送装置の伝送方式は、サイクリック伝送方式を標準といたします。

（ロ）　伝送路は、原則として１ルートといたします。

ロ　伝送路設備

伝送路設備については、（４）に準じます。

（７）　そ の 他

この標準設計に定めのない場合は、技術基準その他の関係法令等にもとづき技術上適当と認められる設計によるものといたします。この場合には、その設計を標準設計といたします。

別　　冊　　I

系 統 連 系 技 術 要 件

(低　　圧)

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

2　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この要件を適用いたします。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の低圧電線路と連系する場合に適用いたします。

（２）　Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の低圧電線路と連系する場合に適用いたします。

３　協　　議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

1　電気方式

発電設備等の電気方式は、次の場合を除き、連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

（１）　最大使用電力に比べて発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

（２）　単相３線式の系統に単相２線式200Ｖの発電設備等を連系する場合に、受電地点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策、または発電設備等を解列する対策を行なう場合

2　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

（１）　連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

（２）　運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりません。

なお、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除き

ます。

３　力　　率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持するため、原則として系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに、進み力率とならないようにしていただきます。

なお、電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には、受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80％まで制御できるものといたします。

４　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下「再生可能エネ

ルギー特別措置法施行規則」といいます。）に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

7　不要解列の防止

（1）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。

なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	風　力	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

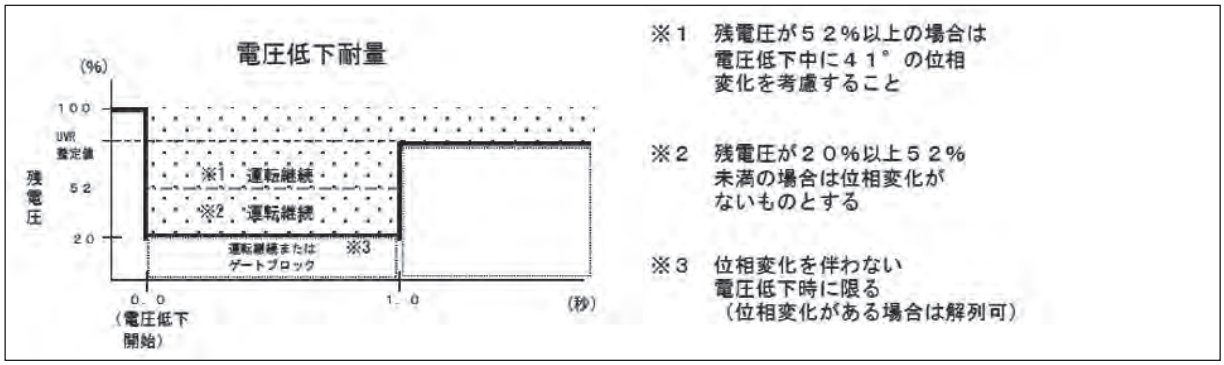
単相	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				

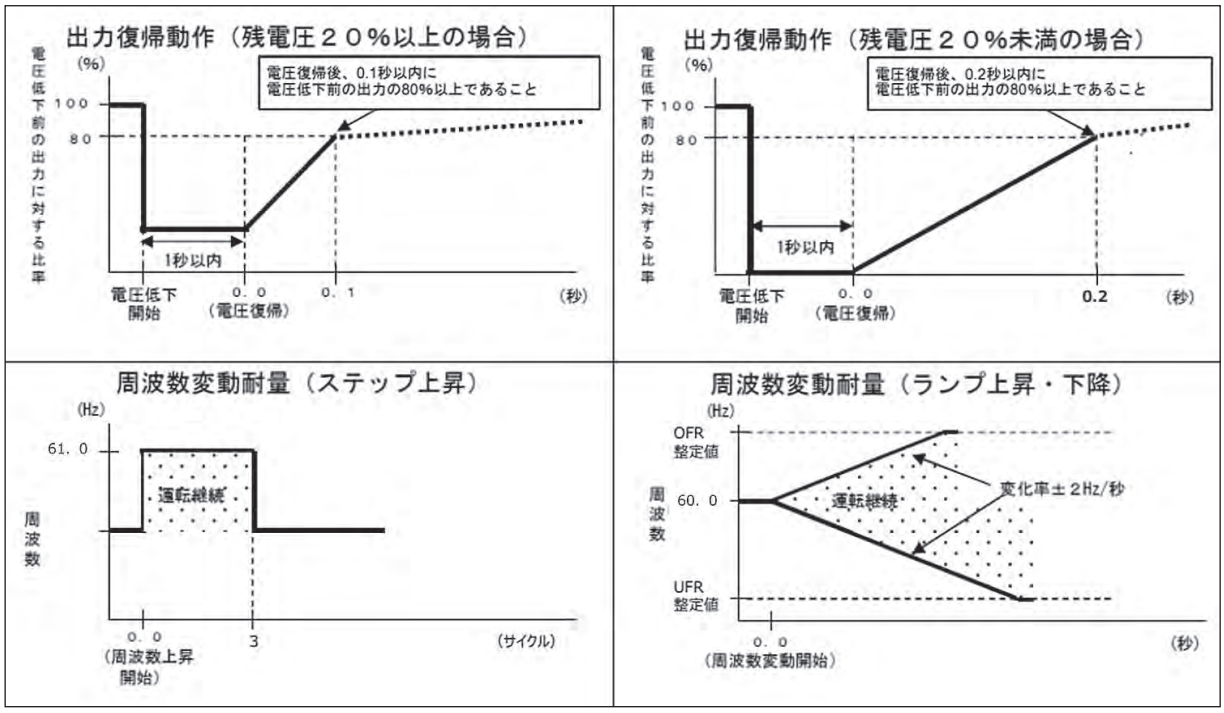
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	複数直流入力システム	燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
三相	太陽光		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	蓄電池					
	燃料電池					
	ガスエンジン					

三相	風　力	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





8　保護装置の設置

（1）　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は省略できるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（2）　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし、発電設備の故障対策用不足電圧リレー、または過電流リレーにより、連系する系統の短絡事故が検出できる場合は、これで代用できるものといたします。

ロ　誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（3）　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し、発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

（4）　単独運転防止対策

単独運転防止のため、過電圧リレー、不足電圧リレー、周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

9　保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

10　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（1）　機械的な解列箇所２箇所

（2）　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

（3）　発電設備等連絡用遮断器

11　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（1）　過電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

（2）　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相､三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

（3）　周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび逆電力リレーは、単相２線式、単相３線式および三相３線式について１相に設置すること。

（４） 逆充電検出の場合は、次のとおりとしていただきます。

イ　不足電力リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相、三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間、三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできるものといたします。

ロ　不足電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

12　接地方式

接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。

13　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

14　電 圧 変 動

（１） 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対し

ては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお、これにより対応できない場合は、配電線増強等の対策を行ないます。

（２） 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときには、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、その抑制対策を行なうこと。

（３） 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は、無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。また､単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

15　短絡容量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

16　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって、負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは、発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に、３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

17　発電設備等の種類

連系する発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない発電設備等の連系は、逆潮流がない場合に限ります。

18　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

（１）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

（２） 発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

（３） 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずるため、発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置するとともに、氏名および一般加入電話番号、または携帯電話番号を通知すること。

19 発電機諸元

当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします）。

なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		力率（定格、運転可能範囲）
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

2　力率の保持

（1）　需要者は、需要場所において、電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は、原則として、90％以上、その他の機器を使用する供給地点については85％以上に保持していただきます。

（2）　進相用コンデンサを取り付ける場合は、それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし、やむをえない事情によって、２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は、進相用コンデンサの開放により、軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお、進相用コンデンサは、託送供給等約款別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

3　保護装置の設置

需要者は、次の原因で他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合､または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし、もしくは支障を及ぼすおそれがある場合には、必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を行なっていただきます。

（1）　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

（2）　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

（3）　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生じる場合

（4）　著しい高周波または高調波を発生する場合

（5）　その他（1）、（2）、（3）または（4）に準ずる場合

別　　冊　　Ⅱ

系 統 連 系 技 術 要 件

(高　　圧)

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

2　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障をきたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この要件を適用いたします。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の発電設備等を当社の高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

（２）　Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の高圧電線路と連系する場合に適用いた

します。事業場所内の電気設備を当社の高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

なお、発電者および需要者が自家用発電設備等を系統に連系して使用する場合は、個別に協議させていただきます。

3　協　　議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べて発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

2　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

（１）　連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

（２）　運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお、周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0Hz、それ以外は58.2Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます（協調が取れる範囲の最大値：２秒）。

ただし、逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については、これによりません。

なお、交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

3　力　　率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持するため、原則として系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに、進み力率とならないようにしていただきます。

なお、電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には、受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80％まで制御できるものといたします。

４　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７　不要解列の防止

（１）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。

なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

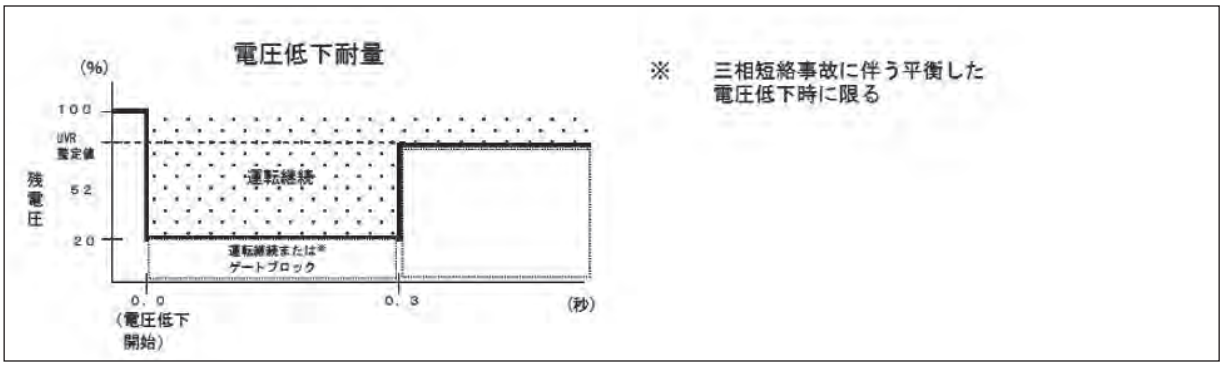
なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

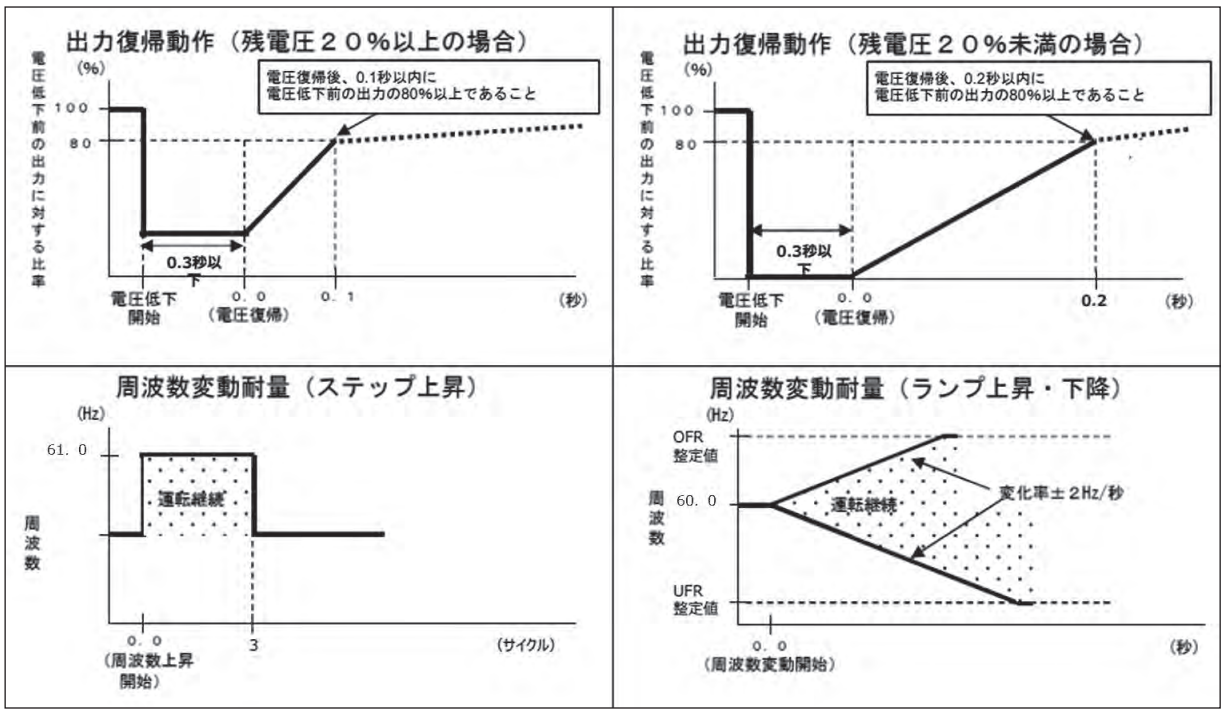
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光 風　力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	風　力	残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し、電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰			・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

三相	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン（単機出力35kW以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）





８　保護装置の設置

（１）　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は省略できるものといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（２）　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機、二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場

合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

（３） 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため、地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし､次のいずれかを満たす場合は､地絡過電圧リレーを省略できるものとします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が10kW以下の場合

（４） 逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用線の場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。

なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。

（５） 逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合、単独運転防止のため、逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用線の場合であって、逆電力リ

レーまたは不足電力リレーにより単独運転を高速に検出できる場合は、周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお、構内低圧線に連系する発電設備等において、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく、単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備等が停止、または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。

また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

９　保護装置の設置場所

保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

10　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（１）　受電用遮断器

（２）　発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置

（３）　発電設備等連絡用遮断器

（４）　母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

11　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（1）　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

（2）　過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは、1相設置とすること。

（3）　短絡方向リレーは、3相設置とすること。ただし、連系する系統と協調を図ることができる場合は、2相設置とすることができるものといたします。

（4）　不足電圧リレーは、3相設置とすること。ただし、短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は、1相設置とすることができるものといたします。

（5）　不足電力リレーは、2相設置とすること。

12　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため、当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

（1）　専用線による連系であって、連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

（2）　転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

（3）　2方式以上の単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

（4）　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを

設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

（５） 逆潮流がない場合であり、かつ、系統との連系に係わる保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が２系列化されており、これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし、２系列目の上記装置については、次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができます。

イ　２系列の保護リレーのうち１系列は、不足電力リレーのみとすることができます。

ロ　計器用変流器は､不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

ハ　計器用変圧器は､不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

14　接 地 方 式

接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。

15　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために､受電地点と逆変換装置との間に変圧器(単巻変圧器を除きます｡）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

16 電 圧 変 動

（１） 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

なお、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に電圧を調整すること。

（２） 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を行なうこと。

17　電圧フリッカ

発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪

影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって、配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり、連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。

なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

18　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

19　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします）。

なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器、連系用変圧器	定格（定格容量、定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式、整定値
	調相設備	定格（容量、台数）
	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック

誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

20　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また、電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

21　連 絡 体 制

（1）　発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがあ

る場合を含みます。）には、当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし､保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

（ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

（ハ）　停電時においても通話可能なものであること。

（ニ）　災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。

（２）　当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。提供情報は、当社が必要と認めた都度提供していただきます。

22　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると、電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから、原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし、配電用変電所に保護装置等を設置することにより、電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

23　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

（1）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

（2）　発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

（3）　発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

１　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

２　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件にしたがっていただきます。

（１）　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は、次に該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

6.6kVの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が50kVAをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A ／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　特定需要者が、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

（２）　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は、高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生す

る高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は、高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

（３）　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数ごとに、次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（４）　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、（２）の高調波流出電流が、（３）の高調波流出電流の上限値をこえる場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を行なっていただきます。

契約電力１kWあたりの高調波流出電流上限値

（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6.6kV	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

３　電圧フリッカ

電気炉の設置等により、基準値をこえる電圧フリッカが発生する場合は、電力品質を維持確保するため必要な対策を行なっていただきます。

４　力率の保持

（１）　供給地点ごとの力率は、原則として85%以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側からみて進み力率と

ならないようにしていただきます。負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。

（2） 当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることがあります。

5 保護協調の目的

需要場所内の事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統からすみやかに切り離していただきます。

6 保護装置の設置

（1） 需要場所内の短絡事故時の保護のため、過電流リレーを設置していただきます。ただし、過電流遮断装置として高圧限流ヒューズ（屋外に施設される場合で高圧非限流ヒューズを用いるものを含みます。）を用いる場合においては、この限りではありません。

（2） 需要場所内の地絡事故時の保護のため、地絡過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、地絡方向リレーを設置していただきます。

（3） 需要者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。

7 保護装置の設置場所

保護リレーは、供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

8 遮 断 箇 所

遮断箇所は、系統から需要場所の需要設備を遮断することができ、かつ、事故を除去できる箇所としていただきます。

９　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（１）　地絡過電流リレーおよび地絡方向リレーは零相回路設置としていただきます。

（２）　過電流リレーは２相設置としていただきます。

10　提 供 情 報

当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。

別　　冊　　Ⅲ

系 統 連 系 技 術 要 件

(特別高圧)

Ⅰ　総　　則

1　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は、託送供給等約款８（契約の要件）（１）ニまたは（２）ハにもとづき、電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインその他のルール等を踏まえ、発電者または事業場所内の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者または事業場所内の電気設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり、必要となる技術要件を示したものです。

2　適用の範囲

この要件は、発電者の発電設備等および需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても、当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時、または系統運用に支障きたすおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には、この要件を適用いたします。また、需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても、この要件を適用いたします。

（１）　Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者の発電設備等を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の発電設備等を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。ただし、35kV以下の特別高圧電線路のうち配電線扱いの電線路と連系する場合に限り、Ⅱ（発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件）22（連絡体制）（２）を除き、系統連系技術要件（高圧）

を適用することがあります。

（２） Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に定める技術要件は、発電者および需要者の電気設備を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用いたします。事業場所内の電気設備を当社の特別高圧電線路と連系する場合に適用する技術要件については、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じ協議させていただきます。

なお、発電者および需要者が自家用発電設備等を系統に連系して使用する場合は、個別に協議させていただきます。

３ 協　　議

この要件は、系統連系に関する技術要件であり、実際の連系にあたっては、この要件に定めのない事項も含め、個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は、最大使用電力に比べて発電設備等の容量が非常に小さく、相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

2　運転可能周波数・並列時許容周波数

（１）　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は、次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzをこえ61.0Hz以下

運転可能周波数：57.0Hz以上61.8Hz以下

周波数低下時の運転継続時間は、58.2Hzでは10分程度以上、57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。また、周波数低下リレーの整定値は、原則として、検出レベルは57.0Hzとし、検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます(協調が取れる範囲の最大値:２秒以上)。

（２）　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1 ～＋1.0Hz）とします。ただし、離島等系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

3　力　　率

発電者の受電地点における力率は、連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし、必要な場合は当社からの求めに応じて、力率を変更で

きるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は、原則として、発電設備等側からみて遅れ力率90％～進み力率95％としていただきます。

逆潮流がない場合は、原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85％以上とするとともに、系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

4　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合には、逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％、各次電流歪率３％以下としていただきます。また、その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。

なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

7　不要解列の防止

（1）　保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために、次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては、この影響を連系する系統へ波及させないために、発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合があります。

ハ　上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備等は解列しないこと。

へ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続またはゲートブロック）</td><td>残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風　力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風　力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

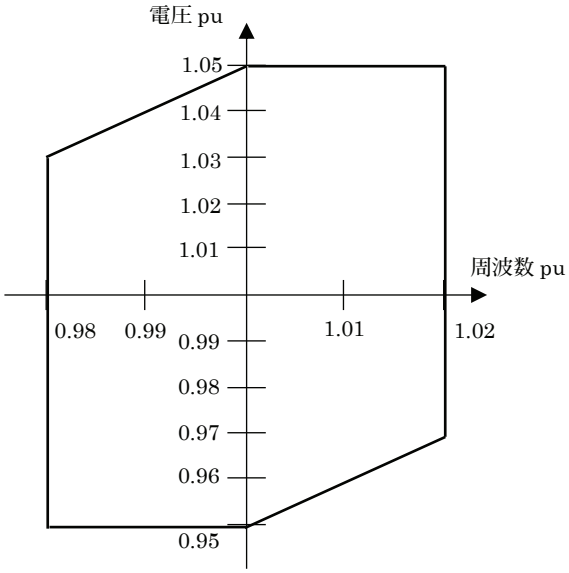
（３）　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧および周波数変動範囲においては、発電設備等を連続運転し、発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。また、これをこえる端子電圧および周波数変動においても、設備に

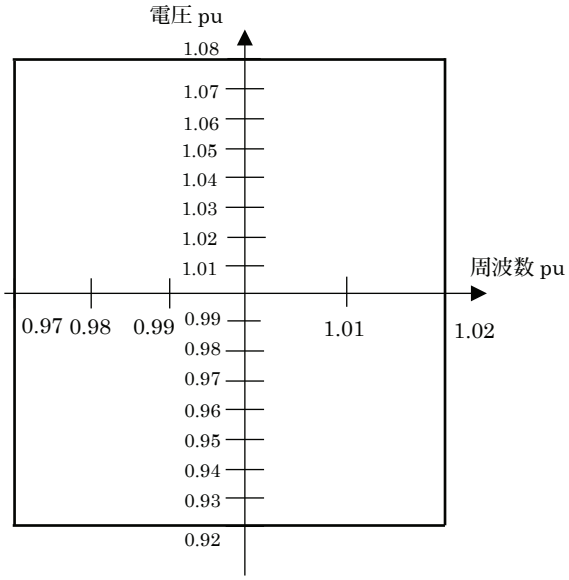
支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし、周波数変動範囲に対しては、「２．運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

８　保護装置の設置

（１）　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

（２）　系統側事故対策

イ　短絡保護

系統の短絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置してい

ただきます。

（イ） 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備を解列することができる短絡方向リレーを設置すること。当該リレーが有効に機能しない場合は、短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

（ロ） 誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に、発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお、この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。

ロ 地絡保護

系統の地絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。

なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は、電流差動リレーを設置していただきます。

中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は、地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができます。

（イ） 発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

（ロ） 発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

（ハ） 逆電力リレー、不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお、連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても、そ

の後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、発電者または発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレーを設置すること。

ハ　連系する系統と同一の保護方式が必要な場合の短絡・地絡保護

連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

連系する系統の標準的な保護方式と系列数

電圧階級（kV）	系統の保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
				中性点接地方式					
				直接接地		抵抗接地			
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護		
500 220	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			2系列	※1
110 66 22	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	1系列 ※2	※1
	回線選択リレー方式	回線選択リレー	短絡方向距離リレー			回線選択リレー	地絡方向リレー	1系列	

※1　当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

※2　主保護リレー不動作時に、後備保護リレーにより電源が喪失する等系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は、主保護リレーを2系列設置していただくことがあります。

（3）　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40％程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。

ただし、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統

等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。

なお、必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧および位相差が合致しない場合には、当社からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。

ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。

（４）　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

（５）　構内設備事故対策

構内設備事故対策として、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。

（６）　事故除去時間

中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点および同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

イ　遮断器：２サイクル以内

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

（7） そ の 他

発電設備等設置者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

9 再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で、自動再閉路方式を採用する場合は、連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき、必要な設備を設置していただきます。

10 保護装置の設置場所

保護リレーは、受電点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

（1） 受電用遮断器

（2） 発電設備等出力端遮断器

（3） 発電設備等連絡用遮断器

（4） 母線連絡用遮断器

また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することは

できません。

12　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（1）　地絡過電圧リレー、地絡方向リレー、地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

（2）　過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

（3）　不足電力リレーは２相設置とすること。

（4）　短絡方向リレー、不足電圧リレー、短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー、短絡検出用電流差動リレー、短絡方向距離リレー、短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

13　自動負荷制限・発電抑制

（1）　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また、系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断、もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。

なお、この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし、出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については、充電を停止することにより、出力変動緩和の機能を喪失することになるため、本要件の適用範囲外とします。

（2）　あらかじめ当社が指定した送電線１回線、変圧器１台、その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発

電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで、運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合、Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して、当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して、Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合、正当な理由がない限り、発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

14　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のために、発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

なお、逆潮流がない場合であって、電力系統との連系に係る保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が、相互予備となるように２系列化されている場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。ただし、次のいずれかにより簡素化を図ることができます。

（１）　２系列の保護リレーのうちの１系列は、不足電力リレーのみとすることができます。

（２）　計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

（３）　計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。

15　発電機運転制御装置の付加

（１）　系統安定化、潮流制御のための機能

系統安定化、潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には、以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお、設置については個別に協議させていただきます。

イ　ＰＳＳ（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

（２）　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、その他の発電設備等については、個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転（以下「ＧＦ」といいます。）

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能（以下「ＬＦＣ」といいます。）

当社からのＬＦＣ信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2Hzをこえた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能（以下「ＥＤＣ」といいます。）

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100MW以上の火力発電設備は、周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない、周波数58.8Hz以下については、1.2Hz低下するごとに５％以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100MW以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５％以下	５％以下
	GF幅※1	５％以上 （定格出力基準）	３％以上 （定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始、 10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５％以上 （定格出力基準）	±５％以上 （定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に 出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に 出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10％／分以上 （定格出力基準）	１％／分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50％以下 DSS機能具備※5	30％以下

※１　ＧＴおよびＧＴＣＣについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５％以上、その他の発電機については定格出力の３％以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。
※２　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。
※３　気化ガス（ＢＯＧ）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。
※４　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力。
※５　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は、発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
※６　地域資源バイオマス発電設備を除く。
※７　記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。

また、周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信する機能および、必要な送信信号（現在出力、可能最大発電出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみ。〕、ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外、運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

（３）　早期再並列のための機能

定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。

（４）　電圧調整のための機能

イ　220kV以上の系統に連系する発電設備等は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が110kV以下の発電者の発電設備等でも、必要により、上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は、昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘

導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を行なっていただきます。

（１） 110kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。

（２） 220kV以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。

17 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために､受電地点と逆変換装置との間に変圧器(単巻変圧器を除きます｡）を設置していただきます。

ただし、次のすべての条件に該当する場合は、変圧器の設置を省略することができます。

（１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。

（２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。

18 電 圧 変 動

（１） 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし、この範囲を逸脱しないよう、自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により、自動的に電圧を調整していただきます。

（２） 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただき

ます。

イ　同期発電機を用いる場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から２％程度をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあり、適正値を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

（イ）　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

（ロ）　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等を設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備

のみの場合は、0.23V以下）に維持する。

（３） そ の 他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合には、その抑制対策を実施していただきます。

19 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響をおよぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

（１） 風力発電設備の場合

イ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10％以下となるよう対策を行なうこと。

なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議するものといたします。

ロ 高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、２～５％の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下とするものといたします。

20 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、発電者において、短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

21　発電機定数・諸元

連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策、慣性低下対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。

なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量、定格出力、台数、定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲、運転継続時間
		単線結線図、系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類、発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

共　通	受電用変圧器、連系用変圧器	定格（定格容量、定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎、変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式、整定値
	調相設備	定格容量、台数
		制御方式、整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス、アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値、不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル、モデル構築に必要なプラント、制御系の各種定数（ボイラ、タービン、水車等）
		並解列所要時間（平常時、事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎、上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V ／ Fブロック
		OEL、UELブロック
水　力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW ／（㎥／ s））

逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ、供給時間）
		一、二相事故時の事故電流（大きさ、供給時間）
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式、整定値
		慣性力供給能力
風　力	発電プラント 制御装置	周波数調定率設定可能範囲、不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては、短絡･地絡電流抑制対策、安定度維持対策、送電線保護リレー協調等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンスを当社から指定させていただく場合があります。また、無電圧タップ切替器の仕様（タップ数、電圧値、調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　連 絡 体 制

（１）　発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社の制御所等と発電者との間で迅速かつ的確

な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社の制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は、22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

（ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

（ハ）　停電時においても通話可能なものであること。

（ニ）　災害時等において当社の制御所等と連絡が取れない場合には、当社の制御所等との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。

（２）　特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と発電者との間に、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値（風力発電設備の場合）※4

※１　慣性把握のため、系統に慣性を供給できる同期発電機は、最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。
※２　当社の求めに応じて、対策を実施していただきます。
※３　ナセルで計測する風向・風速
※４　運転可能な発電設備等の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備等の台数

24　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため、短い周期で時刻同期のとれた電圧、電流、電力などの計測値を連続的に記録し、当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

25　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセ

キュリティ対策を講じていただきます。

（1） 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。

（2） 発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。

（3） 発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要者の電気設備の連系に必要な技術要件

1　電 気 方 式

電気設備の電気方式は、連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

2　保護協調の目的

系統および需要場所内の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化を行なうために、次の考え方にもとづき保護協調を行なっていただきます。

（１）　連系された系統に事故が発生した場合であって、系統保護方式に応じて必要な場合には、当該系統から電気設備を切り離していただきます。

（２）　連系された系統の事故時の再閉路時に、原則として電気設備は当該系統から切り離されていることとしていただきます。

（３）　需要場所内の事故に対しては、この影響を連系された系統へ波及させないために、事故箇所を当該系統からすみやかに切り離していただきます。

3　保護装置の設置

（１）　系統の事故時の保護上必要な場合には、次により保護装置を設置していただきます。

イ　中性点直接接地方式の場合で、２回線並用の引込線で連系するときには、電流差動リレーを設置していただきます。

ロ　中性点直接接地方式以外の場合で、２回線並用の引込線で連系するときには、連系された系統の短絡・地絡事故を検出し、事故区間を選択遮断することができる回線選択リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、電流差動リレーを設置していただきます。

ハ　分岐を持つ電線路に連系する場合等で、保護上必要なときには、連系さ

れた系統の短絡・地絡事故を検出し、事故区間を切り離すことができる電流差動リレーを設置していただきます。

（2） 需要場所内の短絡事故時の保護のため、過電流リレーを設置していただきます。ただし、当該リレーが有効に機能しない場合には、短絡方向リレーまたは短絡方向距離リレーを設置していただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

（3） 需要場所内の地絡事故時の保護のため、地絡過電流リレーを設置していただきます。ただし､当該リレーが有効に機能しない場合には､地絡方向リレーまたは地絡方向距離リレーを設置していただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。

（4） 保護装置の設置形態は、必要により主保護装置と後備保護装置との組み合わせとしていただきます。

（5） 需要者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。

4 保護装置の設置場所

保護リレーは、供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

5 保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

（1） 地絡過電流リレー、地絡方向リレー、地絡用回線選択リレーおよび地絡用電流差動リレーは零相回路設置としていただきます。

（2） 短絡方向リレー、不足電圧リレー、過電流リレー、短絡用回線選択リレー、短絡･地絡兼用電流差動リレー、短絡用電流差動リレー、短絡方向距離リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置としていただきます。

６　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより、系統に高調波電流を流出する場合は、その高調波電流を抑制するため、次の要件にしたがっていただきます。

（１）　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は、次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

（イ）　22kVまたは33kVの系統から受電する需要者であって、その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300kVAをこえる需要者

（ロ）　66kV以上の系統から受電する需要者であって、等価容量の合計が2,000kVAをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は、300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A ／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　特定需要者が、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する場合等に適用いたします。

なお、ロに該当する高調波発生機器を新設、増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

（２）　高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は、高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し、これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は、高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は、その低減効果を考慮することができるものといたします。

（３）　高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は、高調波の次数ごとに、次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（４）　高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は、（２）の高調波流出電流が、（３）の高調波流出電流の上限値をこえる場合には、高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を行なっていただきます。

契約電力１kWあたりの高調波流出電流上限値

（単位：mA／kW）

連系電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22kV	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66kV	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110kV	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220kV	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

７　電圧フリッカ

電気炉の設置等により、基準値をこえる電圧フリッカが発生する場合は、電力品質を維持確保するため必要な対策を行なっていただきます。

（１）　電圧フリッカは、人が最も敏感とされる10Hzの変動に等価換算した電圧変動ΔV10値によって評価いたします。

（２）　電圧フリッカの基準値は、１時間連続して測定した１分間データのΔV10値のうち、４番目最大値が0.45V以下であることといたします。

8　力率の保持

（1）　供給地点ごとの力率は、原則として85%以上に保持していただきます。

なお、軽負荷時には電圧上昇を防止するために系統側から見て進み力率とならないようにしていただきます。負荷変動により進み力率となる場合は、適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。

（2）　当社は、技術上必要がある場合には、進相用コンデンサの開閉をお願いすることがあります。

9　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害対策の実施

中性点の接地が必要な場合には、変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を行なうため、個別に協議させていただきます。

（1）　110kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。

（2）　220kV以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。

10　連 絡 体 制

（1）　需要者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等には、当社の制御所等と需要者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、需要者と当社制御所等との間には、保安通信用電話設備（自営の専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は、22kVの特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

（イ）　需要者側の交換機を介さず直接技術員との通信が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）であり、電気設備の保守監視場所に常時設置されているものであること。

（ロ）　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

（ハ）　停電時においても通話可能なものであること。

（２）　特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と需要者との間に、必要に応じ、系統運用上等必要な情報を提供していただきます。

提供情報は、下記を標準といたします。

イ　供給地点の有効電力量

また、大規模な需要家の場合、この他に下記の情報を提供していただきます。

ロ　供給地点の有効電力

電気事業法施行規則第19条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

1　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は、第41回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年４月26日開催）において、基幹系統の混雑解消のため、2022年12月21日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き、調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を、2023年12月末までに導入する整理がなされたことおよび第46回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年11月15日開催）において、ローカル系統の混雑解消のため、基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ、当該内容を供給条件に反映するべく、託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては、電気事業法第18条第１項の規定にもとづき、ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては、基幹系統の混雑解消のため、調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと、ローカル系統の混雑解消のため、基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ、必要となる変更を行なうとともに、その他の今日的見直しをいたしました。

新旧対比表

旧	新
託送供給等約款 ~~2023年4月1日実施~~ 中国電力ネットワーク株式会社	託送供給等約款 2023年12月27日実施 中国電力ネットワーク株式会社
託送供給等約款 目　次	託送供給等約款 目　次
Ⅰ　総　　則…… 1	Ⅰ　総　　則…… 1
2　託送供給等約款の認可および変更…… 2	2　託送供給等約款の認可および変更…… 2
20　臨時接続送電サービス……65	20　臨時接続送電サービス……65
21　予備送電サービス……76	21　予備送電サービス……76
22　発電量調整受電計画差対応電力……79	22　発電量調整受電計画差対応電力……79
23　接続対象計画差対応電力……80	23　接続対象計画差対応電力……80
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力……81	24　需要抑制量調整受電計画差対応電力……81
25　給電指令時補給電力……82	25　給電指令時補給電力……82
Ⅳ　料金の算定および支払い……85	Ⅳ　料金の算定および支払い……85
26　料金の適用開始の時期……85	26　料金の適用開始の時期……85
27　検 針 日……85	27　検 針 日……85
28　料金の算定期間……86	28　料金の算定期間……86
29　計　　量……88	29　計　　量……88
30　電力および電力量の算定……88	30　電力および電力量の算定……88
31　損 失 率…… 101	31　損 失 率…… 108
32　料金の算定…… 101	32　料金の算定…… 108
33　支払義務の発生および支払期日…… 105	33　支払義務の発生および支払期日…… 111
34　料金その他の支払方法…… 107	34　料金その他の支払方法…… 113
35　保 証 金…… 109	35　保 証 金…… 116
36　連帯責任…… 111	36　連帯責任…… 118
Ⅴ　供　　給…… 112	Ⅴ　供　　給…… 119
37　託送供給等の実施…… 112	37　託送供給等の実施…… 119

旧	新
38　給電指令の実施等…… 116	38　給電指令の実施等…… 123
39　適正契約の保持等…… 121	39　適正契約の保持等…… 128
40　契約超過金…… 121	40　契約超過金…… 129
41　力率の保持…… 122	41　力率の保持…… 129
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… 123	42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施…… 130
43　託送供給等にともなう協力…… 124	43　託送供給等にともなう協力…… 131
44　託送供給等の停止…… 124	44　託送供給等の停止…… 132
45　託送供給等の停止の解除…… 126	45　託送供給等の停止の解除…… 134
46　託送供給の停止期間中の料金…… 127	46　託送供給の停止期間中の料金…… 134
47　違 約 金…… 127	47　違 約 金…… 134
48　損害賠償の免責…… 127	48　損害賠償の免責…… 135
49　設備の賠償…… 128	49　設備の賠償…… 136
Ⅵ　契約の変更および終了…… 129	Ⅵ　契約の変更および終了…… 137
50　契約の変更…… 129	50　契約の変更…… 137
51　名義の変更…… 131	51　名義の変更…… 139
52　契約の廃止…… 131	52　契約の廃止…… 139
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算…… 132	53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算…… 140
54　解 約 等…… 136	54　解 約 等…… 144
55　契約消滅後の債権債務関係…… 138	55　契約消滅後の債権債務関係…… 146
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事…… 139	Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事…… 147
56　受電地点、供給地点および施設…… 139	56　受電地点、供給地点および施設…… 147
57　架空引込線…… 141	57　架空引込線…… 149
58　地中引込線…… 142	58　地中引込線…… 150
59　連接引込線等…… 144	59　連接引込線等…… 152
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法…… 145	60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法…… 153
61　引込線の接続…… 145	61　引込線の接続…… 153
62　計量器等の取付け…… 145	62　計量器等の取付け…… 153
63　通信設備等の施設…… 147	63　通信設備等の施設…… 155
64　専用供給設備…… 147	64　専用供給設備…… 155

旧	新
Ⅷ　工事費の負担…… 149 65　受電地点への供給設備の工事費負担金…… 149 66　受電用計量器等の工事費負担金…… 153 67　会社間連系設備の工事費負担金…… 154 68　供給地点への供給設備の工事費負担金…… 154 69　工事費負担金の申受けおよび精算…… 163 70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け…… 166 71　臨時工事費…… 166 72　工事費等に関する契約書の作成…… 167 Ⅸ　保　　安…… 168 73　保安の責任…… 168 74　保安等に対する発電者および需要者の協力…… 168 75　調　　査…… 169 76　調査等の委託…… 169 77　調査に対する需要者の協力…… 169 78　検査または工事の受託…… 170 79　自家用電気工作物…… 170 附　　則…… 171 別　　表…… 215	Ⅷ　工事費の負担…… 157 65　受電地点への供給設備の工事費負担金…… 157 66　受電用計量器等の工事費負担金…… 162 67　会社間連系設備の工事費負担金…… 162 68　供給地点への供給設備の工事費負担金…… 162 69　工事費負担金の申受けおよび精算…… 171 70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け…… 174 71　臨時工事費…… 174 72　工事費等に関する契約書の作成…… 175 Ⅸ　保　　安…… 176 73　保安の責任…… 176 74　保安等に対する発電者および需要者の協力…… 176 75　調　　査…… 177 76　調査等の委託…… 177 77　調査に対する需要者の協力…… 177 78　検査または工事の受託…… 178 79　自家用電気工作物…… 178 附　　則…… 179 別　　表…… 232
9　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある	**9　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合、発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は、あらかじめこの約款を承認のうえ、次の手続きにより、契約者から託送供給の申込み、発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお、電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある

旧	新
発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 （1） 受電側接続検討の申込み イ 当社は、契約者または発電契約者から小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また、接続供給または振替供給の場合は、受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり、供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお、他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については、受電側接続検討を省略することがあります。 ロ 契約者または発電契約者は、接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。 （イ） 接続供給の場合 a 契約者の名称 b 代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c 当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d 接続受電電力の最大値および最小値 e 接続供給の開始希望日	発電者または需要者は、無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また、発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については、その容量を明らかにしていただき、21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置、蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 （1） 受電側接続検討の申込み イ 当社は、契約者または発電契約者から小売電気事業、一般送配電事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また、接続供給または振替供給の場合は、受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり、供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお、他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については、受電側接続検討を省略することがあります。 ロ 契約者または発電契約者は、接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち、次の事項を明らかにして、当社所定の様式により、受電側接続検討の申込みをしていただきます。 （イ） 接続供給の場合 a 契約者の名称 b 代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c 当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d 接続受電電力の最大値および最小値 e 接続供給の開始希望日

旧	新
（ロ）　振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供給地点 e　振替供給の開始希望日 （ハ）　発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称、発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式、発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 （イ）　当社は、原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 （ロ）　当社は、原則として、１受電地点１検討につき22万円を検討料として、受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし、次の場合には、検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後、他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~によって送電系統の状況が変化した場合等、受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で、かつ、検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき	（ロ）　振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供給地点 e　振替供給の開始希望日 （ハ）　発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称、発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式、発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 （イ）　当社は、原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 （ロ）　当社は、原則として、１受電地点１検討につき22万円を検討料として、受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし、次の場合には、検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後、他の発電契約者<u>の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）</u>によって送電系統の状況が変化した場合等、受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で、かつ、検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

旧	新
25　給電指令時補給電力 （１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 38（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令の間、30（電力および電力量の算定）（20）により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 （２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 38（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令の間、30（電力および電力量の算定）（18）により30分ごとに算定された値といたします。	25　給電指令時補給電力 （１）　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 38（給電指令の実施等）（４）により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、30（電力および電力量の算定）（20）により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 （２）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 38（給電指令の実施等）（５）または（６）により補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、30（電力および電力量の算定）（18）により30分ごとに算定された値といたします。

旧	新
ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。	ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。
30　電力および電力量の算定 (18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（２）イにかかわらず、その	30　電力および電力量の算定 (18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（２）イにかかわらず、その

旧	新
30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合~~で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに、30分ごとに~~、次の~~式により~~算定された値といたします。~~ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線、変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。~~ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は、次の（イ）、（ロ）および（ハ）によって算定された値といたします。 （イ）　（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ロ）　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ａ　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 ｂ　38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線、変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置に

旧	新
	より行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 ｃ　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 ｄ　38（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 （ハ）　次の場合で、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。 ａ　38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量〔38〔給電指令の実施等〕（２）ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。〕を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

旧	新
	（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ｂ　ファーム電源に対して、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕（２）への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

旧	新
	（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ｃ　ノンファーム電源であり、かつ、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

旧	新
	（ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ｄ　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

旧	新
	38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ｅ　38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り、かつ、38（給電指令の実

旧	新
	施等）（２）へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 （ｃ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

旧	新
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（２）イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、（２）ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点におけ	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で、（２）イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、調整電源の故障等が発生した場合を除き、（２）イにかかわらず、その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で、（２）ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が（４）ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なった場合、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し、給電指令時補給を行なったとき、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったとき

旧	新
る30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、(18) ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	または38（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源に対して出力の抑制を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、(２)ロにかかわらず、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、(18) ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
38　給電指令の実施等 （２） 当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、次の場合には、契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し、調整電源による対策の実施にもかかわらず、原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合 ニ　振替供給の場合で、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ、または支障が生ずるおそれがあるとき。 ~~ホ~~　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	38　給電指令の実施等 （２） 当社は、低圧で受電または供給する場合を除き、次の場合には、契約者、発電契約者、発電者または需要者に給電指令を行ない、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし、緊急やむをえない場合は、当社は、給電指令を行なうことなく、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ、または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検、修繕、変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　系統全体の需要が大きく低下し、調整電源による対策の実施にもかかわらず、原子力発電または水力発電を抑制する必要が生じた場合 ニ　振替供給の場合で、当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ、または支障が生ずるおそれがあるとき。 ホ　イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される

旧	新
	電力系統のうち、当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ヘ　イおよびロ以外の場合で、送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち、基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがあり、発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
（３）　当社は、低圧で受電または供給する場合で、（２）イ、ロまたは~~ホ~~のときには、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 　なお、この場合には、当社は、あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし、緊急やむをえない場合は、この限りではありません。	（３）　当社は、低圧で受電または供給する場合で、（２）イ、ロ、ホ、ヘまたはトのときには、発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し、もしくは中止し、または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 　なお、この場合には、当社は、あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし、緊急やむをえない場合は、この限りではありません。
（５）　当社は、発電量調整供給において、（２）イ、ロまたは~~ホ~~の場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	（５）　当社は、発電量調整供給において、（２）イ、ロ、ホ、ヘまたはトの場合で、給電指令等により、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し、または中止したときは、供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き、当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間、これにより生じた小売電気事業、特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし、発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
（７）　当社は、（２）イ、ロ、ハ、~~ホ~~または（３）によって、需要者の電	（７）　当社は、（２）イ、ロ、ハ、トまたは（３）によって、需要者の電

旧	新
気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。	気の使用を制限し、または中止した場合には、次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし、その原因が契約者、発電契約者、発電者または需要者の責めとなる理由による場合は、その部分については割引いたしません。
65　受電地点への供給設備の工事費負担金 （２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 （イ）　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額 なお、この場合も、（１）の工事費負担金を申し受けます。 （ロ）　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。 （ハ）　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）を施設する場合は、ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち、発電設備の設置にともなう電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし、託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第10号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）ａただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。	65　受電地点への供給設備の工事費負担金 （２）　受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し、または契約受電電力を増加される場合で、これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには、当社は、次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 （イ）　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は、標準設計工事費をこえる金額 なお、この場合も、（１）の工事費負担金を申し受けます。 （ロ）　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は、その工事費の全額 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。 （ハ）　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって、受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また、専用供給設備を除きます。）を施設する場合は、ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち、発電等設備の設置にともなう電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし、託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第10号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）（２）イ（ハ）ａただし書の適用を受ける場合は、ただし書により算定した金額といたします。

旧	新
b　発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには、aにかかわらず、次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　3,850円00銭	b　発電設備等からの出力により、当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で、これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには、aにかかわらず、次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　3,850円00銭
ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。	ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で、これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには、当社は、その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお、この場合には、工事費負担金の対象となる供給設備は、受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし、予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は、64（専用供給設備）（２）によるものといたします。
（５）　工事費の算定 （１）、（２）、（３）および（４）の場合の工事費は、次により算定いたします。	（５）　工事費の算定 （１）、（２）、（３）および（４）の場合の工事費は、次により算定いたします。
イ　工事費は、発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費といたします。	イ　工事費は、発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き、標準設計工事費といたします。
（イ）　標準設計工事費は、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	（イ）　標準設計工事費は、工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費、工費および諸掛り（測量監督費、補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお、撤去工事がある場合は、その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に、撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。
（ロ）　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	（ロ）　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
（ハ）　土地費は、工事費に含みません。ただし、架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にとも	（ハ）　土地費は、工事費に含みません。ただし、架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は、その設定にとも

旧	新
なう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 （ニ）　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 （ホ）　残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。 （ヘ）　建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。 ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。 ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して受電する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 （イ）　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $$工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$$ （ロ）　管路等を利用して電気を受電する場合 $$工事費 \times \frac{使用孔数}{施設孔数 - 予備孔数}$$ ニ　当社が特別高圧で受電する電気について、使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。 ホ　（２）イ（ハ）の場合、使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。ま	なう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 （ニ）　架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は、その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 （ホ）　残地補償費は、補償費と明らかに区分されている場合に限り、工事費に含みます。 （ヘ）　建設分担関連費は、電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り、工事費に含みます。 ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は、イに準じて算定いたします。 ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔、管路等を利用して受電する場合は、新たに施設される電線路に必要とされる回線数、管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 （イ）　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $$工事費 \times \frac{使用回線数}{施設回線数}$$ （ロ）　管路等を利用して電気を受電する場合 $$工事費 \times \frac{使用孔数}{施設孔数 - 予備孔数}$$ ニ　当社が特別高圧で受電する電気について、使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から受電する場合は、変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。 ホ　（２）イ（ハ）の場合、使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは、新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。ま

旧	新
た、専用供給設備を除きます。）とみなします。	た、専用供給設備を除きます。なお、ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から受電する場合は、高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
へ　低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	へ　低圧または高圧で受電する場合で、工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは、イまたはロにかかわらず、工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
附　　則	附　　則
1　この約款の実施期日 この約款は、2023年~~4~~月~~1~~日から実施いたします。	1　この約款の実施期日 この約款は、2023年12月27日から実施いたします。
4　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］ （5）　（1）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　８（契約の要件）（２）イは、適用いたしません。 ロ　発電量調整供給に係る料金は、18（料金）（２）にかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給	4　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］ （5）　（1）により発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され、かつ、再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備（以下「バイオマス発電設備」といいます。）であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　８（契約の要件）（２）イは、適用いたしません。 ロ　発電量調整供給に係る料金は、18（料金）（２）にかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給

旧	新
契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。
ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。	ただし、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）およびロ（ハ）にかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。
この場合、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）およびロ（ロ）にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）に準じて算定したものの合計とし、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ロ）に準じて算定したものの合計といたします。	この場合、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）およびロ（ロ）にかかわらず、発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ロ）に準じて算定したものの合計とし、発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について、それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ロ）に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。
~~ただし~~、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指	なお、契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は、25（給電指令

旧	新
令時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条(卸電力取引所が公表する額に限ります。)にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。	時補給電力）（２）ニにかかわらず、託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき、30分ごとに算定される金額といたします。ただし、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合でノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は、38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。
この場合、25（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ25（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合、25（給電指令時補給電力）（２）ロにかかわらず、給電指令時補給電力料金は、特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について、それぞれ25（給電指令時補給電力）（２）ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については、発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
（イ）　28（料金の算定期間）	（イ）　28（料金の算定期間）

旧	新
（ロ）　32（料金の算定） （ハ）　33（支払義務の発生および支払期日） （ニ）　34（料金その他の支払方法） （ホ）　35（保証金） （ヘ）　47（違約金） （ト）　54（解約等）	（ロ）　32（料金の算定） （ハ）　33（支払義務の発生および支払期日） （ニ）　34（料金その他の支払方法） （ホ）　35（保証金） （ヘ）　47（違約金） （ト）　54（解約等）
ト　当社は、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、トにかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
~~チ~~　契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は、発電量調整供給の実施に先だち、変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
~~リ~~　~~チ~~で定めた計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には、すみやかに当社に通知していただきます。
~~ヌ~~　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また、この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また、この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

旧	新
5　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置 （１）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、23（接続対象計画差対応電力）（２）イ（ハ）、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、25（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　41円25銭 （２）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）、23（接続対象計画差対応電力）（２）ロ（ハ）または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）にかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　19円27銭	5　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置 （１）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、23（接続対象計画差対応電力）（２）イ（ハ）、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）イ（ハ）、25（給電指令時補給電力）（１）ニまたは（２）ニにかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　41円25銭 ただし、当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。 （２）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、22（発電量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）、23（接続対象計画差対応電力）（２）ロ（ハ）または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）（２）ロ（ハ）にかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　19円27銭
10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 （１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者	10　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置 （１）　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置 イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で、あらかじめ契約者

旧	新
からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に、19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 （イ）　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間 （ロ）　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 （イ）　契約者は、この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称、需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして、当社所定の様式により、申込みをしていただきます。 （ロ）　原則として、当社が指定する期限までに、使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は、19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。 なお、19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上、この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力は、その１月の最大需要電力から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は、当分の間、次のとおりといたします。 イ　適用範囲 契約者が次の時間帯に、19（接続送電サービス）（２）ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において、需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。 （イ）　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日、日曜日、「国民の祝日に関する法律」に規定する休日、５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間 （ロ）　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。） ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出 （イ）　契約者は、この特別措置の適用を希望する供給地点に係る事項（需要者の名称、需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして、当社所定の様式により、申込みをしていただきます。 （ロ）　原則として、当社が指定する期限までに、使用の申出をしていただきます。 ハ　接続送電サービス契約電力 接続送電サービス契約電力は、19（接続送電サービス）（２）ニによって定めた値といたします。 なお、19（接続送電サービス）（２）ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上、この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は、その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）（２）ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

旧	新
	12　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）（２）への場合で、連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し、当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは、25（給電指令時補給電力）（２）ニ、30（電力および電力量の算定）(18)ロおよび(19)ロにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
~~12~~　バランシンググループの設定に係る特別措置 （４）　料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 （イ）　適　　用 発電バランシンググループにおいて、38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 （ロ）　発電量調整受電計画差対応電力 ａ　発電量調整受電計画差対応補給電力 （ａ）　適用範囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	13　バランシンググループの設定に係る特別措置 （４）　料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて、発電量調整受電計画差対応電力の算定上、22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 （イ）　適　　用 発電バランシンググループにおいて、38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 （ロ）　発電量調整受電計画差対応電力 ａ　発電量調整受電計画差対応補給電力 （ａ）　適用範囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

旧	新
（ｂ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 　発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に（ｃ）の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （ｃ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ｂ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 （ａ）　適用範囲 　30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 （ｂ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に（ｃ）の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （ｃ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応電力 　需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。	（ｂ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金 　発電量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に（ｃ）の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （ｃ）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ｂ　発電量調整受電計画差対応余剰電力 （ａ）　適用範囲 　30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 （ｂ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に（ｃ）の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （ｃ）　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ロ　接続対象計画差対応電力 　需要バランシンググループにおいて、接続対象計画差対応電力の算定上、23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。

旧	新
（イ） 適　　用 38（給電指令の実施等）(4) または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	（イ） 適　　用 38（給電指令の実施等）(4) または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
（ロ） 接続対象計画差対応電力	（ロ） 接続対象計画差対応電力
a 接続対象計画差対応補給電力	a 接続対象計画差対応補給電力
（a） 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	（a） 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
（b） 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に（ｃ）の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	（b） 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に（ｃ）の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
（c） 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。	（c） 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。
b 接続対象計画差対応余剰電力	b 接続対象計画差対応余剰電力
（a） 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。	（a） 適用範囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が、その30分の（５）ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。
（b） 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に（ｃ）の接続対象計画差対応余剰電	（b） 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に（ｃ）の接続対象計画差対応余剰電

旧	新
力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （ｃ）　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 （イ）　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 （ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応電力 ａ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 （ａ）　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 （ｂ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に（ｃ）の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （ｃ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。	力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （ｃ）　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて、需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上、24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 （イ）　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 （ロ）　需要抑制量調整受電計画差対応電力 ａ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 （ａ）　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 （ｂ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に（ｃ）の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （ｃ）　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。

旧	新
b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 （a）　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 （b）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に（c）の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （c）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、25（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 （イ）　契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 （a）　適用範囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が、その30分の（５）への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について、当社が購入する電気に適用いたします。 （b）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は、30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に（c）の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 （c）　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて、給電指令時補給電力の算定上、25（給電指令時補給電力）にかかわらず、次のとおりといたします。 （イ）　契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 38（給電指令の実施等）（４）または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

旧	新
c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令の間、（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 （ロ）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令の間、（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。	c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、（５）ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。 （ロ）　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適用範囲 38（給電指令の実施等）（５）または（６）もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに、補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は、ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は、給電指令等の間、（５）チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は、託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（５）により補給される電気を使用

旧	新
	されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし、当社が30分ごとに設定するものといたします。また、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については、当該契約によるものといたします。
（５） 電力および電力量の算定 チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の算定）（18）ロにかかわらず、~~30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、~~次の~~式により~~算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。~~ただし、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されている	（５） 電力および電力量の算定 チ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30（電力および電力量の算定）（18）ロにかかわらず、次の（イ）、（ロ）および（ハ）によって算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。 （イ） 30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ロ） 次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。

旧	新
~~とみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値といたします。~~ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ａ　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 ｂ　38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 ｃ　38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 ｄ　38（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 （ハ）　次の場合で、当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量は、30分ごとに、次により算定された値といたします。 ａ　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38(給電指令の実施等)(２)ホの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

旧	新
	38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ｂ　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑

旧	新
	制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ｃ　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり、かつ、当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して、38（給電指令の実施等）（２）へ

旧	新
	の場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）トの場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量

旧	新
	d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量

旧	新
	e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトの場合の給電指令等、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）（２）への場合の給電指令等により、同時に出力の抑制を実施した場合 （ａ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 （ｂ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り、かつ、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る

旧	新
	電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 （ｃ）　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）（２）ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、38（給電指令の実施等）（２）へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし、38（給電指令の実施等）（２）イ、ロ、ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は、次の式により算定された値といたします。

旧	新
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）（19）ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社~~または~~配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は、チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）（２）ホによる出力抑制対象電力量－38（給電指令の実施等）（２）ヘによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は、30（電力および電力量の算定）（19）ロにかかわらず、30分ごとに、受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に、30分ごとに、次の式により算定された値とし、発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき、38（給電指令の実施等）（２）ホの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）（２）への場合で、ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し、当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは、発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上、当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合、当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上、当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし、その発電量調整受電計画差

旧	新
	対応補給電力量の算定は、チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
（８） 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） ロ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され、かつ、バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 （イ） 発電量調整供給に係る料金は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ロにかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、（ロ）により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 （ロ） インバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ホにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおけ	（８） 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） ロ イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは、契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され、かつ、バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 （イ） 発電量調整供給に係る料金は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ロにかかわらず、18（料金）（２）に定める料金、（ロ）により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は、インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 （ロ） インバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）ホにかかわらず、特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また、再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は、特例発電バランシンググループにおけ

旧	新
る30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	る30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に、再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
（ハ）　当社は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）トにかかわらず、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社、配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	（ハ）　当社は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（５）トにかかわらず、30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社、配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また、当社は、当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない、変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し、原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお、契約者は、必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	（ニ）　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し、または超過するおそれがある場合で、当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは、（ハ）にかかわらず、契約者は、発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて、契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（６）ロにかかわらず、特例発電バランシンググルー	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において、契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し、指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて、契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は、附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）（６）ロにかかわらず、特例発電バランシンググルー

旧	新
プにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	プにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 （９）　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置 イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価、接続対象計画差対応補給電力料金単価、需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については、（４）イ（ロ）ａ（ｃ）、（４）ロ（ロ）ａ（ｃ）、（４）ハ（ロ）ａ（ｃ）または（４）ニ（イ）ｄもしくは（４）ニ（ロ）ｄにかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　41円25銭 ただし、当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は、当該契約によるものといたします。 ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価、接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については、（４）イ（ロ）ｂ（ｃ）、（４）ロ（ロ）ｂ（ｃ）または（４）ハ（ロ）ａ（ｃ）にかかわらず、次のとおりといたします。 １キロワット時につき　19円27銭 （10）　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）（２）への場合で、みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは、（４）ニ（ロ）ｄ、（５）チおよび（５）

旧	新
（~~9~~） その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	リにおいて、当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。 （11） その他の事項については、この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~13~~ 近接性評価割引額の算定についての特別措置	14 近接性評価割引額の算定についての特別措置
（１） 契約者が、配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）の近接性評価割引額の算定上、次のとおりといたします。	（１） 契約者が、配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し、および運用する発電契約者から、当該発電設備等に係る電気を受電し、接続供給を利用する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）の近接性評価割引額の算定上、次のとおりといたします。
イ 当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２(近接性評価地域および近接性評価割引額の算定)(２)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。	イ 当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２(近接性評価地域および近接性評価割引額の算定)(２)ロ(イ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。
ロ 契約者が、附則~~12~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は、附則~~12~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ロとし、当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。	ロ 契約者が、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ロとし、当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には、配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。
ハ 契約者が、配電事業者の約款に定める発電契約者（附則~~12~~〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電	ハ 契約者が、配電事業者の約款に定める発電契約者（附則13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（イ）ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電

旧	新
バランシンググループの発電量調整受電電力量は、配電事業者の約款に定めるところによります。 （２） 契約者が、附則~~12~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（ロ）および（ハ）の接続対象計画電力量は、附則~~12~~（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ニとし、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（ハ）の接続対象電力量には、配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。	バランシンググループの発電量調整受電電力量は、配電事業者の約款に定めるところによります。 （２） 契約者が、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（ロ）および（ハ）の接続対象計画電力量は、附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）（５）ニとし、別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）（２）ロ（ハ）の接続対象電力量には、配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。
~~14~~　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 （１） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 （２） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第	15　Ｎ－１電制の実施についての特別措置 （１） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から、30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。 （２） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）（10）にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第

旧	新
１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。	１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。
（３） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(10) にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	（３） 当社は、38（給電指令の実施等）（２）イの場合で、発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは、38（給電指令の実施等）(10) にかかわらず、Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に、Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から、Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について、電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
~~15 料金についての切替措置~~ ~~2023年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては、当社は、32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない、料金を算定いたします。~~ ~~なお、電力量料金は、料金の算定期間における2023年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~	

旧	新
別　　表	別　　表
4　負荷設備の入力換算容量	**4　負荷設備の入力換算容量**
（4）　電気溶接機	（4）　電気溶接機
電気溶接機の換算容量は、次の算式によって算定された値といたします。	電気溶接機の換算容量は、次の算式によって算定された値といたします。
イ　日本~~工~~業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント	イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント
ロ　イ以外の場合 入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント	ロ　イ以外の場合 入力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×70パーセント
別冊Ⅰ　系統連系技術要件（低圧）	別冊Ⅰ　系統連系技術要件（低圧）
Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件	Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件
5　需給バランス制約による発電出力の抑制	**5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制**
逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０%から100%の範囲（１%刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。	逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０%から100%の範囲（１%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。
なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。	なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。
逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。）に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等によ	逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則（以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。）に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等によ

旧	新
り出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。 なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	り出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。 なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~6~~　不要解列の防止 （1）　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。 なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。	7　不要解列の防止 （1）　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に、適正な保護装置を設置していただきます。 なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

旧

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz
	風　力	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz

新

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz
	風　力	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz

旧

単相	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満 単機出力2kW以上10kW未満※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

新

単相	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満 単機出力2kW以上10kW未満※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

新						
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz
		燃料電池＋蓄電池ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz

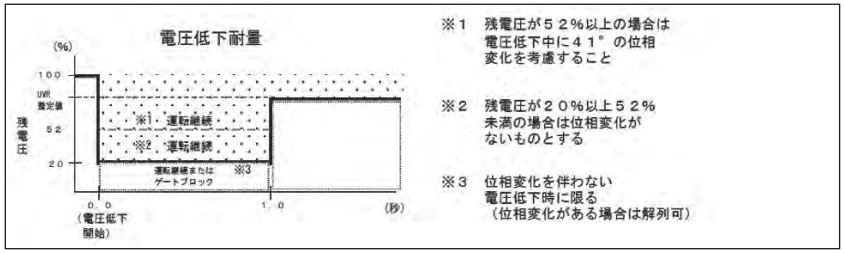
旧						
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。また、負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は、出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため、0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz
		燃料電池＋蓄電池ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz

旧

三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風　力	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）

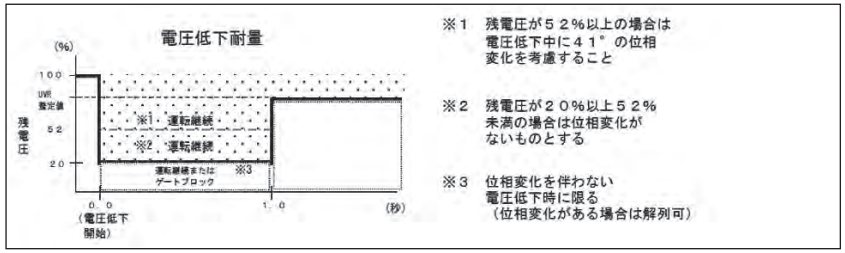


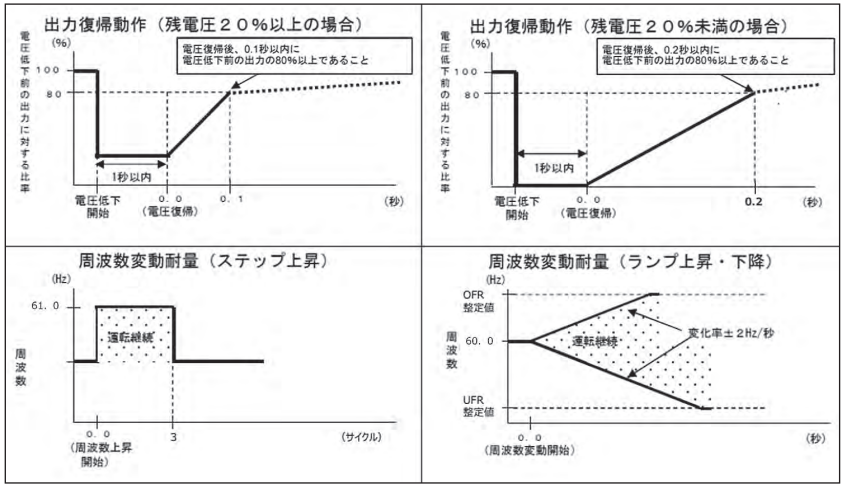
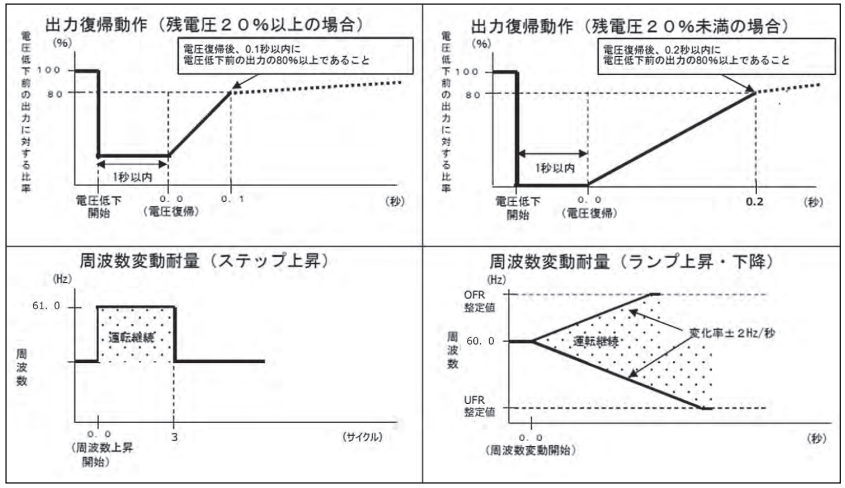
新

三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風　力	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



旧	新
	
~~7~~　保護装置の設置 （１）　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は省略できるものといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 （２）　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし、発電設備の故障対策用不足電圧リレー、または過電流リレーにより、	8　保護装置の設置 （１）　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は省略できるものといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 （２）　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし、発電設備の故障対策用不足電圧リレー、または過電流リレーにより、

旧	新
連系する系統の短絡事故が検出できる場合は、これで代用できるものといたします。 ロ　誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 （３）　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し、発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 （４）　単独運転防止対策 単独運転防止のため、過電圧リレー、不足電圧リレー、周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。 ~~8~~　保護装置の設置場所 保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。 ~~9~~　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 （１）　機械的な解列箇所２箇所	連系する系統の短絡事故が検出できる場合は、これで代用できるものといたします。 ロ　誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 （３）　高低圧混触事故対策 連系する系統の高低圧混触事故を検出し、発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。 （４）　単独運転防止対策 単独運転防止のため、過電圧リレー、不足電圧リレー、周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。 なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。 9　保護装置の設置場所 保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。 10　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 （１）　機械的な解列箇所２箇所

旧	新
（２） 機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック （３） 発電設備等連絡用遮断器 ~~10~~ 保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 （１） 過電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 （２） 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相、三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 （３） 周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび逆電力リレーは、単相２線式、単相３線式および三相３線式について１相に設置すること。 （４） 逆充電検出の場合は、次のとおりとしていただきます。 イ 不足電力リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相、三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間、三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできるものといたします。 ロ 不足電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 ~~11~~ 接地方式 接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。 ~~12~~ 直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略す	（２） 機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック （３） 発電設備等連絡用遮断器 11 保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 （１） 過電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 （２） 不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相、三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 （３） 周波数上昇リレー、周波数低下リレーおよび逆電力リレーは、単相２線式、単相３線式および三相３線式について１相に設置すること。 （４） 逆充電検出の場合は、次のとおりとしていただきます。 イ 不足電力リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式においては２相、三相３線式については３相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間、三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできるものといたします。 ロ 不足電圧リレーは、単相２線式においては１相、単相３線式および三相３線式については２相に設置すること。なお、単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。 12 接地方式 接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。 13 直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略す

旧	新
ることができます。 （１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。 （２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。	ることができます。 （１） 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。 （２） 逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。
~~13~~ 電圧変動 （１） 常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお、これにより対応できない場合は、配電線増強等の対策を行ないます。 （２） 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。 イ 同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ 二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ 誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。	14 電圧変動 （１） 常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。 なお、これにより対応できない場合は、配電線増強等の対策を行ないます。 （２） 瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。 イ 同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ 二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合は、自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ 誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

旧	新
ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときには、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、その抑制対策を行なうこと。 （３）　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は、無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。また、単独運	ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときには、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、その抑制対策を行なうこと。 （３）　電圧フリッカ対策 発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系といたします。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は、無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。また、単独運

旧	新
転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。	転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は、0.23V以下）に維持する。
~~14~~　短絡容量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。 なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。	15　短絡容量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。 なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。
~~15~~　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 単相３線式の電気方式に連系する場合であって、負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは、発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に、３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。	16　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 単相３線式の電気方式に連系する場合であって、負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは、発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に、３極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。
~~16~~　発電設備等の種類 連系する発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない発電設備等の連系は、逆潮流がない場合に限ります。	17　発電設備等の種類 連系する発電設備等は、逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし、逆変換装置を用いない発電設備等の連系は、逆潮流がない場合に限ります。

旧	新
~~17~~　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 （1）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。 （2）　発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。 （3）　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずるため、発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置するとともに、氏名および一般加入電話番号、または携帯電話番号を通知すること。	18　サイバーセキュリティ対策 サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 （1）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。 （2）　発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。 （3）　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずるため、発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置するとともに、氏名および一般加入電話番号、または携帯電話番号を通知すること。
~~18~~　発電機諸元 当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします）。 なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。	19　発電機諸元 当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします）。 なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		力率（定格、運転可能範囲）
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		力率（定格、運転可能範囲）
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料

旧

共　通	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

別冊Ⅱ　系統連系技術要件（高圧）

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

5　需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設

新

共　通	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

別冊Ⅱ　系統連系技術要件（高圧）

Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件

5　需給バランス制約による発電設備等の出力抑制

逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。

なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設

旧	新
備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。 なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。 なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~6~~　不要解列の防止 （1）　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。	7　不要解列の防止 （1）　保護協調 発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化等を行なうために、次の考え方にもとづいて、保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては、確実に検出・除去し、連系する系統に事故を波及させないために、発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては、迅速かつ確実に、発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時など、連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し、一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に、発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

旧

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光 風　力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz

新

ホ　連系する系統以外の事故時には、発電設備等は解列しないこと。

（２）　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光 風　力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、３サイクル間継続 ・ランプ上の±２Hz/s（周波数上限）61.8Hz（周波数下限）57.0Hz

旧

三相	風　力	残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し、電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰			・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

新

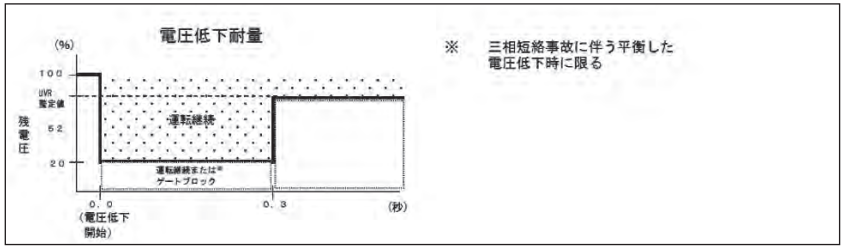
三相	風　力	残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し、電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰			・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため、0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

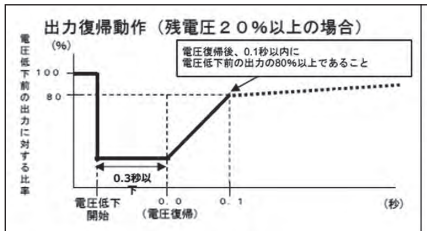
旧

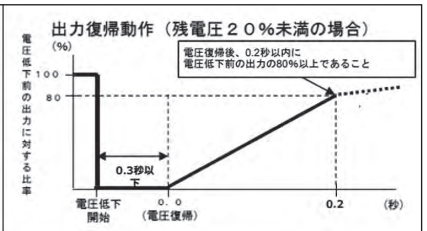
三相	ガスエンジン（単機出力35kW以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

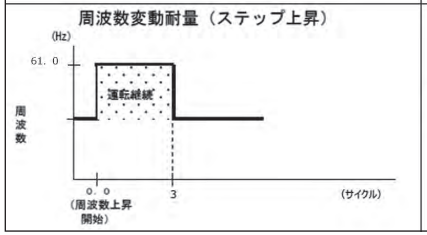
※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備を除きます。

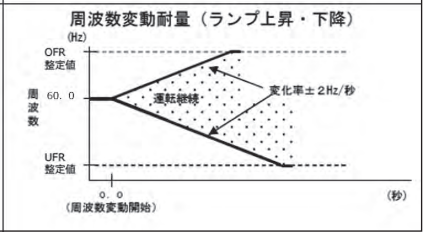
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）









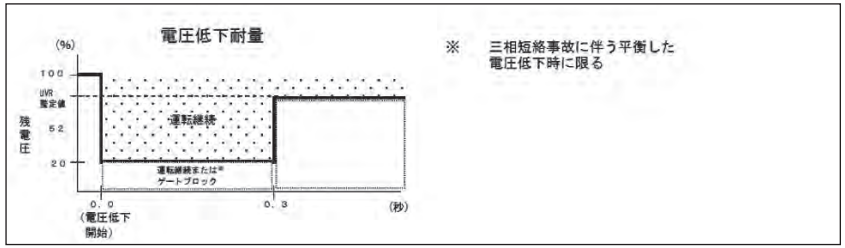


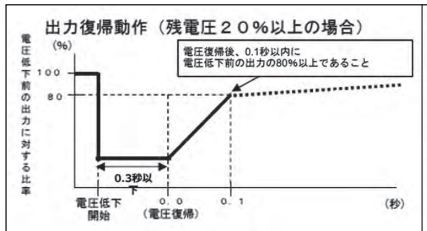
新

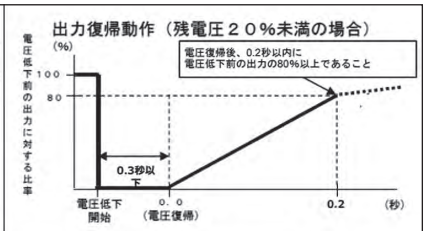
三相	ガスエンジン（単機出力35kW以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0Hz、3サイクル間継続 ・ランプ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz

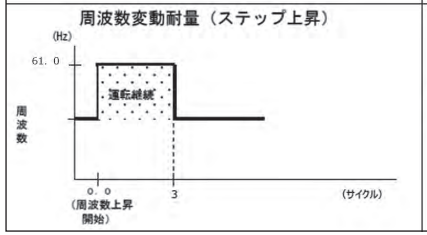
※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備を除きます。

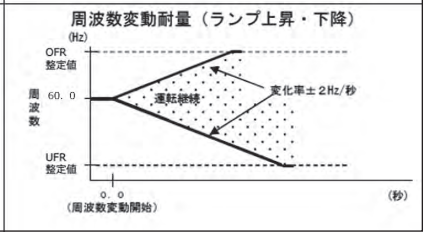
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）











旧	新
~~7~~　保護装置の設置 （1）　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は省略できるものといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 （2）　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 ロ　誘導発電機、二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 （3）　系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため、地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略できるものとします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が10kW以下の場合 （4）　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の	8　保護装置の設置 （1）　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出できる場合は省略できるものといたします。 イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に、これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。 ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に、これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。 （2）　系統側短絡事故対策 連系する系統における短絡事故時の保護のため、次に示す保護リレーを設置していただきます。 イ　同期発電機の場合は、連系する系統における短絡事故を検出し、発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。 ロ　誘導発電機、二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し、発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。 （3）　系統側地絡事故対策 連系する系統における地絡事故時の保護のため、地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略できるものとします。 イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検出できる場合 ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合 ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって、その出力容量が10kW以下の場合 （4）　逆潮流がある場合の単独運転防止対策 逆潮流がある場合、単独運転防止のため、発電設備等故障対策用の

旧	新
過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用線の場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。 なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。 （５）　逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合、単独運転防止のため、逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用線の場合であって、逆電力リレーまたは不足電力リレーにより単独運転を高速に検出できる場合は、周波数低下リレーを省略できるものとします。 なお、構内低圧線に連系する発電設備等において、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく、単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備等が停止、または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。 また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。	過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに、転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし、専用線の場合は、周波数上昇リレーを省略できるものとします。 なお、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。 イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し、確実に単独運転を検出できること。 ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。 ハ　能動信号は、系統への影響が実態上問題とならないこと。 （５）　逆潮流がない場合の単独運転防止対策 逆潮流がない場合、単独運転防止のため、逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし、専用線の場合であって、逆電力リレーまたは不足電力リレーにより単独運転を高速に検出できる場合は、周波数低下リレーを省略できるものとします。 なお、構内低圧線に連系する発電設備等において、その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく、単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含みます。）を有する装置により高速に単独運転を検出し、発電設備等が停止、または解列する場合は、逆電力リレーを省略できるものといたします。 また、単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。
~~8~~　保護装置の設置場所 保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	9　保護装置の設置場所 保護リレーは、受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~9~~　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。	10　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

旧	新
（1） 受電用遮断器 （2） 発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置 （3） 発電設備等連絡用遮断器 （4） 母線連絡用遮断器 また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶　縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。	（1） 受電用遮断器 （2） 発電設備等出力端遮断器またはこれと同等の機能を有する装置 （3） 発電設備等連絡用遮断器 （4） 母線連絡用遮断器 また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶　縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。
~~10~~ 保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 （1） 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 （2） 過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは、1相設置とすること。 （3） 短絡方向リレーは、3相設置とすること。ただし、連系する系統と協調を図ることができる場合は、2相設置とすることができるものといたします。 （4） 不足電圧リレーは、3相設置とすること。ただし、短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は、1相設置とすることができるものといたします。 （5） 不足電力リレーは、2相設置とすること。	11 保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 （1） 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。 （2） 過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは、1相設置とすること。 （3） 短絡方向リレーは、3相設置とすること。ただし、連系する系統と協調を図ることができる場合は、2相設置とすることができるものといたします。 （4） 不足電圧リレーは、3相設置とすること。ただし、短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は、1相設置とすることができるものといたします。 （5） 不足電力リレーは、2相設置とすること。
~~11~~ 自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。	12 自動負荷制限 発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。
~~12~~ 線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため、当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。	13 線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため、当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。

旧	新
ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 （1） 専用線による連系であって、連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 （2） 転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 （3） 2方式以上の単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 （4） 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 （5） 逆潮流がない場合であり、かつ、系統との連系に係わる保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が2系列化されており、これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし、2系列目の上記装置については、次のうちいずれか1方式以上を用いて簡素化を図ることができます。 イ 2系列の保護リレーのうち1系列は、不足電力リレーのみとすることができます。 ロ 計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、1系列目と2系列目を兼用できます。 ハ 計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、1系列目と2系列目を兼用できます。	ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 （1） 専用線による連系であって、連系する系統の自動再閉路を必要としない場合 （2） 転送遮断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 （3） 2方式以上の単独運転検出機能（能動的方式1方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 （4） 単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し、かつ、それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合 （5） 逆潮流がない場合であり、かつ、系統との連系に係わる保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が2系列化されており、これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし、2系列目の上記装置については、次のうちいずれか1方式以上を用いて簡素化を図ることができます。 イ 2系列の保護リレーのうち1系列は、不足電力リレーのみとすることができます。 ロ 計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、1系列目と2系列目を兼用できます。 ハ 計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、1系列目と2系列目を兼用できます。
~~13~~ 接地方式 接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。	14 接地方式 接地方式は、連系する系統に適合した方式としていただきます。

旧	新
~~14~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。 （１）　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。 （２）　逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。	15　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし、次のすべての条件に適合する場合は、変圧器の設置を省略することができます。 （１）　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。 （２）　逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。
~~15~~　電圧変動 （１）　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 なお、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に電圧を調整すること。 （２）　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧10％以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有してい	16　電圧変動 （１）　常時電圧変動対策 連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6V、標準電圧200Vに対しては202±20V）以内に維持する必要があるため、発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。 なお、これにより対応できない場合には、配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なうなどの対策を行ないます。 イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に負荷を制限すること。 ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには、自動的に電圧を調整すること。 （２）　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧10％以内とし、次に示す対策を行なっていただきます。 イ　同期発電機の場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有してい

旧	新
るものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を行なうこと。	るものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。 ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときには、電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統の電圧が常時電圧から10％をこえて逸脱するおそれがあるときは、その抑制対策を行なうこと。
~~16~~　電圧フリッカ 発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。	17　電圧フリッカ 発電設備等を設置する場合は、発電設備等の頻繁な並解列や出力変動、単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。 イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置、配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

旧	新
なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって、配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり、連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V 以下（当該設備のみの場合は、0.23V 以下）に維持する。	なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。 ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等の設置や配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。 なお、これにより対応できない場合には、配電線の増強等を行なうか、専用線による連系とする。 ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは、系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また、連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても、将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加等によって、配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり、連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。 また、単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより、系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には、発電設備等設置者は当社と協議のうえ、単独運転検出に影響の無い範囲で、能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により、配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。 なお、ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については、機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V 以下（当該設備のみの場合は、0.23V 以下）に維持する。
~~17~~　短絡容量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等	18　短絡容量 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等

旧	新
を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。 なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。	を上回るおそれがある場合は、短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。 なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。
~~18~~　発電機定数・諸元 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします）。 なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。	19　発電機定数・諸元 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます（第３者認証機関発行の認証証明書による提供も可能といたします）。 なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器、連系用変圧器	定格（定格容量、定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式、整定値
	調相設備	定格（容量、台数）

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格（定格容量、定格出力、台数、定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図、系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器、連系用変圧器	定格（定格容量、定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式、整定値
	調相設備	定格（容量、台数）

旧		
共　通	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
		~~発電機の出力特性~~
		~~出力変動対策の方法~~
		~~蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無~~

新		
共　通	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無

旧	新
蓄電池 発電プラント 蓄電容量 二次励磁機 発電プラント 拘束リアクタンス	蓄電池 発電プラント 蓄電容量 二次励磁機 発電プラント 拘束リアクタンス
~~19~~ 昇圧用変圧器 短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。 また、電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。	20 昇圧用変圧器 短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。 また、電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。
~~20~~ 連絡体制 （1） 発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。 ただし、保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。 イ 専用保安通信用電話設備 ロ 電気通信事業者の専用回線電話 ハ 次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話 （イ） 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 （ロ） 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。	21 連絡体制 （1） 発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備を設置していただきます。 ただし、保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。 イ 専用保安通信用電話設備 ロ 電気通信事業者の専用回線電話 ハ 次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話 （イ） 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 （ロ） 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

旧	新
（ハ） 停電時においても通話可能なものであること。 （ニ） 災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。 （２） 当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。提供情報は、当社が必要と認めた都度提供していただきます。 ~~21~~ バンク逆潮流の制限 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると、電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから、原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし、配電用変電所に保護装置等を設置することにより、電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。 ~~22~~ サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 （１） 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。 （２） 発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。 （３） 発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。	（ハ） 停電時においても通話可能なものであること。 （ニ） 災害時等において当社と連絡が取れない場合には、当社との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。 （２） 当社に系統運用上必要な情報を提供していただきます。提供情報は、当社が必要と認めた都度提供していただきます。 22 バンク逆潮流の制限 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると、電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから、原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし、配電用変電所に保護装置等を設置することにより、電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。 23 サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 （１） 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。 （２） 発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。 （３） 発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。

旧	新
別冊Ⅲ　系統連系技術要件（特別高圧）	別冊Ⅲ　系統連系技術要件（特別高圧）
Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件	Ⅱ　発電者の発電設備等の連系に必要な技術要件
5　需給バランス制約による発電出力の抑制	5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制
逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。	逆潮流のある発電設備等のうち、太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により０％から100％の範囲（１％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可能とします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。
なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。	なお、ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については、技術的制約を踏まえ、個別に協議させていただきます。
逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。	逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし、再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス発電設備であって、燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は、発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。
なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	なお、停止による対応も可能とします。また、自家消費を主な目的とした発電設備等については、個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制
	逆潮流のある発電設備等には、当社の求めに応じて、当社からの遠隔制御により、送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~6~~　不要解列の防止	7　不要解列の防止
（１）　保護協調	（１）　保護協調
発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために、次の	発電設備等の故障または系統の事故時に、事故の除去、事故範囲の局限化、系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために、次の

旧	新
考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。 なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては、この影響を連系する系統へ波及させないために、発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合があります。 ハ　上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。 （２）　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。 なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。	考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。 なお、構内設備の故障に対しては、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては、この影響を連系する系統へ波及させないために、発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は、原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし、再閉路方式によっては、解列が不要な場合があります。 ハ　上位系統事故、連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には、発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に、原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には、原則として発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には、逆電力リレー、不足電力リレー等による解列を、自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限で行なうこと。 （２）　事故時運転継続 系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により、発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため、発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。 なお、満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりとしていただきます。

旧

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風　力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風　力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

（３）　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧および周波数変動範囲においては、発電設備等を連続運転し、発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。また、これをこえる端子電圧および周波数変動においても、設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

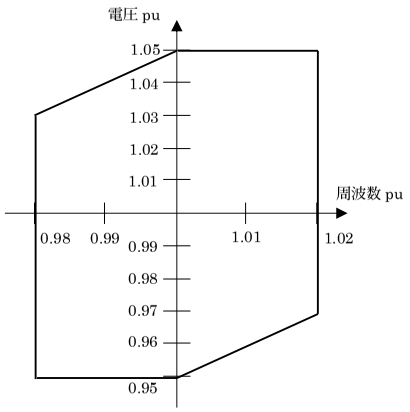
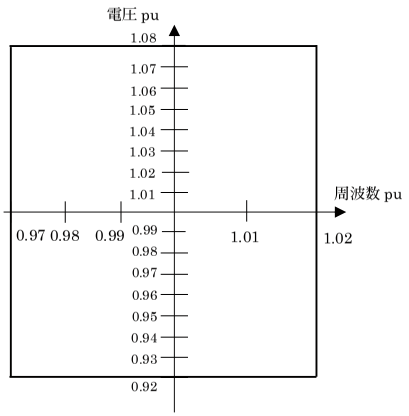
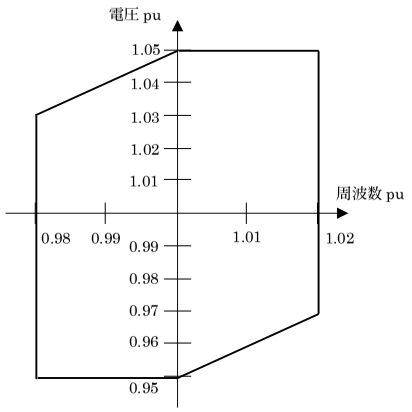
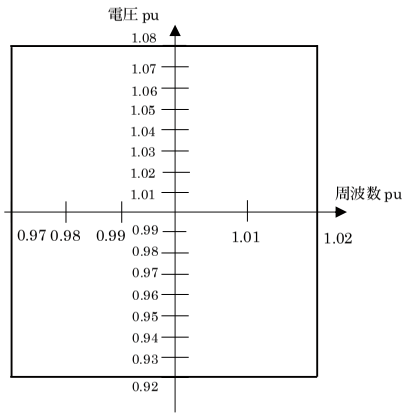
新

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風　力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風　力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

（３）　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い、電圧・周波数変動が継続する状況においても、発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため、以下の端子電圧および周波数変動範囲においては、発電設備等を連続運転し、発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。また、これをこえる端子電圧および周波数変動においても、設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお、電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や、構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため、自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については、対策内容を協議させていただきます。

旧	新
同期発電機・誘導発電機  逆変換装置  ただし、周波数変動範囲に対しては、「２．運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。	同期発電機・誘導発電機  逆変換装置  ただし、周波数変動範囲に対しては、「２．運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。
~~７~~　保護装置の設置 （１）　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。 （２）　系統側事故対策 イ　短絡保護 系統の短絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。 なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 （イ）　同期発電機を用いる場合 連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備を解列すること	８　保護装置の設置 （１）　発電設備等故障対策 発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし、発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。 （２）　系統側事故対策 イ　短絡保護 系統の短絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。 なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 （イ）　同期発電機を用いる場合 連系する系統の短絡事故を検出し、発電設備を解列すること

旧	新
ができる短絡方向リレーを設置すること。当該リレーが有効に機能しない場合は、短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。 （ロ）　誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 連系する系統の短絡事故時に、発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお、この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。 ロ　地絡保護 系統の地絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。 なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は、電流差動リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は、地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができます。 （イ）　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合 （ロ）　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合 （ハ）　逆電力リレー、不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合 なお、連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても、その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、	ができる短絡方向リレーを設置すること。当該リレーが有効に機能しない場合は、短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。 （ロ）　誘導発電機、二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合 連系する系統の短絡事故時に、発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。なお、この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができます。 ロ　地絡保護 系統の地絡事故時の保護のため、次の保護リレーを設置していただきます。 なお、必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は、電流差動リレーを設置していただきます。 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は、地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は、地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。ただし、次のいずれかを満たす場合は、地絡過電圧リレーを省略することができます。 （イ）　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合 （ロ）　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合 （ハ）　逆電力リレー、不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合 なお、連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても、その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって、地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は、

旧	新
発電者または発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレーを設置すること。 ハ　連系する系統と同一の保護方式が必要な場合の短絡・地絡保護連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。	発電者または発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において、地絡過電圧リレーを設置すること。 ハ　連系する系統と同一の保護方式が必要な場合の短絡・地絡保護連系する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

連系する系統の標準的な保護方式と系列数

電圧階級(kV)	系統の保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
				中性点接地方式					
				直接接地		抵抗接地			
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護		
500 220	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			2系列	※1
110 66 22	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	1系列 ※2	※1
	回線選択リレー方式	回線選択リレー	短絡方向距離リレー			回線選択リレー	地絡方向リレー	1系列	

※1　当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。
※2　主保護リレー不動作時に、後備保護リレーにより電源が喪失する等系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は、主保護リレーを2系列設置していただくことがあります。

連系する系統の標準的な保護方式と系列数

電圧階級(kV)	系統の保護方式	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
				中性点接地方式					
				直接接地		抵抗接地			
		主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護		
500 220	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー	電流差動リレー	地絡方向距離リレー			2系列	※1
110 66 22	電流差動リレー方式	電流差動リレー	短絡方向距離リレー			電流差動リレー	地絡方向リレー	1系列 ※2	※1
	回線選択リレー方式	回線選択リレー	短絡方向距離リレー			回線選択リレー	地絡方向リレー	1系列	

※1　当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。
※2　主保護リレー不動作時に、後備保護リレーにより電源が喪失する等系統に大きな影響を及ぼすおそれがある場合は、主保護リレーを2系列設置していただくことがあります。

（3）　単独運転防止対策
イ　逆潮流がある場合
適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置して

（3）　単独運転防止対策
イ　逆潮流がある場合
適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置して

旧	新
いただきます。また、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40％程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。 ただし、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。 なお、必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧および位相差が合致しない場合には、当社からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。 ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。 ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。 （4）　事故波及防止対策 発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。 （5）　構内設備事故対策 構内設備事故対策として、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。 （6）　事故除去時間 中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点および同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。	いただきます。また、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは、単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40％程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。 ただし、上記特性を有しないときは、単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。 なお、必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また、単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり、系統電源と当該発電設備等の周波数、電圧および位相差が合致しない場合には、当社からの指令を受け、当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。 ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため、周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。 ただし、発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって、周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは、逆電力リレーを設置していただきます。 （4）　事故波及防止対策 発電機が脱調したときの事故波及を防止するため、脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。 （5）　構内設備事故対策 構内設備事故対策として、Ⅲ（需要者の電気設備の連系に必要な技術要件）に準じた対策を実施していただきます。 （6）　事故除去時間 中性点直接接地系統においては、同期安定度確保、瞬時電圧低下の影響、電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため、連系点および同一電圧階級設備の遮断器、保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

旧	新
イ　遮断器：２サイクル以内 ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内 なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。 （７）　その他 発電設備等設置者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。	イ　遮断器：２サイクル以内 ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内 なお、上記を基本とし、中性点直接接地系統以外を含め、系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。 （７）　その他 発電設備等設置者の保護装置は、当社の保護装置と協調を図っていただきます。また、系統安定度を確保する等のため、必要な場合は母線保護リレーを設置していただきます。
~~8~~　再閉路方式 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で、自動再閉路方式を採用する場合は、連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき、必要な設備を設置していただきます。	9　再閉路方式 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で、自動再閉路方式を採用する場合は、連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき、必要な設備を設置していただきます。
~~9~~　保護装置の設置場所 保護リレーは、受電点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	10　保護装置の設置場所 保護リレーは、受電点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~10~~　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 （１）　受電用遮断器 （２）　発電設備等出力端遮断器 （３）　発電設備等連絡用遮断器 （４）　母線連絡用遮断器 また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。	11　解列箇所 保護装置が動作した場合の解列箇所は、原則として、系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。 なお、当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 （１）　受電用遮断器 （２）　発電設備等出力端遮断器 （３）　発電設備等連絡用遮断器 （４）　母線連絡用遮断器 また、解列にあたっては、発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ、かつ、電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため、原則として、半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

旧	新
~~11~~　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 （1）　地絡過電圧リレー、地絡方向リレー、地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 （2）　過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。 （3）　不足電力リレーは2相設置とすること。 （4）　短絡方向リレー、不足電圧リレー、短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー、短絡検出用電流差動リレー、短絡方向距離リレー、短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。	12　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 （1）　地絡過電圧リレー、地絡方向リレー、地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。 （2）　過電圧リレー、周波数低下リレー、周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは1相設置とすること。 （3）　不足電力リレーは2相設置とすること。 （4）　短絡方向リレー、不足電圧リレー、短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー、短絡検出用電流差動リレー、短絡方向距離リレー、短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは3相設置とすること。
~~12~~　自動負荷制限・発電抑制 （1）　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また、系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断、もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。 なお、この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし、出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については、充電を停止することにより、出力変動緩和の機能を喪失することになるため、本要件の適用範囲外とします。 （2）　あらかじめ当社が指定した送電線1回線、変圧器1台、その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1電制」といいます。）を実施することで、運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合、N－1電制を実施するために発電設備等に設置する	13　自動負荷制限・発電抑制 （1）　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は、自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。 また、系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合、または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断、もしくは発電増出力（揚水遮断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。 なお、この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。 ただし、出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については、充電を停止することにより、出力変動緩和の機能を喪失することになるため、本要件の適用範囲外とします。 （2）　あらかじめ当社が指定した送電線1回線、変圧器1台、その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「N－1電制」といいます。）を実施することで、運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合、N－1電制を実施するために発電設備等に設置する

旧	新
制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して、当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して、Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合、正当な理由がない限り、発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。	制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して、当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して、Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合、正当な理由がない限り、発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。
~~13~~　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のために、発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 なお、逆潮流がない場合であって、電力系統との連系に係る保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が、相互予備となるように２系列化されている場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。ただし、次のいずれかにより簡素化を図ることができます。 （１）　２系列の保護リレーのうちの１系列は、不足電力リレーのみとすることができます。 （２）　計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。 （３）　計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。	14　線路無電圧確認装置の設置 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には、再閉路時の事故防止のために、発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし、次のいずれかを満たす場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 なお、逆潮流がない場合であって、電力系統との連系に係る保護リレー、計器用変流器、計器用変圧器、遮断器および制御用電源配線が、相互予備となるように２系列化されている場合は、線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。ただし、次のいずれかにより簡素化を図ることができます。 （１）　２系列の保護リレーのうちの１系列は、不足電力リレーのみとすることができます。 （２）　計器用変流器は、不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。 （３）　計器用変圧器は、不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合、１系列目と２系列目を兼用できます。
~~14~~　発電機運転制御装置の付加 （１）　系統安定化、潮流制御のための機能 系統安定化、潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には、以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお、設置については個別に協議させていただきます。	15　発電機運転制御装置の付加 （１）　系統安定化、潮流制御のための機能 系統安定化、潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には、以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお、設置については個別に協議させていただきます。

旧	新
イ　ＰＳＳ（Power System Stabilizer） ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 （２）　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、その他の発電設備等については、個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転（以下「ＧＦ」といいます。） タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。 ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能（以下「ＬＦＣ」といいます。） 当社からのＬＦＣ信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2Hzをこえた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能（以下「ＥＤＣ」といいます。） 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100MW以上の火力発電設備は、周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない、周波数58.8Hz 以下については、1.2Hz低下するごとに５％以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統	イ　ＰＳＳ（Power System Stabilizer） ロ　超速応励磁自動電圧調整機能 （２）　周波数調整のための機能 火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお、その他の発電設備等については、個別に協議させていただきます。 イ　ガバナフリー運転（以下「ＧＦ」といいます。） タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。 ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能（以下「ＬＦＣ」といいます。） 当社からのＬＦＣ信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備すること。 ハ　周波数変動補償機能 標準周波数±0.2Hzをこえた場合、系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が、出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。 ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能（以下「ＥＤＣ」といいます。） 当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。 ホ　出力低下防止機能 100MW以上の火力発電設備は、周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない、周波数58.8Hz 以下については、1.2Hz低下するごとに５％以内の出力低下に抑える、もしくは、一度出力低下しても回復する機能を具備すること。 なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統

旧

の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100MW以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５％以下	５％以下
	GF幅※1	５％以上（定格出力基準）	３％以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始、10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５％以上（定格出力基準）	±５％以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５％／分以上（定格出力基準）	１％／分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５％／分以上（定格出力基準）	１％／分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10％／分以上（定格出力基準）	１％／分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50％以下 DSS機能具備※5	30％以下

※１　ＧＴおよびＧＴＣＣについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５％以上、その他の発電機については定格出力の３％以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※２　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。

新

の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100MW以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５％以下	５％以下
	GF幅※1	５％以上（定格出力基準）	３％以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始、10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５％以上（定格出力基準）	±５％以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５％／分以上（定格出力基準）	１％／分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５％／分以上（定格出力基準）	１％／分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10％／分以上（定格出力基準）	１％／分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50％以下 DSS機能具備※5	30％以下

※１　ＧＴおよびＧＴＣＣについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の５％以上、その他の発電機については定格出力の３％以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※２　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。

旧	新
※3　気化ガス（ＢＯＧ）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。 ※4　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力。 ※5　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は、発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。 ※6　地域資源バイオマス発電設備を除く。 ※7　記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。	※3　気化ガス（ＢＯＧ）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。 ※4　ＥＤＣ／ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力。 ※5　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は、発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。 ※6　地域資源バイオマス発電設備を除く。 ※7　記載の秒数は目安値とし、可能な限り早期に出力変化開始し、出力変化完了すること。
また、周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信する機能および、必要な送信信号（現在出力、可能最大発電出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみ。〕、ＥＤＣ・ＬＦＣ使用/除外、運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。	また、周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ・ＬＦＣ指令値）を受信する機能および、必要な送信信号（現在出力、可能最大発電出力〔ＧＴおよびＧＴＣＣのみ。〕、ＥＤＣ・ＬＦＣ使用/除外、運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。
（３）　早期再並列のための機能 定格出力の合計が400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。	（３）　早期再並列のための機能 定格出力の合計が400MW 以上の火力（GTCC）発電設備については、送電系統の停電解消後、早期に再並列するために必要な装置を設置、または機能を具備していただきます。
（４）　電圧調整のための機能 イ　220kV 以上の系統に連系する発電設備等は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。 ロ　受電電圧が110kV 以下の発電者の発電設備等でも、必要により、上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。	（４）　電圧調整のための機能 イ　220kV 以上の系統に連系する発電設備等は、当社が指定する電圧、無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し、有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。 ロ　受電電圧が110kV 以下の発電者の発電設備等でも、必要により、上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。
~~15~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 中性点の接地が必要な場合は、昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を行なっていただきます。 （１）　110kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。 （２）　220kV以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。	16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 中性点の接地が必要な場合は、昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また、中性点接地装置の設置により、当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には、適切な対策を行なっていただきます。 （１）　110kV以下の系統に連系する場合は、必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置していただきます。 （２）　220kV以上の系統に連系する場合は、昇圧用変圧器の中性点を直接接地していただきます。

旧	新
~~16~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし、次のすべての条件に該当する場合は、変圧器の設置を省略することができます。 （１）　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。 （２）　逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。	17　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は、逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために、受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし、次のすべての条件に該当する場合は、変圧器の設置を省略することができます。 （１）　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し、交流出力を停止する機能を有すること。 （２）　逆変換装置の直流回路が非接地であること、または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。 なお、設置する変圧器は、直流流出防止専用である必要はありません。
~~17~~　電圧変動 （１）　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし、この範囲を逸脱しないよう、自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により、自動的に電圧を調整していただきます。 （２）　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から２％程度をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応でき	18　電圧変動 （１）　常時電圧変動対策 発電設備等の連系による電圧変動は、常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし、この範囲を逸脱しないよう、自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により、自動的に電圧を調整していただきます。 （２）　瞬時電圧変動対策 発電設備等の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。 イ　同期発電機を用いる場合は、制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。 ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には、自動同期検定機能を有するものを用いること。 ハ　誘導発電機を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から２％程度をこえて逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応でき

旧	新
ない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあり、適正値を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 （イ）　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 （ロ）　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等を設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V 以下（当該設備のみの場合は、0.23V 以下）に維持する。 （３）　その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合には、その抑制対策を実施していただきます。 ~~18~~　出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響をおよぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 （１）　風力発電設備の場合	ない場合には、同期発電機を用いる等の対策をすること。 ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は、自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。 ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で、並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは、限流リアクトル等を設置すること。なお、これにより対応できない場合には、自励式の逆変換装置を用いること。 ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあり、適正値を逸脱するおそれがあるときには、次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。 （イ）　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。 （ロ）　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには、ＳＶＣ等を設置すること。 ［対策要否の判定基準例］ 受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V 以下（当該設備のみの場合は、0.23V 以下）に維持する。 （３）　その他 連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、他者の電気の使用を妨害し、もしくは妨害するおそれがある場合には、その抑制対策を実施していただきます。 19　出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響をおよぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 （１）　風力発電設備の場合

旧	新
イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10％以下となるよう対策を行なうこと。 　なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議するものといたします。 ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、２～５％の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下とするものといたします。	イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10％以下となるよう対策を行なうこと。 　なお、ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については、対策を別途協議するものといたします。 ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は、即座に停止しないよう、ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また、カットインが予想される場合は、徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、２～５％の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下とするものといたします。
~~19~~　短絡・地絡電流対策 発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、発電者において、短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。 なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。	20　短絡・地絡電流対策 発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は、発電者において、短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。 なお、これにより対応できない場合は、短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。
~~20~~　発電機定数・諸元 連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策、慣性低下対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。 なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。	21　発電機定数・諸元 連系系統、電圧階級によっては、発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策、慣性低下対策等の面から、発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。また、当社の求めに応じて、次の諸元を提出していただきます。 なお、必要に応じて、記載されていない諸元等、最新の諸元等を提供していただくことがあります。

旧

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量、定格出力、台数、定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲、運転継続時間
		単線結線図、系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類、発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器、連系用変圧器	定格（定格容量、定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎､変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式、整定値
	調相設備	定格容量、台数
		制御方式、整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス、アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無

新

電源種	設　備	諸　元
共　通	発電プラント	定格容量、定格出力、台数、定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格、最低）
		力率（定格、運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲、運転継続時間
		単線結線図、系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類、発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値、最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器、連系用変圧器	定格（定格容量、定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎､変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式、整定値
	調相設備	定格容量、台数
		制御方式、整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス、アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流、遮断時間）
		自動同期検定装置の有無

旧		
共　通	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値、不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル、モデル構築に必要なプラント、制御系の各種定数（ボイラ、タービン、水車等）
		並解列所要時間（平常時、事故時）

新		
共　通	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比、VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値、不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル、モデル構築に必要なプラント、制御系の各種定数（ボイラ、タービン、水車等）
		並解列所要時間（平常時、事故時）

旧		
同期機	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎、上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V ／ Fブロック
		OEL、UELブロック
水　力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW ／（㎥／ s））
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ、供給時間）
		一、二相事故時の事故電流（大きさ、供給時間）
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式、整定値
		慣性力供給能力

新		
同期機	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率、GF幅、CV、ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎、上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR、PSS、PSVR）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V ／ Fブロック
		OEL、UELブロック
水　力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW ／（㎥／ s））
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ、型式
		単独運転検出方式、整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ、供給時間）
		一、二相事故時の事故電流（大きさ、供給時間）
		FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式、整定値
		慣性力供給能力

旧		
風　力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲、不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

21　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては、短絡・地絡電流抑制対策、安定度維持対策、送電線保護リレー協調等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンスを当社から指定させていただく場合があります。また、無電圧タップ切替器の仕様（タップ数、電圧値、調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

22　連絡体制

（1）　発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社の制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社の制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は、22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

新		
風　力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲、不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池、ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては、短絡・地絡電流抑制対策、安定度維持対策、送電線保護リレー協調等の面から、昇圧用変圧器のインピーダンスを当社から指定させていただく場合があります。また、無電圧タップ切替器の仕様（タップ数、電圧値、調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　連絡体制

（1）　発電者の構内事故および系統側の事故等により、連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し、または発生するおそれがある場合を含みます。）には、当社の制御所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない、すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため、当社の制御所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には、保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし、保安通信用電話設備は、22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には、次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては、一般加入電話または携帯電話

旧	新
（イ） 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 （ロ） 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 （ハ） 停電時においても通話可能なものであること。 （ニ） 災害時等において当社の制御所等と連絡が取れない場合には、当社の制御所等との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。 （２） 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と発電者との間に、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。	（イ） 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく、直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし、発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。 （ロ） 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。 （ハ） 停電時においても通話可能なものであること。 （ニ） 災害時等において当社の制御所等と連絡が取れない場合には、当社の制御所等との連絡が取れるまでの間、発電設備等の解列または運転を停止するよう、保安規程上明記されていること。 （２） 特別高圧電線路と連系する場合には、当社の制御所等と発電者との間に、系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合、収集する情報は、原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード※2
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値（風力発電設備の場合）※4

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	電圧・無効電力の制御モード※2
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値（風力発電設備の場合）※4

旧	新
※１　慣性把握のため、系統に慣性を供給できる同期発電機は、最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。 ※２　当社の求めに応じて、対策を実施していただきます。 ※３　ナセルで計測する風向・風速 ※４　運転可能な発電設備等の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備等の台数	※１　慣性把握のため、系統に慣性を供給できる同期発電機は、最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。 ※２　当社の求めに応じて、対策を実施していただきます。 ※３　ナセルで計測する風向・風速 ※４　運転可能な発電設備等の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし、困難な場合は運転可能な発電設備等の台数
23　電気現象記録装置 発電設備等の挙動等を正確に把握するため、短い周期で時刻同期のとれた電圧、電流、電力などの計測値を連続的に記録し、当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。	24　電気現象記録装置 発電設備等の挙動等を正確に把握するため、短い周期で時刻同期のとれた電圧、電流、電力などの計測値を連続的に記録し、当社の制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。
24　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 （１）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。 （２）　発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。 （３）　発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。	25　サイバーセキュリティ対策 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は、電気事業法にもとづき、電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については、サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し、または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去や影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり、適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 （１）　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講ずること。 （２）　発電設備等の制御に係るシステムに対して、マルウェアの侵入防止対策を講ずること。 （３）　発電設備等に対して、セキュリティ管理責任者を設置すること。

託送供給等約款変更認可申請書

令和５年９月 25 日

四国電力送配電株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

業 制 発 第 2 号
令和５年９月 25 日

経済産業大臣　西 村　康 稔　殿

高 松 市 丸 の 内 2 番 5 号
四 国 電 力 送 配 電 株 式 会 社
代表取締役社長 社長執行役員　横 井　郁 夫

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので,電気事業法第 18 条第１項の規定により申請します。

変 更 の 内 容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実　施　期　日	令和５年12月27日

別紙

託 送 供 給 等 約 款

令和５年 12 月 27 日 実 施

四国電力送配電株式会社

託 送 供 給 等 約 款

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 6
5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7
7　実 施 細 目 …… 8

Ⅱ　契約の申込み

8　契 約 の 要 件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 11
10　契約の成立および契約期間 …… 17
11　託送供給等の開始 …… 18
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 18
13　電気方式，電圧および周波数 …… 19
14　発電場所および需要場所 …… 20
15　供給および契約の単位 …… 22
16　承 諾 の 限 界 …… 25
17　契約書の作成 …… 25

Ⅲ　料　　金

18　料　　金 …… 26
19　接続送電サービス …… 27
20　臨時接続送電サービス …… 45
21　予備送電サービス …… 52
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 53
23　接続対象計画差対応電力 …… 54
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 55
25　給電指令時補給電力 …… 56

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期 …… 58

27　検　針　日 …… 58
28　料金の算定期間 …… 59
29　計　　量 …… 60
30　電力および電力量の算定 …… 60
31　損　失　率 …… 75
32　料金の算定 …… 75
33　支払義務の発生および支払期日 …… 77
34　料金その他の支払方法 …… 79
35　保　証　金 …… 81
36　連帯責任 …… 82

Ⅴ　供　　給

37　託送供給等の実施 …… 84
38　給電指令の実施等 …… 87
39　適正契約の保持等 …… 91
40　契約超過金 …… 91
41　力率の保持 …… 92
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 93
43　託送供給等にともなう協力 …… 93
44　託送供給等の停止 …… 94
45　託送供給等の停止の解除 …… 95
46　託送供給の停止期間中の料金 …… 95
47　違　約　金 …… 96
48　損害賠償の免責 …… 96
49　設備の賠償 …… 97

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契約の変更 …… 98
51　名義の変更 …… 99
52　契約の廃止 …… 100
53　供給開始後の契約の消滅または変更に
　　ともなう料金および工事費の精算 …… 100
54　解　約　等 …… 103
55　契約消滅後の債権債務関係 …… 105

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設 …… 106

57　架空引込線 …… 107
58　地中引込線 …… 108
59　連接引込線等 …… 109
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 110
61　引込線の接続 …… 110
62　計量器等の取付け …… 110
63　通信設備等の施設 …… 112
64　専用供給設備 …… 112

Ⅷ　工事費の負担
65　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 114
66　受電用計量器等の工事費負担金 …… 118
67　会社間連系設備の工事費負担金 …… 118
68　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 118
69　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 126
70　供給開始に至らないで契約を廃止または
　　変更される場合の費用の申受け …… 127
71　臨時工事費 …… 128
72　工事費等に関する契約書の作成 …… 129

Ⅸ　保　　安
73　保安の責任 …… 130
74　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 130
75　調　　査 …… 130
76　調査等の委託 …… 131
77　調査に対する需要者の協力 …… 131
78　検査または工事の受託 …… 131
79　自家用電気工作物 …… 132

附　　則 …… 133
別　　表 …… 170

Ⅰ　総　　則

1　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1)　託 送 供 給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接 続 供 給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（徳島県，高知県，香川県〔一部を除きます。〕，愛媛県〔一部を除きます。〕）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振 替 供 給

当社が契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2)　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電

気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

(1)　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2)　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1)　契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2)　発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3)　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

(4)　発　電　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5)　需　要　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6)　低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7)　高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8)　特 別 高 圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(9)　受 電 地 点

当社が託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

⑽　発 電 場 所

発電者が発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

⑾　供 給 地 点

当社が託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

⑿　需 要 場 所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

⒀　会社間連系点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備（当該一般送配電事業者が使用権を有する設備を含みます。）と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

⒁　中 継 振 替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒂　地 内 振 替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒃　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⒄　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⒅　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⒆　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⒇　接続受電電力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

(21)　接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(22) 接続供給電力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

(23) 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

(24) 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

(25) 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

(26) 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(27) 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(28) 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

(29) 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

(30) 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(31) 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(32) ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

(33) 損　失　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

(34) 契 約 電 力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶5　契　約　容　量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶6　契約受電電力

契約上使用できる受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

⑶7　最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑶8　発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑶9　需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑳に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）㉑に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑷0　需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）㉒に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）㉓に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷1　電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

⑷2　小　型　機　器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

⑷3) 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷4) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷5) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

⑷6) 定 期 検 査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

⑷7) 定 期 補 修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

⑷8) 給 電 指 令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）の運用または需要者の電気の使用等について，当社から指令することをいいます。

⑷9) 昼 間 時 間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

⑸0) 夜 間 時 間

昼間時間以外の時間をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1)　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(2)　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(3)　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

(4)　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(5)　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(6)　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

７　実 施 細 目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契約の要件

(1)　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ)　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ)　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ)　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2)　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(3)　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ)　(ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力

臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

(1)　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ)　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ)　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

(ハ)　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

(イ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ロ)　当社は，原則として，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2)　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ)　契約電力または契約容量

(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ)　負荷設備または主開閉器

(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ)　需要抑制契約者の名称

(ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4)　契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写し（当社所定の様式によります。）または８（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の

実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

（ｲ）　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

（ﾛ）　供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ハ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
(ニ)　契約電力または契約容量
(ホ)　契約受電電力
(ヘ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
(ト)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
(チ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(リ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ヌ)　連絡体制
(ル)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合
(イ)　連絡体制
(ロ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合
(イ)　契約受電電力
(ロ)　発電量調整受電計画電力
(ハ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ニ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ホ)　連絡体制

ニ　需要抑制量調整供給の場合
(イ)　需要抑制契約者の名称
(ロ)　需要抑制量調整受電計画電力
(ハ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受

電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ

(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ)　連絡体制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この

場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。

(8)　電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

10　契約の成立および契約期間

(1)　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

(2)　契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

（イ）　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，

接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ)　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1)　当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2)　当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない，当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1)　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低　　圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

(2)　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3)　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧　60,000ボルト

(4)　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルトまたは200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

(5)　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で受電または供給することがあります。

(6)　周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1)　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の

発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ)　居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

a　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能を有すること。

(ﾛ)　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分があり，かつ，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている場合で，次のいずれかに該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。

なお，ｂの場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

a　各部分の間に共用する部分がないこと。

b　各部分の所有者が異なること。

(ﾊ)　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2)　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

(3)　道路その他公共の用に供せられる土地((1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

(4)　(1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下

「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ)　非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ)　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1)　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ)　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ)　高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ)　特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ)　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2)　接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は，原則として，１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

(3)　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

(4)　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１

発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則３（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5)　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16　承諾の限界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，次に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

(イ) 検　針　日

(ロ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ハ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

(ニ) 契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ホ) 30（電力および電力量の算定）(29)の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

(イ) 適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ﾛ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施

a 近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

b 当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

c 近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を行ないます。

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(2)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19 接続送電サービス

(1) 適 用 範 囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービ

ス契約電力または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

（ｲ）　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

ａ　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

ｂ　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

ｃ　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期

間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値とし，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾆ)　(ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)または(ﾊ)を適用いたしません。また，(ﾛ)または(ﾊ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾎ)　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間については，接続送電サービス契約電力がてい増する場合に限り，段階的に定めることがあります。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3)　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。

(a) 電 灯 料 金

i 電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	**40円46銭**
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	**80円92銭**
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	**161円84銭**
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	**242円76銭**
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	**404円59銭**
100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	**202円30銭**

ii ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii 多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	**120円85銭**
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	**241円69銭**
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	**120円85銭**

e そ の 他

(a) 当社は，必要に応じて電流制限器を取り付けます。

(b)　特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	363円00銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	121円00銭

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	297円00銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	99円00銭

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	9円38銭

(ﾊ)　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約電力６キロワットまで	363円00銭
上記をこえる接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	121円00銭

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約容量を定める場合

１接続送電サービスにつき最初の接続送電サービス契約容量６キロボルトアンペアまで	297円00銭
上記をこえる接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	99円00銭

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼 間 時 間

１キロワット時につき	10円15銭

ⅱ　夜 間 時 間

１キロワット時につき	8円59銭

(ﾆ)　電灯従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	15円33銭

(ホ)　動力標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

(b)　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約容量との合計（この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**554円40銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ii　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**454円30銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**6円81銭**

(c)　そ　の　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ヘ)　動力時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｉ　(2)イ(イ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**554円40銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　(2)イ(ハ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**454円30銭**

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼 間 時 間

１キロワット時につき	**7円35銭**

ⅱ　夜 間 時 間

１キロワット時につき	**6円25銭**

(c)　そ　の　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト)　動力従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**15円90銭**

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ)　高圧標準接続送電サービス

a　適 用 範 囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけ

るものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**712円80銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**2円73銭**

(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**712円80銭**

(b) 電力量料金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ 昼間時間

１キロワット時につき	**3円01銭**

ⅱ 夜間時間

１キロワット時につき	**2円41銭**

(ﾊ) 高圧従量接続送電サービス

a 適用範囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**14円41銭**

ハ 特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a 適用範囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力	10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧 60,000ボルト

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計とい

たします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a) 基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**553円30銭**

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**1円17銭**

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力	10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧 60,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	**553円30銭**

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼 間 時 間

１キロワット時につき	**1円22銭**

ⅱ　夜 間 時 間

１キロワット時につき	**1円09銭**

(ハ)　特別高圧従量接続送電サービス

a　適 用 範 囲

(イ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力	10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧 60,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**10円24銭**

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表５（平均力率の算定）によるものといたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，

その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ)　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(4)　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額　＝　次に定める割引単価　×　ロのピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	**534円60銭**
	特別高圧で供給する場合	**414円70銭**

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

(1)　適用範囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

(2)　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約容量を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷

設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表６（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	95パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	85パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	75パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	65パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

c　特別の事情がある場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，ａにかかわらず，契約者と当社との協議によって定めた値とすることがあります。

(ﾛ)　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の(a)の係数を乗じてえた値の合計に(b)の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100パーセント
次の14キロワットにつき	90パーセント
次の30キロワットにつき	80パーセント
50キロワットをこえる部分につき	70パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，ａにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

(3)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといた

します。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	**3円59銭**
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	**7円17銭**
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	**7円17銭**
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	**71円73銭**
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	**71円73銭**

(ﾛ)　電灯臨時接続送電サービス

a　適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c (a) ⅱにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場

合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**10円32銭**

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	**106円29銭**

d そ の 他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ニ) 動力臨時接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。

(a)　基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b)　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**8円17銭**

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ)　適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ハ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(イ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**3円28銭**

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ)　適 用 範 囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ)　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力	10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
	10,000キロワット以上	標準電圧 60,000ボルト

(ﾊ)　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

a　基 本 料 金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	**1円40銭**

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　の　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4)　そ　の　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用する

ことを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1)　適 用 範 囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が，受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2)　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

(3)　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される

電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**85円80銭**
	特別高圧で供給する場合	**83円60銭**

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	**121円00銭**
	特別高圧で供給する場合	**141円90銭**

(4)　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

(5)　そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

22　発電量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ)　適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(イ)　適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

23　接続対象計画差対応電力

(1)　適　　用

38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2)　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(イ)　適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対

応補給電力量に(ハ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(イ)　適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ハ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(イ)　適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ロ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ)　適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　給電指令時補給電力

(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27　検　針　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1)　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。ただし，やむをえない事情のある場合は，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針することがあります。

なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，毎月１日といたします。また，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

(2)　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

(3)　当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　非常変災等の場合

ハ　その他特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者の承諾をえたとき。

(4)　(3)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(5)　(3)ロまたはハの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28　料金の算定期間

(1)　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料

金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

29 計　　量

(1)　当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2)　受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

(3)　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

30 電力および電力量の算定

(1)　発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

(2)　発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地

点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

(3)　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(4)　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5)　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに，算定いたします。

(6)　接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7)　接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

(8)　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，

高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9)　接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(10)　接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left\{\text{接続供給電力量}\quad\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－　需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量}\quad\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

$$\text{当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値}\quad-\quad\text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量}\quad\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受

電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

⑪　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，⑫の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑫　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

⑬　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑭　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　０

(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整

受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

（ハ）　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量　＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

(15)　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(16)　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

(17)　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正し

た電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑

制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発

電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場

合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量

をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量	＝	発電量調整受電電力量	－	発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量	＝	発電量調整受電電力量	－	発電量調整受電計画電力量

(20)　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量	＝	接続対象電力量	－	接続対象計画電力量

⑵1　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

⑵2　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑵4の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑵6の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑵4イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑵4ロを適用している場合で，30分ごとの⑵4の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝

需要抑制量調整受電計画電力量 ＋

$$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$$

－ ベースライン

⑵3　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑵4の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑵6の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次

の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

⑭ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑮ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑯ 27（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑰ 15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

⑱ その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

⑲ 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないと

きまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

31 損　失　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	8.1パーセント
高圧で供給する場合	4.1パーセント
特別高圧で供給する場合	1.3パーセント

32 料金の算定

(1)　送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，料金に変更があった場合

ニ　28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ホ　28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

(2)　当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$1\text{月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3)　(1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更のあった日から適用いたします。

(4)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(5)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(6)　28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の

日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。

(7)　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(8)　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(9)　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

33　支払義務の発生および支払期日

(1)　日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。

(2)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，30（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(3)　(1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。

なお，支払期日が日曜日または銀行法第15条第１項に規定する政令で定める日（以下「休日」といいます。）に該当する場合は，支払期日を翌日といたします。また，翌日が日曜日または休日に該当するときは，さらにその翌日といたします。

イ　54（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生ずるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

(4)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を経過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたし

ます。

なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

(5)　当社は，(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払期日が日曜日または休日に該当する場合は，支払期日を翌日といたします。また，翌日が日曜日または休日に該当するときは，さらにその翌日といたします。

34　料金その他の支払方法

(1)　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2)　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者

から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3)　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日を経過してなお支払われない場合には，支払期日の翌日から支払いの日までの期間の日数に応じて，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(4)　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息（利息は単利とし，円未満の端数は切り捨てます。）を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は１円とし，その端数は切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35 保　証　金

(1)　契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ)　料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ)　30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）⑳によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）⑳によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ)　新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2)　発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3)　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，支払期日を経過してなお料金を支払われなかったことがあった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払期日を経過してなお料金を支払われなかった場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

36　連 帯 責 任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金

銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

37　託送供給等の実施

(1)　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（ｲ）　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

（ﾛ）　契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表９（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2)　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求

めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3)　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（ｲ）　発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

（ﾛ）　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等につい

て当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4)　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

（ｲ）　需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

（ﾛ）　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，

ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはへで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

38　給電指令の実施等

(1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部または一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

へ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）

における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，へまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ)　割引の対象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　引　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるとき，または特別高圧で供給する場合

(ｲ)　割引の対象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ)　割　引　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ﾊ)　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

a　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H’　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H’　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）

B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，aによる修正時間またはbによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(9)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(10)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－

１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39　適正契約の保持等

(1)　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2)　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合等，発電契約者との発電量調整供給契約が発電状態に比べて不適当と認められるときには，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3)　当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が頻繁に著しく乖離する場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40　契 約 超 過 金

(1)　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サ

ービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

41 力率の保持

(1) 低圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ 進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないように進相用コンデンサを開放していただきます。また，契約者の負担で適当な調整装置を施設していただくことがあります。

ロ 当社は，当社の系統が軽負荷のため進み力率となるおそれがある場合等技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者

と当社との協議によって定めます。

42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1)　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

(2)　74（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3)　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4)　計量器の検針または計量値の確認

(5)　44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置

(6)　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

43　託送供給等にともなう協力

(1)　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の負担で，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合
ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合
ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合
ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2)　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

44　託送供給等の停止

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合
ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合
ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合
ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合
ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合
ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。
ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合
ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3)　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める

適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（19〔接続送電サービス〕(3)イ(ニ)に定める電灯従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)イ(ト)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ハ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ハ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

(4)　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5)　(1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって託送供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

47 違　約　金

(1)　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2)　(1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3)　不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

48　損害賠償の免責

(1)　11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

(2)　44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(3)　44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4)　契約者，発電契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）(8)の措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。

(5)　当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

49　設備の賠償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1)　修理可能の場合
　　修理費

(2)　亡失または修理不可能の場合
　　帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契約の変更

(1)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生ずる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2)　契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ)　当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

(ﾛ)　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3)　低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該

需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

51　名義の変更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ当社所定の様式により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

52　契約の廃止

(1)　契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社へ当社所定の様式により申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2)　接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(3)　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1)　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

（ｲ）　低圧で供給する場合

ａ　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

ｂ　契約者が接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分

の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ)　19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）

が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ロ　発電量調整供給の場合

(ｲ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ)　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2)　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3)　非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

54　解　約　等

(1)　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，

その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(イ)　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ロ)　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ハ)　料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(イ)　８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ロ)　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ハ)　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ニ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生ずるとき。

(ホ)　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ヘ)　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

(ト)　その他この約款に反した場合

(2)　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設

(1)　受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ)　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ)　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ)　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ)　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ)　その他特別の事情がある場合

(2)　供　給　地　点

イ　接続供給の場合

(ｲ)　供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ)　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3)　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地もしくは建物に引込線，変圧器，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4)　付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5)　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

57　架空引込線

(1)　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として，架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2)　引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3)　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4)　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5)　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

58　地中引込線

(1)　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の電源側に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器または接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2)　(1)により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，か

つ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3)　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4)　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

(1)　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線による引込みで電気を受電または供給することがありま

す。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ 当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60 中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

61 引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続を行なう場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

62 計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱，変成器の２次配線ならびに計量器が有する情報を伝送するための通信装置および通信回線等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分

する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線ならびに計量器が有する情報を伝送するための通信装置および通信回線等で，当社規格以外のケーブルを必要とし，または契約者の希望によりとくに長い配線を必要とするため多額の費用を要する場合については，原則として契約者の所有とし，契約者の負担で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は，66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2)　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検針，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。

(3)　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4)　当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5)　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置について，取付位置を変更する場合ならびに発電者または需要者の電気設備との切離しまたは再接続を行なう場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6)　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置

および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

63　通信設備等の施設

(1)　給電指令上等必要な電力保安通信用電話は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

(2)　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

(3)　給電指令上等必要な給電用情報伝送設備等は，原則として，当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

(4)　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，発電場所内または需要場所内の地点とし，当社の通信線路から最短距離となる場所を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。

イ　山間地，離島にある発電場所または需要場所等，当社の通信線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に当該受電または供給以外の追加受電もしくは供給が見込まれない場所に通信設備を施設する場合

ロ　当社の立入りが困難な場所に通信設備を施設する場合

ハ　その他特別の事情がある場合

(5)　給電指令上等必要な通信設備（電力保安通信用電話設備，給電用情報伝送設備等をいいます。）の取付場所および通信設備に必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(6)　当社の変電所等から接続点に至るまでの通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

(7)　契約者または発電契約者の希望によって通信設備の取付位置を変更する場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

64　専用供給設備

(1)　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については65

（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社が適当と認める場合

ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2)　(1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧のしゃ断器〔特別高圧で受電または供給する場合は，母線側断路器またはこれに相当する接続点といたします。〕までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3)　(2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4)　(1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5)　当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

65　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1)　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表13（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点から受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

ａ 当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額

ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第47号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ) ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

ｂ 発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ずるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	**3,630円00銭**

ロ 受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ 43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費

負担金として発電契約者から申し受けます。

(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5)　工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。

(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。

a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。

b　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。

(ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，

管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，

その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

66　受電用計量器等の工事費負担金

(1)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(2)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電用情報伝送設備等を取り付け，または取り替えるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

67　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

68　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1)　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(イ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410円00銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,280円00銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

ｂ　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

ａ　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

ｂ　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

ａ　工　事　費

(a)　架空供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	561円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	176円00銭

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧20,000ボルトで供給する場合	649円00銭
	標準電圧60,000ボルトで供給する場合	594円00銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

ｂ　当社負担額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500円00銭

(ﾛ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ)　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ)　供 給 地 点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ)　工 事 こ う 長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ)　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

(ﾛ)　契 約 電 力

(ﾊ)　契 約 容 量

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における負荷設備の総容量等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボ

ルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

へ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2)　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ)　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

ａ　供給に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合

ｂ　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

ｃ　その他供給に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合

また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，ａまたはｂの金額

ａ　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

ｂ　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，ａにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工事費を差し引いた金額

(ﾊ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その

工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合，または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3)　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4)　工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。

(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。

(ﾛ)　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。

a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。

b　架空供給側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空供給側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。

c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。

d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。

(ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ﾎ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，71（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ) a に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または(1)ロ(ｲ) a に定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ) a にもとづいて算定いたします。

なお，(1)イ(ｲ)にもとづいて算定する場合は，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ)　鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ)　管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工　事　費} \quad \times \quad \frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ)　高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とを同一支持物に同時に施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(5)　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金については，(2)の場合に準じて算定いたします。

69　工事費負担金の申受けおよび精算

(1)　当社は，工事費負担金を原則として供給準備着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2)　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ)　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ)　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　65（受電地点への供給設備の工事費負担金），66（受電用計量器等の工事費負担金），67（会社間連系設備の工事費負担金），68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)（68〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合または68〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)ロ(ｲ) a に定める工事費単価にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ)　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

なお，当社は，工事費負担金について利息を付しません。

(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者

または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4)　当社は，65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ハ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5)　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6)　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（72〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1)　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合に

よって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，設計および調達した資材等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，設計および調達した資材等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

71 臨時工事費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として供給準備着手前に申し受けます。

なお，撤去後の資材の残存価額は，次のとおりといたします。

イ 低圧または高圧で供給する場合は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

ロ 特別高圧で供給する場合は，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，68（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合で，新たに施設する供給設備のうち，当

社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4)　臨時工事費の精算は，69（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

72　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として供給準備着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

73 保安の責任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

74 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ 発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ 発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件（発電設備を含みます。）の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，すみやかにその内容を当社に通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

75 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定
ロ　接地抵抗値の測定
ハ　点検

(3)　当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

76　調査等の委託

(1)　当社は，75（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2)　当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

77　調査に対する需要者の協力

(1)　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2)　当社は，75（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

78　検査または工事の受託

(1)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2)　(1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3)　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4)　(3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

79　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1)　75（調査）

(2)　76（調査等の委託）

(3)　77（調査に対する需要者の協力）

(4)　78（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

1　実 施 期 日

この約款は，令和５年12月27日から実施いたします。

2　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1)　適 用 範 囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

(ﾛ)　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2)　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，(ﾆ)ｃ，(ﾎ)ｃ，(ﾍ)ｃ，(ﾄ)ｃ，ロ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃ，(ﾊ)ｃ，ハ(ｲ)ｃ，(ﾛ)ｃもしくは(ﾊ)ｃ，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ｃ，(ﾆ)ｃ，ロ(ﾊ)もしく

はハ(ハ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(イ)または(ロ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(イ)　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力 ＝ 揚水最大電力等 × 揚水等損失率 ＋ その他最大電力等

(ロ)　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量 ＝ 揚水等接続供給電力量 × 揚水等損失率 ＋ その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　の　他

(イ)　19（接続送電サービス）(3)イ(イ)ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ロ)ａ，(ハ)ａまたは(ニ)ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限りま

す。）を適用いたします。

(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3)　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給

地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4)　計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5)　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則４（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

３　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

(1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）

(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当

社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ)　28（料金の算定期間）
(ﾛ)　32（料金の算定）
(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）
(ﾎ)　35（保証金）
(ﾍ)　47（違約金）
(ﾄ)　54（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ)　28（料金の算定期間）

(ﾛ)　32（料金の算定）

(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）

(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等

を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ 供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ 計　　量

当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ 37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ 特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

4　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために，原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

5　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1)　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約

容量，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2)　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

6　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2)　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電

気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

7　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

8　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，４月30日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間

(ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただき

ます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

(2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ロ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サー

ビス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ 附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

９ 再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1)にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

10 みなし登録特定送配電事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第４条第２項に規定されるみ

なし登録特定送配電事業者が，特定送配電事業の用に供するための託送供給を行なう場合の料金および必要となるその他の供給条件のうち，この約款によりがたい事項については，みなし登録特定送配電事業者と当社との協議によって定めます。

11　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1)　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。

ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2)　契約の要件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3)　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域に

おける需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される

金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a)　適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適 用 範 囲

38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

(5)　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわ

らず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要

場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，30（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38

（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

(c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事

業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電

指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）㉒にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業

者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝

$$\text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(6)　託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7)　解　約　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能

エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

12　近接性評価割引額の算定についての特別措置

(1)　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接

性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則 11（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則 11（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則 11〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) a の当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ) b の当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

(2)　契約者が，附則 11（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則 11（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

13　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3)　当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(10)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は，原則として，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

ただし，これによりがたい場合は，主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1)　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

県	市町村
徳島県	徳島市，鳴門市，小松島市，吉野川市，石井町，松茂町，北島町，藍住町，板野町，上板町
高知県	高知市，南国市，土佐市
愛媛県	松山市，新居浜市，四国中央市，松前町
香川県	高松市，丸亀市，善通寺市，観音寺市，さぬき市，東かがわ市，三豊市，三木町，宇多津町，綾川町，琴平町，多度津町

なお，平成28年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価対象地域に含めるものといたします。

高知県のうち 香南市，香美市，本山町，大豊町，土佐町，大川村，いの町

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2)　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	**56銭**
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合	**47銭**
	受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合	**24銭**

ただし，平成28年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

(ｲ)　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

ｂ　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ﾛ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかか

わらず，次の算式により算定された値といたします。

(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値 × 接続対象電力量 / 接続対象計画電力量

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

３　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)もしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ｲ) b もしくは(ﾛ) b の場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

(1)　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(2)　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1)　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け い 光 灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×150パーセント	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×200パーセント	

ロ　ネ オ ン 管 灯

2次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999以下	40	40
1,149 〃	60	60
1,556 〃	70	70
1,759 〃	80	80
2,368 〃	100	100

ニ　水　銀　灯

出力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
40以下	60	130	50
60　〃	80	170	70
80　〃	100	190	90
100　〃	150	200	130
125　〃	160	290	145
200　〃	250	400	230
250　〃	300	500	270
300　〃	350	550	325
400　〃	500	750	435
700　〃	800	1,200	735
1,000　〃	1,200	1,750	1,005

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ﾜｯﾄ）×133.0パーセント
45　〃	－	180	
65　〃	－	230	
100　〃	250	350	
200　〃	400	550	
400　〃	600	850	
550　〃	900	1,200	
750　〃	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

３相誘導電動機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

(ｲ)　馬力表示の場合

入力（キロワット）＝ 出力（馬力）×93.3パーセント

(ﾛ)　キロワット表示の場合

入力（キロワット）＝ 出力（キロワット）×125.0パーセント

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 (携帯型および移動型を含みます。)	最高定格 管 電 圧 (ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)	管　電　流 (短時間定格電流) (ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)	換算容量(入力) (ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)
治療用装置			定格１次最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30　〃　50　〃	2
		50　〃　100　〃	3
		100　〃　200　〃	4
		200　〃　300　〃	5
		300　〃　500　〃	7.5
		500　〃　1,000　〃	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300　〃　500　〃	8
		500　〃　1,000　〃	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量　0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過　1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ　〃		2
	1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ　〃　3　ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ　〃		3

(4)　電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝ 最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝ 実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

(5)　そ　の　他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　平均力率の算定

この約款における平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。この場合，有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）の記録型計量器により行ないます。また，有効電力量および無効電力量の単位は，それぞれキロワット時，キロバール時とし，その端数は小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（ﾊﾟｰｾﾝﾄ）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（ﾊﾟｰｾﾝﾄ）
0.0000	0.1004	100	1.0061	1.0345	70
0.1005	0.1752	99	1.0346	1.0636	69
0.1753	0.2279	98	1.0637	1.0931	68
0.2280	0.2718	97	1.0932	1.1231	67
0.2719	0.3106	96	1.1232	1.1536	66
0.3107	0.3461	95	1.1537	1.1848	65
0.3462	0.3793	94	1.1849	1.2166	64
0.3794	0.4108	93	1.2167	1.2490	63
0.4109	0.4409	92	1.2491	1.2822	62
0.4410	0.4701	91	1.2823	1.3161	61
0.4702	0.4984	90	1.3162	1.3508	60
0.4985	0.5261	89	1.3509	1.3864	59
0.5262	0.5533	88	1.3865	1.4229	58
0.5534	0.5801	87	1.4230	1.4603	57
0.5802	0.6066	86	1.4604	1.4988	56
0.6067	0.6329	85	1.4989	1.5384	55
0.6330	0.6590	84	1.5385	1.5792	54
0.6591	0.6850	83	1.5793	1.6211	53
0.6851	0.7110	82	1.6212	1.6644	52
0.7111	0.7370	81	1.6645	1.7091	51
0.7371	0.7630	80	1.7092	1.7554	50
0.7631	0.7892	79	1.7555	1.8031	49
0.7893	0.8154	78	1.8032	1.8526	48
0.8155	0.8419	77	1.8527	1.9039	47
0.8420	0.8685	76	1.9040	1.9571	46
0.8686	0.8954	75	1.9572	2.0124	45
0.8955	0.9225	74	2.0125	2.0700	44
0.9226	0.9500	73	2.0701	2.1299	43
0.9501	0.9778	72	2.1300	2.1923	42
0.9779	1.0060	71	2.1924	2.2576	41

無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）	無効電力量／有効電力量の値		平均力率（パーセント）
2.2577	2.3258	40	5.0299	5.3121	19
2.3259	2.3972	39	5.3122	5.6261	18
2.3973	2.4721	38	5.6262	5.9775	17
2.4722	2.5507	37	5.9776	6.3736	16
2.5508	2.6334	36	6.3737	6.8237	15
2.6335	2.7206	35	6.8238	7.3396	14
2.7207	2.8126	34	7.3397	7.9373	13
2.8127	2.9099	33	7.9374	8.6380	12
2.9100	3.0130	32	8.6381	9.4712	11
3.0131	3.1225	31	9.4713	10.4787	10
3.1226	3.2390	30	10.4788	11.7221	9
3.2391	3.3633	29	11.7222	13.2958	8
3.3634	3.4962	28	13.2959	15.3521	7
3.4963	3.6389	27	15.3522	18.1543	6
3.6390	3.7919	26	18.1544	22.1997	5
3.7920	3.9572	25	22.1998	28.5539	4
3.9573	4.1362	24	28.5540	39.9875	3
4.1363	4.3305	23	39.9876	66.6667	2
4.3306	4.5424	22	66.6668	199.9975	1
4.5425	4.7744	21	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	20			

なお，この表の平均力率は，次の算式にもとづき計算しています。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

６　契約負荷設備の総容量の算定

差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

(1)　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

(2)　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

イ　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ボルトアンペア

ロ　イ以外の場合

１差込口につき　100ボルトアンペア

７　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1)　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算

式によりえられた値とみなします。

$$\text{発電バランシンググループごとの発電計画} = \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2)　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3)　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，(ｲ)以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）⑭イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

$$\text{需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画} = \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

8　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1)　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき50ワットまでごとに	50ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2)　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数にそれぞれの契約電力または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ)　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ)　前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

９　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td rowspan="2">需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）　需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注４）　週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

10　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td rowspan="2">―</td><td rowspan="2">―</td><td colspan="3">計画外作業</td></tr>
<tr><td colspan="3">計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）　発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。
（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。
（注３）　当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。
（注４）　計画外作業および計画作業の変更分については，発生のつど，すみやかに提出していただきます。
（注５）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。
（注６）　週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第1年度，第2年度)</td><td>月間計画
(翌月，翌々月)</td><td>週間計画
(翌週，翌々週)</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者ごとの調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）　年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）　当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）　週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1)　照明用電気機器

イ　け い 光 灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	管灯の定格消費電力 (ﾜｯﾄ)	コンデンサ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネオン管灯（１次電圧100ボルト）

高力率型のネオン管灯は，次の進相用コンデンサ取付容量があるものとみなします。

変圧器２次電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	変圧器容量 (ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	コンデンサ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
3,000	80	20
6,000	100	30
9,000	200	50
12,000	300	50
15,000	350	75

ハ　水　銀　灯

出力（ﾜｯﾄ）	コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	
	100ボルト	200ボルト
50以下	30	7
100 〃	50	9
250 〃	75	15
300 〃	100	20
400 〃	150	30
700 〃	250	50
1,000 〃	300	75

(2)　誘導電動機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ)　単相誘導電動機

電動機定格出力	馬　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ボルト	40	50	75	100
	使用電圧200ボルト	20	20	30	40

(ﾛ)　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	2極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬　力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3)　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力 (ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	3 以上	5 以上	7.5 以上	10 以上	15 以上	20 以上	25 以上	30 以上	35 以上	40 以上	45以上 50未満
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4)　そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

13　標準設計基準

(1)　適　　用

イ　この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない場合は，法令で定める電気設備に関する技術基準，その他の関係法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ハ　地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたいため特別な施設を要する場合は，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

(2)　単　　位

単位は次の記号で表示いたします。

単　　位	記　　号
ボ　ル　ト	Ｖ
キ ロ ボ ル ト	ｋＶ
メ　ー　ト　ル	ｍ
ミリメートル	㎜
平方ミリメートル	㎟
ア　ン　ペ　ア	Ａ
ミリアンペア	ｍＡ
キロアンペア	ｋＡ
キロボルトアンペア	ｋＶＡ

(3)　高圧または低圧標準設計基準

イ　高圧または低圧電線路

(ｲ)　通　　則

a　電圧降下の許容限度

高圧または低圧の電線路（受電地点または供給地点からその地点に最も近い当社の発変電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までの電線路をいいます。）における電圧降下の許容限度は，次表の値を標準といたします。

電線路の公称電圧	電圧降下の許容限度
100 V	8 V
200 V	20 V
6,600 V	600 V(300 V)

（注）　市街地電線路の場合は，（　）の値を適用いたします。

b　経過地の選定

高圧または低圧の電線路の経過地は，地理的条件，保安および保守上の問題を考慮して，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

c　電線路の種類

高圧または低圧の電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

(ﾛ)　架 空 電 線 路

a　電線路の施設

(a)　高圧または低圧の架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替えおよび線路用電圧調整器の取付けなどのうち，技術的に困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

(b)　高圧架空電線路を単独に新設する場合は，原則として１回線といたします。

(c)　高圧架空電線路の併架の場合の回線数は，既設線も含めて原則として２回線以下といたします。

b　支持物の種類

高圧または低圧の架空電線路の支持物は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。ただし，山間部，狭い路地等で鉄筋コンクリート柱の運搬および建柱ができない場合ならびに技術上および経済上鉄筋

コンクリート柱の施設が適当でない場合には，鉄柱，鉄塔など他の支持物を使用いたします。

c　標 準 径 間

高圧または低圧の架空電線路の標準径間は，次表によります。

施 設 地 域	標 準 径 間
市　街　地	40 m
そ　の　他	50 m

d　支持物の長さ

高圧または低圧の架空電線路の支持物の長さは，次表を標準といたします。ただし，架空電線の回線数，装柱状況，地形，その他工作物との離隔距離などを勘案し，必要な場合はこれによらないことがあります。

施設地域 / 装　柱	市　街　地	そ　の　他
低　　圧	10 m	8 m
高　　圧	10 m	8 m
高低圧併架	12 m	10 m

e　架 線 順 位

架線順位は，原則として次のとおりといたします。

(a)　電圧の高いものは，低いものの上部といたします。

(b)　専用線およびこれに類するものは，一般線の上部といたします。

(c)　遠距離に送電するものは，近距離に送電するものの上部といたします。

f　がいしの種類

高圧または低圧の架空電線路のがいしは，次表のものを使用いたします。

電圧別 / 使用箇所別		引 通 箇 所	引 留 箇 所
高　圧　線		高圧ピンがいし	高圧耐張がいし
低圧	低　圧　線	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
		低圧がいしレスアーム用ラック	
	引　込　線	低圧バインドレスがいし	

g　電線の種類および太さ

(a)　高圧または低圧の架空電線路は，技術上および当社の設備状況等を勘案し，硬銅線またはアルミ覆鋼心アルミより線を導体とした絶縁電

線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合には，他の適当な電線を使用いたします。

(b)　電線の太さは，次表のとおりとし，許容電流，短絡電流限度，電圧降下，機械的強度等を考慮して適正なものを使用いたします。

電圧＼電線の種類		硬　銅　線	アルミ覆鋼心アルミより線
高圧	高　圧　線	200 ㎜^{2}	32，58，120，240 ㎜^{2}
	引　込　線	—	32，58，120 ㎜^{2}
低圧	低　圧　線	—	32，58 ㎜^{2}
	引　込　線	2.6，3.2 ㎜ 14，22，38，60 ㎜^{2}	—

（注）　低圧引込線のうち22㎜^{2}以上については，軟銅線といたします。

(c)　電線の許容電流は，次表によります。

（単位：A）

種類および太さ		ＯＣ線	ＯＷ線	Ｄ　Ｖ　線	
				２芯	３芯
硬　銅　線	2.6　㎜	—	—	38	34
	3.2　〃	—	—	50	44
	14　㎜^{2}	—	—	70	62
	22　〃	—	—	92	80
	38　〃	—	—	130	113
	60　〃	—	—	174	152
	200　〃	605	—	—	—
アルミ覆鋼心アルミより線	32　〃	150	109	—	—
	58　〃	210	155	—	—
	120　〃	310	—	—	—
	240　〃	510	—	—	—

（注）　ＤＶ線のうち22㎜^{2}以上については，軟銅線といたします。

h　柱上変圧器の容量

柱上変圧器は，原則として単相柱上油入変圧器を使用するものとし，負荷の種別，容量などを考慮して次表より適正なものを使用いたします。

変圧器容量（ｋＶＡ）	5，10，20，30，50，100

i　電力用変圧器の結線

低圧３相電力負荷に供給する場合または低圧３相電力発電設備から受電する場合は，原則として単相変圧器を２台用いてＶ結線により使用い

たします。ただし，技術上，経済上適当と認められる場合には，３台用いてΔ結線により使用いたします。

j　線路用区分開閉器の取付け

(a)　高圧架空電線路の操作または保守のために，必要に応じ区分開閉器を取り付けます。

(b)　区分開閉器の容量は，次表のうちから負荷電流および短絡電流を考慮して適正なものを使用いたします。

容　量（A）	100，200，400，600

（注）　100A，200Aについては，在庫品のみを使用いたします。

k　避雷器の取付け

高圧架空電線路には，必要に応じ避雷器を取り付けます。

l　架空地線の取付け

高圧架空電線路には，必要に応じ架空地線を取り付けます。

m　線路用電圧調整器の取付け

(a)　高圧配電線の電圧を適正に保持するため，技術上，経済上適当と認められる場合には線路用電圧調整器を使用いたします。

(b)　線路用電圧調整器の容量は，次表のうちから負荷電流を考慮し適正なものを使用いたします。

容 量（ｋＶA）	1500，2500，3000，3500，4000，4500

（注）　1,500kVA，2,500kVA，3,500kVA，4,500kVAについては，在庫品のみを使用いたします。

n　特殊機器および特殊材料の使用

(a)　塩害等により汚損する地域には，その程度に応じた架空電線路の機器および材料は耐塩構造のものを使用いたします。

(b)　雪害の多い地域には，その程度に応じた架空電線路の材料には着氷雪に対し堅ろうなものを使用いたします。

o　そ　の　他

高圧または低圧の架空電線路の施設は，前記各項によるほか，法令で定める電気設備に関する技術基準，電気学会電気規格調査会標準規格等これに類する規格によるものといたします。

(ハ)　地 中 電 線 路

a　施 設 方 法

高圧または低圧の地中電線路の施設方法は，原則として管路式といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式，暗きょ式または開きょ式といたします。

(a) 直 接 埋 設 式

重量車両が通ることなく，かつ，再掘削が他に支障のない構内等に施設する場合

(b) 暗 き ょ 式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(c) 開 き ょ 式

発変電所構内等重量物の通過しない場所に施設する場合

b 回 線 数

高圧または低圧の地中電線路を単独に新設する場合は，原則として1回線といたします。

c ケーブルの種類および太さ

(a) 高圧または低圧の地中電線路に使用するケーブルは，ＣＶケーブルを標準といたします。

(b) ケーブルの太さは，次表のとおりとし，許容電流，短時間許容電流および電圧降下等を考慮して適正なものを使用いたします。

電 圧 別	ケーブルの太さ（㎟）
低 圧	8，14，38，60，100，150，250
高 圧	60，100，150，250，400，600

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に準じ，施設条件を考慮して算定いたします。

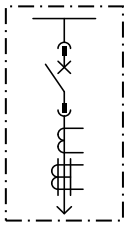
ロ 変 電 設 備

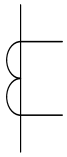
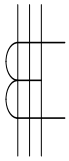
(ｲ) 通 則

電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

(ﾛ) 結 線 方 法

結線および主要機器取付台数は，次表を標準といたします。

公称電圧（ｋＶ）	結線図	機器名	取付台数
6.6		配電箱 しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	1個 1台 2台 1台 1面 （配電箱に内蔵）

	引出型しゃ断器	変流器	零相変流器
凡例			

(ﾊ) しゃ断器

a　しゃ断器は，現に構成されまたは将来構成されることが予想されている系統構成の短絡容量の計算値から判断して，次表のうちから必要最小のものを選定使用いたします。

公称電圧（ｋＶ）	定格電圧（ｋＶ）	定格電流（Ａ）	定格しゃ断電流（ｋＡ）
6.6	7.2	600，1200	12.5，20，25，31.5，40

b　将来の系統構成は，10年程度を目標といたします。

(ﾆ) 変流器

変流器の定格は，次表から必要最小のものを選定いたします。

公称電圧（ｋＶ）	定格電圧（ｋＶ）	定格１次電流（Ａ）	定格２次電流（Ａ）	形式
6.6	6.9	200～800	5	モールド形

	穴径（㎜^{2}）	定格零相１次電流（ｍＡ）	定格零相２次電流（ｍＡ）	形式
零相変流器	120, 150, 160	200	1.5	貫通形

(ﾎ) 配　電　盤

配電盤には，原則として電流計およびしゃ断器操作用ハンドルならびに運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ電圧計，電力計または無効電力量計等を取り付けます。

(ﾍ) 保 護 装 置

電線路に短絡または地絡事故が発生した場合は，自動的に電路をしゃ断するものとし，保護装置として次のものを施設いたします。

a　短絡保護継電器

b　地絡保護継電器

なお，電線路には，自動再閉路継電器を施設いたします。

(4)　特別高圧標準設計基準

イ　特別高圧電線路

(ｲ) 通　　則

a　電圧降下の許容限度

特別高圧電線路（受電地点から受電地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口までの電線路，および供給地点から供給地点に最も近い当社の発電所または変電所の引出口までの電線路をいいます。）における電圧降下の許容限度は，次表の値を標準といたします。

電線路の公称電圧	電圧降下の許容限度
66 ｋＶ	6 ｋＶ
22 ｋＶ	2 ｋＶ

b　経過地等の選定

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，地理的条件，保安および保守上の問題を考慮して，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

c　電線路の種類

特別高圧電線路は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

(ﾛ) 架 空 電 線 路

a　電線路の施設

(a)　特別高圧架空電線路を施設する場合は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替え等のうち技術上および用地の確保が著しく困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

(b)　架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

(c)　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

b　支持物の種類

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を使用いたします。ただし，22ｋＶ架空電線路で支持物に電柱を使用する場合（以下「22ｋＶ電柱方式」といいます。）は，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

（注１）　短期間で撤去される場合または関連系統との協調上鉄塔とすることが妥当でない場合は，鉄塔以外の支持物を使用することがあります。

（注２）　22ｋＶ電柱方式で，道路沿いに施設する場合には，原則として鉄筋コンクリート柱を使用いたしますが，道路沿いに施設することが困難な場合などには鉄筋コンクリート柱以外の支持物を使用することがあります。

c　標 準 径 間

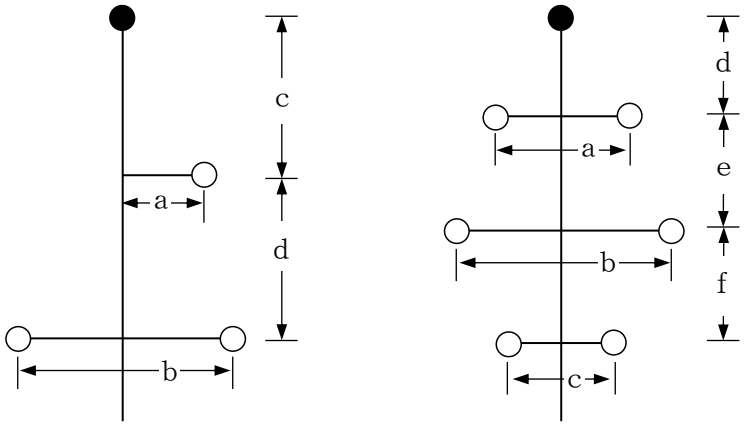
特別高圧架空電線路の標準径間は，次表によります。ただし，電線の種類および太さならびに経過地の状況により多少増減することがあります。

支持物の種類		標　準　径　間
鉄　　塔		200 ～300 m
電　柱	市　街　地	30 ～ 50 m
	そ　の　他	40 ～ 60 m

d　電 線 間 隔

特別高圧架空電線路の電線間隔の標準は，次によります。

1　回　線　　2　回　線



電　線　間　隔（公称電圧66ｋＶ）　（単位：m）

回線 / 記号 / 支持物	1　回　線				2　回　線					
	a	b	c	d	a	b	c	d	e	f
鉄　塔	2.2 ～2.3	5.4 ～5.6	3.2 ～3.5	2.6 ～2.8	4.4 ～5.0	5.6 ～6.2	4.8 ～5.4	3.1 ～3.7	2.8 ～3.1	2.4 ～2.8

（注１）　１回線架空電線路において，市街地などで線下用地権利の確保が困難な場合等には片側垂直配列とすることがあります。

（注２）　架空地線の配置は，遮へい角35度以下といたします。

（注３）　特殊箇所においては，そのつど，適応設計を行なうものといたします。

e　が　い　し

(a)　特別高圧架空電線路のがいしは，250㎜懸垂がいしまたは長幹がいしを標準として使用いたします。ただし，22ｋＶ電柱方式のがいしは，ラインポストがいしまたは長幹がいしもしくは耐張がいしを標準として使用いたします。

(b)　懸垂がいしの連結個数は，次表を標準といたします。

250㎜懸垂がいし連結個数

公称電圧（ｋＶ）	が　い　し　連　結　個　数
66	5～6

(c)　塩じん害などにより汚損する地域には，汚損量に応じ適宜がいし個数を増結，またはこれに相当する長幹がいしを使用いたします。

(d)　がいしには，雷害を防止するためアークホーンを取り付けます。

f　電線の種類および太さ

(a)　特別高圧架空電線路に使用する電線は，裸硬銅より線，アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を標準といたします。ただし，22ｋＶ電柱方式の電線は，アルミ覆鋼心アルミより線の絶縁電線を使用いたします。

なお，長径間箇所もしくは機械的強度上とくに必要がある箇所または腐しょくのおそれのある箇所などには，特殊電線を使用することがあります。

(b)　電線の種類および太さは，次表のとおりとし，許容電流，電圧降下などを考慮して適正なものを使用いたします。

公　称 電　圧 （ｋＶ）	支持物 の種類	電　線　種　類	公 称 断 面 積（㎟）
66	鉄 塔	裸　硬　銅　よ　り　線	55, 75
		アルミ覆鋼心アルミより線	120, 160, 200, 240, 330, 410, 610, 680
		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線	120, 160, 200, 240, 330, 410, 610, 680
22	電　柱	絶　縁　電　線	120, 200

ただし，他の支持物に併架する場合で強度の関係上やむをえないときは，既設の電線と同じものを使用いたします。

(c)　電線の許容電流

電線の許容電流は，次表によります。

支持物の種類	種　　類	公称断面積（㎟）	許容電流（A）
鉄 塔	裸　硬　銅 よ　り　線	55	299
		75	359
	アルミ覆鋼心 アルミより線	120	386
		160	467
		200	535
		240	608
		330	729
		410	846
		610	1,059
		680	1,121
	アルミ覆鋼心耐熱 アルミ合金より線	120	595
		160	725
		200	836
		240	954
		330	1,153
		410	1,349
		610	1,706
		680	1,813
電 柱	絶 縁 電 線	120	305
		200	450

g　架空電線の地表上の高さ

電線の地表上の最低の高さは，次表を標準といたします。

支持物の種類	地表上の最低の高さ（m）	
	市　街　地	そ　の　他
鉄　　塔	11	6
電　　柱	8	5（6）

（注１）　電線路付近に建造物もしくは配電線等があるかまたはそれらの建設が予想される地域については，標準値に必要な高さを加算した値といたします。

（注２）　道路横断の場合は，（　）の値を適用いたします。

h　架空地線の施設

(a)　電線路には，雷害を防止するため架空地線を施設いたします。

(b)　架空地線は，アルミ覆鋼より線１条を標準とし，太さは，38㎟相当以上といたします。ただし，電磁誘導障害または腐しょくのおそれがある箇所に施設する場合には，特殊電線を使用することがあります。

(c)　22ｋＶ電柱方式の架空地線は，１条を標準とし，次表のものを使用いたします。

電　線　種　類	公 称 断 面 積（㎜^{2}）
亜鉛めっき鋼より線	22
裸　　硬　　銅　　線	38

ただし，長径間箇所，機械的強度上とくに必要がある箇所などには，特殊電線を使用することがあります。

i　開閉器の取付け

(a)　22ｋＶ電柱方式の架空電線路を操作または保守するため，必要に応じ開閉器を取り付けます。

(b)　開閉器の容量は，次表の値といたします。

容　　量（A）	400

j　避雷器の取付け

22ｋＶ電柱方式の架空電線路には，必要に応じ避雷器を取り付けます。

k　ライントラップの施設

電力線搬送が重畳されている，もしくはC型フォルトロケータにて事故点を標定している電線から当該電線を分岐する場合で，搬送波や標定パルスの伝送に悪影響を及ぼすおそれのあるときは，その分岐点に必要な定格のライントラップを設けます。

l　ディジタル形フォルトロケータ情報伝送装置の施設

ディジタル形フォルトロケータにて事故点を標定している電線から当該電線を分岐する場合や電気所から引き出す場合で，標定精度維持のため必要と考えられる場合は，事故点標定用の情報伝送装置を設けます。

m　そ　の　他

特別高圧架空電線路の施設は，前記各項によるほか，法令で定める電気設備に関する技術基準，電気学会電気規格調査会標準規格等これに類する規格によるものといたします。

(ハ)　地 中 電 線 路

a　施 設 方 法

特別高圧地中電線路の施設方法は，原則として管路式といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式，暗きょ式または開きょ式といたします。

(a)　直 接 埋 設 式

重量車両が通ることなく，かつ，再掘削が他に支障のない構内等に施設する場合

(b) 暗 き ょ 式

当該線路を含めて相当多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(c) 開 き ょ 式

発変電所構内等重量物の通過しない場所に施設する場合

b 回 線 数

特別高圧地中電線路を単独に施設する場合には，原則として１回線といたします。

c ケーブルの種類および太さ

(a) 特別高圧地中電線路に使用するケーブルは，ＣＶケーブルを標準といたします。

(b) ケーブルの種類および太さは，次表のとおりとし，許容電流，短時間許容電流および電圧降下などを考慮して適正なものを使用いたします。

公称電圧（ｋＶ）	種 類	心 数	公称断面積（㎟）
66	ＣＶケーブル	単 心	600, 800, 1000, 1200, 1400, 1600, 2000
		ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	80, 100, 150, 200, 250, 325, 400
22	ＣＶケーブル	ﾄﾘﾌﾟﾚｯｸｽ	60, 100, 150, 200, 250, 400

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格の算定方法に準じ，施設条件を考慮して算定いたします。

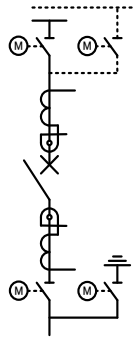
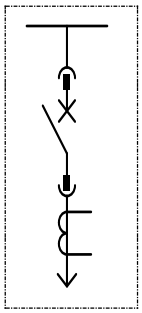
ロ 変 電 設 備

(ｲ) 通 則

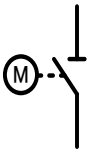
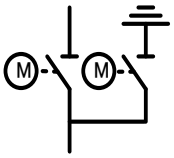
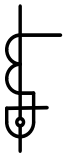
電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

(ﾛ) 結 線 方 法

結線および主要機器取付台数は，次表を標準といたします。

公称電圧（ｋＶ）	結線図	機器名	取付台数	
			単母線	２重母線
66		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	１台 ２台 ６台 （しゃ断器に内蔵） １面	１台 ３台 ６台 （しゃ断器に内蔵） １面
22		配電箱 しゃ断器 変流器 配電盤	１個 １台 ３台 １面	配電箱に内蔵

（注）　点線部分は，２重母線の場合を示します。

凡例	しゃ断器	動力操作の断路器	動力操作の接地装置付断路器	ﾌﾞｯｼﾝｸﾞ形変流器	引出型しゃ断器	変流器
						

(ﾊ)　し　や　断　器

a　しゃ断器は，現に構成されまたは将来構成されることが予想されている系統構成の短絡容量の計算値から判断して，次表のうちから必要最小のものを選定使用いたします。

公称電圧（ｋＶ）	定格電圧（ｋＶ）	定格電流（Ａ）	定格しゃ断電流（ｋＡ）
66	72	800，1200，2000，3000，4000	20，25，31.5，40
22	24	600，1200，2000，3000	12.5，20，25，40

b　将来の系統構成は，10年程度を目標といたします。

(ニ) 断　路　器

断路器の定格は，次表から必要最小のものを選定いたします。

公称電圧（ｋＶ）	定格電圧（ｋＶ）	定格電流（Ａ）	形　　式
66	72	800，1200，2000，3000，4000	三　極　単　投

(ホ) 変　流　器

変流器の定格は，次表から必要最小のものを選定いたします。

公称電圧（ｋＶ）	定格１次電流（Ａ）	定格２次電流（Ａ）	形　式
66	100～4000	5	機器内蔵形
22	100～4000		モールド形

(ヘ) 配　電　盤

配電盤には，原則として電流計およびしゃ断器操作用ハンドルならびに運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ電圧計，電力計または無効電力量計等を取り付けます。

(ト) 保 護 装 置

電線路に短絡または地絡事故が発生した場合は，自動的に電路をしゃ断するものとし，保護装置として次のものを施設いたします。

ａ　短絡保護継電器

ｂ　地絡保護継電器

なお，22ｋＶ電線路には，必要に応じ自動再閉路継電器を施設いたします。

ハ　電力保安通信設備

(イ) 通　　則

ａ　電力保安通信用電話設備の施設

(a)　電力保安通信用電話設備は，電力設備の保安上および運用上必要な区間に施設いたします。

(b)　電力保安通信用電話の回線数は，原則として１回線といたします。

ｂ　通 信 方 式

電力保安通信用電話設備は，原則として光ファイバケーブル搬送方式または通信ケーブル方式のうち，技術上，経済上最も適当な通信方式を採用いたします。

ｃ　経過地の選定

通信線路の経過地は，地理的条件，保安および保守上の問題を考慮して，最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾛ) 架空通信線路

a 施 設 方 法

架空通信線路は，原則として使用電圧が35ｋＶ未満の架空電線路への添架または他の架空通信線路への併架により施設いたします。

b 通信線の種類

架空通信線のうち，光ファイバケーブルには，原則としてポリエチレンシース吊線つき光ファイバケーブルを使用し，通信ケーブルには，原則としてポリエチレン絶縁ビニルシース吊線つき通信ケーブルを使用いたします。

(ﾊ) 地中通信線路

a 施 設 方 法

地中通信線路は，地中電線路の施設方法に準じて施設いたします。

b 通信線の種類

地中通信線のうち，光ファイバケーブルには，原則としてポリエチレンシース光ファイバケーブルを使用し，通信ケーブルには，原則としてポリエチレン絶縁ポリエチレンシース通信ケーブルを使用いたします。

(ﾆ) 送 受 信 装 置

光ファイバケーブル搬送方式で使用する送受信装置の伝送方式は，パルス符号変調方式といたします。

(ﾎ) 電話設備以外の情報伝送設備

電力保安通信用電話設備以外の情報伝送設備（給電用情報伝送設備，送電線保護用情報伝送設備等）の施設については，原則として，この基準を準用いたします。

託送供給等約款別冊

託 送 供 給 等 約 款
系 統 連 系 技 術 要 件

令和５年 12 月 27 日 実 施

四国電力送配電株式会社

託 送 供 給 等 約 款
系 統 連 系 技 術 要 件
（託送供給等約款別冊）

目　　次

Ⅰ　総　　則

1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）

1　発電設備等の種類 …… 2
2　電 気 方 式 …… 2
3　運転可能周波数 …… 2
4　力　　率 …… 2
5　高　調　波 …… 2
6　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
7　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3
8　不要解列の防止 …… 3
9　保護装置の設置 …… 6
10　保護装置の設置場所 …… 7
11　解 列 箇 所 …… 7
12　保護継電器の設置相数 …… 7
13　接 地 方 式 …… 8
14　直流流出防止変圧器の設置 …… 8
15　電 圧 変 動 …… 8
16　短 絡 容 量 …… 10
17　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 10
18　サイバーセキュリティ対策 …… 10
19　発電機諸元 …… 11

Ⅲ　負荷設備の系統連系技術要件（低圧連系）

1　電 気 方 式 …… 12
2　力　　率 …… 12
3　保護装置の目的および設置 …… 12
4　保護装置の設置場所 …… 12
5　解 列 箇 所 …… 13

6　高　調　波 …… 13

Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）

1　電 気 方 式 …… 14
2　運転可能周波数 …… 14
3　力　　率 …… 14
4　高　調　波 …… 14
5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 14
6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 15
7　不要解列の防止 …… 15
8　保護装置の設置 …… 17
9　保護装置の設置場所 …… 19
10　解 列 箇 所 …… 19
11　保護継電器の設置相数 …… 19
12　自動負荷制限 …… 19
13　線路無電圧確認装置の設置 …… 19
14　接 地 方 式 …… 20
15　直流流出防止変圧器の設置 …… 20
16　電 圧 変 動 …… 20
17　短 絡 容 量 …… 22
18　発電機定数・諸元 …… 22
19　昇圧用変圧器 …… 23
20　連 絡 体 制 …… 23
21　バンク逆潮流の制限 …… 24
22　サイバーセキュリティ対策 …… 24

Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）

1　電 気 方 式 …… 25
2　保 護 協 調 …… 25
3　保護装置の設置 …… 25
4　保護装置の設置場所 …… 25
5　解 列 箇 所 …… 25
6　保護継電器の設置相数 …… 25
7　高　調　波 …… 25
8　電圧フリッカ対策 …… 26
9　連 絡 体 制 …… 27

Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）

1　電 気 方 式 …… 28

2　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 28
3　力　　率 …… 28
4　高　調　波 …… 28
5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29
6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29
7　不要解列の防止 …… 29
8　保護装置の設置 …… 31
9　再閉路方式 …… 33
10　保護装置の設置場所 …… 34
11　解列箇所 …… 34
12　保護継電器の設置相数 …… 34
13　自動負荷制限・発電抑制 …… 34
14　線路無電圧確認装置の設置 …… 35
15　発電機運転制御装置の付加 …… 35
16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 37
17　直流流出防止変圧器の設置 …… 37
18　電圧変動 …… 38
19　出力変動対策 …… 39
20　短絡・地絡電流対策 …… 39
21　発電機定数・諸元 …… 39
22　昇圧用変圧器 …… 41
23　連絡体制 …… 41
24　電気現象記録装置 …… 43
25　サイバーセキュリティ対策 …… 43

Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）

1　電気方式 …… 44
2　保護協調 …… 44
3　保護装置の設置 …… 44
4　保護装置の設置場所 …… 45
5　解列箇所 …… 45
6　保護継電器の設置相数 …… 45
7　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45
8　高　調　波 …… 45
9　電圧フリッカ対策 …… 47
10　連絡体制 …… 47

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（以下「この要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）(1)ニまたは(2)ハにもとづき，電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守いただく技術要件を定めたものです。

２　適用の範囲

この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに負荷設備または需要者の負荷設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（継電器整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）

１　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

２　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式・３相４線式）と同一としていただきます。

(1)　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2)　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生ずる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，または発電設備等を解列する対策を行なう場合

３　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数：58.2ヘルツをこえ61.0ヘルツ以下

(2)　運転可能周波数：57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6ヘルツは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルは 57.0 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等で事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）非適用の設備については，これによらないものとします。

なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

４　力　　率

発電設備等の設置者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

５　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流

出電流を総合電流歪み率５パーセント，各次電流歪み率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅲ（負荷設備の系統連系技術要件［低圧連系］）６に準じた対策を実施していただきます。

６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち 10kW 以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

８　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，Ⅲ（負荷設備の系統連系技術要件［低圧連系］）３に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が

高速に解列し，需要場所を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりです。

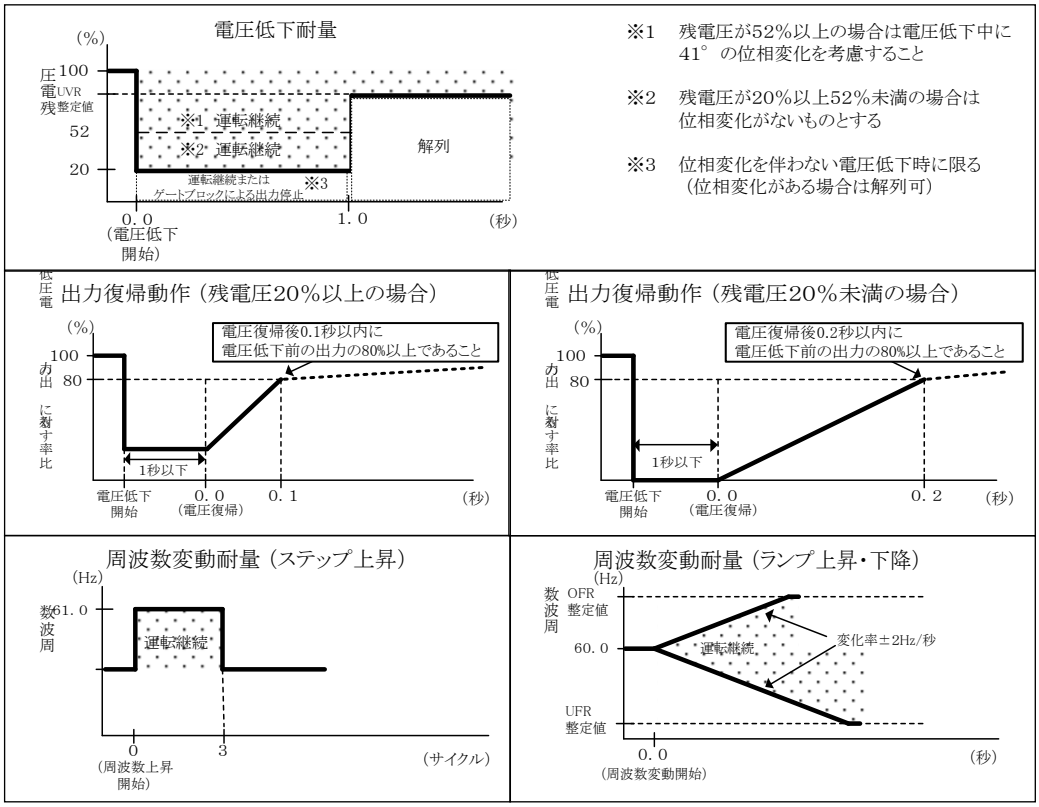
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ヘルツ系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
	風力	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
	蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ

	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
単相	ガスエンジン	単機出力2キロワット未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
		単機出力2キロワット以上10キロワット未満※				
	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
		燃料電池＋蓄電池 ガスエンジン＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる

	風　力	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



９　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護継電器を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧継電器を設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧継電器を設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護継電器を設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向継電器を設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧継電器，または過電流継電器により，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧継電器を設置すること。

(3)　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4)　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧継電器，不足電圧継電器，周波数上昇継電器，周波数低下継電器および次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものとします。

10　保護装置の設置場所

保護継電器は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　機械的な解列箇所２箇所

(2)　機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3)　発電設備等連絡用しゃ断器

12　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　過電圧継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2)　不足電圧継電器および短絡方向継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3)　周波数上昇継電器，周波数低下継電器および逆電力継電器は，単相２線式，単相３線式および３相３線式について１相に設置すること。

(4)　逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とできる。

ロ　不足電圧継電器は，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

13　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

14　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

15　電 圧 変 動

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧の需要場所の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルトに対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，

次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を設置すること，もしくは，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なう。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること，もしくは，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なう。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合，または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入

する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

16 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，発電設備等の設置者において，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

17 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生ずるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

18 サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等の設置者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。

19 発電機諸元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅲ　負荷設備の系統連系技術要件（低圧連系）

１　電 気 方 式

受電設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式・３相４線式）と同一としていただきます。

２　力　　率

(1)　需要場所の負荷の力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの場合は90パーセント以上，その他の場合は，85パーセント以上に保持していただきます。

(2)　需要者が進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付けする場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表12（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

３　保護装置の目的および設置

需要者の電気の使用が，次の原因で他の需要者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，その影響を連系された系統へ波及させないために，需要者の負担で，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくものとし，とくに必要がある場合には，供給設備を変更し，または専用供給設備を施設して，これにより電気を使用していただきます。

(1)　負荷の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2)　負荷の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

(3)　負荷の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

(4)　著しい高周波または高調波を発生する場合

(5)　その他(1)，(2)，(3)または(4)に準ずる場合

４　保護装置の設置場所

保護継電器は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

５　解　列　箇　所

解列箇所は，系統から受電設備を解列できる受電用しゃ断器としていただきます。

６　高　　調　　波

受電設備を設置する場合には，受電設備（フィルター，補機類を含む）からの高調波流出電流を，高調波環境目標レベルである総合電流歪み率５パーセント以下（6.6キロボルト配電系統）に抑制していただきます。

Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）

１　電 気 方 式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

(1)　連続運転可能周波数：58.2 ヘルツをこえ 61.0 ヘルツ以下

(2)　運転可能周波数：57.0 ヘルツ以上 61.8 ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6 ヘルツは１分程度以上としていただきます。また，周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルは 57.0 ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒）

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件非適用の設備については，これによらないものとします。

なお，交流発電設備のガスエンジンおよびガスタービンについては除きます。

３　力　　率

発電設備等の設置者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率 85 パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむをえない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率 80 パーセントまで制御できるものといたします。

４　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪み率５パーセント，各次電流歪み率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅴ（負荷設備の系統連系技術要件［高圧連系］）７に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントか

ら 100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，Ⅴ（負荷設備の系統連系技術要件［高圧連系］）２に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，需要場所を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦ

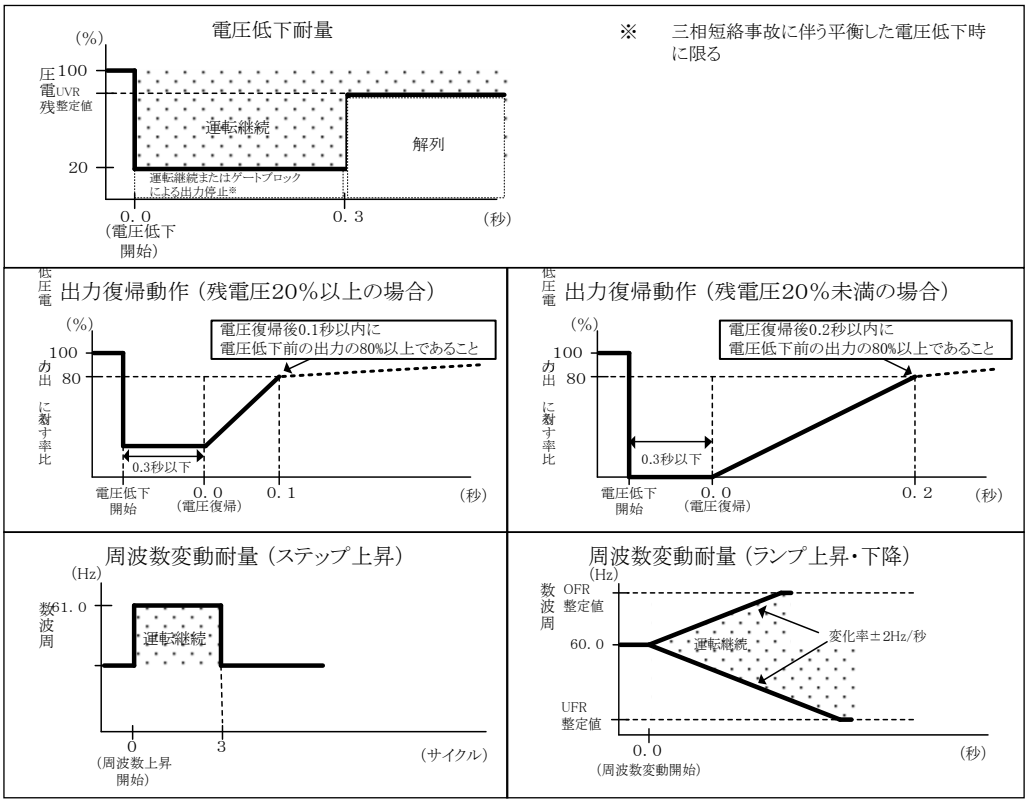
ＲＴ要件を満たしていただきます。なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりです。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはゲートブロック）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ヘルツ系統
単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ガスエンジン	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
	風力	残電圧0パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰			・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限） 61.8ヘルツ （周波数下限） 57.0ヘルツ
	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力	・ステップ状に+1.0ヘルツ，３サイクル間継続 ・ランプ状の±２ヘルツ/秒 （周波数上限）

				まで復帰	61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ
	ガスエンジン (単機出力35キロワット以下)	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ステップ状に+1.0ヘルツ，3サイクル間継続 ・ランプ状の±2ヘルツ/秒 (周波数上限) 61.8ヘルツ (周波数下限) 57.0ヘルツ

※　燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



8　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護継電器を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧継電器を設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をも

って解列するための不足電圧継電器を設置すること。

(2)　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護継電器を設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向継電器を設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧継電器を設置すること。

(3)　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧継電器を設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧継電器を省略できるものといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧継電器により系統側地絡事故が検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が 10 キロワット以下の場合

(4)　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧継電器および不足電圧継電器に加えて，周波数上昇継電器および周波数低下継電器を設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇継電器を省略できるものといたします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものとします。

(5)　逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力継電器および周波数低下継電器を設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力継電器または不足電力継電器にて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下継電器を省略できるものといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式それぞれ１方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検

出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力継電器を省略できるものといたします。

単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によるものとします。

９　保護装置の設置場所

保護継電器は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

10　解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用しゃ断器
(2)　発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置
(3)　発電設備等連絡用しゃ断器
(4)　母線連絡用しゃ断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

11　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧継電器は零相回路に設置すること。
(2)　過電圧継電器，周波数低下継電器，周波数上昇継電器および逆電力継電器は，１相設置とすること。
(3)　短絡方向継電器は，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる２相設置とすることができる。
(4)　不足電圧継電器は，３相設置とすること。ただし，短絡方向継電器と協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができる。
(5)　不足電力継電器は，２相設置とすること。

12　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

13　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいず

れかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1)　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2)　転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(3)　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(4)　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力継電器を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

(5)　逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護継電器，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。

イ　保護継電器の２系列目は，不足電力継電器のみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力継電器を計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧継電器を計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

14　接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

15　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

16　電 圧 変 動

(1)　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧の需要場所の電圧を適正値（標準電圧 100 ボルト

に対しては 101±6 ボルト，標準電圧 200 ボルトに対しては 202±20 ボルト）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，発電設備等の設置者において自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧の需要場所の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，発電設備等の設置者において自動的に電圧を調整すること。

(2)　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の 10 パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電設備等の設置者において限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電設備等の設置者において限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から 10 パーセントをこえて逸脱するおそれがあるときは，発電設備等の設置者においてその抑制対策を実施すること。

(3)　電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策等を行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するお

それがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を設置すること，もしくは，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なう。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること，もしくは，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なう。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等を行なうか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合，または発生するおそれがある場合には，発電設備等の設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可等で対応できない場合については，機器取替や対応時期等を含めて個別協議とする。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

17　短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，発電設備等の設置者において短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

18　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電　源　種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構 内 設 備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調 相 設 備	定格（容量，台数）
	し ゃ 断 器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保 護 装 置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘　導　機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同　期　機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制 御 装 置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風　　力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄　電　池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

19　昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

20　連 絡 体 制

発電設備等の設置者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそ

れがある場合を含みます。）には，当社と発電設備等の設置者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電設備等の設置者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

(1) 専用保安通信用電話設備

(2) 電気通信事業者の専用回線電話

(3) 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ 発電設備等の設置者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

ロ 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ 停電時においても通話可能なものであること。

ニ 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

21 バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生ずるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電設備等の設置者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

22 サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）

１　電　気　方　式

受電設備の電気方式（交流３相３線式）は，連系する系統の電気方式と同一としていただきます。

２　保　護　協　調

受電設備の異常および故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために故障箇所を当該系統から解列していただきます。

３　保護装置の設置

保護装置を以下により設置していただきます。

(1)　構内保護装置

構内設備の短絡故障保護のため，過電流継電器または限流ヒューズを設置していただきます。また，構内設備の地絡故障保護のため，地絡過電流継電器を設置していただきます。

(2)　充電電流補償

構内ケーブル等の充電電流により保護装置の検出感度上問題がある場合には，中性点接地装置（リアクトル）を設置していただくことがあります。

４　保護装置の設置場所

保護継電器は，供給地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

５　解　列　箇　所

解列箇所は，系統から受電設備を解列できる受電用しゃ断器としていただきます。

６　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は，次によっていただきます。

(1)　地絡過電流継電器は，零相回路設置とします。

(2)　過電流継電器および限流ヒューズは，３相設置とします。ただし，連系された系統と協調がとれる場合は２相でも可能とします。

７　高　　調　　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，当社系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は，次に該当する需要者といたします。

6.6 キロボルトの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が 50 キロボルトアンペアをこえる需要者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　イに該当する需要者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によってイに該当する需要者になる場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

(1)イに該当する需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

ニ　(1)イに該当する需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

(1)イに該当する需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力 1 キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（単位：ミリアンペア/キロワット）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6キロボルト	3.50	2.50	1.60	1.30	1.00	0.90	0.76	0.70

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)イに該当する需要者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

8　電圧フリッカ対策

負荷設備の新設，増設または設備更新時にアーク炉等を含み，電圧フリッカ

が発生するおそれのある場合は，必要な対策を行なっていただきます。

９　連　絡　体　制

当社との間には，電力保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置する必要があります。ただし，次の条件をすべて満たす限りにおいて，一般加入電話または携帯電話等を用いることができるものとします。

(1)　需要者の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，負荷設備の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

(2)　話中の場合に割り込み可能な方式（キャッチホン等）とすること。

(3)　停電時においても通話可能なものであること。

Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）

１　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1)　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2 ヘルツをこえ 61.0 ヘルツ以下

運転可能周波数：57.0 ヘルツ以上 61.8 ヘルツ以下

周波数低下時の運転継続時間は，58.2 ヘルツでは 10 分程度以上，57.6 ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

周波数低下継電器の整定値は，原則として，検出レベルを 57.0 ヘルツ，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒以上）

(2)　並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1 ヘルツ以下（設定可能範囲：標準周波数＋0.1～＋1.0 ヘルツ）とします。ただし，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

３　力　　率

発電設備等の設置者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率 90 パーセント～進み力率 95 パーセントとしていただきます。

逆潮流がない場合，および逆潮流がある場合であって 22 キロボルト特別高圧電線路に連系する場合には，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ 85 パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

４　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流

出電流を総合電流歪み率５パーセント，各次電流歪み率３パーセント以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，Ⅶ（負荷設備の系統連系技術要件［特別高圧連系］）８に準じた対策を実施していただきます。

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから 100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

７　不要解列の防止

(1)　保 護 協 調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，Ⅶ（負荷設備の系統連系技術要件［特別高圧連系］）２に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統電源が喪失した場合

であって，単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力継電器，不足電力継電器等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

(2)　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりです。

<table>
<tr><th colspan="2" rowspan="3">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</th></tr>
<tr><th colspan="2">三相短絡を想定</th><th>二相短絡を想定</th></tr>
<tr><th>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</th><th>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</th><th>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）</th><th>60ヘルツ系統</th></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="5">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

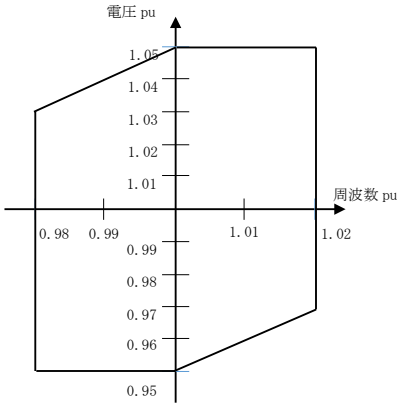
(3)　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加等に伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

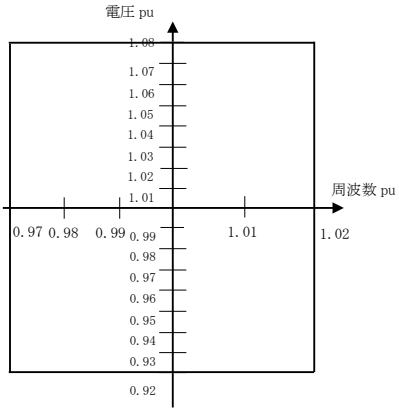
また，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし，周波数変動範囲に対しては，「Ⅵ－２運転可能周波数・並列時許容周波数(1)運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

８　保護装置の設置

(1)　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧継電器および不足電圧継電器を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2)　系統側事故対策

イ　短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，次の保護継電器を設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護継電器を設置していただきます。

(ｲ)　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向継電器を設置すること。当該継電器が有効に機能しない場合は，短絡方向距離継電装置または電流差動継電装置を設置すること。

(ﾛ)　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧継電器を設置すること。

なお，この不足電圧継電器は発電設備等事故対策用の不足電圧継電器と兼用することができる。

ロ　地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，次の保護継電器を設置していただきます。

なお，必要に応じて連系する系統と同じ方式の保護継電器を設置していただきます。

中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動継電装置を設置していただきます。中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧継電器を設置していただきます。当該継電器が有効に機能しない場合は，地絡

方向継電器または電流差動継電装置を設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧継電器を省略することができます。

(ｲ)　発電機引出口にある地絡過電圧継電器により連系する系統の地絡事故を検出できる場合

(ﾛ)　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下継電器により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

(ﾊ)　逆電力継電器，不足電力継電器または受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧継電器を省略可能な場合であっても，その後，構内の負荷状況の変更や電力系統の変更等によって，地絡過電圧継電器の省略要件を満たさなくなった場合は，発電設備等の設置者の責任において，地絡過電圧継電器を設置していただきます。

ハ　連系する系統と同一の保護方式が必要な場合の短絡・地絡保護

系統の短絡・地絡事故時の保護のため，110 キロボルト以下系統において２回線で連系する場合，および 187 キロボルト以上系統に連系する場合には，次のとおり連系する系統と同一の保護方式としていただきます。

連系電圧	110キロボルト以下 （抵抗接地）	187キロボルト以上 （直接接地）
回 線 数	２回線以上	１回線以上
短絡保護	［主 保 護］回線選択継電装置（注１） ［後備保護］短絡方向距離継電装置	［主 保 護］電流差動継電装置（注２） ［後備保護］短絡方向距離継電装置
地絡保護	［主 保 護］回線選択継電装置（注１） ［後備保護］地絡方向継電器	［主 保 護］電流差動継電装置（注２） ［後備保護］地絡方向距離継電装置
系 列 数	１系列	［主 保 護］２系列 ［後備保護］１系列

（注１）　安定度や事故検出上問題がある場合は，電流差動継電装置を設置していただくことがあります。

（注２）　当社が採用する継電器と同じ仕様で設置していただきます。

(3)　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇継電器および周波数低下継電器または転送しゃ断装置を設置していただきます。また，周波数上昇継電器および周波数低下継電器は，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の 40 パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧継電器と組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇継電器および周波数低下継電器に加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。また，22 キロボルト系統に連系される場合には，単独運転防止のために，

周波数上昇継電器および周波数低下継電器，ならびに転送しゃ断装置または単独運転検出装置を設置していただきます。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等をすみやかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇継電器および周波数低下継電器を設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇継電器または周波数低下継電器により検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力継電器を設置していただきます。また，22 キロボルト系統に連系される場合には，単独運転防止のために，逆電力継電器および周波数低下継電器を設置していただきます。

(4)　事故波及防止対策

発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離継電器を必要により設置していただく場合があります。

(5)　構内設備事故対策

構内設備事故対策としてⅦ（負荷設備の系統連系技術要件［特別高圧］）３に準じた対策を実施していただきます。

(6)　充電電流補償

構内ケーブル等の充電電流により保護装置の検出感度上問題がある場合には，中性点接地装置（リアクトル）を設置していただくことがあります。

(7)　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備のしゃ断器，保護継電器の動作時間を以下のとおりとしていただきます。

しゃ断器：２サイクル以内

保護継電器（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

９　再閉路方式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

当社の送電線で採用している標準の再閉路方式は，以下のとおりです。

(1)　110 キロボルト以下送電線：低速再閉路方式

(2)　187 キロボルト以上送電線：高速・中速再閉路方式

10　保護装置の設置場所

保護継電器は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

11　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1)　受電用しゃ断器
(2)　発電設備等出力端しゃ断器
(3)　発電設備等連絡用しゃ断器
(4)　母線連絡用しゃ断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

12　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1)　地絡過電圧継電器，地絡方向継電器，地絡検出用電流差動継電装置および地絡検出用回線選択継電装置は零相回路に設置すること。
(2)　過電圧継電器，周波数低下継電器，周波数上昇継電器および逆電力継電器は１相設置とすること。
(3)　不足電力継電器は２相設置とすること。
(4)　短絡方向継電器，不足電圧継電器，短絡検出・地絡検出兼用電流差動継電装置，短絡検出用電流差動継電装置，短絡方向距離継電装置，短絡検出用回線選択継電装置および地絡方向距離継電装置は３相設置とすること。

13　自動負荷制限・発電抑制

(1)　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。また，系統事故等により他の送電線および変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含む）を行なっていただくことがあります。

なお，この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とさせていただきます。

(2)　あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電しゃ断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置およびその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

14　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護継電器，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

(1)　２系列の保護継電器のうちの１系列は，不足電圧継電器のみとすることができる。

(2)　計器用変流器は，不足電力継電器を計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

(3)　計器用変圧器は，不足電圧継電器を計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

15　発電機運転制御装置の付加

(1)　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　ＰＳＳ（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2)　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ＧＦ（Governor Free：ガバナフリー）運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化

させるように運転（ＧＦ運転）する機能を具備すること。

ロ　ＬＦＣ（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのＬＦＣ信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2 ヘルツをこえた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　ＥＤＣ（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100 メガワット以上の火力発電設備は，周波数 58.8 ヘルツまでは発電機出力を低下しない，周波数 58.8 ヘルツ以下については，1.2 ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100メガワット以上	
		GTおよびGTCC	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（注６）
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅（注１）	５パーセント以上 （定格出力基準）	３パーセント以上 （定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了（注７）	
	LFC幅	±５パーセント以上 （定格出力基準）	±５パーセント以上 （定格出力基準）
	LFC変化速度（注２）	５パーセント / 分以上 （定格出力基準）	１パーセント / 分以上 （定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始（注７）	60秒以内に出力変化開始（注７）
	EDC変化速度（注２）	５パーセント / 分以上 （定格出力基準）	１パーセント / 分以上 （定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始（注７）	60秒以内に出力変化開始（注７）
	EDC+LFC変化速度	10パーセント / 分以上 （定格出力基準）	１パーセント / 分以上 （定格出力基準）
	最低出力（注３，４） （定格出力基準）	50パーセント以下 DSS機能具備（注５）	30パーセント以下

（注１）　ＧＴおよびＧＴＣＣについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の満たせない出力帯について別途協議。

（注２）　定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議。
（注３）　気化ガス（ＢＯＧ）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議。
（注４）　ＥＤＣ・ＬＦＣ指令で制御可能な最低出力。
（注５）　日間起動停止運転（ＤＳＳ）は，発電機解列～並列まで８時間以内で可能なこと。
（注６）　地域資源バイオマス発電設備を除く。
（注７）　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（ＥＤＣ指令値，ＬＦＣ指令値，ＥＤＣ・ＬＦＣ運転指令，運転可能出力帯〔バンド〕指令）を受信する機能および，必要な送信信号（現在出力，ＥＤＣ・ＬＦＣ使用／除外，運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

(3)　早期再並列のための機能

定格出力の合計が 400 メガワット以上の火力（ＧＴＣＣ）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

(4)　電圧調整のための機能

イ　187 キロボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が 110 キロボルト以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただく場合があります。

16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1)　110 キロボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2)　187 キロボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

17　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1)　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2)　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変

圧器を用いていること。
なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

18 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，発電設備等の設置者において自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に発電設備等の設置者において瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度をこえて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の±２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(ｲ)　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ)　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を 0.45 ボルト以下（当該

設備のみの場合は，0.23 ボルト以下）に維持する。

(3) そ　の　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

19　出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，受電地点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10 パーセント以下となるよう対策を行なうこと。なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は 0.2 ヘルツ以下とする。

20　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，発電設備等の設置者において，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

21　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電　源　種	設　　備	諸　　元
共　　通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構 内 設 備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調 相 設 備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	し や 断 器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保 護 装 置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記　　録	電気現象記録装置
誘　導　機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同　期　機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制 御 装 置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）

		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック
水　　力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（キロワット/(立方メートル/秒)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風　　力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄　電　池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

22　昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護継電器協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

23　連 絡 体 制

(1)　発電設備等の設置者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電制御所等と発電設備等の設置者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，すみやかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電制御所等と発電設備等の設置者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，22 キロボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ)　発電設備等の設置者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ)　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ)　停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ)　災害時等において当社の給電制御所等と連絡が取れない場合には，当社の給電制御所等との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2)　特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電制御所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

イ　特別高圧（66 キロボルト以上）

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態（注１）
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード

情報種別	情報内容
テレメータ	発電機の有効電力
	発電機の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速（注２）
	発電最大能力値（注３）（風力発電設備の場合）

（注１）　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台毎に設置していただきます。

（注２）　ナセルで計測する風向・風速

（注３）　運転可能な発電設備等の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備等の台数

ロ　特別高圧（66 キロボルト未満）

情報種別	情報内容
スーパービジョン	連系用しゃ断器の開閉状態

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力

24　電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社の給電制御所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

25　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法にもとづき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合にすみやかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1)　外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2)　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3)　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）

１　電 気 方 式

受電設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

２　保 護 協 調

受電設備に故障または系統に事故が発生した場合，事故・故障の除去およびその範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき保護協調を行なっていただきます。

(1)　受電設備の異常および故障に対しては，その影響を連系された系統へ波及させないために故障箇所が当該系統から解列されること。

(2)　連系された系統に事故が発生した場合であって，系統保護方式に応じて必要な場合には，受電設備が当該系統から解列されること。

(3)　連系された系統以外に事故が発生した場合には，原則として受電設備は解列されないこと。

３　保護装置の設置

保護装置を以下により設置していただきます。

なお，受電電圧の異常低下を検出することのできる不足電圧継電器をあわせて設置していただきます。

(1)　送電線保護装置

イ　110 キロボルト以下系統では，１回線で連系の場合は保護装置の設置は必要ないものとします。なお，２回線で連系の場合は回線選択継電装置を標準とします。

ロ　187 キロボルト以上系統では，[主保護]電流差動継電装置×２系列＋[後備保護]距離継電装置を標準とします。

(2)　構内保護装置

構内設備の短絡故障保護のため過電流継電器，地絡故障保護のため地絡過電流継電器を設置していただきます。当該継電器が有効に機能しない場合には，短絡方向継電器，短絡方向距離継電装置または地絡方向継電器を設置していただきます。また，母線保護については，以下によっていただきます。

イ　110 キロボルト以下系統では，構内保護装置で検出・保護できる場合は省略できるものとします。ただし，安定度上問題がある場合には，母線保護装置（安定度の厳しさによっては送電線保護装置に母線向け保護継電器を内蔵することで代用可）を設置していただくことがあります。

ロ　187 キロボルト以上系統では，高速しゃ断できる母線保護装置（電流差動継電装置等）を設置していただきます。

(3)　送電線再閉路方式

イ　110 キロボルト以下系統では，必要により低速度再閉路方式を採用していただきます。

ロ　187 キロボルト以上系統では，必要により高速・中速度再閉路方式を採用していただきます。

(4)　充電電流補償

構内ケーブル等の充電電流により保護装置の検出感度上問題がある場合には，中性点接地装置（リアクトル）を設置していただくことがあります。

4　保護装置の設置場所

保護継電器は，供給地点または事故・故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

5　解 列 箇 所

解列箇所は，系統から受電設備を解列できる次のいずれかの箇所としていただきます。

(1)　受電用しゃ断器

(2)　母線連絡用しゃ断器

6　保護継電器の設置相数

保護継電器の設置相数は，次によっていただきます。

(1)　地絡過電流継電器，地絡方向継電器および地絡用電流差動継電装置は，零相回路設置とします。

(2)　短絡方向継電器，不足電圧継電器，短絡・地絡兼用電流差動継電装置，短絡用電流差動継電装置，過電流継電器および短絡方向距離継電装置は，３相設置とします。

7　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

(1)　110 キロボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2)　187 キロボルト以上の系統に連系する場合は，変圧器の中性点を直接接地すること。

8　高　調　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を

流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

(1)　対象となる需要者

イ　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者といたします。

(ｲ)　22 キロボルトの系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が 300 キロボルトアンペアをこえる需要者。

(ﾛ)　66 キロボルト以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が 2,000 キロボルトアンペアをこえる需要者。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300 ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流 20 アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　イに該当する需要者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によってイに該当する需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2)　高調波流出電流の算出

(1)イに該当する需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は 40 次以下といたします。

ニ　(1)イに該当する需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3)　高調波流出電流の上限値

(1)イに該当する需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

（単位：ミリアンペア/キロワット）

受電電圧（注）	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22キロボルト	1.80	1.30	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66キロボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110キロボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07

（注）　上表以外の受電電圧の場合は，「66キロボルト」欄の値を受電電圧換算した値を用いるものといたします。

(4)　高調波流出電流の抑制対策の実施

(1)イに該当する需要者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

9　電圧フリッカ対策

負荷設備の新設，増設または設備更新時にアーク炉等を含み，電圧フリッカが発生するおそれのある場合は，必要な対策を行なっていただきます。

10　連　絡　体　制

(1)　当社との間には，電力保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置する必要があります。ただし，22 キロボルト特別高圧電線路に連系する場合には，次の条件をすべて満たす限りにおいて，一般加入電話または携帯電話等を用いることができるものとします。

イ　需要者の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，負荷設備の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

ロ　話中の場合に割り込み可能な方式（キャッチホン等）とすること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

(2)　当社が系統運用上必要な情報を把握できる給電用情報伝送設備の設置が必要となる場合があります。

電気事業法施行規則第 19 条第２項の
規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第 41 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（令和４年４月 26 日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，令和４年 12 月 21 日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，令和５年 12 月末までに導入する整理がなされたことおよび第 46 回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（令和４年 11 月 15 日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第 18 条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款 令和５年~~４~~月~~１~~日 実 施 四国電力送配電株式会社	託 送 供 給 等 約 款 令和５年 12 月 27 日 実 施 四国電力送配電株式会社

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
託　送　供　給　等　約　款	**託　送　供　給　等　約　款**
目　　次	目　　次
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
1　適　　用 …… 1	1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2	2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2	3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 6	4　代表契約者の選任 …… 6
5　託送供給等に関する取扱い …… 7	5　託送供給等に関する取扱い …… 7
6　単位および端数処理 …… 7	6　単位および端数処理 …… 7
7　実 施 細 目 …… 8	7　実 施 細 目 …… 8
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
8　契約の要件 …… 9	8　契約の要件 …… 9
9　検討および契約の申込み …… 11	9　検討および契約の申込み …… 11
10　契約の成立および契約期間 …… 17	10　契約の成立および契約期間 …… 17
11　託送供給等の開始 …… 18	11　託送供給等の開始 …… 18
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 18	12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 18
13　電気方式，電圧および周波数 …… 19	13　電気方式，電圧および周波数 …… 19
14　発電場所および需要場所 …… 20	14　発電場所および需要場所 …… 20
15　供給および契約の単位 …… 22	15　供給および契約の単位 …… 22
16　承諾の限界 …… 25	16　承諾の限界 …… 25
17　契約書の作成 …… 25	17　契約書の作成 …… 25

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
18　料　　金 …… 26	18　料　　金 …… 26
19　接続送電サービス …… 27	19　接続送電サービス …… 27
20　臨時接続送電サービス …… 45	20　臨時接続送電サービス …… 45
21　予備送電サービス …… 52	21　予備送電サービス …… 52
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 53	22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 53
23　接続対象計画差対応電力 …… 54	23　接続対象計画差対応電力 …… 54
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 55	24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 55
25　給電指令時補給電力 …… 56	25　給電指令時補給電力 …… 56
Ⅳ　料金の算定および支払い	**Ⅳ　料金の算定および支払い**
26　料金の適用開始の時期 …… 58	26　料金の適用開始の時期 …… 58
27　検　針　日 …… 58	27　検　針　日 …… 58
28　料金の算定期間 …… 59	28　料金の算定期間 …… 59
29　計　　量 …… 60	29　計　　量 …… 60
30　電力および電力量の算定 …… 60	30　電力および電力量の算定 …… 60
31　損　失　率 …… ~~70~~	31　損　失　率 …… 75
32　料金の算定 …… ~~70~~	32　料金の算定 …… 75
33　支払義務の発生および支払期日 …… ~~73~~	33　支払義務の発生および支払期日 …… 77
34　料金その他の支払方法 …… ~~74~~	34　料金その他の支払方法 …… 79
35　保　証　金 …… ~~76~~	35　保　証　金 …… 81
36　連 帯 責 任 …… ~~78~~	36　連 帯 責 任 …… 82
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
37　託送供給等の実施 …… ~~79~~	37　託送供給等の実施 …… 84

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
38　給電指令の実施等 …… ~~82~~	38　給電指令の実施等 …… 87
39　適正契約の保持等 …… ~~85~~	39　適正契約の保持等 …… 91
40　契約超過金 …… ~~86~~	40　契約超過金 …… 91
41　力率の保持 …… ~~87~~	41　力率の保持 …… 92
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 … ~~87~~	42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 … 93
43　託送供給等にともなう協力 …… ~~88~~	43　託送供給等にともなう協力 …… 93
44　託送供給等の停止 …… ~~89~~	44　託送供給等の停止 …… 94
45　託送供給等の停止の解除 …… ~~90~~	45　託送供給等の停止の解除 …… 95
46　託送供給の停止期間中の料金 …… ~~90~~	46　託送供給の停止期間中の料金 …… 95
47　違　約　金 …… ~~90~~	47　違　約　金 …… 96
48　損害賠償の免責 …… ~~91~~	48　損害賠償の免責 …… 96
49　設備の賠償 …… ~~92~~	49　設備の賠償 …… 97
Ⅵ　契約の変更および終了	**Ⅵ　契約の変更および終了**
50　契約の変更 …… ~~93~~	50　契約の変更 …… 98
51　名義の変更 …… ~~94~~	51　名義の変更 …… 99
52　契約の廃止 …… ~~95~~	52　契約の廃止 …… 100
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… ~~95~~	53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 100
54　解　約　等 …… ~~98~~	54　解　約　等 …… 103
55　契約消滅後の債権債務関係 …… ~~100~~	55　契約消滅後の債権債務関係 …… 105
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**
56　受電地点，供給地点および施設 …… ~~101~~	56　受電地点，供給地点および施設 …… 106
57　架空引込線 …… ~~102~~	57　架空引込線 …… 107

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
58　地中引込線 …… ~~103~~	58　地中引込線 …… 108
59　連接引込線等 …… ~~104~~	59　連接引込線等 …… 109
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… ~~105~~	60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 110
61　引込線の接続 …… ~~105~~	61　引込線の接続 …… 110
62　計量器等の取付け …… ~~105~~	62　計量器等の取付け …… 110
63　通信設備等の施設 …… ~~107~~	63　通信設備等の施設 …… 112
64　専用供給設備 …… ~~107~~	64　専用供給設備 …… 112
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
65　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… ~~109~~	65　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 114
66　受電用計量器等の工事費負担金 …… ~~113~~	66　受電用計量器等の工事費負担金 …… 118
67　会社間連系設備の工事費負担金 …… ~~113~~	67　会社間連系設備の工事費負担金 …… 118
68　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… ~~113~~	68　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 118
69　工事費負担金の申受けおよび精算 …… ~~121~~	69　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 126
70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… ~~122~~	70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 127
71　臨時工事費 …… ~~123~~	71　臨時工事費 …… 128
72　工事費等に関する契約書の作成 …… ~~124~~	72　工事費等に関する契約書の作成 …… 129
Ⅸ　保　　安	**Ⅸ　保　　安**
73　保安の責任 …… ~~125~~	73　保安の責任 …… 130
74　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… ~~125~~	74　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 130
75　調　　査 …… ~~125~~	75　調　　査 …… 130
76　調査等の委託 …… ~~126~~	76　調査等の委託 …… 131
77　調査に対する需要者の協力 …… ~~126~~	77　調査に対する需要者の協力 …… 131

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
78　検査または工事の受託 ····· ~~126~~ 79　自家用電気工作物 ····· ~~127~~ **附　　則** ····· ~~128~~ **別　　表** ····· ~~159~~	78　検査または工事の受託 ····· 131 79　自家用電気工作物 ····· 132 **附　　則** ····· 133 **別　　表** ····· 170
Ⅱ　契約の申込み **９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 (1)　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続	**Ⅱ　契約の申込み** **９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 (1)　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
検討を省略することがあります。	検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。
(ｲ)　接続供給の場合	(ｲ)　接続供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）	b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）
c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
d　接続受電電力の最大値および最小値	d　接続受電電力の最大値および最小値
e　接続供給の開始希望日	e　接続供給の開始希望日
(ﾛ)　振替供給の場合	(ﾛ)　振替供給の場合
a　契約者の名称	a　契約者の名称
b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容	b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容
c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値	c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値
d　供給地点	d　供給地点
e　振替供給の開始希望日	e　振替供給の開始希望日
(ﾊ)　発電量調整供給の場合	(ﾊ)　発電量調整供給の場合
a　発電契約者の名称	a　発電契約者の名称
b　発電者の名称，発電場所および受電地点	b　発電者の名称，発電場所および受電地点
c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定	c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
上必要な仕様	上必要な仕様
d　発電量調整受電電力の最大値および最小値	d　発電量調整受電電力の最大値および最小値
e　受電地点における受電電圧	e　受電地点における受電電圧
f　発電場所における負荷設備および受電設備	f　発電場所における負荷設備および受電設備
g　発電量調整供給の開始希望日	g　発電量調整供給の開始希望日
ハ　検討期間および検討料	ハ　検討期間および検討料
(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。	(ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。
(ﾛ)　当社は，原則として，１受電地点１検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。	(ﾛ)　当社は，原則として，１受電地点１検討につき 22 万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。
a　検討を要しない場合	a　検討を要しない場合
b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。	b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者<u>の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）</u>によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
(2)　供給側接続事前検討の申込み	(2)　供給側接続事前検討の申込み
イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。	ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　契約電力または契約容量	(ﾛ)　契約電力または契約容量
(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾊ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾆ)　負荷設備または主開閉器	(ﾆ)　負荷設備または主開閉器
(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間	(ﾎ)　接続供給の開始希望日および使用期間
ハ　負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	ハ　負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。	ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。
(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み	(3)　需要抑制量調整供給事前検討の申込み
イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。	イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。
ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定	ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 (ｲ)　需要抑制契約者の名称 (ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。） (ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日 ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。 (4)　契約の申込み 契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写し（当社所定の様式によります。）または８（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または	の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 (ｲ)　需要抑制契約者の名称 (ﾛ)　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。） (ﾊ)　需要抑制量調整供給の開始希望日 ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。 (4)　契約の申込み 契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写し（当社所定の様式によります。）または８（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書（当社所定の様式によります。）の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第 13 条第２項第 10 号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。	需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第 13 条第２項第 10 号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
イ　接続供給の場合	イ　接続供給の場合
(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	(ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点
(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧	(ﾛ)　供給地点における供給電気方式および供給電圧
(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等	(ﾊ)　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等
(ﾆ)　契約電力または契約容量	(ﾆ)　契約電力または契約容量
(ﾎ)　契約受電電力	(ﾎ)　契約受電電力
(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別	(ﾍ)　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別
(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値	(ﾄ)　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値
(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ)　連絡体制	(ﾇ)　連絡体制
(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間	(ﾙ)　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間
なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	なお，負荷設備，契約電力または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
(ｲ)　連絡体制	(ｲ)　連絡体制

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	(ﾛ)　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
(ｲ)　契約受電電力	(ｲ)　契約受電電力
(ﾛ)　発電量調整受電計画電力	(ﾛ)　発電量調整受電計画電力
(ﾊ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾊ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾆ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾆ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾎ)　連絡体制	(ﾎ)　連絡体制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
(ｲ)　需要抑制契約者の名称	(ｲ)　需要抑制契約者の名称
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画電力
(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	(ﾊ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値	(ﾆ)　需要抑制を行なう場合の 30 分ごとの販売計画の最小値
(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	(ﾎ)　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	(ﾍ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 30（電力および電	(ﾄ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる 30（電力および電

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
力量の算定）(14)イまたはロ	力量の算定）(14)イまたはロ
(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	(ﾁ)　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	(ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日	(ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日
(ﾙ)　連絡体制	(ﾙ)　連絡体制
なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる 30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。	(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。
なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものとい	なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものとい

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
たします。 　また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 　なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 　また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 　なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継	たします。 　また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 　なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 　また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 　なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
続されるものといたします。 　また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (8)　電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。	続されるものといたします。 　また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書（当社所定の様式によります。）を作成いたします。 (8)　電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。
Ⅲ　料　　金 **25　給電指令時補給電力** (1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 　38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 　給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 　給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価	**Ⅲ　料　　金** **25　給電指令時補給電力** (1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 　38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 　給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 　給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(20)により 30 分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。
(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(2)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
イ　適　用　範　囲	イ　適　用　範　囲
38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	38（給電指令の実施等）(5)または(6)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
ロ　給電指令時補給電力料金	ロ　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，ハに定める 30 分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ハ　給電指令時補給電力量	ハ　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(18)により 30 分ごとに算定された値といたします。
ニ　給電指令時補給電力料金単価	ニ　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第 27 条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における 30 分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が 30 分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
Ⅳ　料金の算定および支払い **30　電力および電力量の算定** (1)　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。 (2)　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合は	**Ⅳ　料金の算定および支払い** **30　電力および電力量の算定** (1)　発電量調整受電電力 発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。 (2)　発電量調整受電電力量 発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30 分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合は

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
その合計といたします。）といたします。	その合計といたします。）といたします。
(3)　発電量調整受電計画電力	(3)　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(4)　発電量調整受電計画電力量	(4)　発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。	発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表 10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
(5)　接続受電電力	(5)　接続受電電力
接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２	接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
倍した値とし，30 分ごとに，算定いたします。	倍した値とし，30 分ごとに，算定いたします。
(6)　接続受電電力量	(6)　接続受電電力量
接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。	接続受電電力量は，30 分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。
(7)　接続供給電力	(7)　接続供給電力
接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。	接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30 分ごとに，算定いたします。
(8)　接続供給電力量	(8)　接続供給電力量
接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。	接続供給電力量は，供給地点ごとに，30 分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。
また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。	また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。
なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。	なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30 分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
(9)　接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(9)　接続対象電力 接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。	(10)　接続対象電力量 接続対象電力量は，30 分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。
イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。	イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。
接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$
ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。	ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。
(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値	(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値
ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合	ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合
(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。	(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。
$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －　需要抑制量調整受電計画電力量	$\left\{\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right\}$ －　需要抑制量調整受電計画電力量

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量
(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。	(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。
接続供給電力量　×　$\frac{1}{1－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}$	接続供給電力量　×　$\frac{1}{1－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}$
b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合	b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合
(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値　－　需要抑制量調整受電計画電力量	(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値　－　需要抑制量調整受電計画電力量
(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。	(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$	ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量 (c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。 当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値 (d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。 接続供給電力量　×　$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値 ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量
(11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(11)　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたしま	(12)　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30 分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が 30 分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたしま

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
す。	す。
⑬　需要抑制量調整受電電力	⑬　需要抑制量調整受電電力
需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
⑭　需要抑制量調整受電電力量	⑭　需要抑制量調整受電電力量
需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。	需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する 30 分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。
イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値	イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値
(ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合	(ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合
需要抑制量調整受電電力量　＝　０	需要抑制量調整受電電力量　＝　０
(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合	(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン－{接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$}	需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン－{接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$}
(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量	(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合 需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量
ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン－{接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$}	ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。） 需要抑制量調整受電電力量　＝ ベースライン－{接続供給電力量×$\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$}
ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。	ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。
(15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。	(15)　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，(16)の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30 分ごとに算定いたします。
(16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需	(16)　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の 30 分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表 11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が 30 分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
(17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。），需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。	(17)　ベースライン ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。），需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。
(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発	(18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合~~で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30 分ごとに~~，次の~~式により~~算定された値といたします。~~ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または 38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「N－１電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~	電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対し

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	て出力の抑制を実施したとき。 (ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。 a　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 ＝発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施し

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	た場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)への場合による出力抑制対象電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	発電量調整受電電力量 ＝
	e　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および 38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合
	(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量を下回る場合
	38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
	(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合
	38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量 ＝発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量に 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 ＝ 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	(19)　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量をその 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された 30 分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその 30 分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。	間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは 38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
(20)　接続対象計画差対応補給電力量	(20)　接続対象計画差対応補給電力量
接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	接続対象計画差対応補給電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
(21)　接続対象計画差対応余剰電力量	(21)　接続対象計画差対応余剰電力量
接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	接続対象計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの接続対象電力量がその 30 分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された 30 分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづき，その 30 分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその 30 分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。
接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量	接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量
(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量	(22)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
調整受電電力量とみなします。	調整受電電力量とみなします。
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量
ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。	ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として(14)ロを適用している場合で，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ $\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$ － ベースライン	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ $\left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right\}$ － ベースライン
(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量	(23)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30 分ごとの(14)の需要抑制量調整受電電力量がその 30 分における(16)の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30 分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(14)ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量
(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力	(24)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表８（電力

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。	量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。
(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(25)　定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
(26)　27（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。	(26)　27（検針日）(2)または(3)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。
(27)　15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。	(27)　15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における 30 分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ 30 分ごとに合計することがあります。
(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。	(28)　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。
(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定	(29)　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表８（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。	めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30 分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30 分ごとの電力量は，原則として，別表８（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
38　給電指令の実施等 (1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部または一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生	**38　給電指令の実施等** (1)　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。 (2)　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部または一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
ずるおそれがある場合	ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
~~ホ~~　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロまたは~~ホ~~のときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。	(3)　当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	(4)　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロまたは~~ハ~~の場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	(5)　当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ホ，ヘまたは<u>ト</u>の場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしく	(6)　当社は，発電量調整供給において，(2)ハの場合で，給電指令等により，原則として 30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしく

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
は放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	は放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，~~ホ~~または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。	(7)　当社は，(2)イ，ロ，ハ，ト または(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。
イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。	イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット未満となるとき。
(ｲ)　割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	(ｲ)　割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
(ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。	(ﾛ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
(ハ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるとき，または特別高圧で供給する場合 (イ)　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ロ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。 (ハ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D - d}{D}$	(ハ)　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が 500 キロワット以上となるとき，または特別高圧で供給する場合 (イ)　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 (ロ)　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに 0.2 パーセントといたします。 (ハ)　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回 10 分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30 分以上は切り上げ，30 分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） a　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D - d}{D}$

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
H’　＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ H’　＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。	H’　＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 b　接続供給電力量を制限した場合 $H' = H \times \frac{A - B}{A}$ H’　＝　修正時間（10 分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。） B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，a による修正時間または b による修正時間のいずれか大きいものによります。
(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までに	(8)　(7)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までに

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
お知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 (9)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 (10)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	お知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。 (9)　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(7)および(8)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。 (10)　当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。
Ⅷ　工事費の負担 **65　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　受電側接続設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 13（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいま	**Ⅷ　工事費の負担** **65　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　受電側接続設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表 13（標準設計基準）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいま

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
す。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	す。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点から受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。	ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点から受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。
(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金	(2)　受電地点への特別供給設備の工事費負担金
イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合	(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　受電に必要な標準設計をこえる電線，支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備で受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。	d　その他受電に必要な標準設計をこえる設計で供給設備を施設する場合 また，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。
(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額	(ﾊ)　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額
ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電設備の設置に~~ともな~~う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第47号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。	ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針にもとづき算定した金額 ただし，託送供給等約款（平成27年12月18日付け20150729資第47号認可。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。
ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ずるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額	ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生ずるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力１キロワットにつき　**3,630 円 00 銭**	新増加契約受電電力１キロワットにつき　**3,630 円 00 銭**
ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，こ	ロ　受電地点において 21（予備送電サービス）を利用される場合で，こ

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
れにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 　なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。	れにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 　なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。
(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金	(3)　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金
イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または 63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または 63（通信設備等の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	(4)　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(イ)，(ロ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ハ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
(5)　工事費の算定 　(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。	(5)　工事費の算定 　(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，次により算定した標準設計工事費といたします。
(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。	(ｲ)　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛りの合計額といたします。
(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	(ﾛ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。	(ﾊ)　諸掛りは，測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含み，次により算定いたします。
a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。	a　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額）は，工事費に計上いたしません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に地役権を設定する場合には，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の 50 パーセントに相当する金額は工事費に計上いたします。
b　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。	b　架空受電側接続設備の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等架空受電側接続設備に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の 50 パーセントに相当する金額を工事費に計上いたします。
c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。	c　補償費中残地補償費は，それが明確に区分されている場合に限り工事費に計上いたします。
d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。	d　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り工事費に計上いたします。
(ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。	(ﾆ)　撤去工事がある場合は，(ｲ)により算定される工事費の合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。
(ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$	(ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$
(ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$	(ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$
ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。	ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）とみなします。	ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イま	ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イま

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
たはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	たはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。	イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。
ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。	ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。
(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。	なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
附　　則	**附　　則**
１　実　施　期　日 この約款は，令和５年~~4~~月~~1~~日から実施いたします。	**１　実　施　期　日** この約款は，令和５年 12 月 27 日から実施いたします。
３　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変	**３　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** (1)　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 (2)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (3)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。	更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。
(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。	(4)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。
(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成 28 年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，イ	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，イ

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
ンバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ンバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ 22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第 29 条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。~~ただし~~，契約者	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。なお，契約者が

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30 分ごとに算定される金額といたします。	特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ 25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえ	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられ

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
られる金額のその１月の合計といたします。	る金額のその１月の合計といたします。
へ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	へ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ)　28（料金の算定期間）	(ｲ)　28（料金の算定期間）
(ﾛ)　32（料金の算定）	(ﾛ)　32（料金の算定）
(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）	(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）
(ﾎ)　35（保証金）	(ﾎ)　35（保証金）
(ﾍ)　47（違約金）	(ﾍ)　47（違約金）
(ﾄ)　54（解約等）	(ﾄ)　54（解約等）
ト　当社は，30 分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。
また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。	また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。
なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
~~チ~~　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
~~リ~~　~~チ~~で定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
~~ヌ~~　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける 30 分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項による	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項による

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
ものといたします。 (ｲ)　28（料金の算定期間） (ﾛ)　32（料金の算定） (ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ)　34（料金その他の支払方法）	ものといたします。 (ｲ)　28（料金の算定期間） (ﾛ)　32（料金の算定） (ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ)　34（料金その他の支払方法）
(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。	(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。
イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合	イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合
ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場	ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
所につき，１電気方式，１引込みおよび２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。	所につき，１電気方式，１引込みおよび２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　計　　量	ハ　計　　量
当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。	当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。
ニ　37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。	ニ　37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。
ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。	ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。
(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。	(8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。
イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で 30 分ごとに計量された電力量	イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30 分ごとに算定いたします。	当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された 30 分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る 30 分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。
８　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置	**８　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置**
(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置	(1)　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置
イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその	イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
イ　適　用　範　囲	イ　適　用　範　囲
契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。	契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。
(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，４月30日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間	(ｲ)　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までの期間および10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，４月30日，５月１日および５月２日の午前８時から午後４時までの時間
(ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）	(ﾛ)　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）
ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出	ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出
(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	(ｲ)　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。
(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	(ﾛ)　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。
ハ　接続送電サービス契約電力	ハ　接続送電サービス契約電力
接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。	接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。
なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を	なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
使用されたその１月の最大需要電力は，その１月の最大需要電力から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。	使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。
ニ　接続送電サービス料金	ニ　接続送電サービス料金
この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。	この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。
ホ　そ　の　他	ホ　そ　の　他
(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。	(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。
(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。	(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。
(2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置	(2)　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置
イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，	イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	軽負荷期における土曜日の午前８時から午後４時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。	(ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。	(ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。
ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。	ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。
(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ）のピークシフト電力といたします。	(ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ）のピークシフト電力といたします。
(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続	(ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。	送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
(ハ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。	(ハ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。
なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。	なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。
ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。	ハ　附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則２（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ﾛ)またはロ(ﾛ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。
なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績	なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
11　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次の	**11　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　代表契約者の選任 契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次の

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
とおりとしていただきます。	とおりとしていただきます。
イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。	イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。
ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。	ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。
(2)　契 約 の 要 件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。	(2)　契 約 の 要 件 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。
イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，	イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期	次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。 (ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。） (ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期
ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。	ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。
ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。	ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。
ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。	ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。
ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。	ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。
(3)　供給および契約の単位	(3)　供給および契約の単位
イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。	イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。
ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。	ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。	なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。
(4)　料　　金	(4)　料　　金
イ　発電量調整受電計画差対応電力	イ　発電量調整受電計画差対応電力
発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　　用	(ｲ)　適　　用
発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令<u>等</u>を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力	(ﾛ)　発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金	(b)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価
発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金	(b)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(c)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　適　　用 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	(ｲ)　適　　用 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適 用 範 囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	(ﾛ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適 用 範 囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(b)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価	(c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　接続対象計画差対応余剰電力	b　接続対象計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金	(b)　接続対象計画差対応余剰電力料金
接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価	(c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価
接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力	ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力
需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ) 適　　用	(ｲ) 適　　用
需要抑制バランシンググループに適用いたします。	需要抑制バランシンググループに適用いたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力	(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応電力
a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力	a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力	b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力
(a)　適　用　範　囲	(a)　適　用　範　囲
30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金	(b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	(c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ニ　給電指令時補給電力	ニ　給電指令時補給電力
発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。
(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ｲ)　契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。	38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令<u>等</u>を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令<u>等</u>の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金	(ﾛ)　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金
a　適　用　範　囲	a　適　用　範　囲
38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。	38（給電指令の実施等）(5)または(6)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令<u>等</u>を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。
b　給電指令時補給電力料金	b　給電指令時補給電力料金
給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
c　給電指令時補給電力量	c　給電指令時補給電力量
給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。	給電指令時補給電力量は，給電指令<u>等</u>の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。
d　給電指令時補給電力料金単価	d　給電指令時補給電力料金単価
給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約	給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，<u>38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指</u>

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
によるものといたします。	令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5)　電力および電力量の算定	(5)　電力および電力量の算定
イ　発電量調整受電計画電力	イ　発電量調整受電計画電力
発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整受電計画電力量
発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計	発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表10（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。	値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。
ハ　接続対象計画電力	ハ　接続対象計画電力
接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ニ　接続対象計画電力量	ニ　接続対象計画電力量
接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。	接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。
ホ　需要抑制量調整受電計画電力	ホ　需要抑制量調整受電計画電力
需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。	需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。
ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量	ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量
需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電	需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。	する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表７（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。
ト　ベースライン ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	ト　ベースライン ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，~~30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその~~	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
~~30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，~~次の~~式により~~算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。~~ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(ｲ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (ﾛ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシング

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	グループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 (ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38(給電指令の実施等)(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハま

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	たはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量＝発電量調整受電計画電力量－38（給電指令の実施等）(2)への出力抑制対象電力量－発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源(配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
	抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ヘによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
有する発電設備等であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社~~または~~配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。	を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(20)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。	定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量 ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なっ場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量　＝	接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量　＝

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 / 1－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。） －　ベースライン	需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 / 1－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。） －　ベースライン
ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30(電力および電力量の算定)(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力	ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30(電力および電力量の算定)(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力
(6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計	(6)　託送供給等の実施 イ　接続供給の場合，契約者は，別表９（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。 ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表10（発電計画・調達計

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。	画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。
ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。	ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表11（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。
(7)　解　約　等	(7)　解　約　等
当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。	当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）(1)ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。
イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合	イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合
ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整	ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。	ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。
(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	(8)　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわら	(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわら

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
ず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
(ﾊ)　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(ﾊ)　当社は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	(ﾆ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 (9)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。 ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則３（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。 (9)　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~14　料金についての切替措置~~ ~~令和５年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。~~ ~~なお，電力量料金は，料金の算定期間における令和５年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~	
別　　表 ４　負荷設備の入力換算容量 (1)　照明用電気機器 照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。	別　　表 ４　負荷設備の入力換算容量 (1)　照明用電気機器 照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

現　行（令和５年４月１日実施）

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×150 パーセント	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×125 パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×200 パーセント	

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999 以下	40	40
1,149 〃	60	60
1,556 〃	70	70
1,759 〃	80	80
2,368 〃	100	100

変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×150 パーセント	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×125 パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ) ×200 パーセント	

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
999 以下	40	40
1,149 〃	60	60
1,556 〃	70	70
1,759 〃	80	80
2,368 〃	100	100

現　行（令和５年４月１日実施）

ニ　水　　銀　　灯

出力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 〃	80	170	70
80 〃	100	190	90
100 〃	150	200	130
125 〃	160	290	145
200 〃	250	400	230
250 〃	300	500	270
300 〃	350	550	325
400 〃	500	750	435
700 〃	800	1,200	735

変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）

ニ　水　　銀　　灯

出力（ﾜｯﾄ）	換　算　容　量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 〃	80	170	70
80 〃	100	190	90
100 〃	150	200	130
125 〃	160	290	145
200 〃	250	400	230
250 〃	300	500	270
300 〃	350	550	325
400 〃	500	750	435
700 〃	800	1,200	735

現　行（令和５年４月１日実施）			
1,000 〃	1,200	1,750	1,005

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ﾜｯﾄ）	換算容量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ﾜｯﾄ）×133.0パーセント
45　〃	－	180	
65　〃	－	230	
100　〃	250	350	
200　〃	400	550	
400　〃	600	850	
550　〃	900	1,200	
750　〃	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

３相誘導電動機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

(ｲ)　馬力表示の場合

入力（キロワット）＝ 出力（馬力）×93.3パーセント

変更後（令和５年12月27日実施予定）			
1,000 〃	1,200	1,750	1,005

(2)　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

(ｲ)　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ)　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ﾜｯﾄ）	換算容量		
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高力率型	低力率型	
35以下	－	160	出力（ﾜｯﾄ）×133.0パーセント
45　〃	－	180	
65　〃	－	230	
100　〃	250	350	
200　〃	400	550	
400　〃	600	850	
550　〃	900	1,200	
750　〃	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

３相誘導電動機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

(ｲ)　馬力表示の場合

入力（キロワット）＝ 出力（馬力）×93.3パーセント

<table>
<tr><th>現　行（令和５年４月１日実施）</th><th>変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）</th></tr>
<tr><td>

(ﾛ)　キロワット表示の場合

入力（キロワット）＝ 出力（キロワット）×125.0 パーセント

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

<table>
<tr><th>装置種別
(携帯型および移動型を含みます。)</th><th>最高定格
管 電 圧
(ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)</th><th>管　　電　　流
(短時間定格電流)
(ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)</th><th>換算容量(入力)
(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)</th></tr>
<tr><td>治療用装置</td><td></td><td></td><td>定格１次最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)の値といたします。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">診察用装置</td><td rowspan="6">95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下</td><td>20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>1</td></tr>
<tr><td>20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>1.5</td></tr>
<tr><td>30 〃　50 〃</td><td>2</td></tr>
<tr><td>50 〃　100 〃</td><td>3</td></tr>
<tr><td>100 〃　200 〃</td><td>4</td></tr>
<tr><td>200 〃　300 〃</td><td>5</td></tr>
</table>

</td><td>

(ﾛ)　キロワット表示の場合

入力（キロワット）＝ 出力（キロワット）×125.0 パーセント

(3)　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

<table>
<tr><th>装置種別
(携帯型および移動型を含みます。)</th><th>最高定格
管 電 圧
(ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ)</th><th>管　　電　　流
(短時間定格電流)
(ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ)</th><th>換算容量(入力)
(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)</th></tr>
<tr><td>治療用装置</td><td></td><td></td><td>定格１次最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)の値といたします。</td></tr>
<tr><td rowspan="6">診察用装置</td><td rowspan="6">95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下</td><td>20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>1</td></tr>
<tr><td>20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下</td><td>1.5</td></tr>
<tr><td>30 〃　50 〃</td><td>2</td></tr>
<tr><td>50 〃　100 〃</td><td>3</td></tr>
<tr><td>100 〃　200 〃</td><td>4</td></tr>
<tr><td>200 〃　300 〃</td><td>5</td></tr>
</table>

</td></tr>
</table>

現　行（令和５年４月１日実施）				変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）			
		300　〃　500　〃	7.5			300　〃　500　〃	7.5
		500　〃　1,000　〃	10			500　〃　1,000　〃	10
	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5		95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6			200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300　〃　500　〃	8			300　〃　500　〃	8
		500　〃　1,000　〃	13.5			500　〃　1,000　〃	13.5
	100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5		100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16			500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11		125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5			500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1	蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ〃		2		0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ〃		2
	1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ〃 3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ〃		3		1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ〃 3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ〃		3

(4)　電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本~~工~~業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

(4)　電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝ 最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70 パーセント ロ　イ以外の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝ 実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70 パーセント (5)　そ　の　他 イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。	入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝ 最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70 パーセント ロ　イ以外の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝ 実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70 パーセント (5)　そ　の　他 イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
託送供給等約款別冊 託 送 供 給 等 約 款 系 統 連 系 技 術 要 件 令和５年~~4~~月~~1~~日 実 施 四国電力送配電株式会社	託送供給等約款別冊 託 送 供 給 等 約 款 系 統 連 系 技 術 要 件 令和５年 12 月 27 日 実 施 四国電力送配電株式会社

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
託　送　供　給　等　約　款 **系　統　連　系　技　術　要　件** **（託送供給等約款別冊）** 目　　次	**託　送　供　給　等　約　款** **系　統　連　系　技　術　要　件** **（託送供給等約款別冊）** 目　　次
Ⅰ　総　　則 １　目　　的 …… 1 ２　適用の範囲 …… 1 ３　協　　議 …… 1 **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）** １　発電設備等の種類 …… 2 ２　電 気 方 式 …… 2 ３　運転可能周波数 …… 2 ４　力　　率 …… 2 ５　高　調　波 …… 2 ６　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3 ~~７~~　不要解列の防止 …… 3 ~~８~~　保護装置の設置 …… 6	**Ⅰ　総　　則** １　目　　的 …… 1 ２　適用の範囲 …… 1 ３　協　　議 …… 1 **Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）** １　発電設備等の種類 …… 2 ２　電 気 方 式 …… 2 ３　運転可能周波数 …… 2 ４　力　　率 …… 2 ５　高　調　波 …… 2 ６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3 ７　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 3 ８　不要解列の防止 …… 3 ９　保護装置の設置 …… 6

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
~~9~~ 保護装置の設置場所 …… 7	10 保護装置の設置場所 …… 7
~~10~~ 解 列 箇 所 …… 7	11 解 列 箇 所 …… 7
~~11~~ 保護継電器の設置相数 …… 7	12 保護継電器の設置相数 …… 7
~~12~~ 接 地 方 式 …… 8	13 接 地 方 式 …… 8
~~13~~ 直流流出防止変圧器の設置 …… 8	14 直流流出防止変圧器の設置 …… 8
~~14~~ 電 圧 変 動 …… 8	15 電 圧 変 動 …… 8
~~15~~ 短 絡 容 量 …… 10	16 短 絡 容 量 …… 10
~~16~~ 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 10	17 過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 10
~~17~~ サイバーセキュリティ対策 …… 10	18 サイバーセキュリティ対策 …… 10
~~18~~ 発 電 機 諸 元 …… 11	19 発 電 機 諸 元 …… 11
Ⅲ　負荷設備の系統連系技術要件（低圧連系）	**Ⅲ　負荷設備の系統連系技術要件（低圧連系）**
1 電 気 方 式 …… 12	1 電 気 方 式 …… 12
2 力　　率 …… 12	2 力　　率 …… 12
3 保護装置の目的および設置 …… 12	3 保護装置の目的および設置 …… 12
4 保護装置の設置場所 …… 12	4 保護装置の設置場所 …… 12
5 解 列 箇 所 …… 13	5 解 列 箇 所 …… 13
6 高　調　波 …… 13	6 高　調　波 …… 13
Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）	**Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）**
1 電 気 方 式 …… 14	1 電 気 方 式 …… 14
2 運転可能周波数 …… 14	2 運転可能周波数 …… 14
3 力　　率 …… 14	3 力　　率 …… 14
4 高　調　波 …… 14	4 高　調　波 …… 14
5 需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 14	5 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 14

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
~~6~~ 不要解列の防止 …… 15	6 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 15
~~7~~ 保護装置の設置 …… 17	7 不要解列の防止 …… 15
~~8~~ 保護装置の設置場所 …… 19	8 保護装置の設置 …… 17
~~9~~ 解 列 箇 所 …… 19	9 保護装置の設置場所 …… 19
~~10~~ 保護継電器の設置相数 …… 19	10 解 列 箇 所 …… 19
~~11~~ 自動負荷制限 …… 19	11 保護継電器の設置相数 …… 19
~~12~~ 線路無電圧確認装置の設置 …… 19	12 自動負荷制限 …… 19
~~13~~ 接 地 方 式 …… 20	13 線路無電圧確認装置の設置 …… 19
~~14~~ 直流流出防止変圧器の設置 …… 20	14 接 地 方 式 …… 20
~~15~~ 電 圧 変 動 …… 20	15 直流流出防止変圧器の設置 …… 20
~~16~~ 短 絡 容 量 …… 22	16 電 圧 変 動 …… 20
~~17~~ 発電機定数・諸元 …… 22	17 短 絡 容 量 …… 22
~~18~~ 昇圧用変圧器 …… 23	18 発電機定数・諸元 …… 22
~~19~~ 連 絡 体 制 …… ~~24~~	19 昇圧用変圧器 …… 23
~~20~~ バンク逆潮流の制限 …… 24	20 連 絡 体 制 …… 23
~~21~~ サイバーセキュリティ対策 …… 24	21 バンク逆潮流の制限 …… 24
	22 サイバーセキュリティ対策 …… 24
Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）	**Ⅴ　負荷設備の系統連系技術要件（高圧連系）**
1 電 気 方 式 …… 25	1 電 気 方 式 …… 25
2 保 護 協 調 …… 25	2 保 護 協 調 …… 25
3 保護装置の設置 …… 25	3 保護装置の設置 …… 25
4 保護装置の設置場所 …… 25	4 保護装置の設置場所 …… 25
5 解 列 箇 所 …… 25	5 解 列 箇 所 …… 25
6 保護継電器の設置相数 …… 25	6 保護継電器の設置相数 …… 25

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
7　高　調　波 …… 25	7　高　調　波 …… 25
8　電圧フリッカ対策 …… 26	8　電圧フリッカ対策 …… 26
9　連 絡 体 制 …… 27	9　連 絡 体 制 …… 27
Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）	**Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）**
1　電 気 方 式 …… 28	1　電 気 方 式 …… 28
2　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 28	2　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 28
3　力　　率 …… 28	3　力　　率 …… 28
4　高　調　波 …… 28	4　高　調　波 …… 28
5　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 29	5　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29
	6　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 29
~~6~~　不要解列の防止 …… 29	7　不要解列の防止 …… 29
~~7~~　保護装置の設置 …… 31	8　保護装置の設置 …… 31
~~8~~　再 閉 路 方 式 …… 33	9　再 閉 路 方 式 …… 33
~~9~~　保護装置の設置場所 …… 34	10　保護装置の設置場所 …… 34
~~10~~　解 列 箇 所 …… 34	11　解 列 箇 所 …… 34
~~11~~　保護継電器の設置相数 …… 34	12　保護継電器の設置相数 …… 34
~~12~~　自動負荷制限・発電抑制 …… 34	13　自動負荷制限・発電抑制 …… 34
~~13~~　線路無電圧確認装置の設置 …… 35	14　線路無電圧確認装置の設置 …… 35
~~14~~　発電機運転制御装置の付加 …… 35	15　発電機運転制御装置の付加 …… 35
~~15~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 37	16　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 37
~~16~~　直流流出防止変圧器の設置 …… 37	17　直流流出防止変圧器の設置 …… 37
~~17~~　電 圧 変 動 …… 38	18　電 圧 変 動 …… 38
~~18~~　出力変動対策 …… 39	19　出力変動対策 …… 39
~~19~~　短絡・地絡電流対策 …… 39	20　短絡・地絡電流対策 …… 39

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
~~20~~　発電機定数・諸元 …… 39	21　発電機定数・諸元 …… 39
~~21~~　昇圧用変圧器 …… 41	22　昇圧用変圧器 …… 41
~~22~~　連　絡　体　制 …… 41	23　連　絡　体　制 …… 41
~~23~~　電気現象記録装置 …… 43	24　電気現象記録装置 …… 43
~~24~~　サイバーセキュリティ対策 …… 43	25　サイバーセキュリティ対策 …… 43
Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）	**Ⅶ　負荷設備の系統連系技術要件（特別高圧連系）**
1　電　気　方　式 …… 44	1　電　気　方　式 …… 44
2　保　護　協　調 …… 44	2　保　護　協　調 …… 44
3　保護装置の設置 …… 44	3　保護装置の設置 …… 44
4　保護装置の設置場所 …… 45	4　保護装置の設置場所 …… 45
5　解　列　箇　所 …… 45	5　解　列　箇　所 …… 45
6　保護継電器の設置相数 …… 45	6　保護継電器の設置相数 …… 45
7　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45	7　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 45
8　高　調　波 …… 45	8　高　調　波 …… 45
9　電圧フリッカ対策 …… 47	9　電圧フリッカ対策 …… 47
10　連　絡　体　制 …… 47	10　連　絡　体　制 …… 47

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
Ⅰ　総　　則	**Ⅰ　総　　則**
２　適 用 の 範 囲 この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに負荷設備または需要者の負荷設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（継電器整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。	**２　適 用 の 範 囲** この要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに負荷設備または需要者の負荷設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（継電器整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。
Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）	**Ⅱ　発電設備等の系統連系技術要件（低圧連系）**
６　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから 100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラ~~＝~~がない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別	**６　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏ま

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
に協議させていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則第 14 条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	え個別に協議させていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備〔以下「地域資源バイオマス発電設備」といいます。〕であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	7　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~18~~　**発電機諸元** 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可） なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。	19　**発電機諸元** 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可） なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

現　行（令和５年４月１日実施）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラ═の有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）

変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

Ⅳ　発電設備等の系統連系技術要件（高圧連系）

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
５　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから 100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラ~~〓~~がない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）

~~17~~　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）

18　発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	しゃ断器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）

現　行（令和５年４月１日実施）		
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無

変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）		
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無

<table>
<tr><th>現　行（令和５年４月１日実施）</th><th>変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）</th></tr>
<tr><td>
<table>
<tr><td></td><td></td><td>~~発電機の出力特性~~</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>~~出力変動対策の方法~~</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>~~蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無~~</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>発電プラント</td><td>蓄電容量</td></tr>
<tr><td>二次励磁機</td><td>発電プラント</td><td>拘束リアクタンス</td></tr>
</table>
</td><td>
<table>
<tr><td>風力</td><td>発電プラント制御装置</td><td>発電機の出力特性</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>出力変動対策の方法</td></tr>
<tr><td></td><td></td><td>蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>発電プラント</td><td>蓄電容量</td></tr>
<tr><td>二次励磁機</td><td>発電プラント</td><td>拘束リアクタンス</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>

Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）

５　需給バランス制約による発電出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから 100 パーセントの範囲（１パーセント刻み）で~~発電~~出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラ~~＝~~がない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも 50 パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事

</td><td>

Ⅵ　発電設備等の系統連系技術要件（特別高圧連系）

５　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

逆潮流のある火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能といたします。自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事

</td></tr>
</table>

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	６　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
~~18~~　出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1)　風力発電設備の場合 イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，受電地点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の 10 パーセント以下となるよう対策を行なうこと。なお，ウィンドファームコントローラーを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は	**19　出力変動対策** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1)　風力発電設備の場合 イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，受電地点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。 ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。 ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５パーセントの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は

現　行（令和５年４月１日実施）	変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）
0.2 ヘルツ以下とする。	0.2ヘルツ以下とする。

~~20~~　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電源種	設　　備	諸　　元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構 内 設 備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）

21　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元や最新の諸元等を提供していただく場合があります。

電源種	設　　備	諸　　元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構 内 設 備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）

現　行（令和５年４月１日実施）			変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）		
		電灯容量			電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料			高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料			電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）		受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）			インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線			励磁特性曲線
		制御方式，整定値			制御方式，整定値
	調 相 設 備	定格容量，台数		調 相 設 備	定格容量，台数
		制御方式，整定値			制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス		アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	し や 断 器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）		し や 断 器	定格（しゃ断電流，しゃ断時間）
		自動同期検定装置の有無			自動同期検定装置の有無
	保 護 装 置	設置要素		保 護 装 置	設置要素
		仕様			仕様
		設置場所			設置場所
		設置相数			設置相数
		解列箇所			解列箇所
		整定範囲			整定範囲
		整定値			整定値
		CT 比，VT 比			CT 比，VT 比
		シーケンスブロック			シーケンスブロック
		送電線再閉路方式			送電線再閉路方式

現　行（令和５年４月１日実施）			変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）		
	記録	電気現象記録装置		記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス	誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量			限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス			限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数			慣性定数
		定格すべり			定格すべり
		等価回路定数			等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）	同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数			各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）			慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無			制動巻線の有無
		飽和特性			飽和特性
		可能出力曲線			可能出力曲線
		発電機軸モデル			発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）			発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）			並解列所要時間（平常時，事故時）
	制 御 装 置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）		制 御 装 置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック			LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC 変化速度（出力毎）			EDC 変化速度（出力毎）
		LFC 幅・変化速度（出力毎）			LFC 幅・変化速度（出力毎）

現　行（令和５年４月１日実施）			変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）		
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）			出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式 （直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）			励磁装置の形式 （直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）			励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		過励磁保護 59V/F ブロック			過励磁保護 59V/F ブロック
		OEL，UEL ブロック			OEL，UEL ブロック
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間	水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位			上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（キロワット/(立方メートル/秒)）			電水比（キロワット/(立方メートル/秒)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間			系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流 （大きさ，供給時間）			三相事故時の事故電流 （大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流 （大きさ，供給時間）			一，二相事故時の事故電流 （大きさ，供給時間）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値			無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力			慣性力供給能力

現　行（令和５年４月１日実施）		
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラ〓の有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

変更後（令和５年 12 月 27 日実施予定）		
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

託送供給等約款変更認可申請書

2023年９月25日

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款変更認可申請書

契託制第６号
2023年９月25日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

福岡市中央区渡辺通二丁目１番82号
九州電力送配電株式会社
代表取締役社長　廣渡　健

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので，電気事業法第18条第１項の規定により申請します。

変更の内容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実施期日	2023年12月27日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

2023年12月27日 実施

九 州 電 力 送 配 電 株 式 会 社

託 送 供 給 等 約 款
目　　次

Ⅰ　総　　則 …… Ⅰ - 1

1　適　　用 …… Ⅰ - 1

2　託送供給等約款の認可および変更 …… Ⅰ - 2

3　定　　義 …… Ⅰ - 2

4　代表契約者の選任 …… Ⅰ - 9

5　託送供給等に関する取扱い …… Ⅰ - 10

6　単位および端数処理 …… Ⅰ - 10

7　実 施 細 目 …… Ⅰ - 11

Ⅱ　契約の申込み …… Ⅱ - 1

8　契 約 の 要 件 …… Ⅱ - 1

9　検討および契約の申込み …… Ⅱ - 4

10　契約の成立および契約期間 …… Ⅱ - 13

11　託送供給等の開始 …… Ⅱ - 14

12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… Ⅱ - 15

13　電気方式，電圧および周波数 …… Ⅱ - 15

14　発電場所および需要場所 …… Ⅱ - 17

15　供給および契約の単位 …… Ⅱ - 20

16　承 諾 の 限 界 …… Ⅱ - 24

17　契 約 書 の 作 成 …… Ⅱ - 25

Ⅲ　料　　金 …… Ⅲ - 1

18　料　　金 …… Ⅲ - 1

19　接続送電サービス …… Ⅲ - 3

20　臨時接続送電サービス …… Ⅲ - 33

21　予備送電サービス　・・・

45　託送供給等の停止の解除 ····· Ⅴ－17
46　託送供給の停止期間中の料金 ····· Ⅴ－17
47　違　　約　　金 ····· Ⅴ－17
48　損害賠償の免責 ····· Ⅴ－18
49　設 備 の 賠 償 ····· Ⅴ－19

Ⅵ　契約の変更および終了 ····· Ⅵ－1
50　契 約 の 変 更 ····· Ⅵ－1
51　名 義 の 変 更 ····· Ⅵ－2
52　契 約 の 廃 止 ····· Ⅵ－3
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および
　　工事費の精算 ····· Ⅵ－4
54　解　　約　　等 ····· Ⅵ－9
55　契約消滅後の債権債務関係 ····· Ⅵ－10

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 ····· Ⅶ－1
56　受電地点，供給地点および施設 ····· Ⅶ－1
57　架 空 引 込 線 ····· Ⅶ－3
58　地 中 引 込 線 ····· Ⅶ－4
59　連 接 引 込 線 等 ····· Ⅶ－6
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ····· Ⅶ－7
61　引 込 線 の 接 続 ····· Ⅶ－7
62　計量器等の取付け ····· Ⅶ－8
63　通信設備の施設 ····· Ⅶ－9
64　専 用 供 給 設 備 ····· Ⅶ－10
65　電流制限器等の取付け ····· Ⅶ－12

Ⅷ　**工事費の負担** ····· Ⅷ - 1

66　受電地点への供給設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 1

67　受電用計量器等の工事費負担金 ····· Ⅷ - 6

68　会社間連系設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 7

69　供給地点への供給設備の工事費負担金 ····· Ⅷ - 7

70　工事費負担金の申受けおよび精算 ····· Ⅷ - 18

71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の
　　費用の申受け ····· Ⅷ - 20

72　臨時工事費 ····· Ⅷ - 21

73　工事費負担金契約書の作成 ····· Ⅷ - 22

Ⅸ　**保　　安** ····· Ⅸ - 1

74　保安の責任 ····· Ⅸ - 1

75　保安等に対する発電者および需要者の協力 ····· Ⅸ - 1

76　調　　査 ····· Ⅸ - 2

77　調査等の委託 ····· Ⅸ - 2

78　調査に対する需要者の協力 ····· Ⅸ - 3

79　検査または工事の受託 ····· Ⅸ - 3

80　自家用電気工作物 ····· Ⅸ - 3

附　　則 ····· 附則 - 1

別　　表 ····· 別表 - 1

Ⅰ　総　　則

1　適　　用

当社が，小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

⑴　託　送　供　給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接　続　供　給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（福岡県，佐賀県，長崎県，大分県，熊本県，宮崎県，鹿児島県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振　替　供　給

当社が，契約者から小売電気事業，当社以外の一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

⑵　電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

⑴　この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

⑵　当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

⑴　契　　約　　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，一般送配電事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

⑵　発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

⑶　需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいいます。

⑷　発　　電　　者

小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

⑸　需　　要　　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

⑹　低　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

⑺　高　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

⑻　特　別　高　圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

⑼　受　電　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

⑽　発　電　場　所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

⑾　供　給　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

⑿　需　要　場　所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

⒀　会 社 間 連 系 点

当社以外の一般送配電事業者または配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

⒁　中　継　振　替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒂　地　内　振　替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⒃　発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⒄　発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⒅　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⒆　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通

知するものをいいます。

⑳　接 続 受 電 電 力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉑　接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉒　接 続 供 給 電 力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

㉓　接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉔　接 続 対 象 電 力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

㉕　接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

㉖　接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

㉗　接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

㉘　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉙　需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶⓪　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶①　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶②　ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶③　損　　失　　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶④　契　約　電　力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶⑤　契　約　電　流

契約上使用できる最大電流（アンペア）であって，接続送電サービス契約電流および臨時接続送電サービス契約電流をいいます。

⑶⑥　契　約　容　量

契約上使用できる最大容量（キロボルトアンペア）であって，接続送電サービス契約容量および臨時接続送電サービス契約容量をいいます。

⑶⑦　契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあら

かじめ定めた値をいいます。

⑶⑻　最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，計量器またはその付属装置に計量値が記録される場合の計量器および計量値が記録される付属装置（以下「記録型等計量器」といいます。）により計量される値をいいます。

⑶⑼　契約使用期間

契約上使用できる期間をいいます。

⑷⑽　発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑴⑻イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑴⑼イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑴　需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑵⑽に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑵⑴に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑵　需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑵⑵に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑵⑶に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷⑶　電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置を含みます。）をいいます。

⑷4 小　型　機　器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

⑷5 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

⑷6 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

⑷7 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

⑷8 定　期　検　査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

⑷9 定　期　補　修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

⑸0 給　電　指　令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用等について，当社から行なう指令をいいます。

⑸1 昼　間　時　間

毎日午前８時から午後10時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，４月30日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時

間を除きます。

(52) 夜　間　時　間

昼間時間以外の時間をいいます。

(53) 貿　易　統　計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

(54) 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがありま

す。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

⑴　契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑵　契約容量の単位は，１キロボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑶　発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イまたは20（臨時接続送電サービス）⑵イ㈡を適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

⑷　発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

⑸　力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑹　料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

7　実　施　細　目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

8　契約の要件

⑴　契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術上適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当該他の契約者に対し提供す

る旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

⑴　契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

⑵　契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

⑶　需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

⑵　発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術上適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

⑶　需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ)　需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

ａ　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

ｂ　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ)　(ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）⑶に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。

⑴　受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

⑷　接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

なお，4（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは，代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。

⑸　振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供給地点

e　振替供給の開始希望日

⑹　発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　予備送電サービスの希望の有無

h　発電量調整供給の開始希望日

ハ　検討期間および検討料

⑴　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

⑵　当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。

ａ　検討を要しない場合

ｂ　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき

⑵　供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

⑵　契約電力，契約電流または契約容量

⑶　供給地点における供給電気方式および供給電圧

㈡　負荷設備または主開閉器

㈢　接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

⑶　需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

㈠　需要抑制契約者の名称

㈡　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

㈢　需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

⑷　契約の申込み

契約者は，⑴ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ㈢の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，

発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）⑴へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）⑵ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑶ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の写しの提出を不要と判断するときは，当該承諾書の写しの提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行います。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定い

たします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑶イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

⑵　供給地点における供給電気方式および供給電圧

⑶　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

⑷　契約電力，契約電流または契約容量

⑸　契約受電電力

⑹　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

⑺　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

⑻　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

⑼　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

⑽　連　絡　体　制

㈦　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間

なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

㈠　契約者の名称

㈡　連　絡　体　制

㈢　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

㈣　振替供給の開始希望日

ハ　発電量調整供給の場合

㈠　契約受電電力

㈡　発電量調整受電計画電力

㈢　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

㈣　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

㈤　連　絡　体　制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

㈠　需要抑制契約者の名称

㈡　需要抑制量調整受電計画電力

㈢　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要

場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロ

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ) 連　絡　体　制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給

契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑹　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑺　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきま

す。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

⑻　契約者，発電契約者，発電者および需要者が電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある場合は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，契約者，発電契約者，発電者および需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにし，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

10　契約の成立および契約期間

⑴　接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量調整供給契約は，需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，それぞれ成立いたします。

⑵　契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

⑴　契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

⑵　契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は，接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継

続されるものといたします。

㈠ 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ 振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11 託送供給等の開始

⑴ 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め，供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

⑵ 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

⑴　受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

⑵　供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

⑶　受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）および予備送電サービス契約電力に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルト または200ボルト
	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧　100,000ボルト

予備送電サービス契約電力	50キロワット以上 2,000キロワット未満	標準電圧　6,000ボルト
	2,000キロワット以上 10,000キロワット未満	標準電圧　20,000ボルト
	10,000キロワット以上 50,000キロワット未満	標準電圧　60,000ボルト
	50,000キロワット以上	標準電圧　100,000ボルト

⑷　供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50キロワット未満	標準電圧　100ボルト または200ボルト
	50キロワット以上	標準電圧　6,000ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送

電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

⑸　受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，⑶または⑷に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

⑹　周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

⑴　当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，

複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

⑴　居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

ｂ　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

ｃ　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

⑵　居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

⑶　居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，⑵に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り⑴に準ずるものといたします。

⑵　隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，⑴にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

⑶　道路その他公共の用に供せられる土地（⑴に定める構内または⑵に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

⑷　⑴に定める１構内，⑴イに定める１建物，⑵に定める隣接する複数の構内または⑶に定める設置されている場所（以下「原需要場所等」といいます。）において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，⑴，⑵または⑶にかかわらず，特例区域等を１発電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

⑴　非特例区域等について，⑴，⑵または⑶に準じて発電場所または需要場所を定めること。

⑵　当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

⑴　当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，㈠および㈡の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合または次の１臨時接続送電サービス（㈠および㈡の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

㈠　電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

㈡　動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ハ) 高圧臨時接続送電サービス

(ニ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約するとき。

(イ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ロ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地

点とみなすことがあります。

⑶　振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者または同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

⑷　発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所（発電場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸または⑹に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

⑸　需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所（需要場所が複数ある場合は，同一の一般送配電事業者の供給設備に接続するものといたします。）および需要抑制バランシンググ

ループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16 承 諾 の 限 界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17　契約書の作成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ　料　　金

18　料　　金

料金は，次のとおりといたします。

⑴　契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）⑴によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，㈠，㈡，㈢，㈣または㈭に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

㈠　検　　針　　日

㈡　電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）㉕の場合，その供給地点の属する検針区域の検針日

㈢　電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合，応当日

㈡　契約者が供給地点を消滅させる場合，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

㈱　30（電力および電力量の算定）㉙の場合，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

㈠　適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕⑴に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

㈡　近接性評価割引額の算定および割引の実施

ａ　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

ｂ　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス

料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

ｃ　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を行ないます。

⑵　発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）⑵によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

⑶　需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

⑴　適　用　範　囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

⑵　接続送電サービス契約電力等

電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

⑷　各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

ａ　新たに接続送電サービスを利用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを利用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新たに接続送電サービスを利用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

ｂ　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

ｃ　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サー

ビス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ) 低圧で供給する場合で，契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときは，(ｲ)にかかわらず，次により，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となるときに限ります。）を定め，接続送電サービス契約電力に代えて適用いたします。

ａ　接続送電サービス契約電流

(ａ) 接続送電サービス契約電流は，５アンペア，10アンペア，15アンペア，20アンペア，30アンペア，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

(ｂ) 当社は，接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器その他の適当な装置（以下「電流制限器等」といいます。）を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないこと

があります。

b　接続送電サービス契約容量

接続送電サービス契約容量は，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

㈠　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，かつ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，㈠にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，あらかじめ契約主開閉器を設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

㈡　㈠の適用後１年に満たない場合は，㈢または㈠を適用いたしません。また，㈢または㈠の適用後１年に満たない場合は，㈠を適用いたしません。

㈣　需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを利用される場合等で，接続供給の

開始日からの１年を通じての最大の負荷で契約することが適当でないと認められるときは，接続供給の開始日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該不足電力の補給以外の供給分につき，イ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として，当該不足電力の補給の供給分につき，需要者の発電設備の容量を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該不足電力の補給以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3)　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ)　電灯定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　電　灯　料　金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10ワットまでの１灯につき	４０円５５銭
10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	８１円０９銭
20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	１６２円１８銭
40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	２４３円２７銭
60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	４０５円４５銭
100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	４０５円４５銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

ⅲ　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

⑹　小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50ボルトアンペアまでの１機器につき	１２１円１０銭
50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	２４２円２１銭
100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	１２１円１０銭

e　そ　の　他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ)a(c)，(ﾊ)aまたは(ﾆ)aにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ)　電灯標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a)　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合は接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であり，(2)イ(ﾛ)bにより接続送電サービス契約容量を定める場合は接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

(b)　１需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

(c)　電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，(b)の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑷　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　⑵イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	２２７円３８銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　⑵イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	１６２円２４銭

ただし，⑵イ(ﾛ)ａにより接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	８１円１３銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	２４３円３６銭

⑸　電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	８円２６銭

⑷　電灯時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

⑵ａの適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑷ａ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたしま

す。

ⅰ　⑵イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	２２７円３８銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　⑵イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を定める場合

接続送電サービス契約容量１キロボルトアンペアにつき	１６２円２４銭

ただし，⑵イ(ﾛ) a により接続送電サービス契約電流を定める場合は，基本料金の算定上，10アンペアを１キロボルトアンペアとみなします。また，接続送電サービス契約電流が５アンペアまたは15アンペアの場合の基本料金は，次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電流５アンペア	８１円１３銭
接続送電サービス契約電流15アンペア	２４３円３６銭

⑹　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	８円６９銭

ii　夜　間　時　間

１キロワット時につき	７円８１銭

㈡　電灯従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

㈠ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	１１円９９銭

㈱　動力標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

㈠　接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満であること。

㈡　１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，㈠に該当し，かつ，㈡の接続送電サービス契約電力の合計または接続送電サービス契約電力と接続送電サービス契約電流もしくは接続送電サービス契約容量との合計（この場合，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。）が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交

流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑻　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　⑵イ⑴により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５７１円４４銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　⑵イ⑵により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	３７９円２６銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

⑹ 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	６円１５銭

⑹ そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

⑺ 動力時間帯別接続送電サービス

a 適 用 範 囲

⑸ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　⑵イ⑷により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５７１円４４銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

ⅱ　⑵イ⑸により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	３７９円２６銭

ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場

合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。

⑹ 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

１キロワット時につき	６円４６銭

ⅱ 夜 間 時 間

１キロワット時につき	５円８３銭

⑹ そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

⑻ 動力従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

⑷ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単

相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	１５円５２銭

d　そ　の　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

⑷　高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，

補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５５３円２８銭

⑹　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	３円０９銭

(ﾛ)　高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによっ

て算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５５３円２８銭

⒝　電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	３円３２銭

ii　夜　間　時　間

１キロワット時につき	２円８５銭

⑷　高圧従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

⑴ａの適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	１２円１７銭

ハ　特別高圧で供給する場合

⑴　特別高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⑷ 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	４８２円０５銭

⑷ 電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	１円６４銭

⑵ 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

⑴ a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備

の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該不足電力の補給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用した期間がある場合で，その期間が前月の当該電気を使用しなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の使用は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	４８２円０５銭

⑹ 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ｉ 昼 間 時 間

１キロワット時につき	１円７４銭

ii 夜 間 時 間

１キロワット時につき	１円５４銭

⑻ 特別高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

⑴ a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

ｃ　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	９円５４銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

⑷　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前８時から午後10時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたしま

す。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によって算定された値といたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ) 力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該不足電力の補給以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ そ の 他

(ｲ) 接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ) 電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サー

ビス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

㈠　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

㈡　⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

㈢　当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

⑷　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，⑶によって算定された金額からイによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（予備送電サービスによって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引

額は，半額といたします。

ピークシフト割引額＝次に定める割引単価×ロのピークシフト電力

ピークシフト電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	４７０円２８銭
	特別高圧で供給する場合	４０９円７５銭

ロ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　１年を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

20　臨時接続送電サービス

⑴　適　用　範　囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電

事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復使用するものには適用いたしません。

⑵　臨時接続送電サービス契約電力等

電灯臨時定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

⑴　契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合

次のａまたはｂにより，臨時接続送電サービス契約電流または臨時接続送電サービス契約容量（６キロボルトアンペア以上となる場合に限ります。）を定めます。

ａ　臨時接続送電サービス契約電流

⑷　臨時接続送電サービス契約電流は，40アンペア，50アンペアまたは60アンペアのいずれかとし，契約者の申出によって定めます。

⑸　当社は，臨時接続送電サービス契約電流に応じて電流制限器等を取り付けます。ただし，契約者または需要者において使用する最大電流が制限される装置が取り付けられている場合等使用する最大電流が臨時接続送電サービス契約電流をこえるおそれがないと認められる場合には，当社は，電流制限器等を取り付けないことがあります。

ｂ　臨時接続送電サービス契約容量

⑷　臨時接続送電サービス契約容量は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に次の係数を乗じてえた

値といたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７（契約負荷設備の総容量の算定）によって総容量を定めます。

最初の６キロボルトアンペアにつき	９５パーセント
次の14キロボルトアンペアにつき	８５パーセント
次の30キロボルトアンペアにつき	７５パーセント
50キロボルトアンペアをこえる部分につき	６５パーセント

⑹　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約容量を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約容量は，⑷にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

⑺　契約者が動力を使用する需要者に供給する場合

次により，臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

a　臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次の⑷の係数を乗じてえた値の合計に⑹の係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契

約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定し，(b)の係数を乗じないものといたします。

(a)　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	１００パーセント
	次の２台の入力につき	９５パーセント
	上記以外のものの入力につき	９０パーセント

(b)　(a)によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	１００パーセント
次の14キロワットにつき	９０パーセント
次の30キロワットにつき	８０パーセント
50キロワットをこえる部分につき	７０パーセント

b　契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，aにかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力および契約容量の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

需要場所における負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに臨時接続送電サービス契約電力を定めます。

⑶　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

⑷　電灯臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次のとおりといたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表

５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	３円６０銭
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	７円１９銭
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	７円１９銭
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	７１円８９銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	７１円８９銭

⑵ 電灯臨時接続送電サービス

a 適 用 範 囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

⒜ 臨時接続送電サービス契約容量を定める場合は，臨時接続送電サービス契約容量が原則として50キロボルトアンペア未満であること。

⒝ 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ(ロ)ｃ⑷ⅱにおいて適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

⒝　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶イ(ロ)ｃ⑵において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。

⒩　動力臨時定額接続送電サービス

ａ　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	９８円４２銭

d　そ　の　他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

⑵　動力臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

⒜　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶イ㈱ｃ⒜ⅱにおいて適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しな

い場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ホ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサル

サービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

⑴　適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

⑵　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，臨時接続送電サービス契約電力に応じて次のとおりといたします。

臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット未満	標準電圧 20,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力10,000キロワット以上50,000キロワット未満	標準電圧 60,000ボルト
臨時接続送電サービス契約電力50,000キロワット以上	標準電圧100,000ボルト

⑶　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）⑴へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）⑶ハ(ｲ)ｃ(a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）⑶ハ(ｲ)ｃ(b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）⑶ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　　の　　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

⑷　そ　　の　　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。ただし，19（接続送電サービス）⑷は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

⑴　適　用　範　囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点および供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧または特別高圧に限ります。）で利用する場合

⑵　予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値（需要者の発電設備の検査，補修または事故

により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を行なう場合は，原則として，当該不足電力の補給の供給分の値を除きます。）とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

⑶　予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用される電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするための損失補正率で修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	８４円６６銭
	特別高圧で供給する場合	６７円００銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	１０９円００銭
	特別高圧で供給する場合	１０７円５０銭

⑷　力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）⑶ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として接続送電サービスによって使用した電気の電力量とみなします。

⑸　そ　　の　　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は，１受電地点または１供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて利用することができます。

ニ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，接続供給の場合は，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22　発電量調整受電計画差対応電力

⑴　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

⑴　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

23　接続対象計画差対応電力

⑴　適　　用

38（給電指令の実施等）⑷により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ)　接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を

下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24 需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ)　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　給電指令時補給電力

(1)　契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給

電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

⑵　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量

を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27　検　　針　　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

⑴　検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧で受電する場合で契約受電電力が500キロワット以上のとき，高圧で供給する場合で19（接続送電サービス）⑵ロによって契約電力を定めるとき，または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日

は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

⑵　発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺った日に検針を行なったものといたします。

⑶　当社は，やむをえない事情のある場合には，⑴にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

⑷　当社は，次の場合には，⑴にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

⑸　⑶の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

⑹　⑷イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

⑺　⑷ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28　料金の算定期間

⑴　送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型等計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせしたときは，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）⑵⑸の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

⑵　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，

接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

29 計　　量

⑴ 当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型等計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。

なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

⑵ 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに

契約者または発電契約者にお知らせいたします。

⑶　技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

30　電力および電力量の算定

⑴　発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

⑵　発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

⑶　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，⑷の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑷　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電

量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

⑸　接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，⑹の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑹　接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの⑿の接続対象計画電力量といたします。

⑺　接続供給電力

接続供給電力は，⑻の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

⑻　接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするための損失補正率で修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力

量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（契約者が供給地点を消滅させる場合は，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）⑶イ㈠および㈡の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いたものといたします。

⑼　接続対象電力

接続対象電力は，⑽の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑽　接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零を超える場合は，あらかじめ定めた㈠または㈡により算定された値といたします。

㈠　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整

受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

⑷　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回る場合

$$\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}\right\}$$

－需要抑制量調整受電計画電力量

⑸　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

⑹　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

$$\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。)}}$$

ｂ　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

⑷　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回る場合

当該需要場所に係る⑷によって算定された値の合計値

－需要抑制量調整受電計画電力量

⑸　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調

整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(c) 当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d) (a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，(14)ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

ベースライン－需要抑制量調整受電計画電力量

(11) 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，(12)の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(12) 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

⑬　需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⑭の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑭　需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(イ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝０

(ロ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン}-\left\{\text{接続供給電力量}\times\frac{1}{1-\text{損失率}(31\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})}\right\}$$

(ハ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失

率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量＝需要抑制量調整受電計画電力量

ロ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量＝

$$\text{ベースライン} - \left\{ \text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率(31〔損失率〕に定める損失率といたします。)}} \right\}$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

⑮　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，⑯の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑯　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱

い）⑶のとおりといたします。

⑰　ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ)　⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑵ 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a 当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b 38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c 38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d 38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

⑶ 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備

等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕⑵ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑼　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力

量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕⑵への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した

場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し

引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

d　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し

引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

e　38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実

施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，

当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

⑳　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定い

たします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

⑵1　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑻にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

⑵2　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑭ロを適用している場合で，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\ \frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率}(31\text{〔損失率〕に定める損失率といたします。})\}}\ -\text{ベースライン}$$

⑬ 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑭の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑯の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑭ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

⑭ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑮ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上や

むをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵⑹　27（検針日）⑵または⑷の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑵⑺　15（供給および契約の単位）⑴において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

⑵⑻　その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

⑵⑼　計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）⑶を基準として定め，その値を，受電地点または供給地点で計量された電力量とい

たします。

31 損　　失　　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	８．６パーセント
高圧で供給する場合	３．２パーセント
特別高圧で供給する場合	１．３パーセント

32 料 金 の 算 定

⑴　送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，

料金に変更があった場合

ニ　28（料金の算定期間）⑴イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ホ　28（料金の算定期間）⑴ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

⑵　当社は，⑴ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，⑴ニまたはホに該当する場合は，

$$\text{１月の該当料金}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$\text{１月の該当割引額}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，⑴ニまたはホに該当する場合は，

$$\text{１月の該当割引額}\times\frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

⑶　⑴ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，⑴ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変

更のあった日から適用いたします。

⑷　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

⑸　定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）㉕の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，⑷に準ずるものといたします。この場合，⑷にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

⑹　28（料金の算定期間）⑴ロの場合は，⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう検針期間の日数は，⑷に準ずるものといたします。この場合，⑷にいう検針日は，計量日といたします。

⑺　契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の⑵イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものとい

たします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

⑻　高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，⑵イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

⑼　供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，⑵イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

33　支払義務の発生および支払期日

⑴　日程等別料金の支払義務は，18（料金）⑴ロに定める料金算定日に発生いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，30（電力および電力量の算定）㉙の場合で，料金の算定期間の翌々月の第

５営業日（営業日は当社が定めます。）以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

⑶　⑴の日程等別料金または⑵の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　54（解約等）⑴により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出し，もしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産，再生，会社更生，特別清算もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受け，または自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

⑷　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおりといたします。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，か

つ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が⑶イからへまでのいずれかに該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，⑶イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

⑸　当社は，⑵の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

34　料金その他の支払方法

⑴　契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑵　発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑶　需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

⑷　当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込み等によってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35　保　　証　　金

⑴　契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときには，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供

給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただきます。

(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ 契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ 保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ 当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ 当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ 当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ 当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

⑶　需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

36　連　帯　責　任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス

料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金，工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ　供　　給

37　託送供給等の実施

⑴　接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

㈠　契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

㈡　契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社

に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，契約者および需要者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

⑵　振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

⑶　発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

⑴　発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

⑵　発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発

電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヘ　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

ト　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知され

た計画の調整を行なうことがあります。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および75（保安等に対する発電者および需要者の協力）⑷に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電契約者および発電者と別途申合書を必要に応じて作成いたします。

⑷　需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

⑴　需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

⑵　需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヘ　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはホで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ト　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

38　給電指令の実施等

⑴　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）⑶トにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，必要に応じて，契約者，発電契約者，発電者または需要者にお知らせいた

します。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合

ニ　振替供給の場合，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によっ

て発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

⑷　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部が中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたはトの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等

が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(7) 当社は，(2)イ，ロ，ハ，トまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

(ｲ) 割 引 の 対 象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割 引 の 対 象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

⑵　割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

⑶　制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。

ａ　接続供給電力を制限した場合

$$H' = H \times \frac{D - d}{D}$$

H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。）

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

ｂ　接続供給電力量を制限した場合

$$H' = H \times \frac{A - B}{A}$$

H′　＝　修正時間

H　＝　制限時間

Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）

Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

⑻　⑺による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

⑼　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，⑺および⑻に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

⑽　当社は，⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲におい

てＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39　適正契約の保持等

⑴　当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

⑵　当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

⑶　当社は，30（電力および電力量の算定）⑳もしくは㉑によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）⑱イもしくは⑲イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）⑱ロもしくは⑲ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）㉒もしくは㉓によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）⑰のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40　契 約 超 過 金

⑴　契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，

当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの（予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

⑵ 契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

なお，契約超過金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，契約超過金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセントの延滞利息（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）を申し受けます。

41 力 率 の 保 持

⑴ 低圧で供給する場合

イ 接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

⑵　高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進相用コンデンサの開放により，進み力率とならないようにしていただきます。また，契約者の負担で適当な調整装置を需要場所に施設していただくことがあります。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

⑴　受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

⑵　75（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

⑶　不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

⑷　計量器の検針または計量値の確認

⑸　44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置

⑹　その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物に係る保安の確認に必要な業務

43　託送供給等にともなう協力

⑴　発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

⑵　発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，⑴に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

44　託送供給等の停止

⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

⑵　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の供給設備を使用，または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

⑶　契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じていただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合（従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。）

⑷　発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

⑸　⑴から⑷によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合

には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力していただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については，まったく電気を使用しない場合の月額料金を32（料金の算定）により日割計算をして，料金を算定いたします。

47　違　　約　　金

⑴　契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として接続供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　１（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　44（託送供給等の停止）⑵ロ，ハまたはニの場合

⑵ ⑴の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

⑶ 不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

48 損害賠償の免責

⑴ 11（託送供給等の開始）⑴によってあらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給または電力量調整供給を開始できなかった場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

⑵ 38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

⑶ 契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者および需要者が９（検討および契約の申込み）⑻による措置を講じなかったことによって生じた損害については，当社は，その賠償の責めを負いません。

⑷ 44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑸ 44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解

約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）⑴ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

⑹ 当社は，その他の事故によって契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。ただし，当社の責めとなる理由による場合は，この限りではありません。

49 設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

⑴ 修理可能の場合

修 理 費

⑵ 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費の合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50 契 約 の 変 更

⑴ 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

⑵ 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの⑴による接続供給契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始

日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型等計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

⑶　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

51　名 義 の 変 更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合で，当社が承諾したときには，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者

の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは当該振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

52 契 約 の 廃 止

⑴ 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

⑵ 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ 当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）によ

り託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

⑶　需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

⑴　次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

⑷　低圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは

電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

b　契約者が接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電

サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流または接続送電サービス契約容量の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，aおよびbにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，a，bおよびcに準ずるものといたします。

(ﾛ)　高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後1年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備（高圧で受電または供給する場合で，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分を除きます。）について，72（臨時工事費）の臨

時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，72（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

(ﾊ)　19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定された日は，需要場所における受電設備等を新たに設定された日とし，接続送電サービス契約電力を増加された日は，需要場所にお

ける受電設備の総容量等を増加された日とし，接続送電サービス契約電力を減少される日は，19（接続送電サービス）⑵イ⑷ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる日といたします。

ロ　発電量調整供給の場合

⑷　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合で，新たに施設された当社の供給設備を撤去するときには，当社は，撤去に要する諸工費（諸掛りを含みます。）から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

⑸　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

⑵　発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，⑴にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に⑴に準じて精算を行ないます。

⑶　非常変災等やむをえない理由による場合は，⑴にかかわらず精算いたしません。

54 解　　約　　等

⑴　当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

⑺　料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

⑻　他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

⑼　料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

⑺　８（契約の要件）を欠くに至った場合

⑻　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

㈠　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

㈡　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

㈢　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

㈣　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

㈤　その他この約款に反した場合

⑵　需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設

⑴　受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の電線路または引込線と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の発電設備等が当社の電線路または引込線と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

⑴　山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

⑵　当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

⑶　１建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

⑷　58（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を受電する場合

⑸　その他特別の事情がある場合

⑵　供　給　地　点

イ　接続供給の場合

⑴　供給地点は，当社の電線路または引込線と需要者の電気設備との

接続点といたします。

⑵　供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の電線路から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

ａ　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

ｂ　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

ｃ　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

ｄ　58（地中引込線）⑷により地中引込線によって電気を供給する場合

ｅ　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

⑶　受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

⑷　付帯設備（⑶により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設

上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

⑸　特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，⑴または⑵に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

57　架 空 引 込 線

⑴　当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

⑵　引込線取付点は，当社の電線路の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

⑶　受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

⑷　引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設す

る場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

⑸　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

58　地 中 引 込 線

⑴　架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは

接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

⑵　⑴により当社の電線路と接続する電気設備の施設場所は，当社の電線路の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

⑶　地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

⑷　接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，⑴に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵，⑷または69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

⑴　当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の電線路と発電者または需要者の電気設備との接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

⑵　当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電

者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

61　引込線の接続

当社の電線路または引込線と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置変更工事（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける工事を含みます。）およびこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

62　計量器等の取付け

⑴　料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器箱および変成器の２次配線ならびに計量器の読みを遠隔検針する場合の通信装置および通信回線等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，次のとおりといたします。ただし，記録型等計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量および最大需要電力等の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は67（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

⑵　計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ鍵の提出等

解錠に必要な協力を行なっていただくことがあります。

⑶　計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，⑴により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

⑷　当社は，記録型等計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

⑸　契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

⑹　法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

63　通信設備の施設

⑴　給電指令上必要な電力保安通信用電話設備は，契約者または発電契約者の負担により，契約者または発電契約者で施設していただきます。

⑵　系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

⑶　給電指令上必要な給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，次のとおりといたします。

イ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等は，原則として当社の所有とし，当社で施設いたします。この場合，当社は，67（受電用

計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。ただし，Ｎ－１電制の実施に必要な通信設備として施設する場合は申し受けません。

ロ　給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，発電者または需要者と当社との協議により定めます。

なお，給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等の施設場所および必要な電源は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

⑷　当社の通信設備と契約者または発電契約者の通信設備との接続点は，原則として発電場所内または需要場所内の地点とし，契約者または発電契約者と当社との協議により定めます。ただし，山間地，離島等の場合，その他特別の事情がある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議により，発電場所または需要場所以外の地点を通信設備の接続点とすることがあります。

⑸　⑷の接続点から当社側の通信設備は，原則として当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

⑹　契約者または発電契約者の希望によって当社の通信設備の位置変更工事をする場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者または発電契約者から申し受けます。

64　専用供給設備

⑴　当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵または⑷の工事費負担金

を，供給地点への供給設備については69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

⑵　⑴の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位の電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までの電線路を含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電圧の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

⑶　⑵において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

⑷　⑴および⑵において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

⑸　当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，⑴イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，

いずれの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

65　電流制限器等の取付け

⑴　需要場所の電流制限器等は，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

⑵　電流制限器等の取付位置は原則として屋内とし，その取付場所は需要者から無償で提供していただきます。

⑶　契約者の希望によって電流制限器等の取付位置を変更する場合（一時的に取り外し，同一箇所へ再度取り付ける場合を含みます。）には，当社は，実費を契約者から申し受けます。

Ⅷ　工事費の負担

66　受電地点への供給設備の工事費負担金

⑴　受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑷　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合

b　架空受電側接続設備によって受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合

c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合

d　その他標準設計をこえる設計で受電に必要な供給設備を施設する場合

また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

⑸　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑹　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額

a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ⑹ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	１，３２０円００銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，もしくは契約受電電力を増加される場合または受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，⑵イ(ｲ)，(ﾛ)および⑶にかかわらず，その受電の用に供する

ことによって必要となる工事費（⑵イ㈠により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑸　工事費の算定

⑴，⑵，⑶および⑷の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

㈢　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

㈣　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

㈤　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工

事費に含みます。

(ﾍ) 建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。

ロ 発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

なお，(2)イ(ｲ)の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。

ハ 当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ニ 当社が特別高圧で受電する電気について，施設後３年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は，その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕，その他の場合はその設備の使用開始の日から３年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ (2)イ(ﾊ)の場合，施設後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を

除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

⑹　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

⑺　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，⑴，⑵または⑷にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。

67　受電用計量器等の工事費負担金

⑴　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を

変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

⑵　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに給電情報伝送装置および保護用信号端局装置等を取り付けるときには，当社は，その工事に要した費用の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

68　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

69　供給地点への供給設備の工事費負担金

⑴　供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

⑷　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これに

ともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が無償こう長（架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルといたします。）をこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　分	単　位	金　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	３，４１０円００銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	２７，１７０円００銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

ａ　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

ｂ　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係っ

て単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ハ) 架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(イ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a 地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b 架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

$$\text{架空供給側接続設備の超過こう長} = \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長}\right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ロ 特別高圧で供給する場合

(イ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

a 工　　事　　費

(a) 架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧　20,000ボルトで供給する場合	５５０円００銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	１７６円００銭
	標準電圧 100,000ボルトで供給する場合	１１０円００銭

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

(b)　地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧　20,000ボルトで供給する場合	６７１円００銭
	標準電圧　60,000ボルトで供給する場合	５３９円００銭
	標準電圧 100,000ボルトで供給する場合	３３０円００銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

また，標準電圧20,000ボルト，60,000ボルトまたは100,000ボルト以外の電圧で当社が供給する場合は，その工事に要した費用の全額といたします。

(c)　スポットネットワーク方式で供給するために，当社が新たに地中供給側接続設備を施設する場合の工事費は，(b)にかかわらず，次の算式によって算定いたします。

なお，スポットネットワーク方式とは，当社が技術上，経済上必要と認めた場合に，原則として３回線の当社の電線路から，それぞれの回線ごとに施設していただいた変圧器の２次側母線

で常時並行して供給を受ける方式をいいます。

$$\text{工事費相当額}\times\text{工事こう長}\times\frac{1}{100}\times\frac{\text{新増加接続送電サービス契約電力}}{\text{利用回線数}-1}$$

この場合，工事費相当額は，次のとおりといたします。

⑹の工事費単価×{100ﾊﾟｰｾﾝﾄ＋20ﾊﾟｰｾﾝﾄ×(利用回線数－１)}

b　当 社 負 担 額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	５，５００円００銭

⑹　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，施設後３年以内の供給設備を利用して当社が供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この⑴の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，それぞれ次の意味で使用いたします。

⑴　供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

⑵　供　給　地　点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

㈠　工 事 こ う 長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

㈠　電灯定額接続送電サービスおよび電灯臨時定額接続送電サービスの場合の契約負荷設備の総容量

㈡　契　約　電　力

㈢　契　約　電　流

㈣　契　約　容　量

なお，19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における主開閉器の定格電流等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）⑵イ㈠によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕⑵ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕⑵イ㈠に準じて値を定める場合を含みます。）は，Ⅷ（工事費の負担）の各項におい

て，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

⑵　供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

⑴　契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。

ａ　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合

ｂ　標準設計による供給側接続設備以外の供給側接続設備により供給する場合

ｃ　その他標準設計をこえる設計で供給に必要な供給地点への供給設備を施設する場合

また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

⑵　架空供給側接続設備で供給できるにもかかわらず，契約者の希望によって地中供給側接続設備を施設する場合は，ａまたはｂの金額

ａ　標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

ｂ　供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合は，ａにかかわらず，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の

工事費を差し引いた金額

⑷　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）⑵ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。

⑶　供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け），63（通信設備の施設）または65（電流制限器等の取付け）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を

新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

⑷　工 事 費 の 算 定

⑵および⑶の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

⑴　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

⑵　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

⑶　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

⑷　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

⑸　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工

事費に含みます。

(ﾍ) 建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。

(ﾄ) 契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，72（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

なお，(2)イ(ｲ)の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。

ハ　(2)イ(ｲ)または(ﾛ)ａの場合で，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額または(1)ロ(ｲ)ａに定める工事費単価にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)または(1)ロ(ｲ)ａにもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使　用　孔　数}}{\text{施設孔数} - \text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，施設後３年以内の供給設

備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，⑴ロ(ｲ)ａに準じて算定いたします。

ヘ　⑵ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ)　高圧で供給する場合

⑴イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を⑴イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

(ﾛ)　特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，⑴ロ(ｲ)ａによって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設備とを同一支持物に同時に施設するときの予備供給設備の工事費は，⑴ロ(ｲ)ａの該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびへの場合を除きます。）は，イおよびロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

⑸　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，

⑴または⑵にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。

70　工事費負担金の申受けおよび精算

⑴　当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）⑷にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は，系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

⑵　工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

⑷　設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

⑸　その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　66（受電地点への供給設備の工事費負担金），67（受電用計量器等の工事費負担金），68（会社間連系設備の工事費負担金），69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑵（69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴イ⑷に定める超過こう長１メートル当たりの金額または69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ⑷ａに定める工事費単価および69〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕⑴ロ⑸にもとづいて算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑶にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

⑷　低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ)　特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3)　当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の施設後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を施設したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4)　当社は，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の施設後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を施設したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

⑸　当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の施設後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を施設したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

⑹　低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される69（供給地点への供給設備の工事費負担金）⑴の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

⑴　託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者か

ら申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，調達した資材等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

⑵ 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督，調達した資材等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

72 臨 時 工 事 費

⑴ 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を，臨時工事費として，契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，

変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また，特別高圧で供給する場合，原則として，撤去後の資材のうち変圧器，開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

⑵ 臨時工事費を申し受ける場合は，69（供給地点への供給設備の工事費負担金）の工事費負担金は申し受けません。

⑶ 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

⑷ 臨時工事費の精算は，70（工事費負担金の申受けおよび精算）⑵ロの場合に準ずるものといたします。

73 工事費負担金契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費負担金に関する必要な事項について，工事費負担金契約書を作成いたします。

なお，工事費負担金契約の締結は，工事着手前に行ないます。

Ⅸ　保　　安

74　保 安 の 責 任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

75　保安等に対する発電者および需要者の協力

⑴　次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

⑵　発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，⑴に準じて，適当な処置をいたします。

⑶　発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件（発電設備等を含みます。）の設置，変更または修繕工事をされる場合は，あらかじめその内容を当社に通知していただきます。また，物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，すみやかにその内容を当社に

通知していただきます。これらの場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

⑷　当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

76　調　　査

⑴　当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

⑵　調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

⑶　当社は，⑴の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書等により，原則として調査時に行ないます。

77　調査等の委託

⑴　当社は，76（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託すること

があります。

⑵　当社は，⑴によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

78　調査に対する需要者の協力

⑴　需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

⑵　当社は，76（調査）⑴により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

79　検査または工事の受託

⑴　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

⑵　⑴の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

⑶　低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

⑷　⑶の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

80　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のう

ち次のものは，適用いたしません。

⑴　76（調　　査）

⑵　77（調 査 等 の 委 託）

⑶　78（調査に対する需要者の協力）

⑷　79（検査または工事の受託）

附　　則

附　　則

1　実　施　期　日

この約款は，2023年12月27日から実施いたします。

2　受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず標準電圧3,000ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合，料金その他の供給条件は，高圧で託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

3　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

⑴に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

⑴　適　用　範　囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され，揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，㈠および㈡を明確に区分して定めることが可能であること。

ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，㈠および㈡をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

㈠　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット），最大電流（アンペア）または最大容量（キロボルトアンペア）（以下「揚水最大電力等」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力，最大電流または最大容量（以下「その他最大電力等」といいます。）

㈡　当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等にしたがって揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

⑵　接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈢ｃ，㈣ｃ，㈤ｃ，㈥ｃ，㈦ｃ，ロ㈠ｃ，㈡ｃ，㈢ｃ，ハ㈠ｃ，㈡ｃもしくは㈢ｃまたは20（臨時接続送電サービス）⑶イ㈡ｃ，㈣ｃ，ロ㈢もしくはハ㈢の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ㈠または㈡により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたしま

す。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）⑷ロにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

⑴　接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。ただし，接続供給課金対象電力の算定上，10アンペアおよび１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

接続供給課金対象電力

＝揚水最大電力等×揚水等損失率＋その他最大電力等

⑵　接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

接続供給課金対象電力量

＝揚水等接続供給電力量×揚水等損失率＋その他接続供給電力量

ロ　１年を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等，揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，

ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　　の　　他

(ｲ)　19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ)ａに該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ａ，(ﾊ)ａまたは(ﾆ)ａにかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ)ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ)ａにかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ)　20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ)ａに該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ)ａにかかわらず，動力臨時接続送電サービスを適用いたします。

(3)　電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応

余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

⑷　計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，⑴イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気，揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，⑴ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

⑸　供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた損失補正率によって修正したもの

といたします。

4　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

⑴　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

⑵　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）⑵に準じて契約を変更していただくことがあります。

⑷　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した

再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシ

ングループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供

給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，25（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

⑴　28（料金の算定期間）

⑵　32（料 金 の 算 定）

⑶　33（支払義務の発生および支払期日）

⑷　34（料金その他の支払方法）

⑸　35（保　　証　　金）

⑹　47（違　　約　　金）

⑺　54（解　　約　　等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは

特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

⑹　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（⑸において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりとい

たします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

⑴　28（料金の算定期間）

⑵　32（料 金 の 算 定）

⑶　33（支払義務の発生および支払期日）

⑷　34（料金その他の支払方法）

⑺　⑴により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

⑴　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

⑷　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）⑴にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，29（計量）⑴にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　37（託送供給等の実施）⑶ホは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

⑻　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結す

る特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）⑶ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

⑼　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

⑴　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といい

ます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠，23（接続対象計画差対応電力）⑵イ㈠，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠，25（給電指令時補給電力）⑴ニまたは⑵ニにかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	４５円６２銭

ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠，23（接続対象計画差対応電力）⑵ロ㈠または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	１７円７９銭

６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整

受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

7　記録型等計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

⑴　低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型等計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型等計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）⑵イ(ﾛ)，(ﾊ)または20（臨時接続送電サービス）⑵イによって，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電

サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日数にそれぞれ接続送電サービス契約電力，接続送電サービス契約電流，接続送電サービス契約容量，臨時接続送電サービス契約電流，臨時接続送電サービス契約容量または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）⑵イ⑷によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）⑵イ⑷にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

⑵　発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型等計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

⑴　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）⑱イおよび⑲イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）⑵イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電

地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

⑵　１発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）⑵にかかわらず，発電契約者のお求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　受電地点への供給設備の工事費負担金（電源接続案件募集プロセス）

２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合であって，発電契約者ごとの共用部分の工事費を電源接続案件募集

プロセスにおける入札等によって算定するときは，66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑹ロにかかわらず，当該入札等において算定された金額を，発電契約者ごとの共用部分の工事費といたします。

11　発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合の費用の申受け（電源接続案件募集プロセス）

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等で，発電契約者との間で電源接続案件募集プロセスにもとづき入札保証金および工事費負担金補償金等を定めるときは，71（供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け）⑵ただし書にかかわらず，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

12　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

⑴　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適　用　範　囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

⑺　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４

時までの時間

(ﾛ) その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間

(ﾊ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給の供給分につき，契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給

にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　　の　　他

(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。

⑵　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の昼間時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ)　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたし

ます。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾊ) １年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱いの適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

(ﾆ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ﾛ 高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当

社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から⑴によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

⑴　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうロのピークシフト電力は，⑵のピークシフト電力といたします。

⑵　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

⑶　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう

場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）⑵ロもしくはイ㈡またはロ㈡にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

13　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）⑴にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，検討料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

14　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したと

きは，25（給電指令時補給電力）⑵ニ，30（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

15　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

⑴　代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用

に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

⑵　契 約 の 要 件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）⑶イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の⑴および⑵の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

㈠　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

㈡　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

⑶　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が

同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕⑭イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

⑷　料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

⑴　適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

⑵　発電量調整受電計画差対応電力

ａ　発電量調整受電計画差対応補給電力

⑻　適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b 発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適 用 範 囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画

電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(イ) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適 用 範 囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調

整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

⑹　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

⑻　適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

⑹　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に⑹の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

⑹　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

⑷　契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

⑸　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられ

る金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

⑸　電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑶にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑷ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑴のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑾にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑿にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑵のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）⑮にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）⑯にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）⑶のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，30（電力および電力量の算定）⑰にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕⑴イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといた

します。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

⑴　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑵　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設

備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

⑹　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合

の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象

電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款

に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑

制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電

力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し

引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量

を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量

＝発電量調整受電計画電力量

－38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量

－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量

－発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，

当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量

＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事

業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量

＝接続対象電力量－接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑵1にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑻にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量

＝接続対象計画電力量－接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑵2にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場

合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量－需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

＝需要抑制量調整受電計画電力量

$$+\frac{\text{接続供給電力量}}{\{1-\text{損失率}(31〔\text{損失率}〕\text{に定める損失率といたします。})\}}-\text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑬にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式に

より算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

＝需要抑制量調整受電電力量－需要抑制量調整受電計画電力量

⑹ 託送供給等の実施

イ 接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ 発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ 需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

⑺ 解　　約　　等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに

該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）⑴ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）⑴を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑵を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）⑶ロ，ハ，ニもしくはホまたは⑵を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送

配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

⑴　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ロにかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，⑷により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

⑷　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みま

す。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約

者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

⑼　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，⑷イ㈡ａ�c，⑷ロ㈡ａ�c，⑷ハ㈡ａ�c または⑷ニ㈠ｄもしくは⑷ニ㈡ｄにかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	４５円６２銭

ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，⑷イ㈡ｂ�c，⑷ロ㈡ｂ�c または⑷ハ㈡ｂ�c にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	１７円７９銭

⑽　給電指令時補給電力料金に係る特別措置

38（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ(ﾛ)ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。

⑾　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

16　近接性評価割引額の算定についての特別措置

⑴　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みま

す。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則15〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

⑵　契約者が，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則15（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

17　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

⑴　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進

機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

⑵　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

⑶　当社は，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑽にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制

時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

別　　表

別　　表

1　契約設備電力の算定

⑴　契約設備電力は，原則として，電流制限器等または主開閉器の定格電流にもとづき次により算定いたします。この場合，１キロボルトアンペアを１キロワットとみなします。

イ　電流制限器等による場合

入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）＝制限される電流（ｱﾝﾍﾟｱ）または電流制限器等の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）×100ﾎﾞﾙﾄ× $\frac{1}{1,000}$

ロ　主開閉器による場合

別表３（契約電力および契約容量の算定方法）に準じて算定いたします。

⑵　⑴によりがたい場合は，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

⑴　近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

	市町村
福岡県	福岡市，大牟田市，久留米市，直方市，飯塚市，田川市， 柳川市，筑後市，大川市，行橋市，中間市，小郡市， 筑紫野市，春日市，大野城市，宗像市，太宰府市， 古賀市，福津市，宮若市，朝倉市，那珂川市，宇美町， 篠栗町，志免町，須恵町，新宮町，久山町，粕屋町， 芦屋町，水巻町，岡垣町，遠賀町，小竹町，鞍手町， 桂川町，筑前町，大刀洗町，大木町，広川町，糸田町， 川崎町，福智町，吉富町
佐賀県	佐賀市，鳥栖市，伊万里市，小城市，吉野ヶ里町， 基山町，上峰町，みやき町，玄海町，大町町，江北町
長崎県	長崎市，島原市，諫早市，大村市，長与町，時津町， 川棚町，佐々町
大分県	別府市，津久見市
熊本県	熊本市，荒尾市，玉名市，宇土市，合志市，南関町， 長洲町，大津町，菊陽町，嘉島町，益城町
宮崎県	宮崎市，日向市，国富町，高鍋町，新富町
鹿児島県	鹿児島市

なお，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，次の地域（以下「旧近接性評価地域」といいます。）に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所については，当分の間，近接性評価地域に含めるものといたします。

	市町村
福岡県	北九州市，八女市，豊前市，うきは市，嘉麻市， みやま市，糸島市，東峰村，香春町，添田町，大任町， 赤村，苅田町，みやこ町，上毛町，築上町
熊本県	八代市，人吉市，水俣市，山鹿市，菊池市，上天草市， 宇城市，阿蘇市，天草市，美里町，玉東町，和水町， 南小国町，小国町，産山村，高森町，西原村，南阿蘇村， 御船町，甲佐町，山都町，氷川町，芦北町，津奈木町， 錦町，多良木町，湯前町，水上村，相良村，五木村， 山江村，球磨村，あさぎり町，苓北町
宮崎県	都城市，延岡市，日南市，小林市，串間市，西都市， えびの市，三股町，高原町，綾町，西米良村，木城町， 川南町，都農町，門川町，諸塚村，椎葉村，美郷町， 高千穂町，日之影町，五ヶ瀬町

また，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

⑵　近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	３７銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ100,000ボルト以下の場合	２９銭
	受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合	１４銭

ただし，2016年３月31日までに接続供給に係る電気を発電または放電する発電場所で，旧近接性評価地域に立地し，かつ，受電電圧が標準電圧6,000ボルト以上の発電場所に係る近接性評価割引単価は，受電電圧が標準電圧100,000ボルトをこえる場合の単価を適用いたします。

ロ　近接性評価割引電力量

⑴　近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

ａ　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るａの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ﾛ)　契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ﾊ)　接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたします。）の合計値にイに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

３　契約電力および契約容量の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)ｂもしくは(ﾊ)または20（臨時接続送電

サービス）⑵イ⑴ｂ(b)もしくは(ﾛ)ｂの場合の契約電力または契約容量は，次により算定いたします。ただし，契約電力を算定する場合は，力率（100パーセントといたします。）を乗じます。

⑴　供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（ｱﾝﾍﾟｱ）} \times \text{電圧（ﾎﾞﾙﾄ）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

⑵　供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流(ｱﾝﾍﾟｱ)} \times \text{電圧(ﾎﾞﾙﾄ)} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

４　負荷設備の入力換算容量

⑴　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低　力　率　型	管灯の定格消費電力(ﾜｯﾄ)×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　　算　　容　　量		
	入　　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
３，０００	３０	８０	３０
６，０００	６０	１５０	６０
９，０００	１００	２２０	１００
１２，０００	１４０	３００	１４０
１５，０００	１８０	３５０	１８０

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ﾐﾘﾒｰﾄﾙ）	換　　算　　容　　量	
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入　力（ﾜｯﾄ）
９９９以下	４０	４０
１，１４９以下	６０	６０
１，５５６以下	７０	７０
１，７５９以下	８０	８０
２，３６８以下	１００	１００

ニ　水　　銀　　灯

出力（ﾜｯﾄ）	換　　算　　容　　量		
	入　　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
４０以下	６０	１３０	５０
６０以下	８０	１７０	７０
８０以下	１００	１９０	９０
１００以下	１５０	２００	１３０
１２５以下	１６０	２９０	１４５
２００以下	２５０	４００	２３０
２５０以下	３００	５００	２７０
３００以下	３５０	５５０	３２５
４００以下	５００	７５０	４３５
７００以下	８００	１，２００	７３５
１，０００以下	１，２００	１，７５０	１，００５

⑵　誘 導 電 動 機

イ　単相誘導電動機

⑴　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

⑵　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ﾜｯﾄ）	換　　算　　容　　量		
	入　　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入　　力（ﾜｯﾄ）
	高 力 率 型	低 力 率 型	
３５以下	――	１６０	出力（ﾜｯﾄ） ×133.0ﾊﾟｰｾﾝﾄ
４５以下	――	１８０	
６５以下	――	２３０	
１００以下	２５０	３５０	
２００以下	４００	５５０	
４００以下	６００	８５０	
５５０以下	９００	１，２００	
７５０以下	１，０００	１，４００	

ロ　３相誘導電動機

換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　×　９３．３パーセント
出力（ｷﾛﾜｯﾄ）×１２５．０パーセント

⑶　レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（キロボルトピーク）	管電流（短時間定格電流）（ミリアンペア）	換算容量（入力）（キロボルトアンペア）
治療用装置			定格１次最大入力（キロボルトアンペア）の値といたします。
診察用装置	95キロボルトピーク以下	20ミリアンペア以下	1
		20ミリアンペア超過 30ミリアンペア以下	1．5
		30ミリアンペア超過 50ミリアンペア以下	2
		50ミリアンペア超過 100ミリアンペア以下	3
		100ミリアンペア超過 200ミリアンペア以下	4
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	5
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	7．5
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１０
	95キロボルトピーク超過 100キロボルトピーク以下	200ミリアンペア以下	5
		200ミリアンペア超過 300ミリアンペア以下	6
		300ミリアンペア超過 500ミリアンペア以下	8
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１３．５
	100キロボルトピーク超過 125キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	９．５
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１６
	125キロボルトピーク超過 150キロボルトピーク以下	500ミリアンペア以下	１１
		500ミリアンペア超過 1,000ミリアンペア以下	１９．５
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75マイクロファラッド以下		1
	0.75マイクロファラッド超過 1.5マイクロファラッド以下		2
	1.5マイクロファラッド超過 ３マイクロファラッド以下		3

(4) 電気溶接機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたしま

す。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

ロ　イ以外の場合

入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント

⑸　そ　の　他

イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　離島ユニバーサルサービス調整

⑴　離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝Ａ×α＋Ｂ×β＋Ｃ×γ

Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当た

りの平均原油価格

Ｂ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均液化天然ガス価格

Ｃ＝各離島平均燃料価格算定期間における１トン当たりの平均石炭価格

α＝1.0000

β＝0.0000

γ＝0.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格，１トン当たりの平均液化天然ガス価格および１トン当たりの平均石炭価格の単位は，１円とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，１銭とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

⑴　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{⑵の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾛ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾊ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

離島ユニバーサルサービス調整単価＝

$$(\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{(2)\text{の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給に係る電気に適用いたします。

(ｲ)　各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス 調整単価適用期間
毎年１月１日から３月31日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月30日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月31日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月30日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月31日までの期間	その年の９月の検針日から10月の検針日の前日までの期間
毎年６月１日から８月31日までの期間	その年の10月の検針日から11月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月30日までの期間	その年の11月の検針日から12月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から10月31日までの期間	その年の12月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から11月30日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年10月１日から12月31日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年11月１日から翌年の１月31日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型等計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計量日といたします。

(ﾊ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期

間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，㈠にいう検針日は，応当日といたします。

㈢　検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，㈠に準ずるものといたします。この場合，㈠にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ヘ　離島ユニバーサルサービス調整額

㈠　定額制供給の場合

ａ　電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

ｂ　電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

㈡　従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

⑵　離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

㈠　電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりと

いたします。

電灯	10ワットまでの１灯につき	１銭３厘
	10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	２銭５厘
	20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	５銭２厘
	40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	７銭７厘
	60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	１２銭９厘
	100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	１２銭９厘
小型機器	50ボルトアンペアまでの１機器につき	３銭９厘
	50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの１機器につき	７銭７厘
	100ボルトアンペアをこえる１機器につき50ボルトアンペアまでごとに	３銭９厘

(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，１日につき次のとおりといたします。

総容量が50ボルトアンペアまでの場合	１厘
総容量が50ボルトアンペアをこえ100ボルトアンペアまでの場合	２厘
総容量が100ボルトアンペアをこえ500ボルトアンペアまでの場合100ボルトアンペアまでごとに	２厘
総容量が500ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	２銭１厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	２銭１厘

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	２銭２厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	３厘

⑶　離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，⑴イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格，１トン当たりの平均液化天然ガス価格，１トン当たりの平均石炭価格および⑴ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

６　平均力率の算定

⑴　平均力率は，無効電力量を有効電力量で除してえた値（端数は，小数点以下第５位で四捨五入いたします。）に応じて，次のとおりといたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)	無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)
から	まで		から	まで	
0.0000	0.1004	１００	1.0061	1.0345	７０
0.1005	0.1752	９９	1.0346	1.0636	６９
0.1753	0.2279	９８	1.0637	1.0931	６８
0.2280	0.2718	９７	1.0932	1.1231	６７
0.2719	0.3106	９６	1.1232	1.1536	６６
0.3107	0.3461	９５	1.1537	1.1848	６５
0.3462	0.3793	９４	1.1849	1.2166	６４
0.3794	0.4108	９３	1.2167	1.2490	６３
0.4109	0.4409	９２	1.2491	1.2822	６２
0.4410	0.4701	９１	1.2823	1.3161	６１
0.4702	0.4984	９０	1.3162	1.3508	６０
0.4985	0.5261	８９	1.3509	1.3864	５９
0.5262	0.5533	８８	1.3865	1.4229	５８
0.5534	0.5801	８７	1.4230	1.4603	５７
0.5802	0.6066	８６	1.4604	1.4988	５６
0.6067	0.6329	８５	1.4989	1.5384	５５
0.6330	0.6590	８４	1.5385	1.5792	５４
0.6591	0.6850	８３	1.5793	1.6211	５３
0.6851	0.7110	８２	1.6212	1.6644	５２
0.7111	0.7370	８１	1.6645	1.7091	５１
0.7371	0.7630	８０	1.7092	1.7554	５０
0.7631	0.7892	７９	1.7555	1.8031	４９
0.7893	0.8154	７８	1.8032	1.8526	４８
0.8155	0.8419	７７	1.8527	1.9039	４７
0.8420	0.8685	７６	1.9040	1.9571	４６
0.8686	0.8954	７５	1.9572	2.0124	４５
0.8955	0.9225	７４	2.0125	2.0700	４４
0.9226	0.9500	７３	2.0701	2.1299	４３
0.9501	0.9778	７２	2.1300	2.1923	４２
0.9779	1.0060	７１	2.1924	2.2576	４１

無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)	無効電力量／有効電力量の値		平均力率(パーセント)
から	まで		から	まで	
2.2577	2.3258	４０	5.0299	5.3121	１９
2.3259	2.3972	３９	5.3122	5.6261	１８
2.3973	2.4721	３８	5.6262	5.9775	１７
2.4722	2.5507	３７	5.9776	6.3736	１６
2.5508	2.6334	３６	6.3737	6.8237	１５
2.6335	2.7206	３５	6.8238	7.3396	１４
2.7207	2.8126	３４	7.3397	7.9373	１３
2.8127	2.9099	３３	7.9374	8.6380	１２
2.9100	3.0130	３２	8.6381	9.4712	１１
3.0131	3.1225	３１	9.4713	10.4787	１０
3.1226	3.2390	３０	10.4788	11.7221	９
3.2391	3.3633	２９	11.7222	13.2958	８
3.3634	3.4962	２８	13.2959	15.3521	７
3.4963	3.6389	２７	15.3522	18.1543	６
3.6390	3.7919	２６	18.1544	22.1997	５
3.7920	3.9572	２５	22.1998	28.5539	４
3.9573	4.1362	２４	28.5540	39.9875	３
4.1363	4.3305	２３	39.9876	66.6667	２
4.3306	4.5424	２２	66.6668	199.9975	１
4.5425	4.7744	２１	199.9976	∞	
4.7745	5.0298	２０			

なお，平均力率は，次の算式によって算定された値によるものといたします。

$$\text{平均力率（パーセント）} = \frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2 + (\text{無効電力量})^2}} \times 100$$

⑵ 有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの損失補正率によって修正したものといたします。

7　契約負荷設備の総容量の算定

⑴　差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に，電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次の⑵によって算定した値を加えたものといたします。

⑵　差込口に接続される電気機器の容量が確定していない場合は，次によって算定された値を，契約負荷設備の総容量といたします。

イ　住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

1差込口につき　　50ボルトアンペア

ロ　イ以外の場合

1差込口につき　100ボルトアンペア

8　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

⑴　発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　発電契約者が通知した販売計画または調達計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合は，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

＝みなし発電計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バﾗﾝｼﾝｸﾞｸﾞﾙｰﾌﾟごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

⑵　接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

イ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約

定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

ロ　契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，イ以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合は，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

⑶　需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，当該計画は次に定める値とみなします。

⑴　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，卸電力取引所への販売分または卸電力取引所からの調達分が卸電力取引所における約定結果と一致しない場合

卸電力取引所における約定結果の値（卸電力取引市場における市場約定後において，電力広域的運営推進機関より約定結果の値の変更に係る通知を受けた場合は，通知を受けた変更後の値といたします。また，約定がない場合は零とみなします。）

㈡　需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画のうち，㈠以外の分が取引相手の対応する計画と一致しない場合

需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の㈠または㈡に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）⑭イ㈡および㈢の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

＝みなし需要抑制計画の値

$$\times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

㈠　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

㈡　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回る場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から差し引いた

値

９　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

⑴　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ﾜｯﾄ×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20ｷﾛﾜｯﾄ時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40ｷﾛﾜｯﾄ時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	1月	2月	3月	4月	5月	6月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における3月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

⑵　従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力，契約電流または契約容量の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数にそれぞれの契約電力，契約電流または契約容量を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

⑴　前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

⑵　前3月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前3月間の接続供給電力量}}{\text{前3月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{\text{100パーセント＋（±誤差率）}}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ)　契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ)　当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3)　(1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

(4)　発電量調整受電電力量の協定については，(2)および(3)に準ずるものといたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
(第１年度,
第２年度)</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
(自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。)</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第2年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="4">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生の都度，速やかに提出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注６）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日
計画</td><td>当日
計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10月31日</td><td>毎月１日</td><td>毎週
水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前12時</td><td>30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

（注４）週間計画以前において，連系線の利用に係る調達計画および販売計画がある場合には，当該利用に係る調達分ごとの計画値および当該利用に係る販売分ごとの計画値を提出していただきます。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

⑴　照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 (ﾎﾞﾙﾄ)	管灯の定格消費電力 (ﾜｯﾄ)	コンデンサ取付容量 (ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)
１００	１０ １５ ２０ ３０ ４０	３．５ ４．５ ５．５ ９ １４
２００	４０ ６０ ８０ １００	３．５ ４．５ ５．５ ７

ロ　ネ オ ン 管 灯

２　次　電　圧（ﾎﾞﾙﾄ）	コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）
３，０００	２０
６，０００	３０
９，０００	５０
１２，０００	５０
１５，０００	７５

ハ　水　　銀　　灯

出　　力 （ﾜｯﾄ）	コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	
	１００ﾎﾞﾙﾄ	２００ﾎﾞﾙﾄ
４０以下	２０	４．５
６０以下	３０	７
８０以下	４０	９
１００以下	５０	９
１２５以下	５０	９
２００以下	７５	１１
２５０以下	７５	１５
３００以下	１００	２０
４００以下	１５０	３０
７００以下	２５０	５０
１，０００以下	３５０	７５

⑵　誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

⑴　単相誘導電動機

電動機定格出力（ｷﾛﾜｯﾄ）		0.1	0.2	0.25	0.4	0.55	0.75
ｺﾝﾃﾞﾝｻ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	使用電圧100ﾎﾞﾙﾄ	50	50	75	75	75	100
	使用電圧200ﾎﾞﾙﾄ	20	20	20	30	30	40

⑵　３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

ａ　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ）	２極	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	４極	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	６極	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	ｷﾛﾜｯﾄ	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

⑶　電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力(ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ)	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量(ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ)	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

⑷　そ　の　他

⑴，⑵および⑶によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

託送供給等約款別冊
標準設計基準

2023年12月27日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊　標準設計基準

目　　次

１　目　　的　・・・

1　目　　的

⑴　この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。

この基準に定めのない事項については，法令で定める電気設備に関する技術基準，その他の法令，当社の設計基準等にもとづき技術上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

⑵　地形上その他周囲の状況から，この基準によりがたい場合で特別な施設を要する場合は，⑴にかかわらず技術上適当と認められる特殊な設計によることができるものとし，その設計を標準設計といたします。

⑶　材料および機器の規格は，日本産業規格，電力用規格等の規格に準じます。

2　単　位　等

単位等は次の記号で表示いたします。

単　位　等	記　号
ボルト	V
キロボルト	kV
アンペア	A
キロメートル	km
メートル	m
ミリメートル	mm
平方ミリメートル	mm^2
ミリグラム	mg
パーセント	%

3　低圧または高圧電線路

⑴　一　般　基　準

イ　電圧降下の許容限度

低圧または高圧電線路における電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。この場合，電線路は，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

公　称　電　圧（V）	低　圧		高　圧
	１００	２００	６，６００
電圧降下許容限度（V）	6	２０	６００

ロ　経　過　地　等

低圧または高圧電線路の起点，分岐点の位置および経過地は，将来の見通し，用地および環境面，工事および保守面ならびに経済性等を考慮して選定いたします。

ハ　電線路の種類

低圧または高圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

⑵　架　空　電　線　路

イ　電線路の施設

⑴　低圧または高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替え等のうち，技術上困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

⑵　高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

ロ　支持物の種類

⑴　低圧または高圧架空電線路の支持物は，原則としてコンクリート柱または複合柱といたします。

なお，当社は，法令にしたがって，また，その地域に施設されている供給設備の状況を考慮して，技術上，経済上適当なものを選定いたします。

⑵　低圧または高圧架空電線路の支持物にコンクリート柱または複合柱を使用することが技術上，経済上適当でない場合は，他の支持物を使用いたします。

ハ　標　準　径　間

低圧または高圧架空電線路の標準径間は，次によります。ただし，地理的条件，土地の状況等により標準径間で電線路を構築できない場合は，これ以外の径間で施設する場合があります。

施　設　地　域	標準径間（m）
市　　街　　地	４０
そ　　の　　他	５０

ニ　支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，次によります。ただし，土地の状況上やむをえない場合，道路を横断する電線路を支持する場合，樹木，建造物，他の電線路等の工作物との離隔距離をとる場合，当該支持物に変圧器を取り付ける場合等は，この長さ以外のものを用いることがあります。

施 設 地 域	低圧（m）	高圧（m）	低高圧併架(m)
市　　街　　地	9	１０	１２
そ　　の　　他	9	9	１０

ホ　装　　柱

⑷　低圧架空電線路の装柱は垂直配列といたします。ただし，技術上，保守上適当でない場合および低圧単独線路については水平配列とすることがあります。

⑹　高圧架空電線路の装柱は水平配列といたします。ただし，技術上，保守上適当でない場合は垂直配列とすることがあります。

⑻　水平配列をする場合のアームは軽量腕金，垂直配列をする場合のアームは，低圧架空電線路はラック金物等，高圧架空電線路は高圧直付金物等を使用いたします。

ヘ　支線および支柱

低圧または高圧架空電線路の支持物強度の一部を分担するため，支線および支柱を施設いたします。ただし，支線には，土地の状況により，支線柱を使用することがあります。

ト　が　　い　　し

低圧または高圧架空電線路で使用するがいしは，次によります。

		通　　り　　用	引　　留　　用
低圧	低　圧　線	低圧ピンがいし 低圧引留がいし	低圧引留がいし
	引　込　線	低圧ピンがいし，低圧引留がいし，ＤＶがいし等	
高　圧　線		高圧中実がいし 限流ｱｰｸﾎｰﾝ付通りがいし	高圧耐張がいし 限流ｱｰｸﾎｰﾝ付引留がいし

チ　電線の種類および太さ

⑷　低圧または高圧架空電線および高圧架空引込線には，アルミ線を

使用し，また，低圧引込線には硬銅線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当な場合は，他の適当な材質のものを使用いたします。

(ﾛ) 低圧または高圧架空電線および架空引込線には，絶縁電線を使用いたします。ただし，低圧架空電線の中性線等の感電のおそれがない箇所および，高圧架空電線の海峡横断箇所等の人が容易に立ち入らない長径間箇所においては，裸電線を使用することがあります。

(ﾊ) 電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下および機械的強度を考慮して，かつ，法令上の制限にしたがって，適用する電線の種類および最低電線サイズは第１表によるものとし，適用する電線サイズは第２表から選定いたします。

（第１表）

	絶縁電線		裸アルミ線
	アルミ線	硬銅線	
低　圧　電　線	25mm^{2}以上	——	——
高　圧　電　線	25mm^{2}以上	——	120mm^{2}以上
低圧架空引込線	——	2.6mm以上	——
高圧架空引込線	25mm^{2}以上	——	——

（第２表）

電線種類および太さ		連続許容電流（A）					裸電線
		ＯＣ電線	ＯＥ電線	ＯＷ電線	ＤＶ電線		
					導体２	導体３	
硬銅線	2.6mm	－	－	－	３８	３４	－
	3.2〃	－	－	－	５０	４４	－
	14mm^2	－	－	－	７０	６２	－
	22〃	－	－	－	９２	８０	－
	38〃	－	－	１５３	１３０	１１３	－
	60〃	－	－	２０６	１７４	１５２	－
	100〃	－	－	２８３	２３８	２０９	－
アルミ線	25〃	－	１０７	９０	－	－	１３５
	58〃	－	１７７	１４５	－	－	２２５
	120〃	－	２７１	２２０	－	－	４００
	200〃	４７３	－	－	－	－	５４０
	400〃	７２３	－	－	－	－	８５０

リ　柱上変圧器の種類と容量

⑴　柱上変圧器の種類

柱上変圧器の種類は，単相変圧器または一体形変圧器とし，既設供給設備の状況等を考慮して，技術上，経済上最も適当なものを選定いたします。

⑵　柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次の中から，技術上，経済上必要最小のものを選定いたします。

区　　分	変 圧 器 容 量 （ｋＶＡ）
単　　相	10，20，30，50，100
一　体　形	20＋10，30＋20，50＋30，100＋50

ヌ　電力用変圧器の結線

３相電力負荷に対しては，単相変圧器２台または一体形変圧器（単相変圧器２台を内蔵）１台を用いてＶ結線により使用いたします。ただし，技術上，経済上適当と認められる場合は，単相変圧器３台を用いてΔ結線により使用いたします。

ル　変圧器の１次側開閉器

変圧器の１次側には保護用として，カットアウトを取り付けます。

ヲ　線路用区分開閉器の取付け

高圧架空電線路の保守上必要な箇所には，開閉器を施設いたします。

ワ　耐　雷　施　設

架空電線路には，避雷器，架空地線等の耐雷上必要な施設を設置いたします。

カ　特殊地域の施設

塩害，じん害，ガス害等の発生のおそれがある地域，または地盤軟弱，強風地域に施設する架空電線路には，塩害，じん害，ガス害，地盤軟弱，強風等に耐える構造のものを使用いたします。

ヨ　低圧または高圧架空引込線のこう長

低圧または高圧架空引込線のこう長は，50ｍ以下といたします。ただし，低圧架空引込線のこう長は途中に支持物がある場合は，60ｍ以下といたします。

タ　引込直付金物および引込用アームの取付け

引込直付金物および引込用アームの取付けは，次によります。

⑴　引込線がある箇所は，引込直付金物を使用いたします。

なお，低圧ラック金物および変圧器が施設されている場合は，それぞれの下部に取り付けます。

(ﾛ) 次の場合は，引込直付金物にかえて引込用アームを使用いたします。

a　昇降柱経路が確保できない場合

b　ＯＷ引込線がある場合

c　引込柱の同一箇所からの引込線数が３を超過する場合

d　引込幹線と分岐用電線の圧縮接続箇所が多く，引込幹線の縁廻りが過大となって輻輳する場合

(3) 地 中 電 線 路

イ　電線路の施設

低圧または高圧地中電線路の施設方法は，管路式といたします。ただし，次の場合は直接埋設式または暗きょ式によることといたします。

(ｲ) 直 接 埋 設 式

重量車両が通ることがなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

(ﾛ) 暗　き　ょ　式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一の場所に施設する場合

ロ　ケーブルの選定

低圧または高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，原則として次の中から必要最小のものを選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法により，施設条件等を考慮して算定いたします。

種　　類		太さ（㎟）
架橋ポリエチレンケーブル	銅導体	14，22，38，60，100，325，725

ハ　工　事　方　法

技術上，経済上最も適当な方法により行ないます。

ニ　開閉器塔，変圧器塔の施設

⑷　地中電線路の保守上必要な箇所には，開閉器塔を施設いたします。

⑸　変圧器を地上に施設する必要がある場合には，変圧器塔を施設いたします。

4　特別高圧電線路

⑴　一　般　基　準

イ　電圧降下の許容限度

特別高圧電線路における電圧降下の許容限度の標準は，次のとおりといたします。この場合，電線路は，受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口までといたします。

公　称　電　圧（Ｖ）	22,000	66,000	110,000
電圧降下の許容限度（Ｖ）	2,000	6,000	10,000

ロ　経　過　地　等

特別高圧電線路の起点，分岐点の位置および経過地は，将来の見通し，用地および環境面，工事および保守面ならびに経済性等を考慮して選定いたします。

ハ　電線路の種類

特別高圧電線路の種類は，架空電線路といたします。ただし，架空電線路を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合には，地中電線路またはその他の方法によります。

⑵　架　空　電　線　路

イ　電線路の施設

⑴　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の架空電線路との併架，電線張替え等のうち，技術上困難な場合を除き，最も経済的な方法により施設いたします。

⑵　他の特別高圧架空電線路と併架する場合の電線架設順位は，電圧の高いものを上部，電圧の低いものを下部といたします。

⑶　特別高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

ロ　支持物の種類

⑴　特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔といたします。ただし，短期間で撤去される場合または関連系統との協調上，鉄塔とすることが妥当でない場合は，鉄塔以外の支持物を使用することがあります。

⑵　22kＶの特別高圧架空電線路を高圧架空電線路方式で施設する場合（以下「高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路」といいます。）には，原則としてコンクリート柱を使用いたします。

ハ　支持物の設計

特別高圧架空電線路の支持物の設計は，法令で定める電気設備に関する技術基準によるほか，原則として電気学会電気規格調査会標準規格によります。

ニ　標　準　径　間

⑴　特別高圧架空電線路の標準径間は，次によります。

支持物種類	標準径間（m）
鉄　　塔	２００～３００
そ　の　他	１００～１５０

㈡　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路の標準径間は，次によります。

施設地域	標準径間（m）
市　街　地	４０
そ　の　他	５０

ホ　装　　柱

㈠　装柱は経過地，保守の条件等を勘案し，経済的な設計を行ないます。

㈡　下記ト㈠の塩じん害汚損地域区分Ｃ，ＤまたはＥに該当する場合において，がいしを増結するときは，特殊装柱といたします。

㈢　絶縁間隔は，次によります。ただし，がいし装置にアークホーンを取り付ける場合は，アークホーンの性能の面から次の数値を修正して用いることがあります。

電　　圧（ｋＶ）	２２	６６	１１０
所要がいし個数（コ）	２(注)	６	９または10
標準間隔（㎜）	３５０	７４０	１，１００
最小間隔（㎜）	３００	４００	７００
ジャンパー線と腕金との間隔（㎜）	４００	８９０	１，３２０

（注）　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路の所要がいし個数は１コといたします。

ヘ　鉄塔および鉄柱の基礎

コンクリート基礎といたします。

ト　が　　い　　し

㈠　特別高圧架空電線路のがいしは，原則として250㎜標準懸垂がいしとし，所要がいし連結個数はホ㈢によります。ただし，塩じん

害等により汚損する箇所には，塩害対策専門委員会送変電分科会の推奨値および九州における汚損実績を勘案し，次のとおり標準がいし増結，スモッグがいし等を採用いたします。

塩じん害に対する最低必要がいし連結数

汚損地域区分		A	B	C	D	E （海岸のごく近傍）
想定附着等価塩分量 ㎎/下面（中心部を除く）		50	100	200	400	海水のしぶきを対象とし３％塩水，0.3㎜/分水平分を想定
海岸よりの概略距離範囲	台風に対し	50 km程度以上	10～50 km程度	３～10 km程度	０～３ km程度	海岸の地形構造により０～0.3kmまたは０～0.5km
	季節風に対し	10 km程度以上	３～10 km程度	１～３ km程度	０～１ km程度	海岸の地形構造により０～0.3km
工場地域に対して発煙源よりの距離			工場地域周辺等比較的軽度の煙じん害地域	工場地域の中心		
標準懸垂がいし個数	110kV	9	9	9	※ 9	※ 10
	66kV	6	6	6	6	※ 6
	22kV以下	2	2	2	2	3

（注）１　※印はスモッグがいし

２　区分は場所により大幅に異なるので概略の目安を示します。

(ﾛ)　高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路に使用するがいしは，ラインポストがいしまたは長幹がいしといたします。

チ　電線の種類および太さ

(ｲ)　電線の種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，径間長，着雪，経過地等を考慮して，原則として次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類および太さの電線を使用することがあります。

電線種類	公称断面積（㎜^{2}）
アルミ覆鋼心アルミより線（ACSR/AC）	160，240，410，610
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線（TACSR/AC）	160，240，410，610

(ﾛ) 電線の許容電流

電線の許容電流は，次によります。

電 線 種 類	公称断面積（㎟）	許 容 電 流 （ Ａ ）
アルミ覆鋼心アルミより線 (ACSR/AC)	１６０	４６７
	２４０	６０８
	４１０	８４６
	６１０	１，０５９
アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線 (TACSR/AC)	１６０	７２５
	２４０	９５４
	４１０	１，３４９
	６１０	１，７０６

(ﾊ) 高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路の電線は，アルミ絶縁電線といたします。また，電線の太さは次によります。

電 線 種 類	公称断面積（㎟）	許 容 電 流 （ Ａ ）
ア ル ミ 絶 縁 電 線	２００	４７３

リ 架空地線の施設

(ｲ) 鉄塔および鉄柱には，原則として70㎟以上のアルミ覆鋼より線１条の架空地線を施設いたします。ただし，電磁誘導障害または著しい腐食のおそれのある箇所等には，他の電線を使用することがあります。

また，支持物の接地抵抗が高い箇所には，逆閃絡を防止するために，接地棒および埋設地線を施設いたします。

(ﾛ) 高圧架空電線路方式の22kＶの架空電線路には，原則として25

㎜^{2}以上の鋼心アルミより線１条の架空地線を施設いたします。

ヌ　架空電線の地表上の高さ

⑷　特別高圧架空電線の最低地上高は，次によります。ただし，電線路付近に建造物がある場合またはその建設が予定される地域，道路や河川の横断箇所，植林地通過箇所ならびにその他保安および保守上問題がある場合は，標準値に必要な高さを加算した値といたします。

電線地表上の高さ

公称電圧（kV）	地表上の高さ（m）
２２	6
６６	7
１１０	7

⑸　高圧架空電線路方式の22kVの架空電線路の電線の最低地上高は，次によります。

電線地表上の高さ

施設地域	地表上の高さ（m）
市街地	8
その他	6

ル　ブロッキングコイルの施設

電力線搬送を行なっている線路から分岐する場合，搬送への障害が考えられるときは，その分岐点に必要な定格のブロッキングコイルを施設いたします。

ヲ　アークホーンおよびアーマロッドの施設

経過地の状況により，アークホーンおよびアーマロッドを施設いたします。

(3) 地 中 電 線 路

イ　電線路の施設

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式または暗きょ式といたします。ただし，変電所，工場構内等において施設が容易で，かつ，維持上問題がない場所に施設する場合は，直接埋設式とすることがあります。

ロ　ケーブルの選定

特別高圧地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，施設方法等を考慮して，原則として次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上やむをえない場合は，他の種類および太さのケーブルを使用することがあります。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法により，施設条件等を考慮して算定いたします。

ケーブルの種類および太さ

電　圧		心　数	導　体　の　太　さ　(㎟)
22kV	CV	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		単心3個より	100，250，325
66kV	CV	単　　心	600，800，1,000，1,200，1,400，1,600，2,000
		単心3個より	80，100，150，200，250，325，400，500
	OF	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		3　　心	80，100，150，200，250，325，400
110kV	CV	単　　心	600，800，1,000，1,200，1,400，1,600，2,000
		単心3個より	150，200，250，325，400
	OF	単　　心	400，600，800，1,000，1,200
		3　　心	150，200，250，325

ハ　避雷器の施設

ケーブルと架空電線との接続箇所には，ケーブル条長が短い場合に，保護装置として避雷器を施設することがあります。

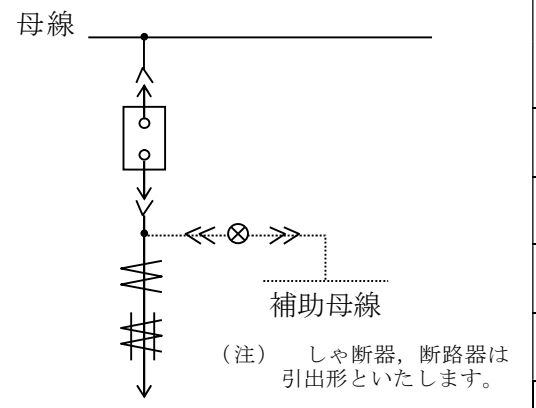
5　高圧変電設備

⑴　一　般　基　準

高圧電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

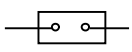
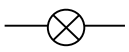
⑵　結　線　方　法

当社変電所引出設備の結線および主要機器取付数の標準は，次のとおりといたします。



機器名	取　付　数	
	単母線	補助母線付
しゃ断器	1　台	1　台
断　路　器	――	1　組
変　流　器	2　台	2　台
零相変流器	1　台	1　台
配　電　盤	1　面	1　面

（注）　点線部分は，補助母線付の場合

凡例	しゃ断器	断　路　器	変流器	零相変流器
				

⑶　し　や　断　器

イ　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流および現に構成され，または将来構成されることが予定されている

系統について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，10年程度先を目標といたします。

⑷　断　　路　　器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑸　変　　流　　器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑹　配　　電　　盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチ，電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための保護装置等，運転に必要な装置を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

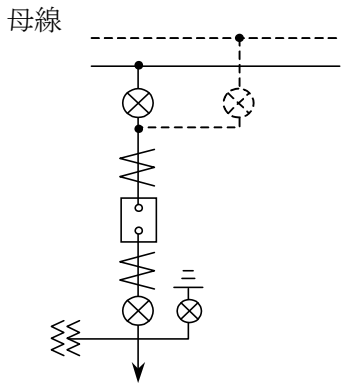
６　特別高圧変電設備

⑴　一　般　基　準

特別高圧電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

⑵　結　線　方　法

当社変電所引出設備の結線および主要機器取付数の標準は，次のとおりといたします。



機器名	取付数	
	単母線	2重母線
しゃ断器	1 台	1 台
断路器	2 組	3 組
変流器	6 台	6 台
計器用変圧器	1 台	1 台
配電盤	1 面	1 面

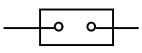
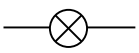
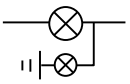
（注）1　点線部分は，2重母線の場合

2　接地装置については線路側に1台設置いたします。ただし，ガス絶縁開閉装置を使用する場合は，しゃ断器の両端にも設置することがあります。

3　変流器については用途および制御回路の構成によって，設置位置の変更もしくは台数の増減または零相変流器の設置をすることがあります。

4　しゃ断器において引出方式を使用する場合には，しゃ断器の両端の断路器を省略いたします。

5　耐雷設計上，線路側に避雷器を設置する場合があります。

凡例	しゃ断器	断路器	接地装置付断路器	変流器	計器用変圧器
					

⑶　し　や　断　器

イ　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じて，最大負荷電流および現に構成され，または将来構成されることが予定されている系統について計算した短絡容量から判断して，必要最小のものを使用いたします。

ロ　将来の系統構成は，10年程度先を目標といたします。

⑷　断　　路　　器

断路器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に

応じ，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑸ 変　　流　　器

変流器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大負荷電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑹ 計 器 用 変 圧 器

計器用変圧器は，当社で一般的に使用しているものの中で，その回路電圧に応じ，最大使用負担から判断して，必要最小のものを使用いたします。

⑺ 配　　電　　盤

配電盤には，原則として電流計，しゃ断器操作用スイッチ，電線路に短絡または地絡を生じた場合に自動的に電路をしゃ断するための保護装置等，運転に必要な装置を取り付けます。また，必要に応じ電力計，無効電力計，電圧計等を取り付けます。

7　電力保安通信設備

⑴ 一　般　基　準

イ　電力保安通信用電話設備の施設

㈠ 電力保安通信用電話設備は，法令等の定めるところにより原則として施設いたします。

㈡ 回線数は，原則として１回線といたします。

ロ　通　信　方　式

電力保安通信用電話設備は，光ファイバ内蔵型架空地線（ＯＰＧＷ），架空電話線（通信ケーブル，光ファイバケーブル），地中電話線（通信ケーブル，光ファイバケーブル），通信線搬送，光搬送またはマイクロ波多重無線による電話設備のうち，技術上，経済上最も適当なものを使用いたします。

ハ　経　　過　　地

経過地は，地理的条件ならびに保安および保守上の問題を考慮して，最も経済的に施設できるように選定いたします。

ニ　電　　話　　機

電話機は，自動式電話または共電式電話を標準として使用いたします。

⑵　架空電話線路

イ　電話線路の施設

架空電話線路は，使用電圧が35,000Ｖ以下の架空電線路への添架または他の架空電話線路への併架により施設いたします。ただし，技術上，経済上適当でない場合は，独立電話線路を施設いたします。

ロ　電話線の種類

架空電話線のうち，通信ケーブルには，原則として電力用規格のポリエチレン絶縁通信ケーブルを使用し，光ファイバケーブルには，原則として電力用規格テープ型光通信ケーブルを使用いたします。

⑶　地中電話線路

イ　施　設　方　法

地中電話線は，原則として管路式または暗きょ式によります。

ロ　ケーブルの種類

地中電話線のうち，通信ケーブルには，原則として電力用規格のポリエチレン絶縁通信ケーブルを使用し，光ファイバケーブルには，原則として電力用規格テープ型光通信ケーブルを使用いたします。

⑷　通信線搬送

送受信装置の伝送方式は，周波数分割方式または時分割方式といたします。

⑸　光　　搬　　送

送受信装置の伝送方式は，時分割方式といたします。

⑹　マイクロ波多重無線

イ　空 中 線 施 設

(ｲ)　空中線は，十分な強度のある鉄塔または鉄柱等の支持物により支持いたします。

(ﾛ)　給電線は，導波管を使用いたします。

ロ　送 受 信 装 置

(ｲ)　使用する周波数帯は，6.5ギガヘルツ帯，7.5ギガヘルツ帯または12ギガヘルツ帯といたします。

(ﾛ)　変調方式は，原則として，４相位相変調方式とし，電力用規格の装置を使用いたします。

(7)　電話設備以外の保安通信設備

保安通信用電話設備以外の通信設備（給電情報伝送装置，保護用信号端局装置等）の施設については，本基準を準用いたします。

託送供給等約款別冊
系統連系技術要件

2023年12月27日 実施

九州電力送配電株式会社

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1

1　目　　的 …… 1

2　適用の範囲 …… 1

3　協　　議 …… 1

Ⅱ　低圧系統連系 …… 3

Ⅱ－1　発電設備等の連系要件 …… 3

4　電　気　方　式 …… 3

5　運転可能周波数 …… 3

6　力　　率 …… 4

7　高　調　波 …… 4

8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4

9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 5

10　不要解列の防止 …… 5

11　保護装置の設置場所 …… 11

12　保護リレーの設置相数 …… 11

13　保護装置の設置 …… 11

14　解　列　箇　所 …… 13

15　接　地　方　式 …… 13

16　直流流出防止変圧器の設置 …… 13

17　電　圧　変　動 …… 14

18　短　絡　容　量 …… 15

19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 …… 15

20　発電設備等の種類 …… 15

21　発　電　機　諸　元 …… 15

22 フ リ ッ カ ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 16
23 サイバーセキュリティ対策 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 17
Ⅱ－２ 需要設備の連系要件 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19
24 電 気 方 式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19
25 力 率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19
26 高 調 波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19
27 フ リ ッ カ ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 19

Ⅲ 高圧系統連系 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 20
Ⅲ－１ 発電設備等の連系要件 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 20
28 電 気 方 式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 20
29 運転可能周波数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 20
30 力 率 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 21
31 高 調 波 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 21
32 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・・・・・・・・・・・・ 21
33 送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 22
34 不要解列の防止 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 22
35 保護装置の設置場所 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 27
36 保護リレーの設置相数 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 27
37 保護装置の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 27
38 解 列 箇 所 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 29
39 自 動 負 荷 制 限 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 30
40 線路無電圧確認装置の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 30
41 接 地 方 式 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 31
42 直流流出防止変圧器の設置 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 31
43 電 圧 変 動 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 31
44 短 絡 容 量 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 33
45 発電機定数・諸元 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 33
46 昇 圧 用 変 圧 器 ・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・・ 35

47　連　絡　体　制 …… 35
48　バンク逆潮流の制限 …… 36
49　フ　リ　ッ　カ …… 36
50　サイバーセキュリティ対策 …… 37
Ⅲ－２　需要設備の連系要件 …… 39
51　電　気　方　式 …… 39
52　力　　率 …… 39
53　保護装置の設置 …… 39
54　高　調　波 …… 39
55　フ　リ　ッ　カ …… 41

Ⅳ　特別高圧系統連系 …… 42
Ⅳ－１　発電設備等の連系要件 …… 42
56　電　気　方　式 …… 42
57　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 42
58　力　　率 …… 43
59　高　調　波 …… 43
60　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制 …… 43
61　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 44
62　不要解列の防止 …… 44
63　保護装置の設置 …… 47
64　再 閉 路 方 式 …… 51
65　保護装置の設置場所 …… 51
66　解　列　箇　所 …… 51
67　保護リレーの設置相数 …… 52
68　自動負荷制限・発電抑制 …… 52
69　線路無電圧確認装置の設置 …… 53
70　発電機運転制御装置の付加 …… 54
71　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施 …… 56

72　直流流出防止変圧器の設置 …… 57
73　電　圧　変　動 …… 57
74　出力変動対策 …… 59
75　短絡・地絡電流対策 …… 60
76　発電機定数・諸元 …… 60
77　昇圧用変圧器 …… 63
78　連　絡　体　制 …… 64
79　電気現象記録装置 …… 65
80　サイバーセキュリティ対策 …… 66
Ⅳ－２　需要設備の連系要件 …… 67
81　電　気　方　式 …… 67
82　力　　率 …… 67
83　保護装置の設置 …… 67
84　線路無電圧確認装置の設置 …… 67
85　連　絡　体　制 …… 68
86　高　調　波 …… 68
87　フ　リ　ッ　カ …… 70
88　電　圧　変　動 …… 70

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件は，託送供給等約款８（契約の要件）⑴ニまたは⑵ハにもとづき，電気設備を当社電力系統（以下「系統」といいます。）に電気的に接続（以下「連系」といいます。）するにあたって，系統の安定運用維持および当社供給設備との技術的協調を図るうえで必要となる技術要件を示したものです。

２　適 用 の 範 囲

⑴　この系統連系技術要件は，発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。

なお，既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時，パワーコンディショナー等の装置切替時または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更が必要となる場合等をいいます。）には，この系統連系技術要件を適用いたします。

また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この系統連系技術要件を適用いたします。

⑵　この系統連系技術要件において，契約者とは，事業場所内の発電設備等または需要設備を系統に連系する者をいいます。

３　協　　議

この系統連系技術要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この系統連系技術要件に定めのない事項も含め，個別に

協議させていただきます。

Ⅱ　低圧系統連系

Ⅱ－１　発電設備等の連系要件

４　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。

⑴　最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

⑵　単相３線式の系統に単相２線式200ボルトの発電設備等を連系する場合に，受電地点のしゃ断器を開放したとき等に負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策または発電設備等を解列する対策を行なう場合

５　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

⑴　連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

⑵　運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，事故時運転継続要件（以下「ＦＲＴ要件」といいます。）の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再

閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。

⑶　逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは，⑵の限りではありません。

６　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

７　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，26（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施

していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

10　不要解列の防止

⑴　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきま

す。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

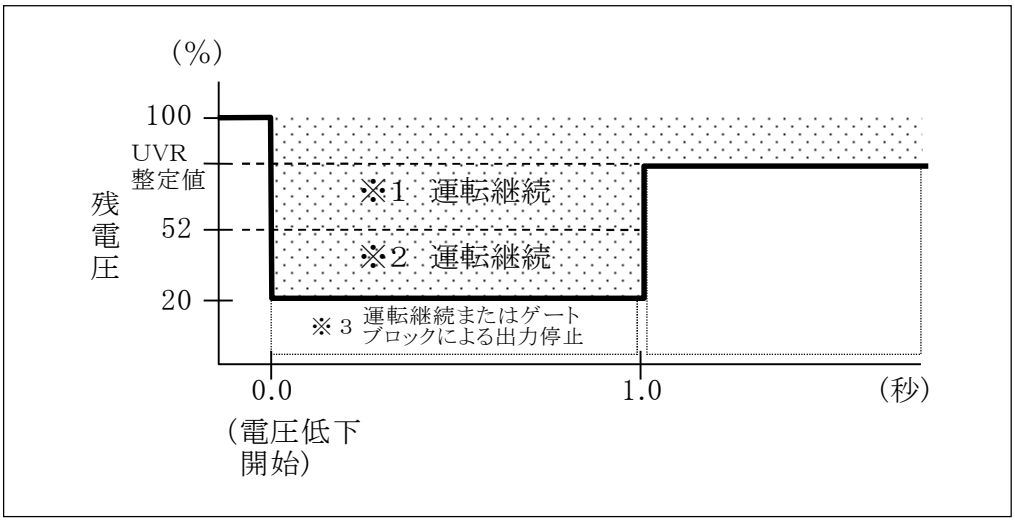
発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン	単機出力２ｷﾛﾜｯﾄ未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
		単機出力２ｷﾛﾜｯﾄ以上10ｷﾛﾜｯﾄ未満※				

<table>
<tr><th colspan="3" rowspan="2">発電設備等</th><th colspan="3">電圧低下</th><th>周波数変動
（運転継続）</th></tr>
<tr><th>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</th><th>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</th><th>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下
（運転継続）</th><th>60ﾍﾙﾂ系統</th></tr>
<tr><td rowspan="2">単相</td><td rowspan="2">複数直流入力システム</td><td>太陽光
＋蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間1.0秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>燃料電池
＋蓄電池
ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ
＋蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td colspan="2">太陽光</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td><td rowspan="4">高圧三相に準ずる</td></tr>
<tr><td colspan="2">蓄電池</td></tr>
<tr><td colspan="2">燃料電池</td></tr>
<tr><td colspan="2">ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
<tr><td colspan="2">風力</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
</table>

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例）

電圧低下耐量

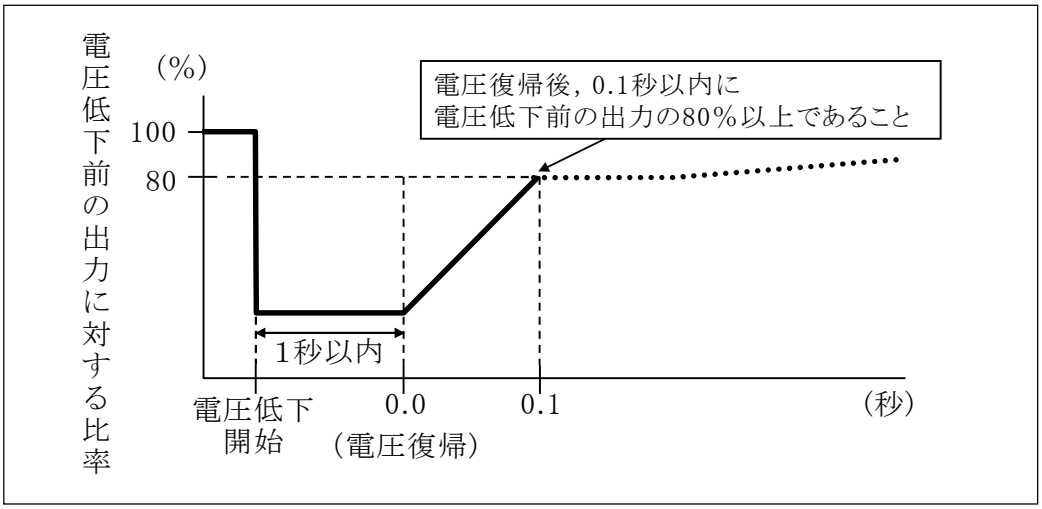


※１　残電圧が52パーセント以上の場合は電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。

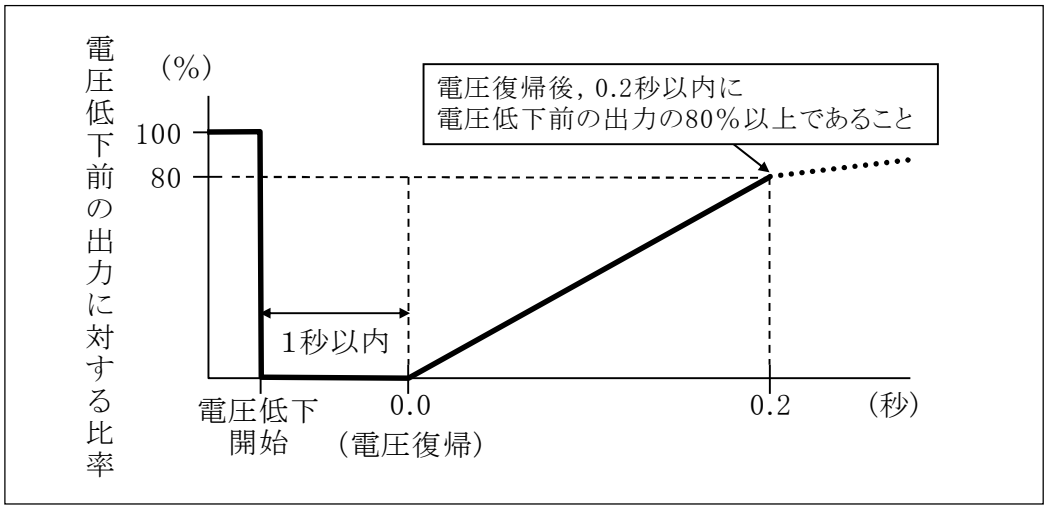
※２　残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合は位相変化がないものといたします。

※３　位相変化をともなわない電圧低下時に限ります。
（位相変化がある場合は解列可）

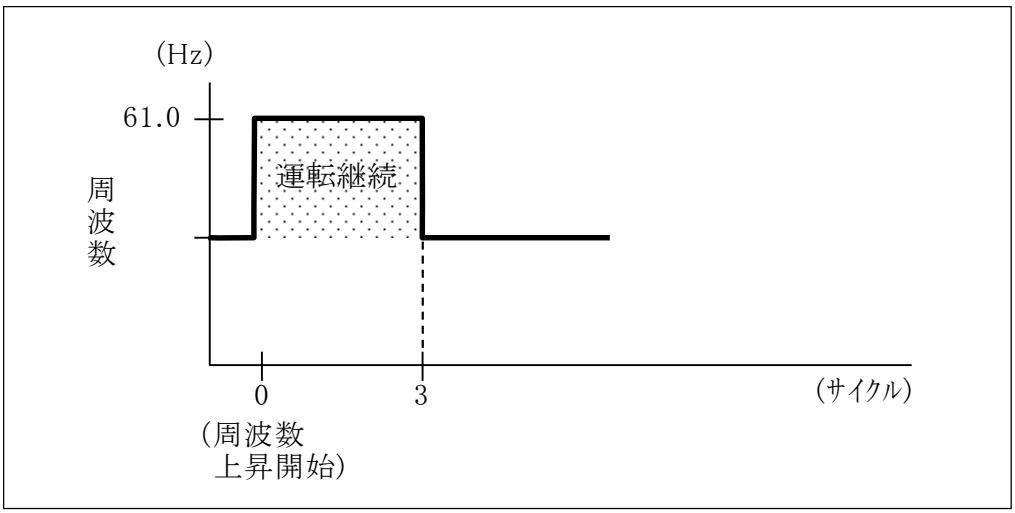
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）



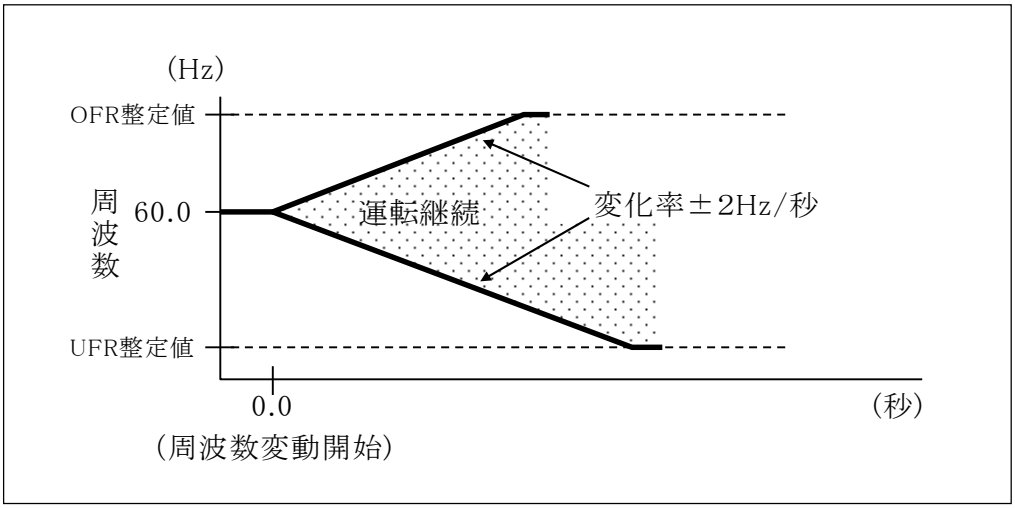
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）



周波数変動耐量（ステップ上昇）



周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）



11　保護装置の設置場所

保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

⑴　過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

⑵　不足電圧リレーおよび短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

⑶　周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式および３相３線式について１相に設置すること。

⑷　逆充電検出の場合は，次のとおりとすること。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，３相３線式については３相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，３相３線式では単相負荷がなければ３相電力の合計とできることといたします。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式および３相３線式については２相に設置すること。

なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

13　保護装置の設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次により保護装置を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場

合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑵　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設備の故障対策用不足電圧リレーまたは過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これにより代用することができます。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑶　高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

⑷　単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレーおよび次のすべての条件を満たす受動的方式および能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状況等を考慮し，確実に単独

運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

14　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

⑴　機械的な開閉箇所２箇所

⑵　機械的な解列箇所１箇所および逆変換装置のゲートブロック

⑶　発電設備等連絡用しゃ断器

15　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であることまたは逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

17 電　圧　変　動

⑴　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能または出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行ないます。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の

対策を行なうこと。

へ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

18　短　絡　容　量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置

単相３線式の電気方式で連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等および負荷設備等の並列点よりも系統側に，３極に過電流引き外し素子を有するしゃ断器を設置していただきます。

20　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

21　発　電　機　諸　元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

22 フ リ ッ カ

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱す

るおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下「ＳＶＣ」といいます。）の設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合等）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置等の対策を行なうこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，周波数フィードバックゲイン，無効電力の注入量の上下限値の変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときは，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

23　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等

を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名および一般加入電話番号または携帯電話番号を通知すること。

Ⅱ－２　　需要設備の連系要件

24　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・３相３線式）と同一としていただきます。

25　力　　率

⑴　需要場所において，電灯または小型機器を使用する場合の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する場合については85パーセント以上に保持していただきます。

⑵　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

26　高　調　波

系統内に著しい高調波を発生するおそれのある場合は，抑制装置を設置していただく等の対策を講じていただきます。

27　フ　リ　ッ　カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

Ⅲ　高圧系統連系

Ⅲ－１　発電設備等の連系要件

28 電気方式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

29 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

⑴ 連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

⑵ 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，ＦＲＴ要件の適用を受ける発電設備等の検出レベルは57.0ヘルツ，それ以外は58.2ヘルツとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒といたします。

⑶ 逆変換装置を用いた発電設備等でＦＲＴ要件の適用を受けない設備および交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは，⑵の限りではありません。

30　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。

なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電地点の力率を系統側からみて遅れ力率80パーセントまで制御できるものといたします。

31　高　　調　　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，54（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

32　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等によ

り出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

33　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

34　不要解列の防止

⑴　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても

単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

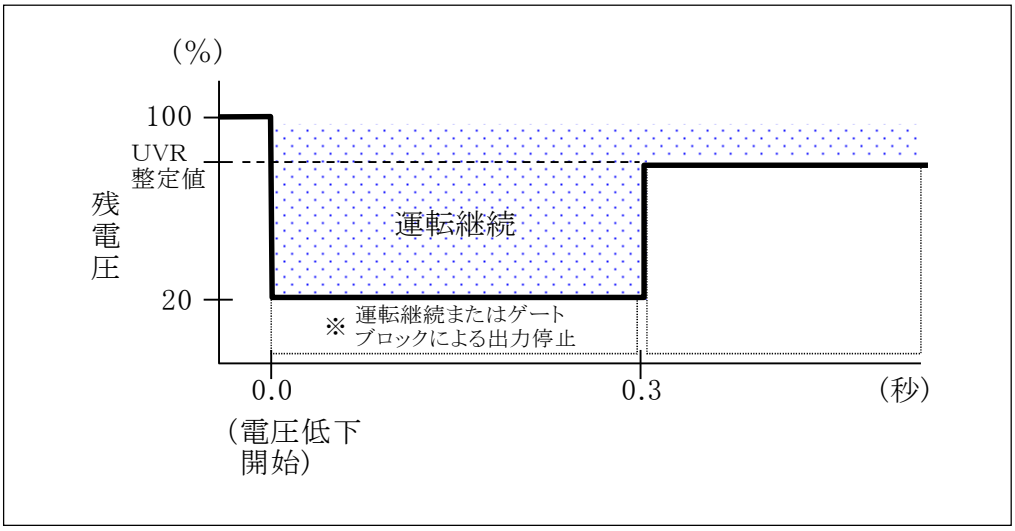
<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20パーセント以上
（運転継続）</td><td>残電圧20パーセント未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）</td><td>残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下
（運転継続）</td><td>60ﾍﾙﾂ系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ</td></tr>
<tr><td rowspan="2">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧０パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，３ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±２ﾍﾙﾂ/秒
（周波数上限）
61.8ﾍﾙﾂ
（周波数下限）
57.0ﾍﾙﾂ</td></tr>
</table>

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
三相	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ（単機出力35ｷﾛﾜｯﾄ以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

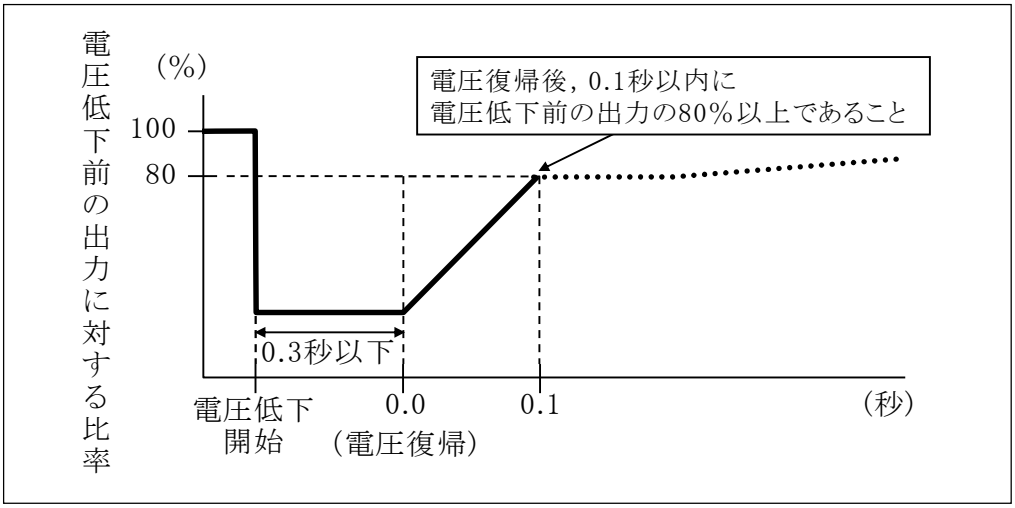
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例）

電圧低下耐量

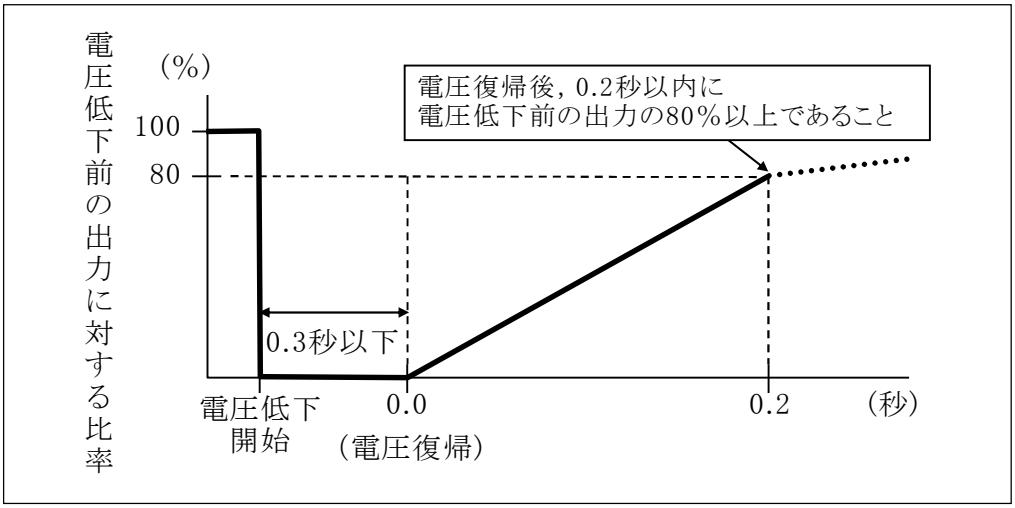


※　三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。

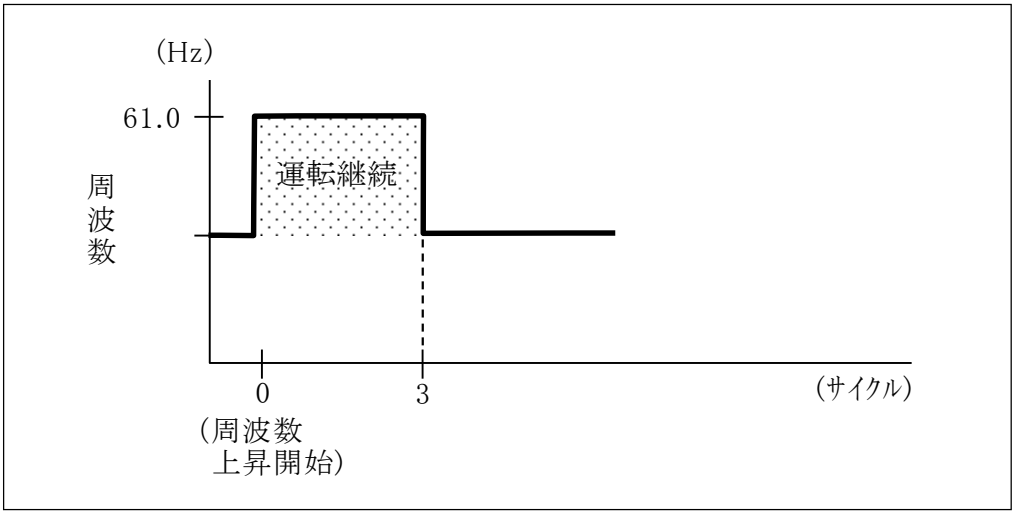
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）



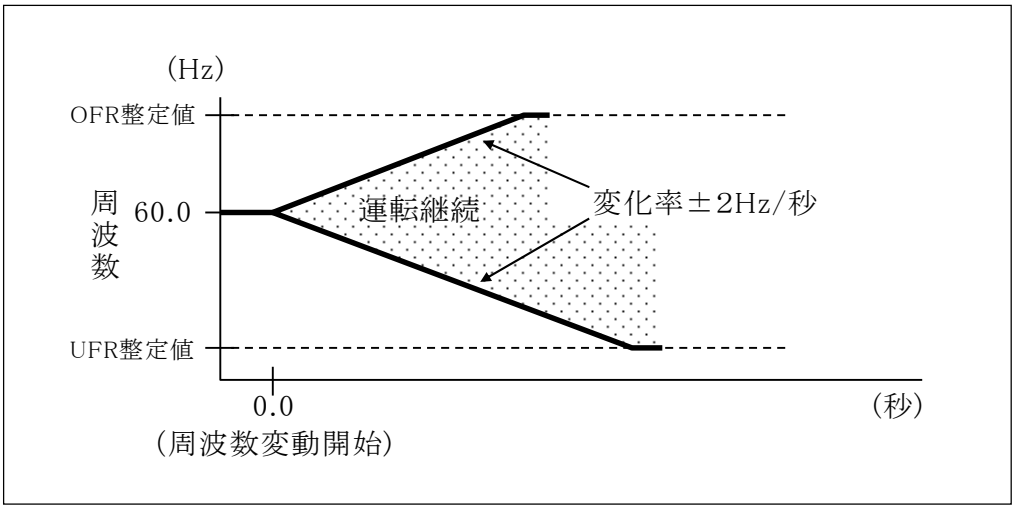
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）



周波数変動耐量（ステップ上昇）



周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）



35　保護装置の設置場所

保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

36　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

⑴　地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは，１相設置とすること。

⑶　短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる場合は，２相設置とすることができることといたします。

⑷　不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができることといたします。

⑸　不足電力リレーは，２相設置とすること。

37　保護装置の設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護装置を設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置していただきます。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置していただきます。

⑵　系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機および逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

⑶　系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略できるものといたします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が検知できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さいとき。

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10キロワット以下のとき。

⑷　逆潮流がある場合の単独運転防止対策

逆潮流がある場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレーおよび不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを設置するとともに，転送しゃ断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含みます。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用線の場合は，周波数上昇リレーは省略できるものといたします。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

イ　連系する系統のインピーダンス，負荷状態等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

⑸　逆潮流がない場合の単独運転防止対策

逆潮流がない場合，単独運転防止のため，逆電力リレーおよび周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用線の場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーで単独運転を高速に検出できるときは，周波数低下リレーを省略できるものといたします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式および能動的方式のそれぞれ１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

38　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

⑴　受電用しゃ断器

⑵　発電設備等出力端しゃ断器またはこれと同等の機能を有する装置

⑶　発電設備等連絡用しゃ断器

⑷　母線連絡用しゃ断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

39　自動負荷制限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線，配電用変圧器等が過負荷となるおそれがある場合には，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

40　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

⑴　専用線による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

⑵　転送しゃ断装置および単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑶　２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限ります。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑷　単独運転検出機能（能動的方式に限ります。）を有する装置および整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別のしゃ断器により連系をしゃ断できる場合

⑸　逆潮流がない場合で，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっているとき。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化することができます。

イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができます。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できます。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できます。

41　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

42　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

43　電　圧　変　動

⑴　常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100ボルトに対しては101±６ボルト，標準電圧200ボルトに対しては202±20ボルトといたします。）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解

列による電圧低下，逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行なっていただきます。

なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強，専用線による連系を行なう等の対策を行ないます。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10パーセント以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行なうこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10パーセントを超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

44　短　絡　容　量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者のしゃ断器のしゃ断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

45　発電機定数・諸元

⑴　発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料

電源種	設備	諸元
共通	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

46 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策，発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

47 連絡体制

発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は次のうちのいずれかを用いることができます。

⑴ 専用保安通信用電話設備

⑵ 電気通信事業者の専用回線電話

⑶ 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

イ 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

ロ　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

ハ　停電時においても通話可能なものであること。

ニ　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。

また，その旨が保安規程上明記されていること。

48　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面および保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電・放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面および保護協調面で問題が生じないよう対策を行なう場合はこの限りではありません。

49　フ　リ　ッ　カ

発電設備等を設置する場合で，発電設備等の頻繁な並解列，出力変動または単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧フリッカ対策等を行なっていただきます。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等の設置，配電線の太線化等による系統インピーダンスの低減等の対策を行なうこと。

なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強等の実施または専用線により連系するものといたします。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統および当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量ならびに正帰還ゲインの大きさとすること。

なお，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の系統状況の変化，発電設備等の連系量増加等によって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量および正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合または発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響のない範囲で，能動信号の変動量，正帰還ゲインの大きさの変更等により，配電線に注入する無効電力の注入量を低減する等の対策を講じること。ただし，ソフトウェアの改修ができない場合等で，対策を講じることができないときについては，機器取り替え，対応時期等を含めて個別に協議させていただきます。

50　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

また，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴ 外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵ 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶ 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ－２　　需要設備の連系要件

51　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

52　力　　率

⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

53　保護装置の設置

発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

54　高　　調　　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

⑴　対象者は6,600ボルトの系統に連系する場合で，使用する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下，この項において「等価容量」といいます。）が

50キロボルトアンペアをこえる発電者，需要者または契約者といたします。

なお，上記の等価容量を算出する場合に対象となる高調波発生機器は，300ボルト以下の系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気および電子機器（家電および汎用品）以外の機器といたします。また，設備の新増設等により，新たに該当することになる場合においても適用するものといたします。

⑵　対象者においては，系統に流出する高調波流出電流の算出を次のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

⑶　系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数ごとに，次表に示す契約受電電力１キロワットあたりの高調波流出電流の上限値に当該契約受電電力（キロワットを単位といたします。）を乗じた値といたします。

⑷　⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値をこえる場合には，発電者，需要者または契約者において高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア／キロワット）

受電電圧	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6,600ボルト	3.5	2.5	1.6	1.3	1.0	0.90	0.76	0.70

55 フ リ ッ カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

Ⅳ　特別高圧系統連系

Ⅳ－１　発電設備等の連系要件

56 電 気 方 式

発電設備等の電気方式は最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

57 運転可能周波数・並列時許容周波数

⑴ 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数および運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

イ 連続運転可能周波数

58.2ヘルツを超え61.2ヘルツ以下

ロ 運転可能周波数

57.0ヘルツ以上61.8ヘルツ以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2ヘルツでは10分程度以上，57.6ヘルツでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0ヘルツとし，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。ただし，協調が取れる範囲の最大値は，２秒以上といたします。

⑵ 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。

なお，並列時許容周波数は，標準周波数＋0.1ヘルツ以下（設定可能範囲は，標準周波数＋0.1ヘルツから＋1.0ヘルツまでといたします。）といたします。ただし，離島等，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

58 力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。

なお，発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90パーセントから進み力率95パーセントとしていただきます。

また，逆潮流がない場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ力率85パーセント以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

59 高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。

また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，86（高調波）に準じた対策を実施していただきます。

60 需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセン

トから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。

なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。

また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

61　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

62　不要解列の防止

⑴　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系

統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって，単独運転が認められないときには，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

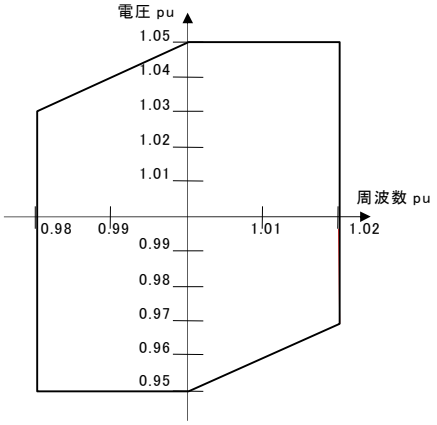
⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

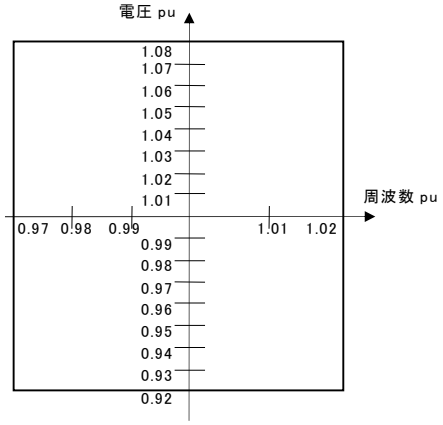
なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし，周波数変動範囲に対しては，57（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。

63　保護装置の設置

⑴　発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレーおよび不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

⑵　系統側事故対策

イ　短　絡　保　護

系統の短絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

⑺　同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。

なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リ

レーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機または逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置していただきます。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができることといたします。

ロ　地　絡　保　護

系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

なお，当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であって

も，その後構内の負荷状況の変更，電力系統の変更等によって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなったときには，発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の責任において，地絡過電圧リレーを設置していただきます。

ハ　保護装置の系列数

当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただく場合があります。

(ｲ)　保護装置の二系列化

(ﾛ)　後備保護との組合せ

(3)　単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーまたは転送しゃ断装置を設置していただきます。この場合，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40パーセント程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。ただし，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。

なお，必要により周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーに加えて転送しゃ断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧および位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーを

設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

⑷　事故波及防止対策

系統事故等による発電設備等の脱調，周波数異常，設備過負荷，電圧異常等を防止するため，必要により次の事故波及防止リレーを設置していただく場合があります。

イ　系統安定化装置

ロ　脱調分離リレー

ハ　周波数リレー

ニ　過負荷保護リレー

ホ　不足電圧リレー

ヘ　転送しゃ断装置

⑸　構内設備事故対策

構内設備事故対策として，発電者，需要者または契約者の需要場所または事業場所における構内設備の短絡事故時または地絡事故時に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

⑹　事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響および電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点および同一電圧階級設備の遮断器ならびに保護リレーの動作時間を次のとおりとしていただきます。

イ　遮　　断　　器

２サイクル以内

ロ　保護リレー（短絡・地絡事故除去用）

２サイクル以内

なお，上記を基本として，中性点直接接地系統以外を含めて，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

64 再 閉 路 方 式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用するときは，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。

65 保護装置の設置場所

保護装置は，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

66 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。

なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

⑴ 受電用しゃ断器

⑵ 発電設備等出力端しゃ断器

⑶ 発電設備等連絡用しゃ断器

⑷ 母線連絡用しゃ断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチをしゃ断装置として適用することはできません。

ただし，母線保護リレー装置が動作した場合には，同一母線に接続された送電線および連系用変圧器等をすべてしゃ断していただきます。

67　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

⑴　地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレーおよび地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

⑵　過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレーおよび逆電力リレーは１相設置とすること。

⑶　不足電力リレーは２相設置とすること。

⑷　短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線選択リレーおよび地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

68　自動負荷制限・発電抑制

⑴　自動負荷制限・発電抑制

イ　発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線，変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行なっていただきます。

また，系統事故等により他の送電線，変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度，周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電しゃ断もしくは発電増出力（揚水しゃ断および蓄電池の充電停止を含みます。）を行なっていただくことがあります。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ロ　出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池は，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，イは適用いたしません。

⑵　Ｎ　－　１　電　制

あらかじめ当社が指定した送配電線１回線，変圧器１台その他の電力設

備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に施設する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を施設することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持および運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の施設を求めることがあります。この場合，発電者は，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の施設その他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

69　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。

なお，22,000ボルトの系統に連系する場合は，必要に応じて設置いたします。

ただし，逆潮流がない場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，しゃ断器および制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているときは，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。この場合，次のいずれかにより簡素化することができます。

⑴　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができます。

⑵　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できます。

⑶　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場

合，１系列目と２系列目を兼用できます。

70　発電機運転制御装置の付加

⑴　系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。

なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS（Power System Stabilizer）

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

⑵　周波数調整のための機能

火力発電設備および混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除きます。）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。

なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転

タービンの調速機（以下「ガバナ」といいます。）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.2ヘルツを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

100,000キロワット以上の火力発電設備は，周波数58.8ヘルツまでは発電機出力を低下せず，周波数58.8ヘルツ以下については，1.2ヘルツ低下するごとに５パーセント以内の出力低下に抑えること，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりといたします。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行なうことがあります。

	発電機定格出力	100,000キロワット以上	
		ガスタービン発電設備（GT）およびガスタービンコンバインドサイクル発電設備（GTCC）	その他の火力発電設備および混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	５パーセント以下	５パーセント以下
	GF幅※1	５パーセント以上（定格出力基準）	３パーセント以上（定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始，10秒以内にGF幅の出力変化完了※7	
	LFC幅	±５パーセント以上（定格出力基準）	±５パーセント以上（定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC変化速度※2	５パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始※7	60秒以内に出力変化開始※7
	EDC+LFC変化速度	10パーセント/分以上（定格出力基準）	１パーセント/分以上（定格出力基準）
	最低出力※3※4（定格出力基準）	50パーセント以下 DSS 機能具備※5	30パーセント以下

※１　GTおよびGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力５パーセント以上，その他の発電機については定格出力の３パーセント以上を確保。定格出力付近等の要件を満たせない出力帯について別途協議。

※２　定格出力付近のオーバーシュート防止または低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※３　気化ガス（BOG）処理等により最低出力を満たせない場合には別途協議。

※４　EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。

※５　日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列から並列まで８時間以内で可能なこと。

※６　地域資源バイオマス発電設備を除きます。

※７　記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値，LFC増/減指令，運転可能出力帯〔バンド〕指令）を受信する機能および必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力〔GTおよびGTCCのみ〕，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障，運転可能出力帯〔バンド〕状態）を送信する機能を具備していただきます。

⑶　早期再並列のための機能

定格出力の合計が400,000キロワット以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。

⑷　電圧調整のための機能

イ　220,000ボルト以上の系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が110,000ボルト以下の発電者の発電機でも，必要により，イと同じ機能を具備していただくことがあります。

71　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置し

ていただきます。

また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策および地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。

⑴　110,000ボルト以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

⑵　220,000ボルト以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

72　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。この場合，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

なお，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

⑴　逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

⑵　逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

73　電　圧　変　動

⑴　常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１パーセントから２パーセント以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

なお，22,000ボルトの系統と連系する場合の電圧の適正値は，その系統に連系されている低圧の需要において101±６ボルトまたは202±20ボルトといたします。

⑵　瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２パーセントを目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２パーセント程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をしていただきます。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２パーセントを目安といたします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いていただきます。

ヘ　発電設備等の出力変動または頻繁な並解列による電圧変動により他

者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるときまたは適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制または並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

なお，電圧フリッカ対策要否の判定基準例は，受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45ボルト以下（当該設備のみの場合は，0.23ボルト以下）に維持することといたします。

⑷ 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣの設置，サイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

⑸ 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，ＳＶＣ等を設置すること。

⑶ そ　の　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

74 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備（風力発電設備の場合に限ります。）を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

⑴ 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10パーセント以下となるよう対策を行なうこと。

なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模な発電場所については，対策を別途協議することといたします。

⑵ 高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行なうこと。

また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行なうこと。

⑶ 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。

なお，調定率は，２パーセントから５パーセントまでの範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.2ヘルツ以下といたします。

75 短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者のしゃ断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

76 発電機定数・諸元

⑴ 連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策，短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

⑵ 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式

電源種	設備	諸元
共通	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置

電源種	設備	諸元
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力ごと）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護59Ｖ／Ｆブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック

電源種	設備	諸元
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（キロワット/{立方メートル/秒}）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

77 昇圧用変圧器

連系系統および電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調等の面から，昇圧用変圧器のインピーダ

ンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）等を指定させていただく場合があります。

78 連 絡 体 制

⑴ 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の構内事故および系統側の事故等により，連系用しゃ断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者の技術員駐在箇所等との間には，保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，22,000ボルト以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ 専用保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

⑺ 発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

⑻ 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

㈠　停電時においても通話可能なものであること。

㈡　災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列または運転を停止すること。

また，その旨が保安規程上明記されていること。

⑵　特別高圧電線路と連系する場合には，当社と発電者，発電設備等を系統連系する需要者または契約者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョンおよびテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用しゃ断器の開閉状態※1
	連系用しゃ断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	電圧・無効電力の制御モード※2

情報種別	情報内容
テレメータ	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	代表風車地点の風向・風速※3
	発電最大能力値※4（風力発電設備の場合）

※１　慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備１台ごとに設置していただきます。

※２　電圧無効電力制御を行なう場合は必要に応じて収集いたします。

※３　ナセルで計測する風向・風速

※４　運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮いたします。）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数といたします。

79　電気現象記録装置

発電機の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電

圧，電流，電力等の計測値を連続的に記録し，当社へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等を含みます。）を設置していただくことがあります。

80　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，電力制御システムセキュリティガイドラインに準拠した対策を講じていただきます。

なお，上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化等を行なうために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

⑴　外部ネットワークその他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

⑵　発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

⑶　発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅳ－２　　需要設備の連系要件

81　電　気　方　式

需要設備の電気方式は，連系する系統の電気方式（交流３相３線式）と同一としていただきます。

82　力　　率

⑴　供給地点の力率は，原則として，85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

⑵　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

83　保護装置の設置

⑴　発電者，需要者または契約者の電気設備の故障および需要場所または事業場所に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただきます。

⑵　連系された系統に短絡または地絡事故が生じた場合に自動的に事故を除去するための保護装置を設置していただくことがあります。この場合，接続する系統と同一の保護装置を設置していただきます。

84　線路無電圧確認装置の設置

69（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。

85 連　絡　体　制

⑴　当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。ただし，22,000ボルトの系統と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができるものといたします。

イ　電力保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

⑷　発電者，需要者または契約者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員所在箇所へつながる単番方式といたします。）とし，変電設備等の保守監視場所に常時設置されているものとすること。

⑸　話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

⑹　停電時においても通話可能なものであること。

⑵　当社との間に，系統運用上等必要となる情報（開閉機器の開閉状態，有効および無効電力等）を収集できるよう給電情報伝送装置（スーパービジョン，テレメータ等）を必要に応じて設置することといたします。

86 高　　調　　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。

⑴　対象となる発電者，需要者または契約者

イ　対象となる発電者，需要者または契約者は，次のいずれかに該当する発電者，需要者または契約者（以下「対象者」といいます。）といたします。

⑷　22,000ボルトの系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，その施設する高調波発生機器の種類ごとの高調波発生率を考慮した容量（以下，この項において「等価容量」といいます。）の合計が300キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者

⑸　66,000ボルト以上の系統から受電する発電者，需要者または契約者であって，等価容量の合計が2,000キロボルトアンペアを超える発電者，需要者または契約者

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300ボルト以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20アンペア／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　対象者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって対象者に該当することになる場合においても適用いたします。

⑵　高調波流出電流の算出

対象者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器ごとの定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数ごとに合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

⑶　高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高

調波の次数ごとに，次表に示す需要者の契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値に当該対象者の契約電力（キロワット単位といたします。）を乗じた値といたします。

⑷　高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，⑵の高調波流出電流が，⑶の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

契約電力１キロワット当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：ミリアンペア／キロワット）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22,000ボルト	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66,000ボルト	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
110,000ボルト	0.35	0.25	0.16	0.13	0.10	0.09	0.07	0.07
220,000ボルト	0.17	0.12	0.08	0.06	0.05	0.04	0.03	0.03

87　フ　リ　ッ　カ

電気炉，溶接機等の特殊負荷等により，系統内の電圧に変動を与えるおそれのある場合は，負荷に応じた抑制装置を設置していただきます。

88　電　圧　変　動

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流発生にともなう瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

電気事業法施行規則第 19 条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第41回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年４月26日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，2022年12月21日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，2023年12月末までに導入する整理がなされたことおよび第46回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年11月15日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧対比表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

託 送 供 給 等 約 款　新 旧 対 比 表

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
託 送 供 給 等 約 款 **2023年４月１日 実施** **九 州 電 力 送 配 電 株 式 会 社**	**託 送 供 給 等 約 款** **2023年~~4~~12月~~1~~27日 実施** **九 州 電 力 送 配 電 株 式 会 社**

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）

託　送　供　給　等　約　款
目　　次

Ⅰ　総　　則 …… Ⅰ－1
1　適　　用 …… Ⅰ－1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… Ⅰ－2
3　定　　義 …… Ⅰ－2
4　代表契約者の選任 …… Ⅰ－9
5　託送供給等に関する取扱い …… Ⅰ－10
6　単位および端数処理 …… Ⅰ－10
7　実　施　細　目 …… Ⅰ－11

Ⅱ　契約の申込み …… Ⅱ－1
8　契　約　の　要　件 …… Ⅱ－1
9　検討および契約の申込み …… Ⅱ－4
10　契約の成立および契約期間 …… Ⅱ－13
11　託送供給等の開始 …… Ⅱ－14
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… Ⅱ－15
13　電気方式，電圧および周波数 …… Ⅱ－15
14　発電場所および需要場所 …… Ⅱ－17
15　供給および契約の単位 …… Ⅱ－20
16　承　諾　の　限　界 …… Ⅱ－24
17　契　約　書　の　作　成 …… Ⅱ－25

Ⅲ　料　　金 …… Ⅲ－1
18　料　　金 …… Ⅲ－1
19　接続送電サービス …… Ⅲ－3
20　臨時接続送電サービス …… Ⅲ－33
21　予備送電サービス …… Ⅲ－45
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… Ⅲ－47
23　接続対象計画差対応電力 …… Ⅲ－49
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… Ⅲ－50
25　給電指令時補給電力 …… Ⅲ－51

現　行（2023年４月１日実施）		変　更　後（2023年12月27日実施予定）	
Ⅳ　料金の算定および支払い	Ⅳ - 1	**Ⅳ　料金の算定および支払い**	Ⅳ - 1
26　料金の適用開始の時期	Ⅳ - 1	26　料金の適用開始の時期	Ⅳ - 1
27　検　針　日	Ⅳ - 1	27　検　針　日	Ⅳ - 1
28　料金の算定期間	Ⅳ - 3	28　料金の算定期間	Ⅳ - 3
29　計　量	Ⅳ - 4	29　計　量	Ⅳ - 4
30　電力および電力量の算定	Ⅳ - 5	30　電力および電力量の算定	Ⅳ - 5
31　損　失　率	Ⅳ - 18	31　損　失　率	Ⅳ - ~~18~~25
32　料金の算定	Ⅳ - 18	32　料金の算定	Ⅳ - ~~18~~25
33　支払義務の発生および支払期日	Ⅳ - 21	33　支払義務の発生および支払期日	Ⅳ - ~~21~~28
34　料金その他の支払方法	Ⅳ - 24	34　料金その他の支払方法	Ⅳ - ~~24~~31
35　保　証　金	Ⅳ - 26	35　保　証　金	Ⅳ - ~~26~~33
36　連帯責任	Ⅳ - 28	36　連帯責任	Ⅳ - ~~28~~35
Ⅴ　供　給	Ⅴ - 1	**Ⅴ　供　給**	Ⅴ - 1
37　託送供給等の実施	Ⅴ - 1	37　託送供給等の実施	Ⅴ - 1
38　給電指令の実施等	Ⅴ - 5	38　給電指令の実施等	Ⅴ - 5
39　適正契約の保持等	Ⅴ - 10	39　適正契約の保持等	Ⅴ - ~~10~~11
40　契約超過金	Ⅴ - 11	40　契約超過金	Ⅴ - 11
41　力率の保持	Ⅴ - 12	41　力率の保持	Ⅴ - 12
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	Ⅴ - 13	42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施	Ⅴ - 13
43　託送供給等にともなう協力	Ⅴ - 14	43　託送供給等にともなう協力	Ⅴ - 14
44　託送供給等の停止	Ⅴ - 14	44　託送供給等の停止	Ⅴ - ~~14~~15
45　託送供給等の停止の解除	Ⅴ - 16	45　託送供給等の停止の解除	Ⅴ - ~~16~~17
46　託送供給の停止期間中の料金	Ⅴ - 17	46　託送供給の停止期間中の料金	Ⅴ - 17
47　違　約　金	Ⅴ - 17	47　違　約　金	Ⅴ - 17
48　損害賠償の免責	Ⅴ - 17	48　損害賠償の免責	Ⅴ - ~~17~~18
49　設備の賠償	Ⅴ - 18	49　設備の賠償	Ⅴ - ~~18~~19
Ⅵ　契約の変更および終了	Ⅵ - 1	**Ⅵ　契約の変更および終了**	Ⅵ - 1
50　契約の変更	Ⅵ - 1	50　契約の変更	Ⅵ - 1
51　名義の変更	Ⅵ - 2	51　名義の変更	Ⅵ - 2
52　契約の廃止	Ⅵ - 3	52　契約の廃止	Ⅵ - 3
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	Ⅵ - 4	53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算	Ⅵ - 4
54　解　約　等	Ⅵ - 9	54　解　約　等	Ⅵ - 9
55　契約消滅後の債権債務関係	Ⅵ - 10	55　契約消滅後の債権債務関係	Ⅵ - 10

現　行（2023年４月１日実施）		変　更　後（2023年12月27日実施予定）	
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事	Ⅶ - 1	**Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事**	Ⅶ - 1
56　受電地点，供給地点および施設	Ⅶ - 1	56　受電地点，供給地点および施設	Ⅶ - 1
57　架 空 引 込 線	Ⅶ - 3	57　架 空 引 込 線	Ⅶ - 3
58　地 中 引 込 線	Ⅶ - 4	58　地 中 引 込 線	Ⅶ - 4
59　連接引込線等	Ⅶ - 6	59　連接引込線等	Ⅶ - 6
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	Ⅶ - 7	60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法	Ⅶ - 7
61　引込線の接続	Ⅶ - 7	61　引込線の接続	Ⅶ - 7
62　計量器等の取付け	Ⅶ - 8	62　計量器等の取付け	Ⅶ - 8
63　通信設備の施設	Ⅶ - 9	63　通信設備の施設	Ⅶ - 9
64　専用供給設備	Ⅶ - 10	64　専用供給設備	Ⅶ - 10
65　電流制限器等の取付け	Ⅶ - 12	65　電流制限器等の取付け	Ⅶ - 12
Ⅷ　工事費の負担	Ⅷ - 1	**Ⅷ　工事費の負担**	Ⅷ - 1
66　受電地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 1	66　受電地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 1
67　受電用計量器等の工事費負担金	Ⅷ - 6	67　受電用計量器等の工事費負担金	Ⅷ - 6
68　会社間連系設備の工事費負担金	Ⅷ - 7	68　会社間連系設備の工事費負担金	Ⅷ - 7
69　供給地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 7	69　供給地点への供給設備の工事費負担金	Ⅷ - 7
70　工事費負担金の申受けおよび精算	Ⅷ - 17	70　工事費負担金の申受けおよび精算	Ⅷ - ~~17~~18
71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け	Ⅷ - 20	71　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け	Ⅷ - 20
72　臨 時 工 事 費	Ⅷ - 21	72　臨 時 工 事 費	Ⅷ - 21
73　工事費負担金契約書の作成	Ⅷ - 22	73　工事費負担金契約書の作成	Ⅷ - 22
Ⅸ　保　　安	Ⅸ - 1	**Ⅸ　保　　安**	Ⅸ - 1
74　保 安 の 責 任	Ⅸ - 1	74　保 安 の 責 任	Ⅸ - 1
75　保安等に対する発電者および需要者の協力	Ⅸ - 1	75　保安等に対する発電者および需要者の協力	Ⅸ - 1
76　調　　査	Ⅸ - 2	76　調　　査	Ⅸ - 2
77　調査等の委託	Ⅸ - 2	77　調査等の委託	Ⅸ - 2
78　調査に対する需要者の協力	Ⅸ - 3	78　調査に対する需要者の協力	Ⅸ - 3
79　検査または工事の受託	Ⅸ - 3	79　検査または工事の受託	Ⅸ - 3
80　自家用電気工作物	Ⅸ - 3	80　自家用電気工作物	Ⅸ - 3
附　　則	附則 - 1	**附　　則**	附則 - 1
別　　表	別表 - 1	**別　　表**	別表 - 1

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 ⑴　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。 ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 ⑴　接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 なお，４（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは，代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。 ⑵　振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 ⑴　受電側接続検討の申込み イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。 ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 ⑴　接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 なお，４（代表契約者の選任）により代表契約者を選任されたときは，代表契約者に対するすべての契約者の委任状をあわせて提出していただきます。 ⑵　振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる当社以外の一般送配電事業者または

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供　給　地　点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ)　発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　予備送電サービスの希望の有無 h　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者に対して送電系統の容量を確保したことによって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき (2)　供給側接続事前検討の申込み イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。 ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 (ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点	配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供　給　地　点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ)　発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　予備送電サービスの希望の有無 h　発電量調整供給の開始希望日 ハ　検討期間および検討料 (ｲ)　当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ)　当社は，１受電地点１検討につき22万円を検討料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，検討料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，検討料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき (2)　供給側接続事前検討の申込み イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。 ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 (ｲ)　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
㈡　契約電力，契約電流または契約容量 ㈢　供給地点における供給電気方式および供給電圧 ㈣　負荷設備または主開閉器 ㈤　接続供給の開始希望日および使用期間 ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。 ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。 ⑶　需要抑制量調整供給事前検討の申込み イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。 ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 ㈠　需要抑制契約者の名称 ㈡　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。） ㈢　需要抑制量調整供給の開始希望日 ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。 ⑷　契約の申込み 契約者は，⑴ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ㈢の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）⑴ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）⑵ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑶ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者が	㈡　契約電力，契約電流または契約容量 ㈢　供給地点における供給電気方式および供給電圧 ㈣　負荷設備または主開閉器 ㈤　接続供給の開始希望日および使用期間 ハ　負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。 ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。 ⑶　需要抑制量調整供給事前検討の申込み イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。）をいたします。 ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。 ㈠　需要抑制契約者の名称 ㈡　需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。） ㈢　需要抑制量調整供給の開始希望日 ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。 ⑷　契約の申込み 契約者は，⑴ロ㈠または㈡の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，⑴ロ㈢の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）⑴ヘおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）⑵ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）⑶ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者が

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
この約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の写しの提出を不要と判断するときは，当該承諾書の写しの提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行います。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑶イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ　接続供給の場合 ⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 ⑵　供給地点における供給電気方式および供給電圧 ⑶　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等 ⑷　契約電力，契約電流または契約容量 ⑸　契約受電電力 ⑹　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別 ⑺　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値 ⑻　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	この約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の写しの提出を不要と判断するときは，当該承諾書の写しの提出を省略することができるものといたします。 なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑴チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行います。 また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ，電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，⑴の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律〔以下「再エネ海域利用法」といいます。〕第13条第２項第10号に規定する選定事業者〔以下「選定事業者」といいます。〕を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし，需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）⑶イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。 イ　接続供給の場合 ⑴　需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点 ⑵　供給地点における供給電気方式および供給電圧 ⑶　需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等 ⑷　契約電力，契約電流または契約容量 ⑸　契約受電電力 ⑹　希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別 ⑺　接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値 ⑻　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
㈰　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	㈰　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
㈱　連　絡　体　制	㈱　連　絡　体　制
㈲　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間 なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。	㈲　20（臨時接続送電サービス）を希望される場合の契約使用期間 なお，負荷設備，契約電力，契約電流または契約容量については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。
ロ　振替供給の場合	ロ　振替供給の場合
㈠　契約者の名称	㈠　契約者の名称
㈡　連　絡　体　制	㈡　連　絡　体　制
㈢　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容	㈢　当社が小売電気事業，一般送配電事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る当社以外の一般送配電事業者または配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容
㈣　振替供給の開始希望日	㈣　振替供給の開始希望日
ハ　発電量調整供給の場合	ハ　発電量調整供給の場合
㈠　契約受電電力	㈠　契約受電電力
㈡　発電量調整受電計画電力	㈡　発電量調整受電計画電力
㈢　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値	㈢　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値
㈣　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値	㈣　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値
㈤　連　絡　体　制	㈤　連　絡　体　制
ニ　需要抑制量調整供給の場合	ニ　需要抑制量調整供給の場合
㈠　需要抑制契約者の名称	㈠　需要抑制契約者の名称
㈡　需要抑制量調整受電計画電力	㈡　需要抑制量調整受電計画電力
㈢　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値	㈢　需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需要抑制の予定電力量といたします。）の最小値
㈣　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値	㈣　需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値
㈤　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）	㈤　需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）
㈥　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称	㈥　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称
㈦　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）㈣イまたはロ	㈦　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）㈣イまたはロ
㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の	㈧　電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
名称および調達量の計画値 (ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日 (ﾙ)　連　絡　体　制 なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。	名称および調達量の計画値 (ﾘ)　電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値 (ﾇ)　需要抑制量調整供給の開始希望日 (ﾙ)　連　絡　体　制 なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。
(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(5)　当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，当日等の利用分および翌日等の利用分に限り，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	(6)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，	(7)　当社は，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項（当社以外の一般送配電事業者の連系線の利用に係る事項を含みます。）について，

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。	当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく連系線の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。 なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。 また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。
⑻　契約者，発電契約者，発電者および需要者が電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある場合は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，契約者，発電契約者，発電者および需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにし，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。	⑻　契約者，発電契約者，発電者および需要者が電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある場合は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，契約者，発電契約者，発電者および需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにし，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
25　給電指令時補給電力 ⑴　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）⑷により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ⑵　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	**25　給電指令時補給電力** ⑴　契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）⑷により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ⑵　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）⑸または⑹により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅳ　　料金の算定および支払い	**Ⅳ　　料金の算定および支払い**
30　電力および電力量の算定	**30　電力および電力量の算定**
（　省　略　）	（　省　略　）
⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量	⑱　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。
イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。	イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合~~で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに~~は，次の~~式により~~⑺，⑽および⑾によって算定された値といたします。~~ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~ ~~発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量~~

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	㈠　㈡ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が㈣ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ㈡　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，㈡ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ａ　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 ｂ　38（給電指令の実施等）㈡イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 ｃ　38（給電指令の実施等）㈡ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 ｄ　38（給電指令の実施等）㈡への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 ㈢　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，㈡ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 ａ　38（給電指令の実施等）㈡イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）㈡ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕⑵ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕⑵への場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 d　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 e　38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵への出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 ⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	－38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	⑲　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，⑵イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，⑵イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，⑵ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が⑷ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合~~または~~，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，⑵ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
38　給電指令の実施等	**38　給電指令の実施等**
⑴　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）⑶トにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。	⑴　当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）⑶トにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。
⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，必要に応じて，契約者，発電契約者，発電者または需要者にお知らせいたします。	⑵　当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。この場合，当社は，必要に応じて，契約者，発電契約者，発電者または需要者にお知らせいたします。
イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合	イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合
ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合	ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合
ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合	ハ　系統全体の需要が大きく低下し，調整電源による対策の実施にもかかわらず，原子力発電または水力発電等を抑制する必要が生じた場合
ニ　振替供給の場合，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。	ニ　振替供給の場合，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。
	ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧から二階級の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
	ヘ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統および当社以外の一般送配電事業者との会社間連系点に至る供給設備以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。
ホ　その他電気の需給上または保安上必要がある場合	~~ホ~~ト　その他電気の需給上または保安上必要がある場合
⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロまたはホのとき	⑶　当社は，低圧で受電または供給する場合で，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたは

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
には，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 　なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。	~~ホ~~トのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 　なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。
⑷　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部が中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。	⑷　当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部が中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が，系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。
⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロまたはホの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	⑸　当社は，発電量調整供給において，⑵イ，ロ，ホ，ヘまたは~~ホ~~トの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	⑹　当社は，発電量調整供給において，⑵ハの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。
⑺　当社は，⑵イ，ロ，ハ，ホまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。	⑺　当社は，⑵イ，ロ，ハ，~~ホ~~トまたは⑶によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。 イ　低圧で供給する場合または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
㈠　割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 ㈢　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 ㈠　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 ㈢　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。 ａ　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力	㈠　割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。 ㈢　制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。 ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合 ㈠　割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）⑴イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。 ㈡　割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。 ㈢　制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式により修正したうえで合計いたします。 ａ　接続供給電力を制限した場合 $H' = H \times \frac{D-d}{D}$ H′　＝　修正時間（10分未満となる場合も延べ時間に算入いたします。） H　＝　制限時間 D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値	d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値
b　接続供給電力量を制限した場合	b　接続供給電力量を制限した場合
$H' = H \times \frac{A-B}{A}$	$H' = H \times \frac{A-B}{A}$
H′＝　修正時間	H′＝　修正時間
H　＝　制限時間	H　＝　制限時間
A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）	A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量（需要者の平常操業時の接続供給電力量の実績等にもとづき算定される推定接続供給電力量といたします。）
B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量	B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量
c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。	c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。
⑻　⑺による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。	⑻　⑺による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。この場合の１月につき１日とは，１暦月の１暦日における１回の工事による制限または中止の時間といたします。 なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。
⑼　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，⑺および⑻に準じて割引を行ない料金を算定いたします。	⑼　予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，⑺および⑻に準じて割引を行ない料金を算定いたします。
⑽　当社は，⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。	⑽　当社は，⑵イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅷ　工事費の負担	**Ⅷ　工事費の負担**
66　受電地点への供給設備の工事費負担金 ⑴　受電側接続設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。 ⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備によって受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他標準設計をこえる設計で受電に必要な供給設備を施設する場合 また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。	**66　受電地点への供給設備の工事費負担金** ⑴　受電側接続設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別冊に定める標準設計基準による設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。 ⑵　受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，標準設計をこえる設計で受電地点への供給設備を施設する場合とは，次のいずれかに該当する場合をいいます。 a　標準設計をこえる電線または支持物等を施設する場合 b　架空受電側接続設備によって受電できるにもかかわらず，地中受電側接続設備を施設する場合 c　標準設計による受電側接続設備以外の受電側接続設備により受電する場合 d　その他標準設計をこえる設計で受電に必要な供給設備を施設する場合 また，この場合も⑴の工事費負担金を申し受けます。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
㈡　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。	㈡　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。
㈠　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額	㈠　受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）66（受電地点への供給設備の工事費負担金）⑵イ㈠ａただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額
新増加契約受電電力１キロワットにつき　１，３２０円００銭	新増加契約受電電力１キロワットにつき　１，３２０円００銭
ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。	ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）⑵によるものといたします。
⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	⑶　受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金 イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備の施設）によって実費を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，もしくは契約受電電力を増加される場合または受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，⑵イ㈠，㈡および⑶にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（⑵イ㈣により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。	⑷　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，もしくは契約受電電力を増加される場合または受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，⑵イ㈠，㈡および⑶にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（⑵イ㈣により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。
⑸　工事費の算定	⑸　工事費の算定
⑴，⑵，⑶および⑷の場合の工事費は，次により算定いたします。	⑴，⑵，⑶および⑷の場合の工事費は，次により算定いたします。
イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。	イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。
㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。	㈠　標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費，建設分担関連費およびその他の費用を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 また，算定にあたっては，次のとおりといたします。
㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。	㈡　材料費は，払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。
㈣　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	㈣　土地費（電気事業会計規則に定められた固定資産土地として計上される金額をいいます。）は，工事費に含みません。ただし，架空電線路の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
㈢　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。	㈢　架空電線路の経過地に建造物の構築，竹木の植栽等電線路に支障を及ぼす行為を行なわないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。
㈱　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。	㈱　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。
㈵　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。	㈵　建設分担関連費は，工事期間が12月以上を要し，かつ，工事費が50億円以上の場合に限り，工事費に含みます。
ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 なお，⑵イ㈠の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。	ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 なお，⑵イ㈠の標準設計工事費をこえる金額は，実際工事費から標準設計工事費を差し引いたものといたします。
ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線	ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 工事費×使用回線数／施設回線数 (ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合 工事費×使　用　孔　数／施設孔数－予備孔数	数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ)　鉄塔を利用して電気を受電する場合 工事費×使用回線数／施設回線数 (ﾛ)　管路等を利用して電気を受電する場合 工事費×使　用　孔　数／施設孔数－予備孔数
ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，施設後３年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は，その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕，その他の場合はその設備の使用開始の日から３年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。	ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，施設後３年以内（その供給設備について法令に定められた検査を要する場合は，その設備の検査合格の日〔仮合格の場合は仮合格の日といたします。〕，その他の場合はその設備の使用開始の日から３年目の同月同日の前日までの期間をいいます。）の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。
ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，施設後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）とみなします。	ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，施設後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。
ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。	ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。
(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。	(6)　受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。 ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。
イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。	イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。
ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。	ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。
(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けま	(7)　特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けま

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
す。 なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。	す。 なお，この場合の工事費負担金は，⑵の場合に準じて算定いたします。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
附　　則	**附　　則**
１　実　施　期　日 この約款は，2023年４月１日から実施いたします。	**１　実　施　期　日** この約款は，2023年~~４~~12月~~１~~27日から実施いたします。
４　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） ⑴　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ⑵　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 ⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）⑵に準じて契約を変更していただくことがあります。 ⑷　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。 ⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生	**４　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）** ⑴　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ⑵　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 ⑶　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されることにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）⑵に準じて契約を変更していただくことがあります。 ⑷　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。 ⑸　⑴により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，再生

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。	イ　８（契約の要件）⑵イは，適用いたしません。
ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）⑵にかかわらず，18（料金）⑵に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。	ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈠およびロ㈠にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡およびロ㈡にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵イ㈡に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈡に準じて算定したものの合計といたします。
ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごと	ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ~~ただし~~なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）⑵ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
に算定される金額といたします。	ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
この場合，25（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，25（給電指令時補給電力）⑵ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）⑵ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 ⑴　28（料金の算定期間） ⑵　32（料　金　の　算　定） ⑶　33（支払義務の発生および支払期日） ⑷　34（料金その他の支払方法） ⑸　35（保　　証　　金） ⑹　47（違　　約　　金） ⑺　54（解　　約　　等）	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 ⑴　28（料金の算定期間） ⑵　32（料　金　の　算　定） ⑶　33（支払義務の発生および支払期日） ⑷　34（料金その他の支払方法） ⑸　35（保　　証　　金） ⑹　47（違　　約　　金） ⑺　54（解　　約　　等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
チ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	~~チ~~リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
リ　チで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	~~リ~~ヌ　~~チ~~リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
ヌ　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	~~ヌ~~ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	(6)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。	イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。
ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。	ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといたします。
(ｲ)　28（料金の算定期間）	(ｲ)　28（料金の算定期間）
(ﾛ)　32（料 金 の 算 定）	(ﾛ)　32（料 金 の 算 定）
(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）	(ﾊ)　33（支払義務の発生および支払期日）
(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）	(ﾆ)　34（料金その他の支払方法）
(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）	(7)　(1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。 イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合 ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　計　　量 当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 ニ　37（託送供給等の実施）(3)ホは，適用いたしません。 ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。 (8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気	を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。 イ　適　　用 次のいずれかに該当する場合に適用いたします。 (ｲ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合 (ﾛ)　特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合 ロ　供給および契約の単位 当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。 ハ　計　　量 当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型等計量器および複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型等計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型等計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。 ニ　37（託送供給等の実施）(3)ホは，適用いたしません。 ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。 なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。 (8)　契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。 イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電により得られる電気

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。	の量に占めるバイオマスを変換して得られる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。
ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)ホに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。	ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。
ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。	ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。
(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。	(9)　その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。
５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置	**５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置**
(1)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。	(1)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。
１キロワット時につき　４５円６２銭	１キロワット時につき　４５円６２銭
	ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。
(2)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，	(2)　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
23（接続対象計画差対応電力）⑵ロ㈠または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠にかかわらず，次のとおりといたします。	23（接続対象計画差対応電力）⑵ロ㈠または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）⑵ロ㈠にかかわらず，次のとおりといたします。
１キロワット時につき　１７円７９銭	１キロワット時につき　１７円７９銭
12　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置	**12　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置**
⑴　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置	⑴　需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置
イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。	イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。
イ　適用範囲	イ　適用範囲
契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。	契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）⑵ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。
㈠　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間	㈠　軽負荷期（毎年４月１日から５月31日までおよび10月１日から11月30日までの期間をいいます。）における毎日午前８時から午後４時までの時間
㈡　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間	㈡　その他期（軽負荷期以外の期間をいいます。）における土曜日，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，12月30日および12月31日の午前８時から午後４時までの時間
㈢　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）	㈢　再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）
ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出	ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出
㈠　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。	㈠　契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。
㈡　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。	㈡　原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。
ハ　接続送電サービス契約電力	ハ　接続送電サービス契約電力
接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。	接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）⑵ニによって定めた値といたします。
なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使	なお，19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
用されたその１月の最大需要電力は，その１月の最大需要電力から19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給の供給分につき，契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)に準じて算定いたします。 ホ　そ　の　他 (ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。 ⑵　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の昼間時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キ	用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）⑵ニの不足電力の補給の供給分につき，契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。 ニ　接続送電サービス料金 この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）⑶ロ(ｲ)ｃ(a)，(ﾛ)ｃ(a)，ハ(ｲ)ｃ(a)または(ﾛ)ｃ(a)に準じて算定いたします。 ホ　そ　の　他 (ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。 (ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この特別措置の適用をしないことがあります。 ⑵　１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置 イ　19（接続送電サービス）⑷の適用を受ける供給地点において，需要者が土曜日もしくは軽負荷期における平日の昼間時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，土曜日，軽負荷期における平日の昼間時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）⑷にかかわらず，19（接続送電サービス）⑶によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）⑷イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）⑷イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キ

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
ロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱いの適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 (ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。 ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	ロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。 (ﾊ)　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱いの適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 (ﾆ)　この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ハに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ハに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。 ロ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。 (ｲ)　ピークシフト割引額 ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうロのピークシフト電力は，(ﾛ)のピークシフト電力といたします。 (ﾛ)　ピークシフト電力 ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット）等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
㈠　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）⑵ロもしくはイ㈡またはロ㈡にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。	㈠　１年を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。 なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。 ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）⑵ロもしくはイ㈡またはロ㈡にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力等およびその他最大電力等ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。 なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかにピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。
	14　給電指令時補給電力料金に係る特別措置 38（給電指令の実施等）⑵への場合で，連系に係る受電側接続検討申込書類を当社が2023年１月31日までに受領し，当該受電側接続検討を当社が2023年３月31日までに受け付けたノンファーム電源（ローカル系統の増強に要する工事費負担金を当社が申し受けた発電設備等に限ります。以下「みなしファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，25（給電指令時補給電力）⑵ニ，30（電力および電力量の算定）⑱ロおよび⑲ロにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
14　バランシンググループの設定に係る特別措置 （　省　略　）	**~~14~~15　バランシンググループの設定に係る特別措置** （　省　略　）
⑷　料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 ㈠　適　　用 発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）⑸	⑷　料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 ㈠　適　　用 発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）⑸

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
㈡　発電量調整受電計画差対応電力	㈡　発電量調整受電計画差対応電力
a　発電量調整受電計画差対応補給電力	a　発電量調整受電計画差対応補給電力
⒜　適　用　範　囲	⒜　適　用　範　囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。
⒝　発電量調整受電計画差対応補給電力料金	⒝　発電量調整受電計画差対応補給電力料金
発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に⒞の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に⒞の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
⒞　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価	⒞　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価
発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
b　発電量調整受電計画差対応余剰電力	b　発電量調整受電計画差対応余剰電力
⒜　適　用　範　囲	⒜　適　用　範　囲
30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。	30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の⑸ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。
⒝　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金	⒝　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に⒞の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に⒞の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
⒞　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価	⒞　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価
発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力	ロ　接続対象計画差対応電力
需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりとい	需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりとい

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
たします。 (ｲ)　適　　用 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	たします。 (ｲ)　適　　用 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ)　接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　接続対象計画差対応余剰電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
㈠　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 ㈡　需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 ㈠　契約者に係る給電指令時補給電力料金	㈠　適　　用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 ㈡　需要抑制量調整受電計画差対応電力 a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a)　適　用　範　囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c)　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 ㈠　契約者に係る給電指令時補給電力料金

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ⑷　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，⑸チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）⑷または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ⑷　発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）⑸または⑹もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ｃに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にｄの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，⑸チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）⑸により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	による制限を受けるものとして当社の供給区域において売買取引を行なうものに限ります。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
⑸　電力および電力量の算定	⑸　電力および電力量の算定
（　省　略　）	（　省　略　）
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の⑴，⑵および⑶によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。~~30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~ ⑴　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量	~~発電量調整受電計画差対応補給電力量~~ ~~＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量~~ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	㈡　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。 ㈢　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵トの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⑻　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⑹　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵トによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）⑵への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 ⒜　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量－発電量調整受電電力量 ⒝　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
	－38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）⑵ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）⑵イ，ロ，ハまたはトによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝発電量調整受電計画電力量 －38（給電指令の実施等）⑵ホによる出力抑制対象電力量 －38（給電指令の実施等）⑵へによる出力抑制対象電力量 －発電量調整受電電力量
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点に	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社~~または~~もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社~~または~~もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社~~または~~もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~，38（給電指令の実施等）⑵イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）⑵ホの場合で，発電量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
おける30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。	調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）⑵への場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。
発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量	発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝発電量調整受電電力量－発電量調整受電計画電力量
（　省　略　）	（　省　略　）
⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）	⑻　発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）
イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。	イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑴にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。
ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。	ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が2016年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。
⑴　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ロにかかわら	⑴　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ロにかかわら

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
ず，18（料金）⑵に定める料金，⑷により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。	ず，18（料金）⑵に定める料金，⑷により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。
⑷　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	⑷　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
⑸　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	⑸　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）⑸トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	⑹　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，⑷にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	設備〕）⑹ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
	⑼　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置
	イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等
	離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，⑷イ㈡ａ(c)，⑷ロ㈡ａ(c)，⑷ハ㈡ａ(c)または⑷ニ(ｲ)ｄもしくは⑷ニ㈡ｄにかかわらず，次のとおりといたします。
	１キロワット時につき　４５円６２銭
	ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。
	ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等
	離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，⑷イ㈡ｂ(c)，⑷ロ㈡ｂ(c)または⑷ハ㈡ｂ(c)にかかわらず，次のとおりといたします。
	１キロワット時につき　１７円７９銭
	⑽　給電指令時補給電力料金に係る特別措置
	38（給電指令の実施等）⑵への場合で，みなしファーム電源（配電事業者の約款に定めるみなしファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，⑷ニ㈡ｄ，⑸チおよび⑸リにおいて，当該発電設備等をファーム電源として取り扱います。
⑼　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	~~⑼~~⑾　その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
15　近接性評価割引額の算定についての特別措置	**~~15~~16　近接性評価割引額の算定についての特別措置**
⑴　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備	⑴　契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。	を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。
イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。	イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。
ロ　契約者が，附則14（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則14（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。	ロ　契約者が，附則~~14~~15（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則~~14~~15（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。
ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則14〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。	ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則~~14~~15〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ａの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ｲ)ｂの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。
⑵　契約者が，附則14（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則14（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。	⑵　契約者が，附則~~14~~15（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則~~14~~15（バランシンググループの設定に係る特別措置）⑸ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）⑵ロ(ﾊ)の接続　対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。
16　Ｎ－１電制の実施についての特別措置	**~~16~~17　Ｎ－１電制の実施についての特別措置**
（　省　略　）	（　省　略　）
17　料金についての切替措置	~~**17　料金についての切替措置**~~
2023年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたしま	~~2023年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたしま~~

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
す。 　なお，電力量料金は，料金の算定期間における2023年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。	~~す。~~ ~~　なお，電力量料金は，料金の算定期間における2023年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~

現　行（2023年４月１日実施）

別　　表

４　負荷設備の入力換算容量

⑴　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高　力　率　型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低　力　率　型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ　オ　ン　管　灯

2次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
３，０００	３０	８０	３０
６，０００	６０	１５０	６０
９，０００	１００	２２０	１００
１２，０００	１４０	３００	１４０
１５，０００	１８０	３５０	１８０

変　更　後（2023年12月27日実施予定）

別　　表

４　負荷設備の入力換算容量

⑴　照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）	入力（ﾜｯﾄ）
高　力　率　型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×150ﾊﾟｰｾﾝﾄ	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×125ﾊﾟｰｾﾝﾄ
低　力　率　型	管灯の定格消費電力（ﾜｯﾄ）×200ﾊﾟｰｾﾝﾄ	

ロ　ネ　オ　ン　管　灯

2次電圧（ﾎﾞﾙﾄ）	換　算　容　量		
	入　力（ﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）		入力（ﾜｯﾄ）
	高　力　率　型	低　力　率　型	
３，０００	３０	８０	３０
６，０００	６０	１５０	６０
９，０００	１００	２２０	１００
１２，０００	１４０	３００	１４０
１５，０００	１８０	３５０	１８０

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
９９９以下	４０	４０
1,１４９以下	６０	６０
1,５５６以下	７０	７０
1,７５９以下	８０	８０
2,３６８以下	１００	１００

⑵　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

⑴　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

⑵　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
３５以下	――	１６０	出力（ワット）×133.0パーセント
４５以下	――	１８０	
６５以下	――	２３０	
１００以下	２５０	３５０	
２００以下	４００	５５０	
４００以下	６００	８５０	
５５０以下	９００	1,２００	
７５０以下	1,０００	1,４００	

ハ　スリームラインランプ

管の長さ（ミリメートル）	換算容量	
	入力（ボルトアンペア）	入力（ワット）
９９９以下	４０	４０
1,１４９以下	６０	６０
1,５５６以下	７０	７０
1,７５９以下	８０	８０
2,３６８以下	１００	１００

⑵　誘導電動機

イ　単相誘導電動機

⑴　出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

⑵　出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
３５以下	――	１６０	出力（ワット）×133.0パーセント
４５以下	――	１８０	
６５以下	――	２３０	
１００以下	２５０	３５０	
２００以下	４００	５５０	
４００以下	６００	８５０	
５５０以下	９００	1,２００	
７５０以下	1,０００	1,４００	

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
ロ　３相誘導電動機	ロ　３相誘導電動機
換算容量（入力〔キロワット〕）	換算容量（入力〔キロワット〕）
出力（馬力）　×　９３．３パーセント	出力（馬力）　×　９３．３パーセント
出力（ｷﾛﾜｯﾄ）×１２５．０パーセント	出力（ｷﾛﾜｯﾄ）×１２５．０パーセント
⑶　レントゲン装置 レントゲン装置の換算容量は，次によります。 なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。	⑶　レントゲン装置 レントゲン装置の換算容量は，次によります。 なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

現　行（2023年４月１日実施）

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流（短時間定格電流）（ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ）	換算容量(入力)（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		2
	1.5ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 3ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		3

変　更　後（2023年12月27日実施予定）

装置種別（携帯型および移動型を含みます。）	最高定格管電圧（ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流（短時間定格電流）（ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ）	換算容量(入力)（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 50ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 100ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過 1,000ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式診察用装置	コンデンサ容量 0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		1
	0.75ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		2
	1.5ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 3ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下		3

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
⑷　電 気 溶 接 機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本工業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント ロ　イ以外の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント ⑸　そ　　の　　他 イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。	⑷　電 気 溶 接 機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本~~工業~~産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝最大定格１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント ロ　イ以外の場合 入力（ｷﾛﾜｯﾄ）＝実測した１次入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）×70パーセント ⑸　そ　　の　　他 イ　⑴，⑵，⑶および⑷によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。 ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。 ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

託送供給等約款別冊標準設計基準　新旧対比表

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
託送供給等約款別冊 標準設計基準 2023年４月１日 実施 九州電力送配電株式会社	託送供給等約款別冊 標準設計基準 2023年~~4~~12月~~1~~27日 実施 九州電力送配電株式会社

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
１　目　　的 ⑴　この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。 　この基準に定めのない事項については，法令で定める電気設備に関する技術基準，その他の法令，当社の設計基準等にもとづき技術上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。 ⑵　地形上その他周囲の状況から，この基準によりがたい場合で特別な施設を要する場合は，⑴にかかわらず技術上適当と認められる特殊な設計によることができるものとし，その設計を標準設計といたします。 ⑶　材料および機器の規格は，日本工業規格，電力用規格等の規格に準じます。	**１　目　　的** ⑴　この標準設計基準（以下「この基準」といいます。）は，託送供給等約款Ⅷ（工事費の負担）に規定する工事費の算定に適用いたします。 　この基準に定めのない事項については，法令で定める電気設備に関する技術基準，その他の法令，当社の設計基準等にもとづき技術上適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。 ⑵　地形上その他周囲の状況から，この基準によりがたい場合で特別な施設を要する場合は，⑴にかかわらず技術上適当と認められる特殊な設計によることができるものとし，その設計を標準設計といたします。 ⑶　材料および機器の規格は，日本~~工業~~産業規格，電力用規格等の規格に準じます。

託送供給等約款別冊系統連系技術要件　新旧対比表

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
託送供給等約款別冊 **系統連系技術要件** **2023年４月１日 実施** **九州電力送配電株式会社**	**託送供給等約款別冊** **系統連系技術要件** **2023年~~4~~12月~~1~~27日 実施** **九州電力送配電株式会社**

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）

託送供給等約款別冊　系統連系技術要件
目　　次

現　行（2023年４月１日実施）		変　更　後（2023年12月27日実施予定）	
Ⅰ　総　　則	1	Ⅰ　総　　則	1
1　目　　的	1	1　目　　的	1
2　適用の範囲	1	2　適用の範囲	1
3　協　　議	1	3　協　　議	1
Ⅱ　低圧系統連系	3	Ⅱ　低圧系統連系	3
Ⅱ－１　発電設備等の連系要件	3	Ⅱ－１　発電設備等の連系要件	3
4　電気方式	3	4　電気方式	3
5　運転可能周波数	3	5　運転可能周波数	3
6　力　　率	4	6　力　　率	4
7　高　調　波	4	7　高　調　波	4
8　需給バランス制約による発電出力の抑制	4	8　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	4
9　不要解列の防止	5	9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	5
10　保護装置の設置場所	11	~~9~~10　不要解列の防止	5
11　保護リレーの設置相数	11	~~10~~11　保護装置の設置場所	11
12　保護装置の設置	11	~~11~~12　保護リレーの設置相数	11
13　解列箇所	13	~~12~~13　保護装置の設置	11
14　接地方式	13	~~13~~14　解列箇所	13
15　直流流出防止変圧器の設置	13	~~14~~15　接地方式	13
16　電圧変動	14	~~15~~16　直流流出防止変圧器の設置	13
17　短絡容量	15	~~16~~17　電圧変動	14
18　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置	15	~~17~~18　短絡容量	15
19　発電設備等の種類	15	~~18~~19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置	15
20　発電機諸元	15	~~19~~20　発電設備等の種類	15
21　フリッカ	16	~~20~~21　発電機諸元	15
22　サイバーセキュリティ対策	17	~~21~~22　フリッカ	16
Ⅱ－２　需要設備の連系要件	19	~~22~~23　サイバーセキュリティ対策	17
23　電気方式	19	Ⅱ－２　需要設備の連系要件	19
24　力　　率	19	~~23~~24　電気方式	19
25　高　調　波	19	~~24~~25　力　　率	19
26　フリッカ	19	~~25~~26　高　調　波	19
		~~26~~27　フリッカ	19

現　行（2023年４月１日実施）		変　更　後（2023年12月27日実施予定）	
Ⅲ　高圧系統連系	20	Ⅲ　高圧系統連系	20
Ⅲ－１　発電設備等の連系要件	20	Ⅲ－１　発電設備等の連系要件	20
27　電　気　方　式	20	~~27~~28　電　気　方　式	20
28　運転可能周波数	20	~~28~~29　運転可能周波数	20
29　力　　率	21	~~29~~30　力　　率	21
30　高　調　波	21	~~30~~31　高　調　波	21
31　需給バランス制約による発電出力の抑制	21	~~31~~32　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	21
32　不要解列の防止	22	33　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	22
33　保護装置の設置場所	26	~~32~~34　不要解列の防止	22
34　保護リレーの設置相数	26	~~33~~35　保護装置の設置場所	~~26~~27
35　保護装置の設置	27	~~34~~36　保護リレーの設置相数	~~26~~27
36　解　列　箇　所	28	~~35~~37　保護装置の設置	27
37　自動負荷制限	29	~~36~~38　解　列　箇　所	~~28~~29
38　線路無電圧確認装置の設置	29	~~37~~39　自動負荷制限	~~29~~30
39　接　地　方　式	30	~~38~~40　線路無電圧確認装置の設置	~~29~~30
40　直流流出防止変圧器の設置	30	~~39~~41　接　地　方　式	~~30~~31
41　電　圧　変　動	31	~~40~~42　直流流出防止変圧器の設置	~~30~~31
42　短　絡　容　量	32	~~41~~43　電　圧　変　動	31
43　発電機定数・諸元	32	~~42~~44　短　絡　容　量	~~32~~33
44　昇圧用変圧器	34	~~43~~45　発電機定数・諸元	~~32~~33
45　連　絡　体　制	34	~~44~~46　昇圧用変圧器	~~34~~35
46　バンク逆潮流の制限	35	~~45~~47　連　絡　体　制	~~34~~35
47　フ　リ　ッ　カ	36	~~46~~48　バンク逆潮流の制限	~~35~~36
48　サイバーセキュリティ対策	37	~~47~~49　フ　リ　ッ　カ	36
Ⅲ－２　需要設備の連系要件	38	~~48~~50　サイバーセキュリティ対策	37
49　電　気　方　式	38	Ⅲ－２　需要設備の連系要件	~~38~~39
50　力　　率	38	~~49~~51　電　気　方　式	~~38~~39
51　保護装置の設置	38	~~50~~52　力　　率	~~38~~39
52　高　調　波	38	~~51~~53　保護装置の設置	~~38~~39
53　フ　リ　ッ　カ	40	~~52~~54　高　調　波	~~38~~39
		~~53~~55　フ　リ　ッ　カ	~~40~~41

現　行（2023年４月１日実施）		変　更　後（2023年12月27日実施予定）	
Ⅳ　特別高圧系統連系	41	Ⅳ　特別高圧系統連系	~~41~~42
Ⅳ－１　発電設備等の連系要件	41	Ⅳ－１　発電設備等の連系要件	~~41~~42
54　電　気　方　式	41	~~54~~55　電　気　方　式	~~41~~42
55　運転可能周波数・並列時許容周波数	41	~~55~~56　運転可能周波数・並列時許容周波数	~~41~~42
56　力　　率	42	~~56~~57　力　　率	~~42~~43
57　高　調　波	42	~~57~~58　高　調　波	~~42~~43
58　需給バランス制約による発電出力の抑制	42	~~58~~59　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制	~~42~~43
59　不要解列の防止	43	61　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制	44
60　保護装置の設置	46	~~59~~62　不要解列の防止	~~43~~44
61　再閉路方式	50	~~60~~63　保護装置の設置	~~46~~47
62　保護装置の設置場所	50	~~61~~64　再閉路方式	~~50~~51
63　解　列　箇　所	50	~~62~~65　保護装置の設置場所	~~50~~51
64　保護リレーの設置相数	51	~~63~~66　解　列　箇　所	~~50~~51
65　自動負荷制限・発電抑制	51	~~64~~67　保護リレーの設置相数	~~51~~52
66　線路無電圧確認装置の設置	52	~~65~~68　自動負荷制限・発電抑制	~~51~~52
67　発電機運転制御装置の付加	53	~~66~~69　線路無電圧確認装置の設置	~~52~~53
68　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施	55	~~67~~70　発電機運転制御装置の付加	~~53~~54
69　直流流出防止変圧器の設置	56	~~68~~71　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施	~~55~~56
70　電　圧　変　動	56	~~69~~72　直流流出防止変圧器の設置	~~56~~57
71　出力変動対策	58	~~70~~73　電　圧　変　動	~~56~~57
72　短絡・地絡電流対策	59	~~71~~74　出力変動対策	~~58~~59
73　発電機定数・諸元	59	~~72~~75　短絡・地絡電流対策	~~59~~60
74　昇圧用変圧器	62	~~73~~76　発電機定数・諸元	~~59~~60
75　連　絡　体　制	63	~~74~~77　昇圧用変圧器	~~62~~63
76　電気現象記録装置	64	~~75~~78　連　絡　体　制	~~63~~64
77　サイバーセキュリティ対策	65	~~76~~79　電気現象記録装置	~~64~~65
Ⅳ－２　需要設備の連系要件	66	~~77~~80　サイバーセキュリティ対策	~~65~~66
78　電　気　方　式	66	Ⅳ－２　需要設備の連系要件	~~66~~67
79　力　　率	66	~~78~~81　電　気　方　式	~~66~~67
80　保護装置の設置	66	~~79~~82　力　　率	~~66~~67
81　線路無電圧確認装置の設置	66	~~80~~83　保護装置の設置	~~66~~67
82　連　絡　体　制	67	~~81~~84　線路無電圧確認装置の設置	~~66~~67
83　高　調　波	67	~~82~~85　連　絡　体　制	~~67~~68
84　フ　リ　ッ　カ	69	~~83~~86　高　調　波	~~67~~68
85　電　圧　変　動	69	~~84~~87　フ　リ　ッ　カ	~~69~~70
		~~85~~88　電　圧　変　動	~~69~~70

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅱ　低圧系統連系	Ⅱ　低圧系統連系
Ⅱ－１　発電設備等の連系要件	Ⅱ－１　発電設備等の連系要件
７　高　調　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，25（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	**７　高　調　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，~~25~~26（高調波）に準じた対策を実施していただきます。
８　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で発電出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の制限ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備~~および~~，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で発電出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の制限抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
（新規追加）	**９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち10キロワット以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。

現　行（2023年４月１日実施）

９　不要解列の防止

⑴　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

変　更　後（2023年12月27日実施予定）

~~9~~10　不要解列の防止

⑴　保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。

なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。

イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

現　行（2023年４月１日実施）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
		単機出力2kW以上10kW未満※				

変　更　後（2023年12月27日実施予定）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ガスエンジン	単機出力2~~k~~ｷﾛﾜｯﾄ未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
		単機出力2~~k~~ｷﾛﾜｯﾄ以上10~~k~~ｷﾛﾜｯﾄ未満※				

現　行（2023年４月１日実施）

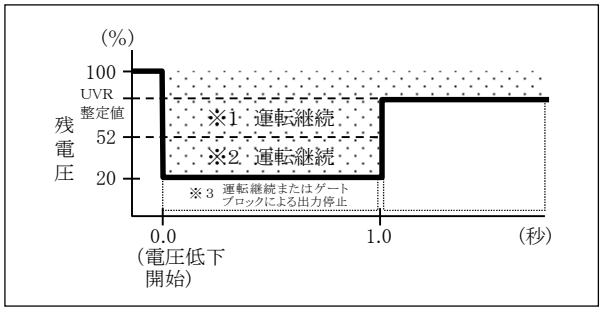
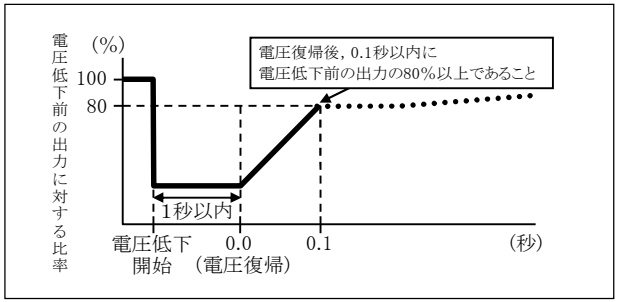
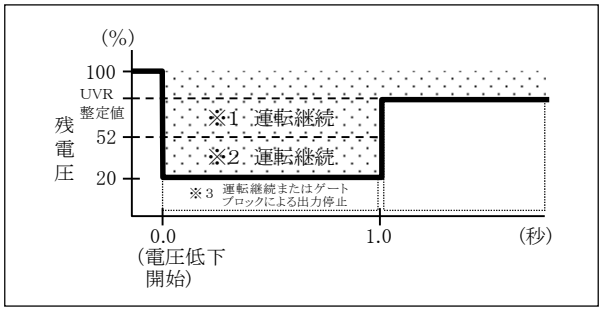
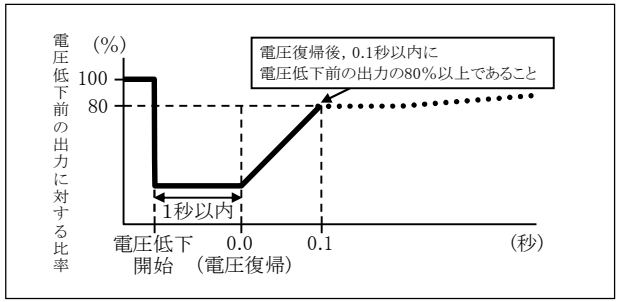
発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
		燃料電池＋蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

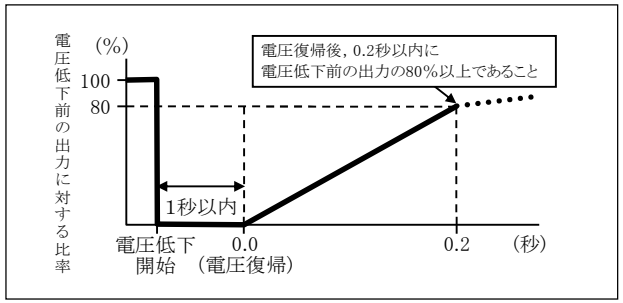
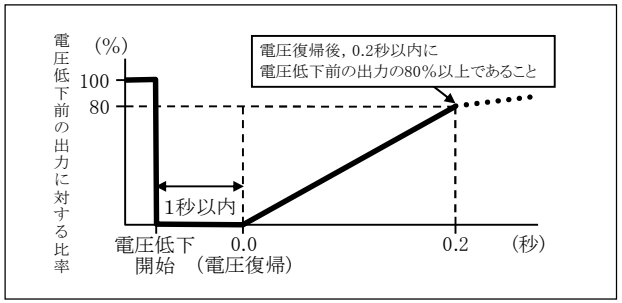
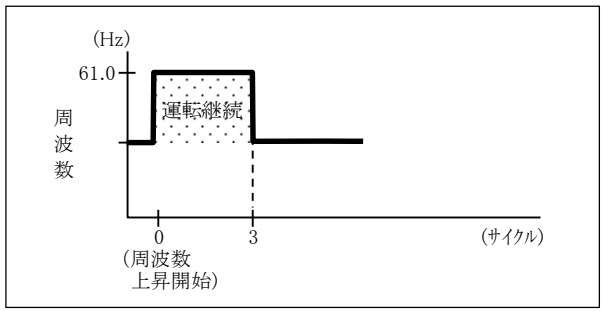
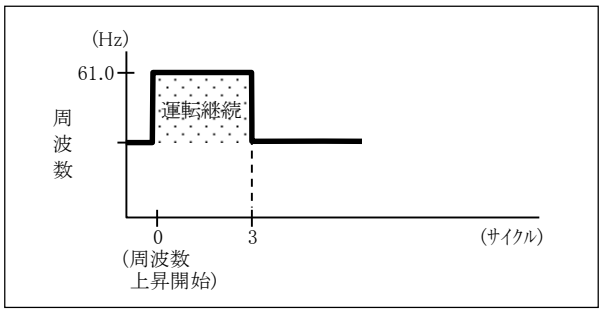
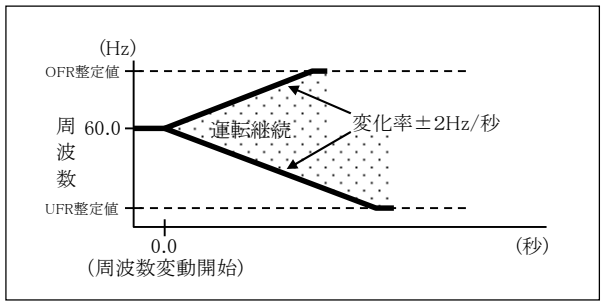
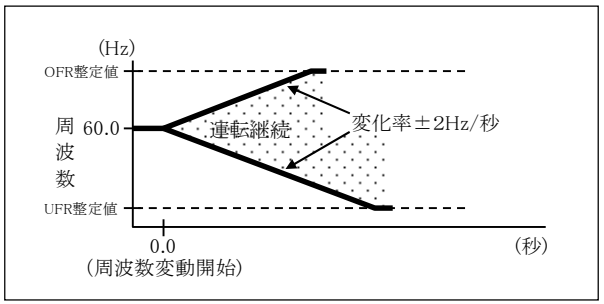
※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

変　更　後（2023年12月27日実施予定）

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	複数直流入力システム	太陽光＋蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御〔構内の負荷電力に応じて出力制御〕状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
		燃料電池＋蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ＋蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に＋1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限）61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限）57.0ﾍﾙﾂ

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例） 電圧低下耐量  ※１　残電圧が52パーセント以上の場合は電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。 ※２　残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合は位相変化がないものといたします。 ※３　位相変化をともなわない電圧低下時に限ります。 （位相変化がある場合は解列可） 出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）  	ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例） 電圧低下耐量  ※１　残電圧が52パーセント以上の場合は電圧低下中に41度位相変化を考慮すること。 ※２　残電圧が20パーセント以上52パーセント未満の場合は位相変化がないものといたします。 ※３　位相変化をともなわない電圧低下時に限ります。 （位相変化がある場合は解列可） 出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合） 

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）  	出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合） 
周波数変動耐量（ステップ上昇）  	周波数変動耐量（ステップ上昇） 
周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）  	周波数変動耐量（ランプ上昇・下降） 

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
10　保護装置の設置場所 （　省　略　）	~~10~~11　保護装置の設置場所 （　省　略　）
11　保護リレーの設置相数 （　省　略　）	~~11~~12　保護リレーの設置相数 （　省　略　）
12　保護装置の設置 （　省　略　）	~~12~~13　保護装置の設置 （　省　略　）
13　解　列　箇　所 （　省　略　）	~~13~~14　解　列　箇　所 （　省　略　）
14　接　地　方　式 （　省　略　）	~~14~~15　接　地　方　式 （　省　略　）
15　直流流出防止変圧器の設置 （　省　略　）	~~15~~16　直流流出防止変圧器の設置 （　省　略　）
16　電　圧　変　動 （　省　略　）	~~16~~17　電　圧　変　動 （　省　略　）
17　短　絡　容　量 （　省　略　）	~~17~~18　短　絡　容　量 （　省　略　）
18　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 （　省　略　）	~~18~~19　過電流引き外し素子を有するしゃ断器の設置 （　省　略　）
19　発電設備等の種類 （　省　略　）	~~19~~20　発電設備等の種類 （　省　略　）
20　発 電 機 諸 元 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。 なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。	~~20~~21　発 電 機 諸 元 当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。 なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

21　フ　リ　ッ　カ

（　省　略　）

22　サイバーセキュリティ対策

（　省　略　）

電源種	設備	諸元
共　通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ═，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		ＦＲＴ要件の適用有無
風　力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

~~21~~22　フ　リ　ッ　カ

（　省　略　）

~~22~~23　サイバーセキュリティ対策

（　省　略　）

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅱ－２　　需要設備の連系要件	Ⅱ－２　　需要設備の連系要件
23　電　気　方　式 （　省　略　）	~~23~~24　電　気　方　式 （　省　略　）
24　力　　率 （　省　略　）	~~24~~25　力　　率 （　省　略　）
25　高　　調　　波 （　省　略　）	~~25~~26　高　　調　　波 （　省　略　）
26　フ　リ　ッ　カ （　省　略　）	~~26~~27　フ　リ　ッ　カ （　省　略　）

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅲ　高圧系統連系	**Ⅲ　高圧系統連系**
Ⅲ－１　発電設備等の連系要件	**Ⅲ－１　発電設備等の連系要件**
27　電　気　方　式 （　省　略　）	**~~27~~28　電　気　方　式** （　省　略　）
28　運転可能周波数 （　省　略　）	**~~28~~29　運転可能周波数** （　省　略　）
29　力　　率 （　省　略　）	**~~29~~30　力　　率** （　省　略　）
30　高　調　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，52（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	**~~30~~31　高　調　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，~~52~~54（高調波）に準じた対策を実施していただきます。
31　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で発電出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の制限ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を	**~~31~~32　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備~~および~~，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で~~発電~~出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の~~制限~~抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
（新規追加）	**33　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
32　不要解列の防止 ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。	**~~32~~34　不要解列の防止** ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行なうために次の考え方にもとづき，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。 ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。 ハ　上位系統事故時等の連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。 ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

現　行（2023年４月１日実施）

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	風力	残電圧０パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

変　更　後（2023年12月27日実施予定）

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光 風力 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
三相	太陽光	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	風力	残電圧０パーセント・継続時間0.15秒と残電圧90パーセント・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰			・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

現　行（2023年４月１日実施）

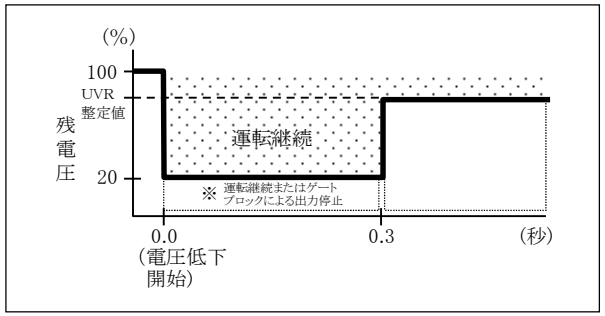
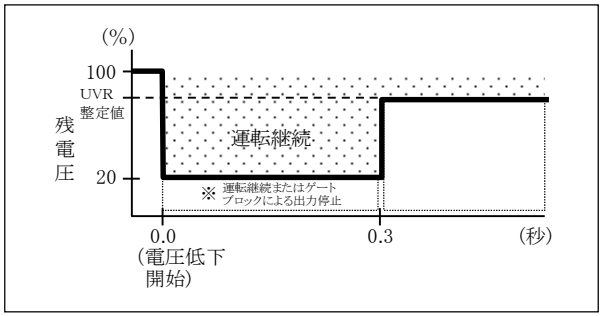
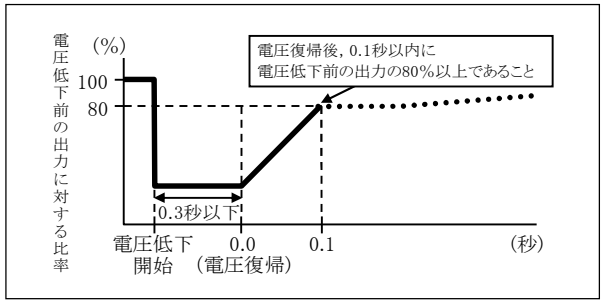
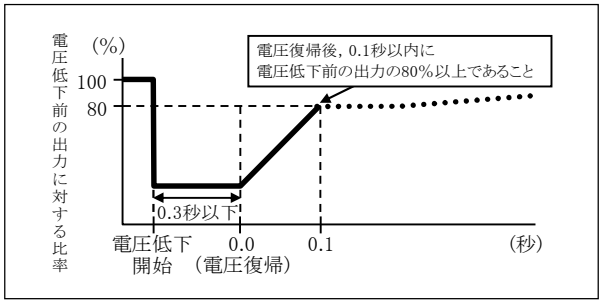
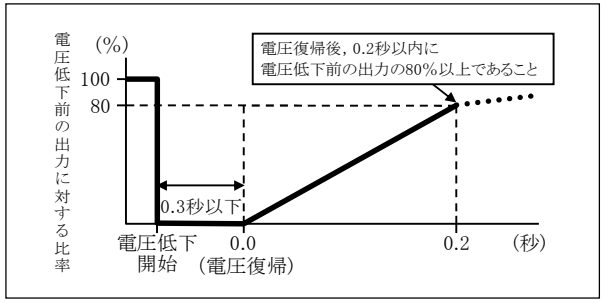
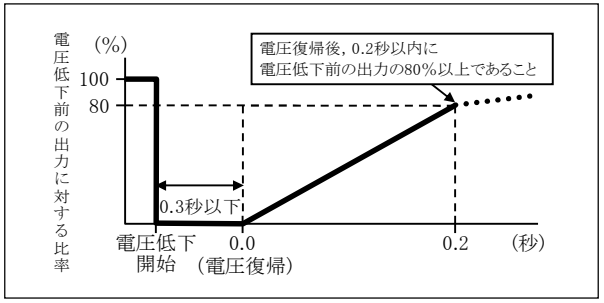
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
三相	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ（単機出力35kW以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/s （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

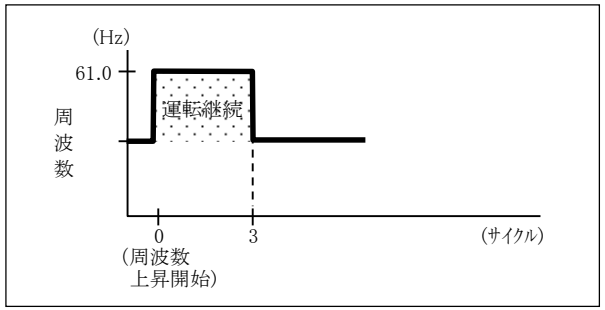
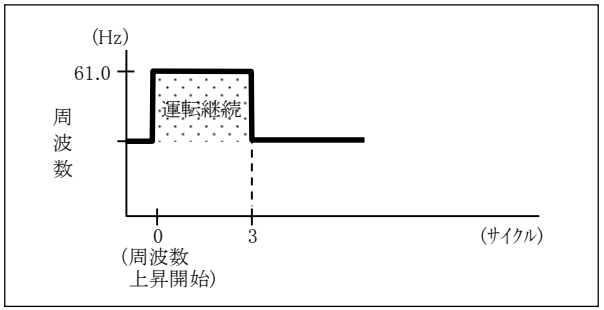
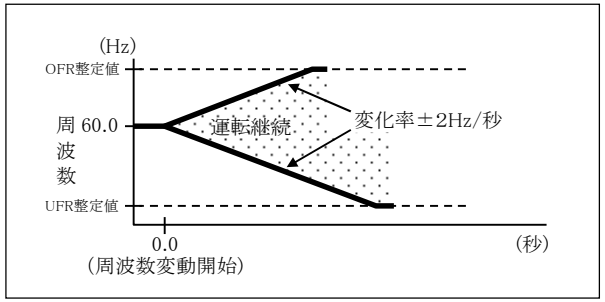
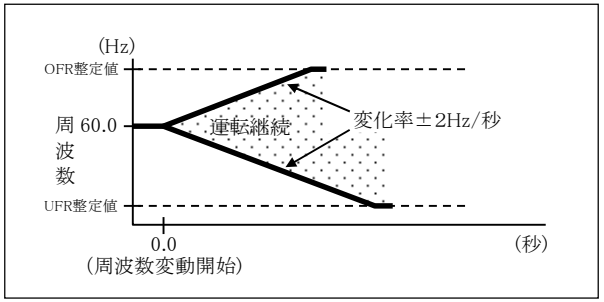
※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

変　更　後（2023年12月27日実施予定）

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
三相	燃料電池※	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ
	ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ（単機出力35~~kW~~ｷﾛﾜｯﾄ以下）	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80パーセント以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0ﾍﾙﾂ，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の± 2ﾍﾙﾂ/~~s~~秒 （周波数上限） 61.8ﾍﾙﾂ （周波数下限） 57.0ﾍﾙﾂ

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例） 電圧低下耐量  ※　三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。	ＦＲＴ要件のイメージ（太陽光発電設備の例） 電圧低下耐量  ※　三相短絡事故にともなう平衡した電圧低下時に限ります。
出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合）  	出力復帰動作（残電圧20パーセント以上の場合） 
出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合）  	出力復帰動作（残電圧20パーセント未満の場合） 

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
周波数変動耐量（ステップ上昇）  	周波数変動耐量（ステップ上昇） 
周波数変動耐量（ランプ上昇・下降）  	周波数変動耐量（ランプ上昇・下降） 
33　保護装置の設置場所 （　省　略　）	~~33~~35　保護装置の設置場所 （　省　略　）
34　保護リレーの設置相数 （　省　略　）	~~34~~36　保護リレーの設置相数 （　省　略　）
35　保護装置の設置 （　省　略　）	~~35~~37　保護装置の設置 （　省　略　）
36　解　列　箇　所 （　省　略　）	~~36~~38　解　列　箇　所 （　省　略　）
37　自動負荷制限 （　省　略　）	~~37~~39　自動負荷制限 （　省　略　）

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
38　線路無電圧確認装置の設置	**~~38~~40　線路無電圧確認装置の設置**
（　省　略　）	（　省　略　）
39　接　地　方　式	**~~39~~41　接　地　方　式**
（　省　略　）	（　省　略　）
40　直流流出防止変圧器の設置	**~~40~~42　直流流出防止変圧器の設置**
（　省　略　）	（　省　略　）
41　電　圧　変　動	**~~41~~43　電　圧　変　動**
（　省　略　）	（　省　略　）
42　短　絡　容　量	**~~42~~44　短　絡　容　量**
（　省　略　）	（　省　略　）
43　発電機定数・諸元 ⑴　発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 ⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。 なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。	**~~43~~45　発電機定数・諸元** ⑴　発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 ⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。 なお，第３者認証機関発行の認証証明書による提供もできるものといたします。

現　行（2023年４月１日実施）		
電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

変　更　後（2023年12月27日実施予定）		
電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

44　昇圧用変圧器

（　省　略　）

45　連　絡　体　制

（　省　略　）

46　バンク逆潮流の制限

（　省　略　）

47　フ　リ　ッ　カ

（　省　略　）

48　サイバーセキュリティ対策

（　省　略　）

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカー，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		ＦＲＴ要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

また，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

4446　昇圧用変圧器

（　省　略　）

4547　連　絡　体　制

（　省　略　）

4648　バンク逆潮流の制限

（　省　略　）

4749　フ　リ　ッ　カ

（　省　略　）

4850　サイバーセキュリティ対策

（　省　略　）

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅲ－２　　需要設備の連系要件	Ⅲ－２　　需要設備の連系要件
49　電　気　方　式 （　省　略　）	~~49~~51　電　気　方　式 （　省　略　）
50　力　　率 （　省　略　）	~~50~~52　力　　率 （　省　略　）
51　保護装置の設置 （　省　略　）	~~51~~53　保護装置の設置 （　省　略　）
52　高　　調　　波 （　省　略　）	~~52~~54　高　　調　　波 （　省　略　）
53　フ　リ　ッ　カ （　省　略　）	~~53~~55　フ　リ　ッ　カ （　省　略　）

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅳ　特別高圧系統連系	Ⅳ　特別高圧系統連系
Ⅳ－１　発電設備等の連系要件	Ⅳ－１　発電設備等の連系要件
54　電　気　方　式	~~54~~56　電　気　方　式
（　省　略　）	（　省　略　）
55　運転可能周波数・並列時許容周波数	~~55~~57　運転可能周波数・並列時許容周波数
（　省　略　）	（　省　略　）
56　力　　率	~~56~~58　力　　率
（　省　略　）	（　省　略　）
57　高　調　波	~~57~~59　高　調　波
逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，83（高調波）に準じた対策を実施していただきます。	逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５パーセント，各次電流歪率３パーセント以下としていただきます。 また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，~~83~~86（高調波）に準じた対策を実施していただきます。
58　需給バランス制約による発電出力の抑制	~~58~~60　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制
逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備および風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で発電出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の制限ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。	逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備~~および~~，風力発電設備および蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により０パーセントから100パーセントの範囲（１パーセント刻みといたします。）で~~発電~~出力（自家消費分を除くこともできるものといたします。）の~~制限~~抑制ができる機能を有する逆変換装置またはその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。ただし，ウィンドファームとしての運用がない風力発電設備またはウィンドファームコントローラがない風力発電設備については，技術的制約を踏まえ個別に協議させていただきます。 なお，逆潮流のある発電設備等のうち，火力発電設備およびバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める地域資源バイオマス電源であって，燃料貯蔵または技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除きます。）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50パーセント以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。ただし，停止による対応も可能といたします。 また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
（新規追加）	**61　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置，その他必要な装置を設置する等の対策を実施していただきます。
59　不要解列の防止 ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって，単独運転が認められないときには，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。	**~~59~~62　不要解列の防止** ⑴　保　護　協　調 発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保等を行なうために，次の考え方にもとづき保護協調を図っていただきます。 なお，構内設備の故障に対しては，これにともなう影響を連系する系統へ波及させないため，構内設備を当該系統からしゃ断していただきます。 イ　発電設備等の異常および故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。 ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もあります。 ハ　上位系統事故，連系する系統の事故等により当該系統の電源が喪失した場合であって，単独運転が認められないときには，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。 ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。 ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。 ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要なしゃ断を回避できる時限で行なうこと。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

⑵　事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下，周波数変動等により，発電設備等の一斉解列，出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別ごとに定められるＦＲＴ要件を満たしていただきます。

なお，満たすべきＦＲＴ要件は次のとおりといたします。

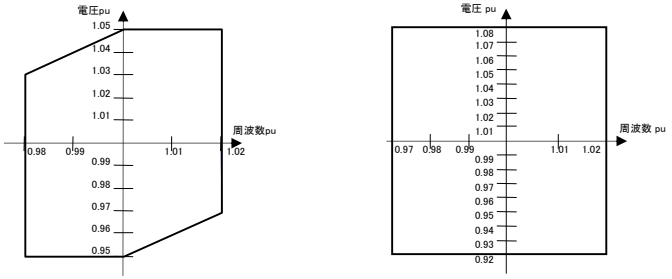
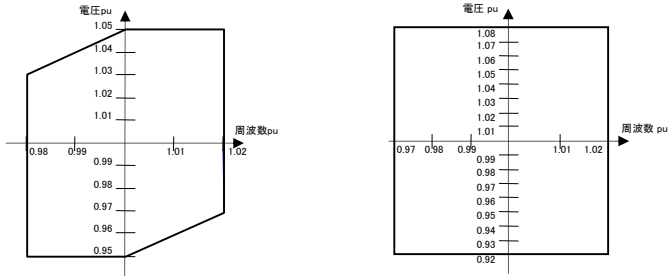
発電設備等		電圧低下			周波数変動（運転継続）
		三相短絡を想定		二相短絡を想定	
		残電圧20パーセント以上（運転継続）	残電圧20パーセント未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸによる出力停止）	残電圧52パーセント以上・位相変化41度以下（運転継続）	60ﾍﾙﾂ系統
単相	太陽光	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる	低圧単相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				
三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

⑶　電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止，需要増加等にともない，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧および周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行なわないものとしていただきます。

なお，これを超える端子電圧および周波数変動においても，設備に支障がない範囲で運転を継続していただきます。

また，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備または構内設備（発電用所内電源を除きます。）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
同期発電機・誘導発電機　　逆変換装置  ただし，周波数変動範囲に対しては，55（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。	同期発電機・誘導発電機　　逆変換装置  ただし，周波数変動範囲に対しては，~~55~~57（運転可能周波数・並列時許容周波数）⑴に定める運転可能周波数に準じた対策を実施していただきます。
60　保護装置の設置 （　省　略　）	~~60~~63　保護装置の設置 （　省　略　）
61　再 閉 路 方 式 （　省　略　）	~~61~~64　再 閉 路 方 式 （　省　略　）
62　保護装置の設置場所 （　省　略　）	~~62~~65　保護装置の設置場所 （　省　略　）
63　解　列　箇　所 （　省　略　）	~~63~~66　解　列　箇　所 （　省　略　）
64　保護リレーの設置相数 （　省　略　）	~~64~~67　保護リレーの設置相数 （　省　略　）
65　自動負荷制限・発電抑制 （　省　略　）	~~65~~68　自動負荷制限・発電抑制 （　省　略　）
66　線路無電圧確認装置の設置 （　省　略　）	~~66~~69　線路無電圧確認装置の設置 （　省　略　）
67　発電機運転制御装置の付加 （　省　略　）	~~67~~70　発電機運転制御装置の付加 （　省　略　）
68　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施 （　省　略　）	~~68~~71　中性点接地装置の付加および電磁誘導障害防止対策の実施 （　省　略　）

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
69　直流流出防止変圧器の設置 （　省　略　）	**~~69~~72　直流流出防止変圧器の設置** （　省　略　）
70　電　圧　変　動 （　省　略　）	**~~70~~73　電　圧　変　動** （　省　略　）
71　出力変動対策 （　省　略　）	**~~71~~74　出力変動対策** （　省　略　）
72　短絡・地絡電流対策 （　省　略　）	**~~72~~75　短絡・地絡電流対策** （　省　略　）
73　発電機定数・諸元 ⑴　連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策，短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。	**~~73~~76　発電機定数・諸元** ⑴　連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策，短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）

⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値

⑵　当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器，高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源，対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧ごと，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値

現　行（2023年４月１日実施）		
電源種	設備	諸元
共通	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

変　更　後（2023年12月27日実施予定）		
電源種	設備	諸元
共通	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		ＣＴ比，ＶＴ比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数

現　行（2023年４月１日実施）

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力ごと）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護59Ｖ／Ｆブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック

変　更　後（2023年12月27日実施予定）

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，ＧＦ幅，ＣＶ，ＩＣＶモデルを含む）
		ＬＦＣ・発電機出力制御ブロック
		ＥＤＣ変化速度（出力ごと）
		ＬＦＣ幅・変化速度（出力ごと）
		出力キープタイム（出力ごと，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（ＡＶＲ，ＰＳＳ，ＰＳＶＲ）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		過励磁保護59Ｖ／Ｆブロック
		ＯＥＬ，ＵＥＬブロック

現　行（2023年４月１日実施）		
電源種	設備	諸元
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/{m^3/s}）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

変　更　後（2023年12月27日実施予定）		
電源種	設備	諸元
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（~~kW~~キロワット/{~~m^3~~立方メートル/~~s~~秒}）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		ＦＲＴ要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
74　昇圧用変圧器 （　省　略　）	~~74~~77　昇圧用変圧器 （　省　略　）
75　連　絡　体　制 （　省　略　）	~~75~~78　連　絡　体　制 （　省　略　）
76　電気現象記録装置 （　省　略　）	~~76~~79　電気現象記録装置 （　省　略　）
77　サイバーセキュリティ対策 （　省　略　）	~~77~~80　サイバーセキュリティ対策 （　省　略　）

現　行（2023年４月１日実施）	変　更　後（2023年12月27日実施予定）
Ⅳ－２　　需要設備の連系要件	Ⅳ－２　　需要設備の連系要件
78　電　気　方　式 （　省　略　）	~~78~~81　電　気　方　式 （　省　略　）
79　力　　率 （　省　略　）	~~79~~82　力　　率 （　省　略　）
80　保護装置の設置 （　省　略　）	~~80~~83　保護装置の設置 （　省　略　）
81　線路無電圧確認装置の設置 66（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。	~~81~~84　線路無電圧確認装置の設置 ~~66~~69（線路無電圧確認装置の設置）に準じます。
82　連　絡　体　制 （　省　略　）	~~82~~85　連　絡　体　制 （　省　略　）
83　高　　調　　波 （　省　略　）	~~83~~86　高　　調　　波 （　省　略　）
84　フ　リ　ッ　カ （　省　略　）	~~84~~87　フ　リ　ッ　カ （　省　略　）
85　電　圧　変　動 （　省　略　）	~~85~~88　電　圧　変　動 （　省　略　）

託送供給等約款変更認可申請書

令和５年９月25日

沖 縄 電 力 株 式 会 社

託送供給等約款変更認可申請書

沖電送送企発第７号
令和５年９月25日

経済産業大臣　西村　康稔　殿

沖縄県浦添市牧港五丁目２番１号
沖　縄　電　力　株　式　会　社
代表取締役社長
社長執行役員　本永　浩之

次のとおり託送供給等約款の変更の認可を受けたいので、電気事業法第 18 条第 1 項の規定により申請します。

変　更　の　内　容	別紙　託送供給等約款のとおりであります。
実　施　期　日	令和５年12月27日

別　紙

託 送 供 給 等 約 款

令和５年 12 月 27 日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目　　次

Ⅰ　総　　則 ……1
1　適　　用 ……1
2　託送供給等約款の認可および変更 ……2
3　定　　義 ……2
4　代表契約者の選任 ……8
5　託送供給等に関する取扱い ……8
6　単位および端数処理 ……9
7　実　施　細　目 ……10
Ⅱ　契約の申込み ……11
8　契　約　の　要　件 ……11
9　検討および契約の申込み ……13
10　契約の成立および契約期間 ……21
11　託送供給等の開始 ……22
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 ……23
13　電気方式，電圧および周波数 ……23
14　発電場所および需要場所 ……25
15　供給および契約の単位 ……27
16　承　諾　の　限　界 ……31
17　契約書の作成 ……31
Ⅲ　料　　金 ……32
18　料　　金 ……32
19　接続送電サービス ……34
20　臨時接続送電サービス ……60
21　予備送電サービス ……69
22　発電量調整受電計画差対応電力 ……71
23　接続対象計画差対応電力 ……72
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 ……73
25　給電指令時補給電力 ……74
Ⅳ　料金の算定および支払い ……77
26　料金の適用開始の時期 ……77
27　検　　針　　日 ……77
28　料金の算定期間 ……78

29　計　　量 …… 79
30　電力および電力量の算定 …… 80
31　損　失　率 …… 99
32　料 金 の 算 定 …… 99
33　支払義務の発生および支払期日 …… 102
34　料金その他の支払方法 …… 104
35　保　証　金 …… 106
36　連 帯 責 任 …… 108
Ⅴ　供　　給 …… 109
37　託送供給等の実施 …… 109
38　給電指令の実施等 …… 112
39　適正契約の保持等 …… 117
40　契 約 超 過 金 …… 118
41　力 率 の 保 持 …… 118
42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 119
43　託送供給等にともなう協力 …… 120
44　託送供給等の停止 …… 121
45　託送供給等の停止の解除 …… 122
46　託送供給の停止期間中の料金 …… 122
47　違　約　金 …… 123
48　損害賠償の免責 …… 123
49　設 備 の 賠 償 …… 124
Ⅵ　契約の変更および終了 …… 125
50　契 約 の 変 更 …… 125
51　名 義 の 変 更 …… 126
52　契 約 の 廃 止 …… 127
53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 128
54　解　約　等 …… 132
55　契約消滅後の債権債務関係 …… 133
Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事 …… 134
56　受電地点，供給地点および施設 …… 134
57　架 空 引 込 線 …… 136
58　地 中 引 込 線 …… 137

59　連接引込線等 ……138
60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 ……139
61　引込線の接続 ……139
62　計量器等の取付け ……140
63　通信設備等の施設 ……141
64　専用供給設備 ……141
Ⅷ　**工事費の負担** ……144
65　受電地点への供給設備の工事費負担金 ……144
66　受電用計量器等の工事費負担金 ……148
67　会社間連系設備の工事費負担金 ……149
68　供給地点への供給設備の工事費負担金 ……149
69　工事費負担金の申受けおよび精算 ……157
70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け ……159
71　臨時工事費 ……160
72　工事費等に関する契約書の作成 ……161
Ⅸ　**保　　安** ……162
73　保安の責任 ……162
74　保安等に対する発電者および需要者の協力 ……162
75　調　　査 ……163
76　調査等の委託 ……163
77　調査に対する需要者の協力 ……163
78　検査または工事の受託 ……164
79　自家用電気工作物 ……164

附　　則 ……165

別　　表 ……218

Ⅰ　総　　則

１　適　　用

当社が，当社以外の小売電気事業，特定送配電事業もしくは電気事業法第２条第１項第５号ロにもとづき行なわれる電気の供給（以下「自己等への電気の供給」といいます。）の用に供するための託送供給または電気事業法第２条第１項第７号に定める電力量調整供給を行なうときの料金および必要となるその他の供給条件は，この託送供給等約款（以下「この約款」といいます。）によります。

なお，この約款において託送供給および電力量調整供給とは，次のものをいいます。

(1) 託　送　供　給

次の接続供給および振替供給をいいます。

イ　接　続　供　給

当社が契約者から受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の当社の供給区域（沖縄県をいいます。）内の場所（会社間連系点を除きます。）において，契約者の小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を契約者に供給することをいいます。

ロ　振　替　供　給

当社が契約者から小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所以外の会社間連系点において，契約者に，その受電した電気の量に相当する量の電気を供給することをいいます。

(2) 電力量調整供給

次の発電量調整供給および需要抑制量調整供給をいいます。

イ　発電量調整供給

当社が発電契約者から，当社が行なう託送供給に係る小売電気事業，特定

送配電事業または自己等への電気の供給の用に供するための電気を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，発電契約者に，発電契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

ロ　需要抑制量調整供給

当社が需要抑制契約者から，特定卸供給の用に供するための電気（小売電気事業または特定送配電事業の供給の用に供するための電気で，電気事業法施行規則第１条第２項第７号に定める特定抑制依頼によってえられた電気に限ります。）を受電し，当社が維持および運用する供給設備を介して，同時に，その受電した場所において，需要抑制契約者に，需要抑制契約者があらかじめ当社に申し出た量の電気を供給することをいいます。

２　託送供給等約款の認可および変更

(1) この約款は，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，経済産業大臣の認可を受けたものです。

(2) 当社は，経済産業大臣の認可を受け，または経済産業大臣に届け出て，この約款を変更することがあります。この場合には，料金および必要となるその他の供給条件は，変更後の託送供給等約款によります。

３　定　　義

次の言葉は，この約款においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(1) 契　約　者

この約款にもとづいて当社と接続供給契約または振替供給契約を締結する小売電気事業者，特定送配電事業者または自己等への電気の供給を行なう者をいいます。

(2) 発 電 契 約 者

この約款にもとづいて当社と発電量調整供給契約を締結する者をいいます。

(3) 需要抑制契約者

この約款にもとづいて当社と需要抑制量調整供給契約を締結する者をいい

ます。

(4) 発　　電　　者

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気（託送供給に係る電気に限ります。）を発電または放電する者で当社以外の者をいいます。

(5) 需　　要　　者

契約者が小売電気事業または自己等への電気の供給として電気を供給する相手方となる者をいいます。

(6) 低　　　　圧

標準電圧100ボルトまたは200ボルトをいいます。

(7) 高　　　　圧

標準電圧6,000ボルトをいいます。

(8) 特　別　高　圧

標準電圧20,000ボルト以上の電圧をいいます。

(9) 受　電　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者から受電する地点，発電量調整供給に係る電気を発電契約者から受電する地点または需要抑制量調整供給に係る電気を需要抑制契約者から受電する地点をいいます。

(10) 発　電　場　所

発電者が，発電量調整供給に係る電気を発電または放電する場所をいいます。

(11) 供　給　地　点

当社が，託送供給に係る電気を契約者に供給する地点をいいます。

(12) 需　要　場　所

需要者が，契約者から供給された接続供給に係る電気を使用する場所をいいます。

(13) 会社間連系点

配電事業者が維持および運用する供給設備と当社が維持および運用する供給設備との接続点をいいます。

⑭ 中　継　振　替

会社間連系点を受電地点とし，他の会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⑮ 地　内　振　替

発電者の電気設備と当社の供給設備との接続点を受電地点とし，会社間連系点を供給地点とする振替供給をいいます。

⑯ 発電量調整受電電力

発電量調整供給の場合で，受電地点において，当社が発電契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑰ 発電量調整受電電力量

受電地点において，当社が発電契約者から受電する発電量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑱ 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電電力の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑲ 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑳ 接 続 受 電 電 力

接続供給の場合で，受電地点において，当社が契約者から受電する電気の電力をいいます。

㉑ 接続受電電力量

受電地点において，当社が契約者から受電する接続供給に係る電気の電力量をいいます。

㉒ 接 続 供 給 電 力

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力をいいます。

㉓ 接続供給電力量

供給地点において，当社が契約者に供給する接続供給に係る電気の電力量

をいいます。

⑵4 接続対象電力

接続供給電力を損失率で修正した値をいいます。

⑵5 接続対象電力量

接続供給電力量を損失率で修正した値をいいます。

⑵6 接続対象計画電力

接続対象電力の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵7 接続対象計画電力量

接続対象電力量の計画値で，契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑵8 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整供給の場合で，受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する電気の電力をいいます。

⑵9 需要抑制量調整受電電力量

受電地点において，当社が需要抑制契約者から受電する需要抑制量調整供給に係る電気の電力量をいいます。

⑶0 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電電力の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶1 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電電力量の計画値で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶2 ベースライン

需要抑制量調整供給を行なう場合の基準となる電力量で，需要抑制契約者があらかじめ当社に通知するものをいいます。

⑶3 損　　失　　率

接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。

⑶4 契　約　電　力

契約上使用できる最大電力（キロワット）であって，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力および予備送電サービス契約電力をいいます。

⑶5 契約受電電力

受電地点における接続受電電力または発電量調整受電電力の最大値（キロワット）で，契約者または発電契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた値をいいます。

⑶6 最大需要電力等

低圧で供給する場合は，接続供給電力の最大値をいいます。

高圧または特別高圧で供給する場合は，30分ごとの需要電力の最大値であって，記録型計量器により計量される値をいいます。

⑶7 発電バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑱イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）⑲イもしくはロに定める発電量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，発電契約者があらかじめ発電量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑶8 需要バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）⑳に定める接続対象計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）㉑に定める接続対象計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，契約者があらかじめ接続供給契約において設定するものをいいます。

⑶9 需要抑制バランシンググループ

30（電力および電力量の算定）㉒に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または30（電力および電力量の算定）㉓に定める需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する対象となる単位で，需要抑制契約者があらかじめ需要抑制量調整供給契約において設定するものをいいます。

⑷0 電　　灯

白熱電球，けい光灯，ネオン管灯，水銀灯等の照明用電気機器（付属装置

を含みます。）をいいます。

(41) 小　型　機　器

主として住宅，店舗，事務所等において単相で使用される，電灯以外の低圧の電気機器をいいます。ただし，急激な電圧の変動等により他の電気の使用者の電灯の使用を妨害し，または妨害するおそれがあり，電灯と併用できないものは除きます。

(42) 動　　力

電灯および小型機器以外の電気機器をいいます。

(43) 契約負荷設備

契約上使用できる負荷設備をいいます。

(44) 契約主開閉器

契約上設定されるしゃ断器であって，定格電流を上回る電流に対して電路をしゃ断し，需要者において使用する最大電流を制限するものをいいます。

(45) 定　期　検　査

電気事業法第54条および第55条第１項に定められた検査をいいます。

(46) 定　期　補　修

一定期間を限り定期的に行なわれる補修をいいます。

(47) 給　電　指　令

発電者の発電設備および蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）もしくは会社間連系点の運用または需要者の電気の使用について，当社から指令することをいいます。

(48) 昼　間　時　間

毎日午前９時から午後11時までの時間をいいます。ただし，日曜日，「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日，５月１日，５月２日，12月30日および12月31日の該当する時間を除きます。

(49) 夜　間　時　間

昼間時間以外の時間をいいます。

(50) 貿　易　統　計

関税法にもとづき公表される統計をいいます。

⑸1 離島平均燃料価格算定期間

貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき離島平均燃料価格を算定する場合の期間とし，毎年１月１日から３月31日までの期間，２月１日から４月30日までの期間，３月１日から５月31日までの期間，４月１日から６月30日までの期間，５月１日から７月31日までの期間，６月１日から８月31日までの期間，７月１日から９月30日までの期間，８月１日から10月31日までの期間，９月１日から11月30日までの期間，10月１日から12月31日までの期間，11月１日から翌年の１月31日までの期間または12月１日から翌年の２月28日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月29日までの期間といたします。）をいいます。

４　代表契約者の選任

自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１接続供給契約における契約者を複数とすることができます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，ならびにこの約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

５　託送供給等に関する取扱い

当社は，とくに必要となる場合を除き，当社の専用窓口を通じて，この約款の実施取扱いをいたします。この場合，当社は，託送供給または電力量調整供給の申込みおよび実施に際してえた情報については，託送供給，電力量調整供給または再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづく再生可能エネルギー電気卸供給を実施する目的以外に使用いたしません。

６　単位および端数処理

この約款において料金その他を計算する場合の単位およびその端数処理は，次のとおりといたします。

(1) 契約負荷設備の個々の容量の単位は，１ワットまたは１ボルトアンペアとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(2) 発電量調整受電電力，発電量調整受電計画電力，接続受電電力，接続供給電力，接続対象電力，接続対象計画電力，需要抑制量調整受電電力，需要抑制量調整受電計画電力，契約電力，契約受電電力，最大需要電力等およびその他の電気の電力の単位は，次の場合を除き，１キロワットとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

イ　低圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イまたは20（臨時接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット以下となるときは，契約電力を0.5キロワットといたします。

ロ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イを適用した場合に算定された値が0.5キロワット未満となるときは，契約電力を１キロワットといたします。

(3) 発電量調整受電電力量，発電量調整受電計画電力量，接続受電電力量，接続供給電力量，接続対象電力量，接続対象計画電力量，需要抑制量調整受電電力量，需要抑制量調整受電計画電力量，ベースライン，発電量調整受電計画差対応補給電力量，発電量調整受電計画差対応余剰電力量，接続対象計画差対応補給電力量，接続対象計画差対応余剰電力量，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量，給電指令時補給電力量およびその他の電気の電力量の単位は，１キロワット時とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。ただし，低圧で受電する場合の30分ごとの接続受電電力量および30分ごとの発電量調整受電電力量ならびに低圧で供給する場合の30分ごとの接続供給電力量の単位は，最小位までといたします。

(4) 力率の単位は，１パーセントとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(5) 料金その他の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

７　実　施　細　目

この約款の実施上必要な細目的事項は，そのつど契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

なお，当社は，必要に応じて，発電者および需要者と別途協議を行なうことがあります。

Ⅱ　契約の申込み

８　契 約 の 要 件

(1) 契約者が接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気が電力量調整供給に係るものまたは当社が供給する託送供給に供する電気であること。

ロ　接続供給の場合，契約者が需要者の需要の計画値に応じた電気の供給が可能であること。

ハ　振替供給の場合，契約者が営む小売電気事業，特定送配電事業または契約者が行なう自己等への電気の供給の用に供するためのものであること。

ニ　需要者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，別冊に定める系統連系技術要件（以下「系統連系技術要件」といいます。）を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ホ　高圧または特別高圧で供給する場合は，契約者および需要者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ヘ　契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

ト　需要者が当社または他の契約者から電気の供給を受けることを当社が確認した場合は，契約者が，当社が契約者にあらかじめお知らせすることなく接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が当社の小売電気事業，特定送配電事業もしくは自己等への電気の供給の用に供するために使用し，または当該他の契約者に対し提供する旨の承諾をすること。

チ　契約者が自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，次の要件を満たすこと。

(ｲ) 契約者と同一の者である発電者の発電設備等が電気事業法第２条第１項第５号ロに定める非電気事業用電気工作物であること。

(ﾛ) 契約者と同一の者でない発電者の発電または放電に係る電気も供給する場合は，当該発電者の発電設備等が契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者が維持および運用する非電気事業用電気工作物であること。

(ﾊ) 需要者が契約者と同一の者，または契約者と電気事業法第２条第１項第５号ロの経済産業省令で定める密接な関係を有する者であること。

(2) 発電契約者が発電量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　発電契約者が発電量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ロ　発電者が発電または放電する電気が当社が行なう託送供給に係るものであること。

ハ　発電者が電気設備を当社の供給設備に電気的に接続するにあたり，電気設備に関する技術基準，その他の法令等にしたがい，かつ，系統連系技術要件を遵守して，当社の供給設備の状況等を勘案して技術的に適当と認められる方法によって連系すること。

ニ　高圧または特別高圧で受電する場合は，発電契約者および発電者が当社からの給電指令にしたがうこと。

ホ　発電契約者が，発電者にこの約款における発電者に関する事項を遵守させ，かつ，発電者がこの約款における発電者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

(3) 需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，次の要件を満たしていただきます。

イ　需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営む者で，次のいずれにも該当すること。

(ｲ) 需要者に対して，次のａおよびｂの事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

a　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

b　需要抑制の実施頻度および時期

(ﾛ)　(ｲ)によってえられた100キロワットをこえる電気を供給しようとするものであること。

(ﾊ)　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

(ﾆ)　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

(ﾎ)　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

ロ　需要抑制契約者が需要抑制量調整受電計画電力量に応じて電気を供給すること。

ハ　需要者に係る接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスが電灯定額接続送電サービスまたは電灯臨時定額接続送電サービスもしくは動力臨時定額接続送電サービスでないこと。

ニ　需要抑制量調整受電電力量の算定上，需要場所が29（計量）(3)に該当しないこと。

ホ　需要抑制契約者が，需要者にこの約款における需要者に関する事項を遵守させ，かつ，需要者がこの約款における需要者に関する事項を遵守する旨の承諾をすること。

９　検討および契約の申込み

契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込

みをしていただきます。

なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。

(1) 受電側接続検討の申込み

イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。

なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。

ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(ｲ) 接続供給の場合

a　契約者の名称

b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。）

c　当該接続供給に必要となる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

d　接続受電電力の最大値および最小値

e　接続供給の開始希望日

(ﾛ) 振替供給の場合

a　契約者の名称

b　当該振替供給に必要となる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容

c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値

d　供　給　地　点

e　振替供給の開始希望日

(ハ) 発電量調整供給の場合

a　発電契約者の名称

b　発電者の名称，発電場所および受電地点

c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様

d　発電量調整受電電力の最大値および最小値

e　受電地点における受電電圧

f　発電場所における負荷設備および受電設備

g　発電量調整供給の開始希望日

h　発電量調整供給の希望契約期間

ハ　検討期間および調査料

(イ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。

(ロ) 当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。

a　検討を要しない場合

b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。

(2) 供給側接続事前検討の申込み

イ　当社は，契約者が希望される場合に，契約者に小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を供給するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討（以下「供給側接続事前検討」といいます。）をいたします。

ロ　契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，供給側接続事前検討の申込みをしていただきます。この場合，契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 契　約　電　力

(ﾊ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾆ) 負荷設備または主開閉器

(ﾎ) 接続供給の開始希望日および使用期間

ハ　負荷設備または契約電力については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ニ　当社は，原則として供給側接続事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(3) 需要抑制量調整供給事前検討の申込み

イ　当社は，需要抑制契約者が希望される場合に，特定卸供給の用に供する電気を受電するにあたり，工事の要否および工事が必要な場合の当該工事の種別についての検討(以下「需要抑制量調整供給事前検討」といいます。)をいたします。

ロ　需要抑制契約者は，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，需要抑制量調整供給事前検討の申込みをしていただきます。この場合，需

要抑制契約者への情報開示に係る需要者の承諾書（当社所定の様式によります。）をあわせて提出していただくことがあります。

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要者の名称，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾊ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

ハ　当社は，原則として需要抑制量調整供給事前検討の申込みから２週間以内に検討結果をお知らせいたします。

(4) 契約の申込み

契約者は，(1)ロ(ｲ)または(ﾛ)の事項およびイまたはロの事項を，発電契約者は，(1)ロ(ﾊ)の事項およびハの事項を，需要抑制契約者は，ニの事項を明らかにして，当社所定の様式により，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みをしていただきます。この場合，８（契約の要件）(1)へおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を当社が契約者に対し提供することに関する需要者の契約者に対する承諾書の写し，８（契約の要件）(2)ホに定める発電者の発電契約者に対する承諾書の写しまたは８（契約の要件）(3)ホおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を当社が需要抑制契約者に対し提供することに関する需要者の需要抑制契約者に対する承諾書の写しをあわせて提出していただきます。ただし，発電契約者と発電者との間で締結する電力受給に関する契約等において，発電者がこの約款に関する事項を遵守することを承諾していることが明らかな場合，契約者と需要者との間で締結する電力需給に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび接続供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合または需要抑制契約者と需要者との間で締結する需要抑制に関する契約等において，需要者がこの約款に関する事項を遵守することおよび需要抑制量調整供給の実施に必要な需要者の情報を，当社が需要抑制契約者に対し提供することを承諾していることが明らかな場合で，当社が当該承諾書の提出を不要と判断するときは，当該承諾書の提出を省略することができるものといたします。

なお，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約または振替供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを証明する文書をあわせて提出していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，所管の官庁にこの要件を満たすことの確認を行ないます。

また，発電量調整供給契約を希望される場合で，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金（以下,「系統連系保証金」といい，その金額は電力広域的運営推進機関業務規程に定める方法により算定いたします。）を要するときは，系統連系保証金をお支払いいただき，かつ,電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定めるときは，当社と工事費負担金の補償に関する契約を締結のうえ，(1)の申込みに対する当社の回答日から１年以内（電源接続案件一括検討プロセスにもとづき申込みをされる場合および海洋再生可能エネルギー発電設備の整備に係る海域の利用の促進に関する法律（以下「再エネ海域利用法」といいます。）第13条第２項第10号に規定する選定事業者（以下「選定事業者」といいます。）を発電者として申込みをされる場合を除きます。）に申込みをしていただくものとし,需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(3)イに定める要件を満たすことを証明する文書を提出していただきます。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 需要者の名称，用途，需要場所（供給地点特定番号を含みます。）および供給地点

(ﾛ) 供給地点における供給電気方式および供給電圧

(ﾊ) 需要場所における負荷設備，主開閉器，受電設備および発電設備等

(ﾆ) 契　約　電　力

(ﾎ) 契約受電電力

(ﾍ) 希望される接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスの種別

(ﾄ) 接続受電電力の計画値および接続供給電力の計画値

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 連　絡　体　制

(ﾙ) 20（臨時接続送電サービス）を希望される場合には，契約使用期間

なお，負荷設備および契約電力については，１年間を通じての最大の負荷を基準として，契約者から申し出ていただきます。この場合，１年間を通じての最大の負荷を確認するため，必要に応じて接続供給の開始希望日以降１年間の接続供給電力の計画値を当社所定の様式により申し出ていただきます。

ロ　振替供給の場合

(ｲ) 連　絡　体　制

(ﾛ) 当社が小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を振替供給する場合には，当該振替供給に係る配電事業者との接続供給契約等の内容または申込内容

ハ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 契約受電電力

(ﾛ) 発電量調整受電計画電力

(ﾊ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾆ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾎ) 連　絡　体　制

ニ　需要抑制量調整供給の場合

(ｲ) 需要抑制契約者の名称

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画電力

(ﾊ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの需要抑制量調整受電計画電力量に対応する，需要抑制の予定電力量（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合で，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量を設定するときは，需要場所ごとの需要抑制量調整供給に係る需

要抑制の予定電力量といたします。）の最小値

(ﾆ) 需要抑制を行なう場合の30分ごとの販売計画の最小値

(ﾎ) 需要者の名称および需要場所（供給地点特定番号を含みます。）

(ﾍ) 需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者の名称

(ﾄ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロ

(ﾁ) 電気の調達先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および調達量の計画値

(ﾘ) 電気の販売先となる契約者，発電契約者または需要抑制契約者の名称および販売量の計画値

(ﾇ) 需要抑制量調整供給の開始希望日

(ﾙ) 連　絡　体　制

なお，需要抑制バランシンググループごとの(ﾄ)の算定方法となる30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロのいずれかの適用を開始した後１年間は同一の算定方法の適用を継続していただくものといたします。

(5) 当社は，接続供給契約（受電地点〔会社間連系点の場合に限ります。〕に係る事項に限ります。）または振替供給契約について，(4)に定める様式以外で当社が指定した方法により契約者に申込みをしていただくことがあります。また，当社は，受給契約等にもとづく会社間連系設備（会社間連系点に至る供給設備をいいます。）の利用に係る事項について，当社が指定した方法により契約者に提出していただくことがあります。この場合，当該申込み方法による申込みに係る託送供給の実施または受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，契約者に係る基本契約の契約期間は，契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(6) 当社は,受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項について,当社が指定した方法により発電契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約(以下「発電契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，発電契約者に係る基本契約の契約期間は，発電契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，発電契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

(7) 当社は,受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項について,当社が指定した方法により需要抑制契約者に提出していただくことがあります。この場合，受給契約等にもとづく会社間連系設備の利用に係る事項の提出にともなって必要となる事項に関する契約（以下「需要抑制契約者に係る基本契約」といいます。）を当社とあらかじめ締結していただきます。

なお，需要抑制契約者に係る基本契約の契約期間は，需要抑制契約者と当社との協議が整った日から１年間とし，契約期間満了に先だって契約内容に変更がない場合は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

また，需要抑制契約者に係る基本契約で定める事項について，基本契約書を作成いたします。

10　契約の成立および契約期間

(1) 接続供給契約は，接続供給契約の申込みを当社が承諾したときに，振替供給契約は，振替供給契約の申込みを当社が承諾したときに，発電量調整供給契約は，発電量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに，需要抑制量

調整供給契約は,需要抑制量調整供給契約の申込みを当社が承諾したときに,それぞれ成立いたします。

(2) 契約期間は，次によります。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 契約期間は，20（臨時接続送電サービス）を利用される場合を除き，接続供給契約が成立した日から，料金適用開始の日以降１年目の日までといたします。

(ﾛ) 契約期間満了に先だって接続供給契約の消滅または変更がない場合は,接続供給契約は，契約期間満了後も１年ごとに同一条件で継続されるものといたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）を利用される場合の契約期間は，接続供給契約が成立した日から，あらかじめ定めた契約使用期間満了の日までといたします。

ロ　振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の場合

契約期間は，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が成立した日から，契約者，発電契約者または需要抑制契約者の申込みにもとづき，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議により定めた日までといたします。ただし，特別の事情がない限り，契約期間は，振替供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から起算して１年未満とならないものといたします。

11　託送供給等の開始

(1) 当社は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みを承諾したときには，契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ託送供給または電力量調整供給の開始日を定め,供給準備その他必要な手続きを経たのち，すみやかに託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

(2) 当社は，天候，用地交渉，停電交渉等の事情によるやむをえない理由によって，あらかじめ定めた託送供給または電力量調整供給の開始日に託送供給

または電力量調整供給ができないことが明らかになった場合には，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせし，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と協議のうえ，託送供給または電力量調整供給の開始日を定めて託送供給または電力量調整供給を開始いたします。

12　供給準備その他必要な手続きのための協力

契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者は，当該託送供給または電力量調整供給の実施にともない当社が施設または所有する供給設備の工事および維持のために必要な用地の確保等について協力していただきます。

13　電気方式，電圧および周波数

(1) 受電電気方式は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

受電電圧	低圧	交流単相２線式，交流単相３線式または交流３相３線式
	高圧または特別高圧	交流３相３線式

(2) 供給電気方式は，供給電圧および接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

(3) 受電電圧は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，原則として，受電地点（１建物内の２以上の発電場所から共同引込線〔２以上の発電場所または需要場所に対して１引込みにより電気を受電または供給するための引込線をいいます。〕による１引込みで電気を受電する場合の受電地点は，発電場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約受電電力（発電場所における発電設備等，受電設備および負荷設備等を基準として，発電契約者と当社との協議により受電地点ごとに定めます。）に応じて，次のとおりといたします。

契約受電電力	50 キロワット未満	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上 2,000 キロワット未満	標準電圧 6,000 ボルト
	2,000 キロワット以上	標準電圧 20,000 ボルトまたは 60,000 ボルト

(4) 供給電圧は，会社間連系点を供給地点とする場合を除き，接続送電サービス，臨時接続送電サービスまたは予備送電サービスに応じて，Ⅲ（料金）の各項に定めるところによります。

ただし，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満である場合（契約者が新たに供給地点への接続供給を開始される場合または需要場所における受電設備を変更される場合等に限ります。）は，別表１（契約設備電力の算定）により定めた供給地点（１建物内の２以上の需要場所に共同引込線による１引込みで電気を供給する場合の供給地点は，需要場所ごとに異なる地点とみなします。）における契約設備電力に応じて次のとおりといたします。

契約設備電力	50 キロワット未満	標準電圧 100 ボルトまたは 200 ボルト
	50 キロワット以上	標準電圧 6,000 ボルト

なお，１需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスと動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとをあわせて契約する場合，契約設備電力の合計が50キロワット未満となるときの供給電圧は原則として標準電圧100ボルトまたは200ボルトとし，契約設備電力の合計が50キロワット以上となるときの供給電圧は原則として標準電圧6,000ボルトといたします。ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めたときは，契約設備電力の合計が50キロワット以上であっても，標準電圧100ボルトまたは200ボルトとすることがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあ

ります。

(5) 受電電圧については発電者に，供給電圧については需要者に特別の事情がある場合または当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，(3)または(4)に定める当該標準電圧より上位または下位の電圧で，受電または供給することがあります。

(6) 周波数は，標準周波数60ヘルツといたします。

14　発電場所および需要場所

(1) 当社は，原則として，１構内をなすものは１構内を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，イおよびロによります。

なお，１構内をなすものとは，さく，へい等によって区切られ公衆が自由に出入りできない区域であって，原則として区域内の各建物が同一会計主体に属するものをいいます。ただし，複数の発電設備等を隣接した構内に設置する場合は，正当な理由がない限り，１構内をなすものとみなします。

イ　当社は，１建物をなすものは１建物を１発電場所または１需要場所とし，これによりがたい場合には，ロによります。

なお，１建物をなすものとは，独立した１建物をいいます。ただし，複数の建物であっても，それぞれが地上または地下において連結され，かつ，各建物の所有者および使用者が同一のとき等建物としての一体性を有していると認められる場合は，１建物をなすものとみなします。また，看板灯，庭園灯，門灯等建物に付属した屋外電灯は，建物と同一の発電場所または需要場所といたします。

ロ　構内または建物の特殊な場合には，次によります。

(ｲ) 居住用の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，次のいずれにも該当するときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

ａ　各部分の間が固定的な隔壁または扉で明確に区分されていること。

b　各部分の屋内配線設備が相互に分離して施設されていること。

c　各部分が世帯単位の居住に必要な機能（炊事のための設備等）を有すること。

(ﾛ) 居住用以外の建物の場合

１建物に会計主体の異なる部分がある場合で，各部分の間が固定的な隔壁で明確に区分され，かつ，共用する部分がないときまたは各部分の所有者が異なるときは，各部分をそれぞれ１発電場所または１需要場所とすることができます。この場合には，共用する部分を原則として１発電場所または１需要場所といたします。

(ﾊ) 居住用部分と居住用以外の部分からなる建物の場合

１建物に居住用部分と居住用以外の部分がある場合は，(ﾛ)に準ずるものといたします。ただし，アパートと店舗からなる建物等居住用部分と居住用以外の部分の間が固定的な隔壁で明確に区分されている建物の場合は，居住用部分に限り(ｲ)に準ずるものといたします。

(2) 隣接する複数の構内の場合で，それぞれの構内において営む事業の相互の関連性が高いときは，(1)にかかわらず，その隣接する複数の構内を１発電場所または１需要場所とすることがあります。

(3) 道路その他公共の用に供せられる土地（(1)に定める構内または(2)に定める隣接する複数の構内を除きます。）において，街路灯等が設置されている場合は，その設置されている場所を１発電場所または１需要場所といたします。

(4) (1)に定める１構内，(1)イに定める１建物，(2)に定める隣接する複数の構内または(3)に定める設置されている場所(以下「原需要場所等」といいます。)において，災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない必要な設備を新たに使用する際に，当該設備が施設された区域または部分（以下「特例区域等」といいます。）の契約者または発電契約者からの申出がある場合で，次のいずれにも該当するときは，(1)，(2)または(3)にかかわらず，特例区域等を１発

電場所または１需要場所といたします。

イ　次の事項について，原需要場所等から特例区域等を除いた区域または部分（以下「非特例区域等」といいます。）の発電者または需要者の承諾をえていること。

(ｲ) 非特例区域等について，(1)，(2)または(3)に準じて発電場所または需要場所を定めること。

(ﾛ) 当社が特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，非特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ロ　特例区域等と非特例区域等の間が外観上区分されていること。

ハ　特例区域等と非特例区域等の配線設備が相互に分離して施設されていること。

ニ　当社が非特例区域等における業務を実施するため，42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に準じて，特例区域等の発電者または需要者の土地または建物に立ち入らせていただく場合には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただくこと。

ホ　特例区域等を１発電場所または１需要場所とすることが社会的経済的事情に照らし不適当でなく，他の電気の使用者の利益を著しく阻害するおそれがないこと。

15　供給および契約の単位

(1) 当社は，次の場合を除き，１需要場所について１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスを適用し，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって託送供給を行ない，１発電場所につき，１電気方式，１引込みおよび１計量をもって発電量調整供給を行ないます。

イ　１需要場所につき，(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて

契約する場合，または，次の１臨時接続送電サービス（(ｲ)および(ﾛ)の２臨時接続送電サービスをあわせて契約する場合は，２臨時接続送電サービスといたします。）とこれ以外の１接続送電サービス（ロの場合は，２接続送電サービスといたします。）とをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾛ) 動力臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時接続送電サービスのうちの１臨時接続送電サービス

(ﾊ) 高圧臨時接続送電サービス

(ﾆ) 特別高圧臨時接続送電サービス

ロ　電灯または小型機器と動力とをあわせて使用する需要者に供給する場合で，次の２接続送電サービスをあわせて契約する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

(ﾛ) 動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスおよび動力従量接続送電サービスのうちの１接続送電サービス

ハ　共同引込線による引込みで託送供給または発電量調整供給を行なう場合

ニ　予備送電サービスをあわせて契約する場合

ホ　災害による被害を防ぐための措置，温室効果ガス等の排出の抑制等のための措置，または電気工作物の設置および運用の合理化のための措置その他の電気の使用者の利益に資する措置にともない，契約者または発電契約者からの申出がある場合で，当社が技術上，保安上適当と認めたとき。

ヘ　その他技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合

(2) 接続供給の場合，当社は，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者および需要場所について，１接続供給契約を結び，１需要バランシンググループを設定いたします。この場合，それぞれの需要場所は原則として１接続供給契約に属するものとし，また，当社は，原則として，１契約者に対して１接続供給契約を結びます。

なお，電気鉄道の場合で，負荷が移動するために同一送電系統に属する２以上の供給地点において常時電気の供給を受ける契約者が希望されるときは，その料金その他の供給条件について複数供給地点を１供給地点とみなすことがあります。

(3) 振替供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電契約者または電力広域的運営推進機関が定めた発電契約者（発電契約者が複数ある場合は，同一の配電事業者と発電量調整供給契約を締結するものといたします。）および１供給地点（配電事業者との接続供給契約ごとに１供給地点とみなします。）について，１振替供給契約を結びます。

(4) 発電量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた発電場所および発電バランシンググループについて，１発電量調整供給契約を結びます。

なお，低圧の受電地点に係る発電場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統運用上必要な調整機能を有する発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整電源」といいます。）に該当する発電場所は，原則として１発電バランシンググループに属するものといたします。この場合，調整電源に該当する発電場所は，原則として発電場所ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

また，再生可能エネルギー発電設備（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法〔以下「再生可能エネルギー特別措置法」といいます。〕第２条第２項に定める再生可能エネルギー発電設備をいいます。ただし，再生可能エネルギー特別措置法第２条第５項に定める特定契約〔以下「特定契約」といいます。〕により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に限ります。）の受電地点に係る発電場所が発電バランシンググループに含まれる場合は，次のとおりといたします。

イ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)または(6)に該当する場合で，インバランスリスク単価（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔以下「再

生可能エネルギー特別措置法施行規則」といいます。〕に定めるインバランスリスクに係る単価をいいます。）が異なる再生可能エネルギー発電設備をあわせて使用されるときは，同一の特定契約に係って受電する電気のみに係る発電バランシンググループ（以下「特例発電バランシンググループ」といいます。）に含まれる再生可能エネルギー発電設備に適用されるインバランスリスク単価が同一となるように特例発電バランシンググループを設定していただきます。

ロ　附則４（発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］）(5)の適用を受ける再生可能エネルギー発電設備の受電地点に係る発電場所は，原則として発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等が異なる複数のバランシンググループに属することはできないものといたします。

ハ　当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合，当社または特定送配電事業者の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の再生可能エネルギー発電設備とが共に含まれないように発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，再生可能エネルギー電気卸供給約款に係る発電場所は，１発電量調整供給契約に属するものといたします。

(5) 需要抑制量調整供給の場合，当社は，原則として，あらかじめ定めた需要場所および需要抑制バランシンググループについて，１需要抑制量調整供給契約を結びます。

なお，低圧で電気の供給を受ける需要場所および当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する負荷設備であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備（以下「調整負荷」といいます。）に該当する需要場所は，１需要抑制バランシンググループに属するものといたします。

また，需要抑制契約者が１需要抑制バランシンググループに係る需要場所を複数とすることを希望される場合は，需要者と電力需給に関する契約等を

締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法となる30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロが同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループに属することはできないものといたします。

16 承 諾 の 限 界

当社は，法令，電気の需給状況，供給設備の状況，用地事情，料金およびこの約款によって支払いを要することとなった料金以外の債務（延滞利息，保証金，契約超過金，違約金，工事費負担金その他この約款から生ずる金銭債務〔以下「料金以外の債務」といいます。〕といたします。）の支払状況その他によってやむをえない場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の申込みの全部または一部をお断りすることがあります。この場合は，その理由を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

17 契 約 書 の 作 成

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との間で，原則として託送供給または電力量調整供給の開始前に，託送供給または電力量調整供給に関する必要な事項について，契約書を作成いたします。

Ⅲ 料　　金

18 料　　金

料金は，次のとおりといたします。

(1) 契約者に係る料金

イ　契約者に係る料金は，ロによって算定された日程等別料金，23（接続対象計画差対応電力）によって算定された接続対象計画差対応補給電力料金および接続対象計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）(1)によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

ロ　日程等別料金は，19（接続送電サービス）によって算定された接続送電サービス料金，20（臨時接続送電サービス）によって算定された臨時接続送電サービス料金および21（予備送電サービス）によって算定された予備送電サービス料金（以下「送電サービス料金」といいます。）のうち，(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)，(ﾆ)，(ﾎ)または(ﾍ)に定める日が同一となるもの（この場合，当該同一となる日を以下「料金算定日」といいます。）を合計して算定（近接性評価割引を行なう場合は，近接性評価割引額を差し引いたものといたします。）いたします。

(ｲ) 検　　針　　日

(ﾛ) 電灯定額接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス（以下「定額接続送電サービス」といいます。）の場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，その供給地点の属する検針区域の検針日

(ﾊ) 電灯臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時定額接続送電サービスで応当日（その供給地点を新たに設定した日に対応する日をいいます。）にもとづき料金算定期間を定める場合は，応当日

(ﾆ) 27（検針日）(5)の場合は，実際に検針を行なった日

(ﾎ) 契約者が供給地点を消滅させる場合は，消滅日（特別の事情があり，その供給地点の消滅日以降に計量値の確認を行なった場合は，その日といたします。）

(ﾍ) 30（電力および電力量の算定）(29)の場合は，電力量または最大需要電力等が協議によって定められた日

ハ　近接性評価割引

(ｲ) 適　　用

契約者が，近接性評価地域（別表２〔近接性評価地域および近接性評価割引額の算定〕(1)に定める地域といたします。）に立地する発電場所における発電設備等（以下「近接性評価対象発電設備」といいます。）を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合に適用いたします。

なお，契約者が，近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者以外の事業者等を介して，近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合（再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき，契約者が，指定した発電設備のうち近接性評価対象発電設備に係る電気を調達するときを除きます。）は，当該電気には近接性評価割引を適用いたしません。

(ﾛ) 近接性評価割引額の算定および割引の実施

a　近接性評価割引額は，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)にもとづき，特別の事情がある場合を除き，算定の対象となる期間の翌々月１日に算定いたします。

b　当社は，近接性評価割引額の算定日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が近接性評価割引額の算定日の直後となる日程等別料金といたします。）において，当該日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上限として割引を行なうものといたします。

c　近接性評価割引額が割引の対象となる日程等別料金に含まれる接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金および予備送電サービス料金の合計額を上回る場合，その差額を近接性評価割引額として，料金算定日がその直後となる日程等別料金において，ｂに準じて割引を

行ないます。

(2) 発電契約者に係る料金

発電契約者に係る料金は，22（発電量調整受電計画差対応電力）によって算定された発電量調整受電計画差対応補給電力料金および発電量調整受電計画差対応余剰電力料金ならびに25（給電指令時補給電力）によって算定された給電指令時補給電力料金といたします。

(3) 需要抑制契約者に係る料金

需要抑制契約者に係る料金は，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）によって算定された需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金といたします。

19　接続送電サービス

(1) 適　用　範　囲

小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。

(2) 接続送電サービス契約電力

電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスおよび電灯従量接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット未満のとき。

(イ) 各月の接続送電サービス契約電力は，次の場合を除き，その１月の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。

a　新たに接続送電サービスを使用される場合は，料金適用開始の日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力は，その１月の最大需要電力等と料金適用開始の日から前月までの最大需要電力等のうち，いずれか大きい値といたします。ただし，新たに接続送電サービスを使用される前から引き続き当社の供給設備を利用される場合には，新た

に接続送電サービスを使用される前の電気の供給は，接続送電サービス契約電力の決定上，接続送電サービスによって受けた供給とみなします。

b　需要場所における受電設備を増加される場合等で，増加された日を含む１月の増加された日以降の期間の最大需要電力等の値がその１月の増加された日の前日までの期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値を上回るときは，その１月の増加された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，その１月の増加された日以降の期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等の値といたします。

c　需要場所における受電設備を減少される場合等で，１年を通じての最大需要電力等が減少することが明らかなときは，減少された日を含む１月の減少された日の前日までの期間の接続送電サービス契約電力は，その期間の最大需要電力等と前11月の最大需要電力等のうちいずれか大きい値とし，減少された日以降12月の期間の各月の接続送電サービス契約電力（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の接続送電サービス契約電力といたします。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めた値といたします。ただし，減少された日以降12月の期間で，その１月の最大需要電力等と減少された日から前月までの最大需要電力等のうちいずれか大きい値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合（減少された日を含む１月の減少された日以降の期間については，その期間の最大需要電力等の値が契約者と当社との協議によって定めた値を上回る場合といたします。）は，接続送電サービス契約電力は，その上回る最大需要電力等の値といたします。

(ﾛ)　低圧で供給する場合で，契約者が動力を使用する需要者に供給し，か

つ，契約者が希望されるときの接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

(ﾊ) (ｲ)の適用後１年に満たない場合は，(ﾛ)を適用いたしません。また，(ﾛ)の適用後１年に満たない場合は，(ｲ)を適用いたしません。

(ﾆ) 需要場所における主開閉器（低圧で供給する場合に限ります。），負荷設備または受電設備を変更される場合は，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力が500キロワット以上のときまたは特別高圧で供給する場合

接続送電サービス契約電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

なお，新たに接続送電サービスを使用される場合等で，適当と認められるときは，使用開始の日から１年間に限り，段階的に接続送電サービス契約電力を増加できるものといたします。この場合には，あらかじめ電気使用計画書を提出していただきます。

ハ　イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定めている供給地点について，最大需要電力等が500キロワット以上となる場合は，接続送電サービス契約電力をロによってすみやかに定めることとし，それまでの間の接続送電サービス契約電力は，イ(ｲ)によって定めます。

ニ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をあわせて供給するときの接続送電サービス契約電力は，イ，ロまたはハにかかわらず，当該供給分以外の供給分につきイ，ロまたはハに準じて定めた値に，原則として需要者の発電設備の容量を基

準として，契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

また，当該供給分以外の供給分についてイ(ｲ)に準ずる場合で，需要場所における負荷設備または受電設備を変更されるときは，50（契約の変更）に準じて，あらかじめ申し出ていただきます。

なお，この場合，当社は，必要に応じて，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出していただきます。

(3) 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。ただし，１供給地点につき２以上の接続送電サービスをあわせて契約する場合または１接続送電サービスにつき２以上の供給地点となる場合の接続送電サービス料金は，接続送電サービスごとに算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が400ボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトといたします。ただし，特別の事情がある場合には，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，電灯料金および小型機器料金の合計といたします。ただし，電灯料金または小型機器料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 電　灯　料　金

ⅰ　電灯料金は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

10 ワットまでの１灯につき	50 円 14 銭
10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき	100 円 28 銭
20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき	200 円 55 銭
40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	300 円 82 銭
60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	501 円 37 銭
100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに	501 円 37 銭

ⅱ　ネオン管灯，けい光灯，水銀灯等は，管灯および付属装置を一括して容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

iii　多灯式けい光灯等は，その合計によって容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）を算定し，その容量につき１ボルトアンペアを１ワットとみなして電灯料金を適用いたします。

(b) 小型機器料金

小型機器料金は，各契約負荷設備ごとにその容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）に応じ１月につき次のとおりといたします。

50 ボルトアンペアまでの１機器につき	149 円 56 銭
50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの１機器につき	299 円 12 銭
100 ボルトアンペアをこえる１機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	299 円 12 銭

e　そ　の　他

特別の事情がある場合は，契約者と当社との協議によって，(ﾛ) a (c)，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用することがあります。

(ﾛ) 電灯標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。ただし，差込口の数と電気機器の数が異なる場合等特別の事情がある場合は，別表７〔契約負

荷設備の総容量の算定〕によって総容量を定めます。）に次の係数を乗じてえた値が原則として50キロワット未満であること。

最初の 50 キロワットにつき	80 パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70 パーセント

(b) １需要場所において，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。

(c) 電灯定額接続送電サービスを適用できないこと。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)および(c)に該当し，かつ，１需要場所における(a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は,需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし,電力量料金は,別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサ

ルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

１接続送電サービスにつき	303 円 60 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	11 円 91 銭

(ハ) 電灯時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ロ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　契 約 負 荷 設 備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

１接続送電サービスにつき	303 円 60 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ　昼　間　時　間

１キロワット時につき	12 円 94 銭

ⅱ　夜　間　時　間

１キロワット時につき	10 円 81 銭

(ﾆ) 電灯従量接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾛ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　契約負荷設備

契約負荷設備をあらかじめ設定していただきます。

d　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	16 円 90 銭

(ﾎ) 動力標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット未満である

こと。

(b) １需要場所において，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスとあわせて契約する場合は，(ﾛ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が原則として50キロワット未満であること。

ただし，契約者が希望され，かつ，電気の使用状態，当社の供給設備の状況等から当社が技術上または経済上低圧での電気の供給が適当と認めた場合は，(a)に該当し，かつ，１需要場所における(ﾛ) a (a)により算定される値と接続送電サービス契約電力との合計が50キロワット以上であるものについても適用することがあります。この場合，当社は，需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	795 円 30 銭

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	652 円 30 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	8 円 16 銭

(c) そ　　の　　他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ﾍ) 動力時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ﾎ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の基本料金は，接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の基本料金の半額といたします。また，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ⅰ　(2)イ(ｲ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	795 円 30 銭

ⅱ　(2)イ(ﾛ)により接続送電サービス契約電力を定める場合

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	652 円 30 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

１キロワット時につき	8 円 84 銭

ⅱ 夜 間 時 間

１キロワット時につき	7 円 41 銭

(c) そ の 他

接続供給電力量が僅少であるため計量できないことが見込まれる場合等特別の事情がある場合で，当社が適当と認めるときは，基本料金のみといたします。

d そ の 他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

(ト) 動力従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ホ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	21 円 21 銭

d　そ　　の　　他

変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用することはできません。

ロ　高圧で供給する場合

(ｲ) 高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり,かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。ただし，特別の事情がある場合で，契約者の希望があるときは，接続送電サービス契約電力が50キロワット未満である場合についても適用することがあります。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,基本料金および電力量料金の合計といたし

ます。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	710 円 60 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	4 円 99 銭

(ﾛ) 高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使

用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	710 円 60 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

１キロワット時につき	5 円 40 銭

ⅱ 夜 間 時 間

１キロワット時につき	4 円 55 銭

(ハ) 高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	16円64銭

ハ　特別高圧で供給する場合

(ｲ) 特別高圧標準接続送電サービス

a　適　用　範　囲

接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)

イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	469 円 70 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。

１キロワット時につき	3円61銭

(ﾛ) 特別高圧時間帯別接続送電サービス

a　適　用　範　囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，契約者が希望される場合に適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c　接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は,基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。

また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき次のとおりといたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）の基本料金は，半額といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において電気を使用された場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故

（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときは，当該供給分に相当する基本料金は，半額といたします。

なお，その１月に前月から継続して需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給を受けた期間がある場合で，その期間が前月の当該電気の供給を受けなかった期間を上回らないときは，その期間における当該電気の供給は，前月におけるものとみなします。

接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	469 円 70 銭

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の時間帯別の接続供給電力量によって算定いたします。

ⅰ 昼 間 時 間

１キロワット時につき	3 円 89 銭

ⅱ 夜 間 時 間

１キロワット時につき	3 円 30 銭

(ﾊ) 特別高圧従量接続送電サービス

a 適 用 範 囲

(ｲ) a の適用範囲に該当し，自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合で，契約者が希望されるときに適用いたします。

b 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

c 接続送電サービス料金

接続送電サービス料金は，その１月の接続供給電力量によって算定いたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

１キロワット時につき	11 円 31 銭

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，次のとおりといたします。

(ｲ)　力率は，供給地点ごとに，その１月のうち毎日午前９時から午後11時までの時間における平均力率（瞬間力率が進み力率となる場合には，その瞬間力率は，100パーセントといたします。）といたします。この場合，平均力率は，別表６（平均力率の算定）によるものといたします。

なお，まったく電気を使用しないその１月の力率は，85パーセントとみなします。

(ﾛ)　力率が，85パーセントを上回る場合は，その上回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割引し，85パーセントを下回る場合は，その下回る１パーセントにつき，基本料金（(2)ニによって接続送電サー

ビス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しない場合は，当該供給分以外の供給分に相当する基本料金といたします。）を１パーセント割増しいたします。

ホ　そ　　の　　他

(ｲ)　接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(ﾛ)　電灯時間帯別接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，高圧時間帯別接続送電サービスまたは特別高圧時間帯別接続送電サービス（以下「時間帯別接続送電サービス」といいます。）の適用後１年に満たない場合は，電灯標準接続送電サービス，動力標準接続送電サービス，高圧標準接続送電サービスもしくは特別高圧標準接続送電サービス（以下「標準接続送電サービス」といいます。）または電灯従量接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，高圧従量接続送電サービスもしくは特別高圧従量接続送電サービス（以下「従量接続送電サービス」といいます。）を適用いたしません。また，従量接続送電サービスの適用後１年に満たない場合は，標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾊ)　時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスから標準接続送電サービスに変更された後１年に満たない場合は，時間帯別接続送電サービスまたは従量接続送電サービスを適用いたしません。

(ﾆ)　(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合は，使用開始の時刻と使用休止の時刻とをあらかじめ契約者から当社に通知していただきます。ただし，事故その他やむをえない場合は，使用開始後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。

(ﾎ)　当社は，需要者の発電設備の運転に関する記録を契約者から提出して

いただきます。

(4) １年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合の取扱い

高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が昼間時間から夜間時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，(3)によって算定された金額から，イによって算定された金額（以下「ピークシフト割引額」といいます。）を差し引いたものといたします。

イ　ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，１月につき次の式により算定された金額といたします。ただし，まったく電気を使用しない場合（21〔予備送電サービス〕によって電気を使用した場合を除きます。）のピークシフト割引額は，半額といたします。

ピークシフト割引額　＝　次に定める割引単価　×　ハに定めるピークシフト電力

ピークシフト電力１キロワットにつき	高圧で供給する場合	603 円 90 銭
	特別高圧で供給する場合	399 円 30 銭

ロ　昼間時間最大電力

１年間を通じての昼間時間における最大の接続供給電力（以下「昼間時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故

（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

ハ　ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また，(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \begin{array}{c}\text{適用の対象とする供給地点の}\\ \text{接続送電サービス契約電力}\end{array} - \begin{array}{c}\text{当該供給地点の}\\ \text{昼間時間最大電力}\end{array}$$

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきま

す。

ニ　１年間を通じて夜間時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

20　臨時接続送電サービス

(1) 適　用　範　囲

契約使用期間が１年未満の場合において，小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気に適用いたします。ただし，毎年，一定期間を限り，反復利用するものには適用いたしません。

(2) 臨時接続送電サービス契約電力

電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，臨時接続送電サービス契約電力は，次によって供給地点ごとに定めます。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 臨時接続送電サービス契約電力は，契約負荷設備の各入力（出力で表示されている場合等は，別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）についてそれぞれ次のａの係数を乗じてえた値の合計にｂの係数を乗じてえた値といたします。ただし，電気機器の試験用に電気を使用される場合等特別の事情がある場合は，その回路において使用される最大電流を制限できるしゃ断器その他の適当な装置を契約者または需要者に施設していただき，その容量を当該回路において使用される契約負荷設備の入力とみなします。この場合，その容量は別表３（契約電力の算定方法）に準じて算定いたします。

a　契約負荷設備のうち

最大の入力のものから	最初の２台の入力につき	100 パーセント
	次の２台の入力につき	95パーセント
	上記以外のものの入力につき	90パーセント

b　a によってえた値の合計のうち

最初の６キロワットにつき	100 パーセント
次の 14 キロワットにつき	90パーセント
次の 30 キロワットにつき	80パーセント
50 キロワットをこえる部分につき	70パーセント

(ﾛ) 契約者が契約主開閉器により臨時接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合には，臨時接続送電サービス契約電力は，(ｲ)にかかわらず，契約主開閉器の定格電流にもとづき，別表３（契約電力の算定方法）により算定された値といたします。この場合，契約主開閉器をあらかじめ設定していただきます。

なお，当社は，契約主開閉器が制限できる電流を，必要に応じて確認いたします。

ロ　高圧または特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービス契約電力は，需要場所において使用される負荷設備および受電設備の内容，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により供給地点ごとに定めます。

(3) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，供給電圧および臨時接続送電サービスの種別に応じて，次の各項により算定いたします。

イ　低圧で供給する場合

(ｲ) 電灯臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で，その総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）が３キロボルトアンペア以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，契約負荷設備の総容量（入力といたします。なお，出力で表示されている場合等は，各契約負荷設備ごとに別表４〔負荷設備の入力換算容量〕によって換算するものといたします。）によって１日につき次によって算定された金額といたします。ただし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	4 円 42 銭
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	8 円 84 銭
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	8 円 84 銭
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	88 円 47 銭
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	88 円 47 銭

(ﾛ) 電灯臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が電灯または小型機器を使用する需要者に供給する場合で,次のいずれにも該当するときに適用いたします。

(a) 使用する電灯または小型機器について19（接続送電サービス）(3) イ(ﾛ) a (a)を適用した場合の値が原則として50キロワット未満であること。

(b) 電灯臨時定額接続送電サービスを適用できないこと。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトといたします。ただし,技術上やむをえない場合には,交流単相２線式標準電圧200ボルトまたは交流３相３線式標準電圧200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は,基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ヘによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし,別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料

価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d (a)において適用される該当基本料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d (b)において適用される該当電力量料金率の10パーセントを割増ししたものを適用いたします。

(ﾊ) 動力臨時定額接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が５キロワット以下であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の臨時接続送電サービス料金は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の該当料金の半額といたします。

また，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５(離島ユニバーサルサービス調整)(1)

ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５(離島ユニバーサルサービス調整)(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	114 円 06 銭

d　そ　　の　　他

当社が適当と認める場合には，動力臨時接続送電サービスを適用することがあります。

(ニ) 動力臨時接続送電サービス

a　適　用　範　囲

契約者が動力を使用する需要者に供給する場合で，臨時接続送電サービス契約電力が原則として５キロワットをこえ，50キロワット未満であるときに適用いたします。

b　供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧200ボルトといたします。ただし，技術上やむをえない場合には，交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトとすることがあります。

c　臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定され

た離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

(a) 基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (a) ii において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

(b) 電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)イ(ホ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ロ　高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，高圧臨時接続送電サービスといたします。

(イ) 適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として50キロワット以上であり，かつ，2,000キロワット未満である場合に適用いたします。

(ロ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式および供給電圧は，交流３相３線式標準電圧6,000ボルトといたします。

(ハ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定され

た離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

ａ　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

ｂ　電 力 量 料 金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ハ　特別高圧で供給する場合

臨時接続送電サービスの種別は，特別高圧臨時接続送電サービスといたします。

(ｲ) 適　用　範　囲

臨時接続送電サービス契約電力が原則として2,000キロワット以上である場合に適用いたします。

(ﾛ) 供給電気方式および供給電圧

供給電気方式は，交流３相３線式とし，供給電圧は，標準電圧20,000ボルトまたは60,000ボルトといたします。

(ﾊ) 臨時接続送電サービス料金

臨時接続送電サービス料金は，基本料金および電力量料金の合計といたします。ただし，基本料金は，ニによって力率割引または割増しをする場

合は，力率割引または割増しをしたものといたします。また，電力量料金は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を下回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を差し引いたものとし，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)イによって算定された離島平均燃料価格が別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)ロに定める離島基準燃料価格を上回る場合は，別表５（離島ユニバーサルサービス調整）(1)へによって算定された離島ユニバーサルサービス調整額を加えたものといたします。

a　基　本　料　金

基本料金は，１月につき19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (a)において適用される該当基本料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。ただし，まったく電気を使用しない場合の基本料金は，半額といたします。

b　電　力　量　料　金

電力量料金は，その１月の接続供給電力量によって算定することとし，19（接続送電サービス）(3)ハ(ｲ) c (b)において適用される該当電力量料金率の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

ニ　力率割引および割増し

高圧または特別高圧で供給する場合の力率割引および割増しは，19（接続送電サービス）(3)ニに準じて適用いたします。

ホ　そ　　の　　他

臨時接続送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

(4) そ　　の　　他

イ　当社は，原則として供給設備を常置いたしません。

ロ　契約使用期間満了後さらに継続して臨時接続送電サービスを利用することを希望される場合で，契約使用期間満了の日の翌日から新たに定める契

約使用期間満了の日までが１年未満となるときは，臨時接続送電サービスを適用いたします。

ハ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

ただし，19（接続送電サービス）(4)は，適用いたしません。

21　予備送電サービス

(1) 適　用　範　囲

高圧または特別高圧で受電または供給する場合で，19（接続送電サービス）を利用される契約者または発電契約者が受電地点または供給地点ごとに予備電線路の利用を希望される次の場合に適用いたします。

イ　予備送電サービスＡ

常時利用変電所から常時利用と同位の電圧で利用する場合

ロ　予備送電サービスＢ

常時利用変電所以外の変電所を利用する場合または常時利用変電所から常時利用と異なった電圧（高圧および特別高圧に限ります。）で利用する場合

(2) 予備送電サービス契約電力

予備送電サービス契約電力は，受電地点については当該受電地点における契約受電電力の値，供給地点については当該供給地点における接続送電サービス契約電力の値とし，受電地点および供給地点ごとに定めます。ただし，契約者または発電契約者に特別の事情がある場合で，契約者または発電契約者が契約受電電力または接続送電サービス契約電力の値と異なる予備送電サービス契約電力を希望されるときの予備送電サービス契約電力は，発電場所における発電設備等の出力および負荷の実情ならびに需要場所における１年間を通じての最大の負荷等負荷の実情に応じて，契約者または発電契約者と当社との協議により，受電地点および供給地点ごとに定めます。この場合の予備送電サービス契約電力は，原則として50キロワットを下回らないものといたします。

(3) 予備送電サービス料金

予備送電サービス料金は，供給地点ごとに，予備送電サービスの利用の有無にかかわらず，１月につき次のとおりといたします。

なお，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

また，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスの供給電圧は，常時利用の電圧と同位の電圧とみなします。この場合，予備送電サービス契約電力および予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，予備送電サービス料金および接続送電サービス料金の算定上，常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

イ　予備送電サービスＡ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	124 円 30 銭
	特別高圧で供給する場合	82 円 50 銭

ロ　予備送電サービスＢ

予備送電サービス契約電力 １キロワットにつき	高圧で供給する場合	151 円 80 銭
	特別高圧で供給する場合	106 円 70 銭

(4) 力率割引および割増し

力率割引および割増しはいたしません。ただし，19（接続送電サービス）(3)ニの力率割引および割増しの適用上，供給地点における予備送電サービスによって使用した電気の電力量は，原則として19（接続送電サービス）によって使用した電気の電力量とみなします。

(5) そ　の　他

イ　予備送電サービス料金の計算における合計金額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

ロ　受電地点の予備送電サービスは，他の発電量調整供給契約等と共用することができます。

ハ　契約者または発電契約者が希望される場合は，受電地点または供給地点ごとに予備送電サービスＡと予備送電サービスＢとをあわせて利用することができます。

ニ　その他の事項については，とくに定めのある場合を除き，接続供給の場合は19（接続送電サービス）に準ずるものといたします。

22　発電量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応電力

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則（以下「託送供給等約款料金算定規則」といいます。）第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額（消費税法の規定により課される消費税および地方税法の規定により課される地方消費税に相当する金額をいいます。）を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量が，その30分の発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

23　接続対象計画差対応電力

(1) 適　　用

38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(2) 接続対象計画差対応電力

イ　接続対象計画差対応補給電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応余剰電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量が，その30分の接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(ﾊ)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

24　需要抑制量調整受電計画差対応電力

(1) 適　　用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(2) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

イ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(ｲ) 適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(イ) 適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が，その30分の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(ロ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(ハ)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ハ) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

25　給電指令時補給電力

(1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているとき

に適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑳により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

イ　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

ロ　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ハ　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）⑱により30分ごとに算定された値といたします。

ニ　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，当社の電力系統における電気の潮流

が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

Ⅳ　料金の算定および支払い

26　料金の適用開始の時期

接続供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された接続供給の開始日から適用し，発電量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された発電量調整供給の開始日から適用し，需要抑制量調整供給に係る料金は，当社所定の様式に記載された需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の準備着手前に接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給の開始延期の申入れがあった場合または契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者もしくは需要者のいずれの責めともならない理由によって接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給が開始されない場合は，あらためて契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定められた接続供給，発電量調整供給または需要抑制量調整供給の開始日から適用いたします。

27　検　　針　　日

検針日は，次により，実際に検針を行なった日または検針を行なったものとされる日といたします。

(1) 検針は，受電地点または供給地点ごとに当社があらかじめお知らせした日（当社が受電地点または供給地点の属する検針区域に応じて定めた毎月一定の日〔以下「検針の基準となる日」といいます。〕および休日等を考慮して定めます。）に，各月ごとに行ないます。

なお，高圧または特別高圧で受電もしくは供給する場合の検針日は，当社が検針日を定める場合を除き，実際に検針を行なった日にかかわらず，毎月１日といたします。ただし，受電地点または供給地点が同一の発電場所または需要場所にある場合は，契約者または発電契約者と当社との協議によって，受電地点における検針日と供給地点における検針日を同一の日とすることがあります。

(2) 発電者または需要者が不在等のため検針できなかった場合は，検針に伺っ

た日に検針を行なったものといたします。

(3) 当社は，やむをえない事情のある場合には，(1)にかかわらず，当社があらかじめお知らせした日以外の日に検針を行なうことがあります。

(4) 当社は，次の場合には，(1)にかかわらず，各月ごとに検針を行なわないことがあります。

なお，当社は，ロの場合は，非常変災等の場合を除き，あらかじめ契約者または発電契約者の承諾をえるものといたします。

イ　契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日から，その直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日までの期間が短い場合

ロ　その他特別の事情がある場合

(5) (3)の場合で，検針を行なったときは，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

(6) (4)イの場合で，検針を行なわなかったときは，契約者または発電契約者が受電地点または供給地点を新たに設定した日の直後の受電地点または供給地点の属する検針区域の検針日に検針を行なったものといたします。

(7) (4)ロの場合で，検針を行なわなかったときは，検針を行なわない月については，当社があらかじめお知らせした日に検針を行なったものといたします。

28　料金の算定期間

(1) 送電サービス料金の算定期間は，次によります。

イ　前月の検針日から当月の検針日の前日までの期間（以下「検針期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の検針日の前日までの期間または直前の検針日から消滅日の前日までの期間といたします。

ロ　当社があらかじめ契約者に電力量または最大需要電力等が記録型計量器に記録される日（以下「計量日」といいます。）をお知らせした場合は，イにかかわらず，前月の計量日から当月の計量日の前日までの期間（以下「計

量期間」といいます。）といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から直後の計量日の前日までの期間または直前の計量日から消滅日の前日までの期間といたします。

ハ　定額接続送電サービスの料金または30（電力および電力量の算定）(25)の場合の送電サービス料金の算定期間は，イに準ずるものといたします。この場合，イにいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの料金の算定期間は，その供給地点を新たに設定した日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とすることがあります。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の算定期間は，毎月１日から当該月末日までの期間といたします。ただし，接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合の料金の算定期間は，開始日から開始日の属する月の末日までの期間または契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日の前日までの期間（ただし，特別の事情がある場合は，契約が消滅した日の属する月の１日から消滅日までの期間といたします。）といたします。

29　計　　量

(1) 当社は，発電量調整受電電力量は，原則として，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器により受電電圧と同位の電圧で，接続供給電力量および最大需要電力等は，原則として，供給地点ごとに取り付けた記録型計量器により供給電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。

また，受電地点において他の発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，

30分ごとに，受電地点において計量された電力量を原則として37（託送供給等の実施）によりあらかじめ定められたその30分に対する電力量の計画値および仕訳に係る順位にもとづいて仕訳いたします。ただし，発電契約者から発電場所において発電契約者等の負担により，発電契約者等で取り付けた計量器により計量された発電設備等ごとの電力量にもとづく仕訳の申出がある場合で，当社が適当と認めるときは，30分ごとに，受電地点において計量された電力量を当該受電地点における発電設備等ごとの計量器により計量された電力量にもとづいて仕訳することがあります。この場合，仕訳に必要となる発電設備等ごとの電力量は，契約者または発電契約者から当社に通知していただきます。なお，30分ごとに，受電地点において計量された電力量の仕訳を行なう場合は，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

(2) 受電地点または供給地点ごとの計量の結果は，各月ごとにすみやかに契約者または発電契約者にお知らせいたします。

(3) 技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，計量器を取り付けないことがあります。

30　電力および電力量の算定

(1) 発電量調整受電電力

発電量調整受電電力は，発電量調整供給の場合で，受電地点で計量された電力量の値を２倍した値とし，受電地点ごとに，30分ごとに，算定いたします。

(2) 発電量調整受電電力量

発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに，30分ごとに，受電地点で計量された電力量といたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，30分ごとに，受電地点で計量された電力量（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

(3) 発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，(4)の発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(4) 発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合，受電地点ごとに当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合，受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

(5) 接続受電電力

接続受電電力は，接続供給の場合で，(6)の接続受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(6) 接続受電電力量

接続受電電力量は，30分ごとの(12)の接続対象計画電力量といたします。

(7) 接続供給電力

接続供給電力は，(8)の接続供給電力量の値を２倍した値とし，供給地点ご

とに，30分ごとに，算定いたします。

(8) 接続供給電力量

接続供給電力量は，供給地点ごとに，30分ごとに，供給地点で計量された電力量といたします。ただし，特別高圧で常時利用される供給地点で，高圧で予備送電サービスを利用される場合には，予備送電サービスに係る接続供給電力量は，供給地点で計量された電力量を常時利用される電圧と同位の電圧にするために修正したものといたします。

また，料金の算定期間の接続供給電力量は，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。

なお，時間帯別接続送電サービスを適用する場合の料金の算定期間の時間帯別の接続供給電力量は，時間帯ごとに，30分ごとの接続供給電力量を，供給地点ごとに，料金の算定期間（ただし，契約者が供給地点を消滅させる場合で，特別の事情があるときは，直前の検針日から消滅日までの期間といたします。）において合計した値といたします。ただし，19（接続送電サービス）(3)イ(ハ)および(ヘ)の場合におけるその１月の夜間時間帯の接続供給電力量は，その１月の接続供給電力量からその１月の昼間時間帯の接続供給電力量を差し引いた値といたします。

(9) 接続対象電力

接続対象電力は，(10)の接続対象電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

(10) 接続対象電力量

接続対象電力量は，30分ごとに，イまたはロによって算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。

イ　需要場所が需要抑制バランシンググループに属さない場合または需要場所が需要抑制バランシンググループに属する場合で需要抑制契約者があらかじめ通知した(16)の需要抑制量調整受電計画電力量が零となるときは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

ロ　需要抑制契約者があらかじめ通知した⑯の需要抑制量調整受電計画電力量が零をこえる場合は，あらかじめ定めた(ｲ)または(ﾛ)により算定された値といたします。

(ｲ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭イを適用している場合は，次のａまたはｂによって算定された値

ａ　１ベースラインに係る需要場所を単一とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき。

$$\left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}\right) - \text{需要抑制量調整受電計画電力量}$$

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致または需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

b　１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合

(a)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインを上回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(b)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るとき。

ベースライン　－　需要抑制量調整受電計画電力量

(c)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るとき。

当該需要場所に係る(d)によって算定された値の合計値

(d)　(a)および(c)にいう(d)によって算定された値とは，次の式により算定された値といたします。

$$\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1-\text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}}$$

(ﾛ)　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法として，⑭ロを適用している場合は，次の式によって算定された値

⑾ 接続対象計画電力

接続対象計画電力は，⑿の接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑿ 接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

⒀ 需要抑制量調整受電電力

需要抑制量調整受電電力は，⒁の需要抑制量調整受電電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⒁ 需要抑制量調整受電電力量

需要抑制量調整受電電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する30分ごとの電力量で，需要場所ごとに，あらかじめ定めたイまたはロによって算定された値といたします。

イ　需要抑制量調整受電計画電力量を上限として，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量を算定する場合は，次の式によって算定された値

(ｲ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインを上回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　0

(ﾛ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）がベースラインと一致またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値と一致またはベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回る場合

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right)$$

(ﾊ)　当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）が，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回る場合

需要抑制量調整受電電力量　＝　需要抑制量調整受電計画電力量

ﾛ　イ以外の場合は，次の式によって算定された値（１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合，ベースラインから差し引く値は，当該需要場所に係る供給地点で計量された接続供給電力量を損失率で修正した値の合計値といたします。）

需要抑制量調整受電電力量

$$= \text{ベースライン} - \left(\text{接続供給電力量} \times \frac{1}{1 - \text{損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} \right)$$

ただし，上式の値が負となる場合，需要抑制量調整受電電力量は零といたします。

⑮ 需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，⑯の需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

⑯ 需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，当社が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該ベースラインにもとづく需要抑制量調整受電計画電力量といたします。また，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

⑰ ベースライン

ベースラインは，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所に係る供給地点で計量される接続供給電力量を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。ただし，需要抑制契約者が１ベースラインに係る需要場所を複数とする場合は，当該複数の需要場所に対して１ベースラインといたします。

⑱ 発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知され

たその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。

(ｲ) (2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需

給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ニの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

b ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

c ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

d 38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引い

た値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

e　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2) ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と

一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

⑲ 発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。

イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量	＝	発電量調整受電電力量	－	発電量調整受電計画電力量

ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給

電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，⑱ロによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

⑳ 接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

㉑ 接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，(8)にかかわらず，当該供給地点で計量された30分ごとの電力量に当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

⑵2 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑴6の需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，⑴4イまたはロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として⑴4ロを適用している場合で，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{1－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

⑵3 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30分ごとの⑴4の需要抑制量調整受電電力量がその30分における⑴6の需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，

⑭ロにかかわらず，当該需要場所に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

⑭ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合の電力量は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量といたします。

⑮ 定額接続送電サービスの適用を受ける場合を除き，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合で，計量器を取り付けないときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑯ 27（検針日）(2)または(4)の場合で，検針を行なわなかったときの電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。

⑰ 15（供給および契約の単位）(1)において，１需要場所または１発電場所につき，複数計量をもって託送供給または発電量調整供給を行なう場合で，特別の事情があるときは，その需要場所または発電場所における30分ごとの電力および電力量の算定は，計量器ごとに計量された電力および電力量をそれぞれ30分ごとに合計することがあります。

⑱ その他，電力量の算定を行なうために必要な事項については，あらかじめ契約者，発電契約者または需要抑制契約者と当社との協議によって定めます。

⑲ 計量器の故障等により電力量または最大需要電力等を正しく計量できない場合には，電力量または最大需要電力等は，別表９（電力量の協定）を基準として，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，

協議により定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量または最大需要電力等といたします。ただし，その１月の電力量の合計が計量できている場合で，30分ごとの電力量を正しく計量できないときまたは計量情報等を伝送することができないときは，30分ごとの電力量は，原則として，別表９（電力量の協定）(3)を基準として定め，定めた値を，受電地点または供給地点で計量された電力量といたします。

31 損　失　率

この約款で用いる損失率は，次のとおりといたします。

低圧で供給する場合	6.0パーセント
高圧で供給する場合	2.5パーセント
特別高圧で供給する場合	0.6パーセント

32 料 金 の 算 定

(1) 送電サービス料金，発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，料金の算定期間を「１月」として算定いたします。

イ　接続供給，発電量調整供給もしくは需要抑制量調整供給を開始し，または接続供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約が消滅した場合

ロ　契約者が供給地点を新たに設定し，供給地点への接続供給を再開し，もしくは停止し，または供給地点を消滅させる場合

ハ　接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，予備送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力，予備送電サービス契約電力，ピークシフト電力等を変更したことにより，

料金に変更があった場合

ニ　28（料金の算定期間）(1)イの場合で検針期間の日数がその検針期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

ホ　28（料金の算定期間）(1)ロの場合で計量期間の日数がその計量期間の始期に対応する検針の基準となる日の属する月の日数に対し，５日を上回り，または下回るとき。

(2) 当社は，(1)ロ，ハ，ニまたはホの場合は，基本料金，定額接続送電サービスの料金，予備送電サービス料金およびピークシフト割引額について，次の式により日割計算をいたします。

イ　基本料金，定額接続送電サービスの料金または予備送電サービス料金を日割りする場合

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$\text{１月の該当料金} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

ロ　ピークシフト割引額を日割りする場合

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{検針期間の日数}}$$

ただし，(1)ニまたはホに該当する場合は，

$$\text{１月の該当割引額} \times \frac{\text{日割計算対象日数}}{\text{暦日数}}$$

といたします。

(3) (1)ロの場合により日割計算をするときは，日割計算対象日数には契約者が供給地点を新たに設定する日および再開日を含み，停止日および消滅日を除きます。

また，(1)ハの場合により日割計算をするときは，変更後の料金は，変更の

あった日から適用いたします。

(4) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

供給地点を新たに設定した日の直前のその供給地点の属する検針区域の検針日から，その供給地点を新たに設定した直後の検針日の前日までの日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

消滅日の直前の検針日から，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日の前日までの日数といたします。

(5) 定額接続送電サービスの適用を受ける場合または30（電力および電力量の算定）(25)の場合は，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させるときの(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日とし，当社が次回の検針日として契約者にあらかじめお知らせした日は，消滅日の直後のその供給地点の属する検針区域の検針日といたします。

(6) 28（料金の算定期間）(1)ロの場合は，(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，計量期間の日数といたします。ただし，契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう検針期間の日数は，(4)に準ずるものといたします。この場合，(4)にいう検針日は，計量日といたします。

(7) 契約者が供給地点を新たに設定し，または供給地点を消滅させる場合の(2)イおよびロにいう暦日数は，次のとおりといたします。

イ　供給地点を新たに設定した場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（その供給地点を新たに設定した日が含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

ロ　供給地点を消滅させる場合

その供給地点の属する検針区域の検針の基準となる日（消滅日の前日が

含まれる検針期間の始期に対応するものといたします。）の属する月の日数といたします。

(8) 高圧または特別高圧で供給する場合で，力率に変更があるときは，次により基本料金を算定いたします。

イ　力率に変更を生ずるような負荷設備の変更等がある場合は，その前後の力率にもとづいて，(2)イにより日割計算をいたします。

ロ　負荷設備の変更等がない場合で，協議によって力率を変更するときは，変更の日を含むその１月から変更後の力率によります。

(9) 供給地点への接続供給の停止期間中の料金の日割計算を行なう場合は，(2)イおよびロの日割計算対象日数は，停止期間中の日数といたします。この場合，停止期間中の日数には，接続供給を停止した日を含み，接続供給を再開した日は含みません。また，停止日に接続供給を再開する場合は，その日は停止期間中の日数には含みません。

33　支払義務の発生および支払期日

(1) 日程等別料金の支払義務は，18（料金）(1)ロに定める料金算定日に発生いたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金および給電指令時補給電力料金の支払義務は，特別の事情がある場合を除き，料金の算定期間の翌々月の第５営業日（営業日は当社が定めます。）に発生いたします。ただし，27（検針日）(5)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に実際に検針を行なった場合，30（電力および電力量の算定）(29)の場合で，料金の算定期間の翌々月の第５営業日以降に電力量を協議によって定めた場合は，その日といたします。

(3) (1)の日程等別料金または(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応補給電力料金，接続対象計画差対応補給電力料金，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金もしくは給電指令時補給電力料金は，次の場合を除き，支払

義務発生日の翌日から起算して30日目の日（以下「支払期日」といいます。）までに支払っていただきます。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

イ　54（解約等）(1)により解約となった場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が振り出しもしくは引き受けた手形または振り出した小切手について銀行取引停止処分を受ける等支払停止状態に陥った場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が破産手続き開始，再生手続き開始，更生手続き開始，特別清算開始もしくはこれらに類する法的手続きの申立てを受けまたは自ら申立てを行なった場合

ニ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が強制執行または担保権の実行としての競売の申立てを受けた場合

ホ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が公租公課の滞納処分を受けた場合

ヘ　その他の理由で契約者，発電契約者または需要抑制契約者に明らかに料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認め，その旨を当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知した場合

(4)　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当する場合の支払期日は，次のとおり取り扱います。

イ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日までに支払義務が発生した料金で，かつ，当社への支払いがなされていない料金（支払期日を超過していない料金に限ります。）については，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日を支払期日といたします。ただし，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれかに該当することとなった日が支払義務発生日から７日を経過していない場合には，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が(3)イからヘまでのいずれか

に該当することとなった日の翌日以降に支払義務が発生する料金については，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日といたします。

なお，(3)イからホまでのいずれかに該当する場合であっても，一定期間の支払いが遅滞なく行なわれる等，料金の支払状況から支払いの延滞が生じるおそれがないと当社が認めるときは，支払義務発生日の翌日から起算して30日目を支払期日とすることがあります。この場合，当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。ただし，この通知をした後，料金の支払いの延滞が生じるおそれがあると当社が認める場合は，支払義務発生日の翌日から起算して７日目を支払期日とすることがあります。この場合も当社はその旨を契約者，発電契約者または需要抑制契約者に通知いたします。

(5) 当社は，(2)の料金のうち発電量調整受電計画差対応余剰電力料金，接続対象計画差対応余剰電力料金または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金を，支払期日までにお支払いいたします。ただし，支払義務発生日の翌日から起算して30日目の日が金融機関の休業日の場合の支払期日は翌営業日といたします。

34　料金その他の支払方法

(1) 契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　契約者の料金および工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて契約者から支払っていただきます。

ニ　契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(2) 発電契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　発電契約者の料金については毎月，工事費負担金その他についてはそのつど，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により発電契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，発電契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，発電契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を発電契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，発電契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて発電契約者から支払っていただきます。

ニ　発電契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(3) 需要抑制契約者の料金その他の支払方法は，次によります。

イ　需要抑制契約者の料金については毎月，当社が指定した金融機関を通じて払い込み等により需要抑制契約者から支払っていただきます。

なお，支払いにともなう費用は，需要抑制契約者の負担といたします。

ロ　イの当社が指定した金融機関を通じた払い込みによる支払いは，需要抑制契約者がその金融機関に払い込まれたときになされたものといたします。

ハ　料金が支払期日までに支払われない場合には，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に

対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を需要抑制契約者から申し受けます。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，需要抑制契約者が延滞利息の算定の対象となる料金を支払われた直後に支払義務が発生する料金とあわせて需要抑制契約者から支払っていただきます。

ニ　需要抑制契約者の料金は，支払義務の発生した順序で支払っていただきます。

(4) 当社の料金の支払方法は，次によります。

イ　当社の料金については毎月，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が指定する金融機関の銀行口座に払い込みによってお支払いいたします。

なお，支払いにともなう費用は，当社で負担いたします。

ロ　料金の支払いは，当社がその金融機関に払い込みしたときになされたものといたします。

ハ　当社が料金を支払期日までに支払わない場合，当社は，支払期日の翌日から起算して支払いの日に至るまで，料金から消費税等相当額を差し引いた金額に対して，年10パーセント（閏年の日を含む期間についても，365日当たりの割合といたします。）の延滞利息を契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお支払いいたします。

なお，消費税等相当額の単位は，１円とし，その端数は，切り捨てます。

また，延滞利息は，原則として，当社が延滞利息の算定の対象となる料金をお支払いした直後に支払義務が発生する料金とあわせてお支払いいたします。

35 保　証　金

(1) 契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，次のいずれかに該当する場合で，必要と認められるときは，契約者から，接続供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，それぞれ予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲

で保証金を預けていただきます。

(ｲ) 料金の支払いの延滞があった場合

(ﾛ) 30分ごとの接続対象電力量に対する接続対象計画電力量の割合が急激に低下したこと等によって，30（電力および電力量の算定）(20)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(20)によって算定される値が著しく大きくなることが想定される場合で，接続対象計画電力量が接続対象電力量に比べて著しく不適当と認められ，39（適正契約の保持等）(3)によって当社が使用状態をすみやかに適正なものに修正するよう求めたにもかかわらず，その求めに応じていただけないとき。

(ﾊ) 新たに接続供給を開始し，または契約電力等を増加される場合

ロ　契約者は，当社があらかじめ定め，通知した期日までに保証金を預けていただきます。

ハ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ニ　当社は，接続供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を契約者の支払額に充当することがあります。

ホ　当社は，保証金について利息を付しません。

ヘ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても接続供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ニにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(2) 発電契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった発電契約者，または新たに発電量調整供給を開始される発電契約者から，発電量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，発電量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を発電契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても発電量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

(3) 需要抑制契約者の場合は，次によります。

イ　当社は，料金の支払いの延滞があった需要抑制契約者，または新たに需要抑制量調整供給を開始される需要抑制契約者から，需要抑制量調整供給の開始もしくは再開に先だって，または供給継続の条件として，予想月額料金の３月分に相当する金額をこえない範囲で保証金を預けていただくことがあります。

ロ　保証金の預かり期間は，２年以内といたします。

ハ　当社は，需要抑制量調整供給契約が消滅した場合または支払いの延滞が生じた場合には，保証金を需要抑制契約者の支払額に充当することがあります。

ニ　当社は，保証金について利息を付しません。

ホ　当社は，保証金の預かり期間満了前であっても需要抑制量調整供給契約が消滅した場合には，保証金をお返しいたします。ただし，ハにより支払額に充当した場合は，その残額をお返しいたします。

36　連　帯　責　任

１接続供給契約において契約者が複数となる場合，接続対象計画差対応補給電力料金，給電指令時補給電力料金等に係る金銭債務および接続供給契約の履行に関する事項（接続送電サービス料金，臨時接続送電サービス料金，予備送電サービス料金，契約超過金，違約金または工事費負担金等に係る金銭債務を除きます。）については，複数の契約者全員が連帯して責任を負うものといたします。

Ⅴ 供　　給

37　託送供給等の実施

(1) 接続供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値が30分ごとに接続対象電力量と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の需要想定値と一致するようにしていただきます。

ロ　契約者は，接続供給の実施に先だち，需要計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，契約者が通知した需要計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表10（需要計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　契約者がロまたはニで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ヘ　当社は，電気の需給状況，供給設備の状況その他によって，契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ト　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で供給する場合を除き，契約者または需要者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者および需要者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，需要者と別途申合書を作成いたします。

(2) 振替供給の場合

イ　契約者は，当社が系統運用上の必要に応じて当社が指定する計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ロ　契約者がイで通知した計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ハ　当社は，系統運用上の制約その他によって，契約者に給電指令を行なうことがあります。この場合，契約者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

(3) 発電量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 発電契約者は，発電量調整受電電力量を，30分ごとに別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める翌日計画および当日計画の発電計画と一致するようにしていただきます。

ロ　発電契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，発電計画，調達計画および販売計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，発電契約者が通知した発電計画，調達計画または販売計画が不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，発電計画，調達計画および販売計画の通知の期限および通知の内容は別表11（発電計画・調達計画・販売計画）のとおりといたします。

ニ　発電契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，発電契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　発電契約者は，受電地点において他の発電量調整供給等と同一計量する場合は，発電者と協議のうえ，原則として，ロの発電計画の通知にあわせて，受電地点において計量される電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　発電契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

なお，発電契約者が希望される場合で，運用方法の基本事項等について当社が確認できるときには，あらかじめ定めた発電場所について，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画を変更するときに限り，発電者を通じてこの変更を行なうことができます。この場合，当社は，あらかじめ発電契約者および発電者と協議のうえ必要な事項について別途申合書を作成いたします。

チ　当社は，系統運用上の制約その他によって，低圧で受電する場合を除き，発電契約者または発電者に給電指令を行なうことがあります。この場合，発電契約者および発電者は当社の給電指令にしたがっていただきます。

なお，当社は，38（給電指令の実施等）および74（保安等に対する発電者および需要者の協力）(4)に定める事項その他系統運用上必要な事項について，発電者と別途申合書を作成いたします。

(4) 需要抑制量調整供給の場合

イ　電力量については，次のとおりにしていただきます。

(ｲ) 需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致するようにしていただきます。

(ﾛ) 需要抑制契約者は，需要抑制量調整受電電力量を，30分ごとに別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める翌日計画および当日計画の需要抑制計画と一致するようにしていただきます。

ロ　需要抑制契約者は，需要抑制量調整供給の実施に先だち，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインを当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。この場合，当社は，需要抑制契約者が通知した需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインが不適当と認められる場合には，すみやかに適正なものに修正していただきます。

ハ　原則として，需要抑制計画，調達計画，販売計画およびベースラインの通知の期限および通知の内容は別表12(需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン)のとおりといたします。

ニ　需要抑制契約者は，当社が系統運用上の必要に応じてハに定める内容以外の計画を求めた場合は，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

ホ　当社は，供給設備の状況その他によって，需要抑制契約者から通知された計画の調整を行なうことがあります。

ヘ　需要抑制契約者は，需要抑制を行なう需要場所において他の需要抑制量調整供給とあわせて需要抑制を行なう場合は，需要者と協議のうえ，ロの需要抑制計画の通知にあわせて，需要抑制量調整受電電力量の仕訳に係る順位を電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ト　需要抑制契約者がロもしくはニで通知した計画またはヘで通知した順位を変更する必要が生じた場合には，すみやかに，原則として電力広域的運営推進機関を通じて，当社に通知していただきます。

38　給電指令の実施等

(1) 当社は，系統運用上の制約その他によって必要な場合には，37（託送供給等の実施）(3)ホにかかわらず，発電者に定期検査または定期補修の時期を変更していただくことがあります。

(2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合

ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合

ハ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。

ニ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。

ヘ　その他電気の需給上または保安上必要がある場合

(3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ニ，ホまたはへのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。

なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。

(4) 当社は，接続供給において，受電地点を会社間連系点とする電気に係る振替供給契約にもとづく給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に当該振替供給等の全部または一部を中止された場合（会社間連系点等における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過することにともなう場合に限ります。）は，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該振替供給等の中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。

(5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ニ，ホまたはへの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

(6) 当社は，(2)イ，ロ，へまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。

イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。

(ｲ) 割 引 の 対 象

電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。

(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算

延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。

ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合

(ｲ) 割 引 の 対 象

当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。

(ﾛ) 割　　引　　率

１月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。

(ハ) 制限または中止延べ時間数の計算

延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。

なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。

（算　　式）

a　接続供給電力を制限した場合

H’＝　H×（D－d）／D

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

D　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力

d　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値

b　接続供給電力量を制限した場合

H’＝　H×（A－B）／A

H’＝　修正時間

H　＝　制限時間

A　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量

B　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量

c　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。

(7) (6)による延べ日数または延べ時間数を計算する場合には，電気工作物の保守または増強のための工事の必要上当社が契約者に３日前までにお知らせして行なう制限または中止は，１月につき１日を限って計算に入れません。

なお，契約者と当社との協議が整った場合は，需要者に３日前までにお知らせしたことをもって契約者に３日前までにお知らせしたものとみなします。

(8) 予備送電サービスの使用を制限し，または中止した場合には，(6)および

(7)に準じて割引を行ない料金を算定いたします。

(9) 当社は，(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施したときは，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力量（以下「Ｎ－１電制時調達不足電力量」といいます。）の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備等を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備等がＮ－１電制時調達不足電力量を発電または放電するのに要したであろう費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

39 適正契約の保持等

(1) 当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者との接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態に比べて不適当と認められる場合には，その契約をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(2) 当社は，発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合には，その契約受電電力をすみやかに適正なものに変更していただきます。

(3) 当社は，30（電力および電力量の算定）(20)もしくは(21)によって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)イもしくは(19)イによって算定された値が著しく大きい場合，30（電力および電力量の算定）(18)ロもしくは(19)ロによって算定された値が著しく大きい場合（いずれの場合も，給電指令時補給電力量として算定された値を除きます。），30（電力および電力量の算定）(22)もしくは(23)によって算定された値が著しく大きい場合または30（電力および電力量の算定）(17)のベースラインが著しく不適当と認められる場合等，契約者との接続供給契約に比べて使用状態が不適当と認められる場合，発電契約者との発電量調整供給契約に比べて発電・放電状態が不適当と認められる場合または需要抑制契約者との需要抑制量調整供給

契約に比べて需要抑制状態が不適当と認められる場合には，使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態をすみやかに適正なものに修正していただきます。

40 契 約 超 過 金

(1) 契約者が接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合には，当社の責めとなる理由による場合を除き，当社は，契約超過電力に接続送電サービスもしくは臨時接続送電サービスの該当基本料金率または予備送電サービスの該当料金率を乗じてえた金額をその１月の力率により割引または割増ししたもの(ただし，予備送電サービス契約電力をこえて電気を使用された場合は，力率による割引または割増しをいたしません。）の1.5倍に相当する金額を，契約超過金として契約者から申し受けます。

なお，この場合，契約超過電力とは，その１月の最大需要電力等から接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を差し引いた値といたします。

(2) 契約超過金は，契約電力をこえて電気を使用された月の検針日が料金算定日となる日程等別料金（該当する日程等別料金がない場合は，料金算定日が直後の日程等別料金といたします。）の支払期日までに，原則として，その日程等別料金とあわせて支払っていただきます。

41 力 率 の 保 持

(1) 低圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として，電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスまたは電灯臨時接続送電サービスの適用を受ける供給地点については90パーセント以上，その他の供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

ロ　進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り

付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

(2) 高圧または特別高圧で供給する場合

イ　接続供給における供給地点ごとの力率は，原則として85パーセント以上に保持していただきます。

なお，軽負荷時には進み力率とならないようにしていただきます。

ロ　当社は，技術上必要がある場合には，進相用コンデンサの開閉をお願いすることおよび接続する進相用コンデンサ容量を協議させていただくことがあります。

なお，この場合の当該供給地点の１月の力率は，必要に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施

当社は，次の業務を実施するため，発電者の承諾をえて発電者の土地もしくは建物に，または需要者の承諾をえて需要者の土地もしくは建物に立ち入らせていただくことがあります。この場合（託送供給または発電量調整供給の終了後の立入りとなる場合を含みます。）には，正当な理由がない限り，立ち入ることおよび業務を実施することを承諾していただきます。

なお，発電者または需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(1) 受電地点に至るまでの当社の供給設備および供給地点に至るまでの当社の供給設備または計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物の設計，施工（取付けおよび取外しを含みます。），改修または検査

(2) 74（保安等に対する発電者および需要者の協力）によって必要な発電者または需要者の電気工作物の検査等の業務

(3) 不正な電気の使用の防止等に必要な，発電者もしくは需要者の電気機器の

試験，契約負荷設備，契約主開閉器もしくはその他電気工作物の確認もしくは検査または発電者もしくは需要者の電気の使用用途の確認

(4) 計量器の検針または計量値の確認

(5) 44（託送供給等の停止），52（契約の廃止）または54（解約等）により必要な処置

(6) その他この約款によって，接続供給契約，振替供給契約および発電量調整供給契約の成立，変更もしくは終了等に必要な業務または当社の電気工作物にかかわる保安の確認に必要な業務

43 託送供給等にともなう協力

(1) 発電者または需要者が次の原因等により他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は,その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，必要な調整装置または保護装置を発電場所または需要場所に施設していただくとともに，とくに必要がある場合には，託送供給契約については契約者の，発電量調整供給契約については発電契約者の負担で，当社が供給設備を変更し，または専用供給設備を施設いたします。

イ　負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

ロ　負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

ハ　負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

ニ　著しい高周波または高調波を発生する場合

ホ　その他イ，ロ，ハまたはニに準ずる場合

(2) 発電者または需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用される場合は，(1)に準じて取り扱います。

なお，この場合の料金その他の連系条件は，別に定める発電設備系統連系サービス要綱によります。

44　託送供給等の停止

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当する場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により生じた保安上の危険のため緊急を要する場合

ロ　発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物を故意に損傷し，または亡失して，当社に重大な損害を与えた場合

ハ　61（引込線の接続）に反して，当社の供給設備と発電者の電気設備または需要者の電気設備との接続を行なった場合

(2) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその旨を警告しても改めない場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由により保安上の危険がある場合

ロ　電気工作物の改変等によって不正に当社の電線路を使用，または電気を使用された場合

ハ　契約負荷設備以外の負荷設備によって電気を使用された場合

ニ　動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービス，動力従量接続送電サービス，動力臨時定額接続送電サービスまたは動力臨時接続送電サービスの場合で，変圧器，発電設備等その他を介して，電灯または小型機器を使用されたとき。

ホ　42（発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施）に反して，当社の係員の立入りによる業務の実施を正当な理由なく拒否された場合

ヘ　43（託送供給等にともなう協力）によって必要となる措置を講じられない場合

(3) 契約者または発電契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者または発電契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態または発電・放電状態への修正に応じて

いただけないときには，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

イ　接続送電サービス契約電力をこえて接続送電サービスを使用される場合

ロ　臨時接続送電サービス契約電力をこえて臨時接続送電サービスを使用される場合

ハ　予備送電サービス契約電力をこえて予備送電サービスを使用される場合

ニ　発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

ホ　接続供給電力が接続送電サービス契約電力を継続して下回る場合(19〔接続送電サービス〕(3)イ(ﾄ)に定める動力従量接続送電サービス，19〔接続送電サービス〕(3)ロ(ﾊ)に定める高圧従量接続送電サービスまたは19〔接続送電サービス〕(3)ハ(ﾊ)に定める特別高圧従量接続送電サービスの適用を受ける場合に限ります。)

(4) 発電者または需要者がその他この約款に反した場合には，当社は，当該託送供給または発電量調整供給を停止することがあります。

(5) (1)から(4)によって当該託送供給または発電量調整供給を停止する場合には，当社は，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において,託送供給または発電量調整供給の停止のための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

また，停止のための適当な処置を行なう場合には，その旨を文書等により発電者または需要者にお知らせすることがあります。

45　託送供給等の停止の解除

44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止した場合で，契約者，発電契約者，発電者または需要者がその理由となった事実を解消したときには，当社は，すみやかに当該託送供給または発電量調整供給を再開いたします。

46　託送供給の停止期間中の料金

44（託送供給等の停止）によって接続供給を停止した場合には，その停止期間中については,まったく電気を使用しない場合の月額料金を32(料金の算定)により日割計算をして，料金を算定いたします。

47 違　約　金

(1) 契約者，発電契約者，発電者または需要者が次のいずれかに該当し，そのために料金の全部または一部の支払いを免れた場合には，当社は，その免れた金額の３倍に相当する金額を，違約金として託送供給契約については契約者から，発電量調整供給契約については発電契約者から申し受けます。

イ　1（適用）に定める用途以外の用途に電気を使用された場合

ロ　44（託送供給等の停止）(2)ロ，ハまたはニの場合

(2) (1)の免れた金額は，この約款に定められた供給条件にもとづいて算定された金額と，不正な使用方法にもとづいて算定された金額との差額といたします。

(3) 不正に使用した期間が確認できない場合は，６月以内で当社が決定した期間といたします。

48 損害賠償の免責

(1) 11（託送供給等の開始）(2)によって託送供給または電力量調整供給の開始日を変更した場合，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止した場合，または発電者の発電設備等に連系する当社の供給設備の事故により発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止した場合で，それが当社の責めとならない理由によるものであるときには，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(2) 44（託送供給等の停止）によって託送供給もしくは発電量調整供給を停止した場合または54（解約等）によって接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約もしくは需要抑制量調整供給契約を解約した場合には,当社は,契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害に

ついて賠償の責めを負いません。

(3) 44（託送供給等の停止）によって停止のための適当な処置を行なう旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合または54（解約等）によって契約者もしくは発電契約者が54（解約等）(1)ロに該当する旨を文書等により発電者もしくは需要者にお知らせした場合には，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者の受けた損害について賠償の責めを負いません。

(4) 当社に故意または過失がある場合を除き，当社は，契約者，発電契約者，需要抑制契約者，発電者または需要者が漏電その他の事故により受けた損害について賠償の責めを負いません。

49 設 備 の 賠 償

契約者，発電契約者，発電者または需要者が故意または過失によって，発電場所内または需要場所内の当社の電気工作物，電気機器その他の設備を損傷し，または亡失した場合は，その設備について次の金額を託送供給契約については契約者に，発電量調整供給契約については発電契約者に賠償していただきます。

(1) 修理可能の場合

修理費

(2) 亡失または修理不可能の場合

帳簿価額と取替工費との合計額

Ⅵ　契約の変更および終了

50　契 約 の 変 更

(1) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の内容に変更が生じる場合は，Ⅱ（契約の申込み）に定める新たに接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を希望される場合に準じて接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を変更するものとし，すみやかに当社に変更を申し出ていただきます。

(2) 契約電力等の減少を希望される場合の(1)による契約の変更は，次のとおりといたします。

イ　契約者は，あらかじめ契約電力等の減少希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，原則として，契約者が申し出た契約電力等の減少希望日に契約電力等を減少させるための適当な処置を行ないます。

ロ　契約電力等は，次の場合を除き，契約者が当社に申し出た減少希望日に減少いたします。

(ｲ) 当社が契約者からの申出を減少希望日の翌日以降に受けた場合は，申出を受けた日に契約電力等が減少したものといたします。

(ﾛ) 当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により契約電力等を減少させるための処置ができない場合は，契約電力等を減少させるための処置が可能となった日に減少するものといたします。

(3) 低圧で供給する場合で，需要者が小売電気事業者の変更を希望され，契約者が接続供給契約を変更するときの(1)による接続供給契約の変更は,次のとおりといたします。

イ　需要者への電気の供給を廃止される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の廃止希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。ただし，廃止申込みがロの開始申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を新たに開始される契約者からの当該供

給地点への託送供給の開始の申込みが廃止希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該廃止申込みの承諾を取り消します。

また，廃止日は，当該供給地点への電気の供給を新たに開始される契約者が当社と定めた開始日と同一の日といたします。

ロ　需要者への電気の供給を新たに開始される契約者は，あらかじめ当該需要者に係る供給地点への託送供給の開始希望日を定めて，当社に申し出ていただきます。この場合，当社は，契約者と協議のうえ開始日を定めます。ただし，開始申込みが廃止申込みより先だって行なわれた場合で，当該需要者への電気の供給を廃止される契約者からの当該供給地点への託送供給の廃止の申込みが開始希望日の２暦日前から起算して８営業日前の日の１暦日前（記録型計量器を取り付けている場合は廃止希望日の２暦日前から起算して１営業日前の日の１暦日前といたします。）までに行なわれなかったときには，当社は，当該開始申込みの承諾を取り消します。

ハ　イおよびロにおける営業日は，当社が定めるものとし，契約者にお知らせいたします。

(4) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者を変更されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

51　名 義 の 変 更

合併その他の原因によって，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者が，それまで託送供給または電力量調整供給を受けていた契約者，発電契約

者または需要抑制契約者の当社に対する接続供給契約もしくは振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き託送供給または電力量調整供給を希望される場合は，名義変更の手続きによることができます。この場合には，新たな契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，その旨を当社へ文書により申し出ていただきます。ただし，新たな契約者または発電契約者が，それまで託送供給を受けていた契約者の当社に対する自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約についてのすべての権利義務を受け継ぎ，引き続き当該接続供給契約もしくは振替供給契約または当該発電量調整供給契約を希望される場合は，８（契約の要件）(1)チに定める要件を満たすことを文書により証明できるときに限り，名義変更の手続きによることができます。

52 契 約 の 廃 止

(1) 契約者が接続供給契約もしくは振替供給契約を廃止しようとされる場合，発電契約者が発電量調整供給契約を廃止しようとされる場合または需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を廃止しようとされる場合は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者は，あらかじめその廃止期日を定めて，当社に通知していただきます。この場合，当社は，原則として，契約者または発電契約者から通知された廃止期日に，当社の供給設備または発電者もしくは需要者の電気設備において，託送供給または発電量調整供給を終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，この場合には，必要に応じて発電者および需要者に協力をしていただきます。

(2) 接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約は，54（解約等）および次の場合を除き，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当社に通知された廃止期日に消滅いたします。

イ　当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者の廃止通知を廃止期日の翌日以降に受けた場合は，通知を受けた日に接続供給契約，振替供給契

約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約が消滅したものといたします。

ロ　当社の責めとならない理由（非常変災等の場合を除きます。）により託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置ができない場合は，接続供給契約，振替供給契約または発電量調整供給契約は，託送供給または発電量調整供給を終了させるための処置が可能となった日に消滅するものといたします。

(3) 需要抑制量調整供給契約の場合で，需要者が電力需給に関する契約等を締結している契約者が契約を廃止されたときは，需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，需要者の需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

なお，この場合には，当社が当該需要場所に係る需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算

(1) 次の場合には，当社は，接続供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を契約者に，発電量調整供給契約の消滅または変更の日に料金および工事費を発電契約者に，それぞれ精算していただきます。

なお，この場合は，受電地点または供給地点ごとに精算するものといたします。

イ　接続供給の場合

(ｲ) 低圧で供給する場合

a　契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時

間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社は，契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金について，さかのぼって，減少される19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力分につき，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の10パーセントを割増ししたものを適用し，動力標準接続送電サービス，動力時間帯別接続送電サービスまたは動力従量接続送電サービスの適用を受けていた場合は該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。

また，当社の供給設備のうち19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a (a)により算定した値または接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

c　当社が将来の需要等を考慮して供給設備を常置する場合は，ａおよびｂにかかわらず精算いたしません。

d　電灯定額接続送電サービスの適用を受ける場合の料金および工事費の精算は，ａ，ｂおよびｃに準ずるものといたします。

(ﾛ) 高圧または特別高圧で供給する場合

a　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，新たに設定し，または増加された契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社は，契約者が接続送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加されたことにともない新たに施設した供給設備について，71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，増加後に消滅させる場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の増加分と残余分の比であん分したものといたします。

b　契約者が接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，それまでの期間の接続送電サービス料金または予備送電サービス料金について，さかのぼって，減少契約電力分につき該当料金の20パーセントを割増ししたものを適用いたします。また，当社の供給設備のうち接続送電サービス契約電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，71（臨時工事費）の臨時工事費として算定される金額と既に申し受けた工事費負担金との差額を申し受けます。

なお，この場合には，それぞれの接続供給電力量は，接続送電サービス契約電力の減少分と残余分の比であん分したものといたします。

(ﾊ) 19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める契約者（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める契約者を含みます。）が，需要場所における受電設備等を新たに設定し，または需要場所における受電設備の総容量等を増加された日以降１年に満たないで接続送電サービス契約電力を消滅させ，または19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少しようとされる場合は，(ｲ)または(ﾛ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)または(ﾛ)にいう接続送電サービス契約電力を新たに設定するとは，需要場所における受電設備等を新たに設定することとし，接続送電サービス契約電力を増加するとは，需要場所における受電設備の総容量等を増加することとし，接続送電サービス契約電力を減少するとは，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ) ｃにより接続送電サービス契約電力を減少することといたします。

ﾛ　発電量調整供給の場合

(ｲ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを消滅させる場合は，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(ﾛ) 発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力を新たに設定し，または増加された後１年に満たないでこれを減少しようとされる場合は，当社の供給設備のうち契約受電電力または予備送電サービス契約電力の減少に見合う部分について，新たに施設した当社の供給設備を撤去する場合の諸工費から，その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を申し受けます。

(2) 発電者または需要者が当社の供給設備を同一の使用形態で利用され，利用

されてからの期間が１年以上になる場合には，１年以上利用される契約電力等に見合う部分については，(1)にかかわらず精算いたしません。

なお，接続供給契約または発電量調整供給契約の消滅または変更の日以降に１年以上にならないことが明らかになった場合には，明らかになった日に(1)に準じて精算を行ないます。

(3) 非常変災等やむをえない理由による場合は，(1)にかかわらず精算いたしません。

54 解　約　等

(1) 当社は，次の場合には，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

なお，この場合には，その旨を文書により契約者，発電契約者または需要抑制契約者にお知らせいたします。

また，契約者，発電契約者または需要抑制契約者がロに該当する場合は，その旨を文書等により発電者，需要者または需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者にお知らせすることがあります。

イ　44（託送供給等の停止）によって託送供給または発電量調整供給を停止された契約者，発電契約者，発電者または需要者が当社の定めた期日までにその理由となった事実を解消されない場合

ロ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当する場合

(ｲ) 料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾛ) 他の接続供給契約（既に消滅しているものを含みます。），発電量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）または需要抑制量調整供給契約（既に消滅しているものを含みます。）の料金を支払期日を経過してなお支払われない場合

(ﾊ)料金以外の債務を支払われない場合

ハ　契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，

39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないとき。

(ｲ) ８（契約の要件）を欠くに至った場合

(ﾛ) 接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾊ) 発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾆ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(ﾎ) 需要抑制量調整供給の場合で，頻繁にベースラインが著しく不適当と認められるとき。

(ﾍ) 発電量調整受電電力が契約受電電力をこえる場合

(ﾄ) その他この約款に反した場合

(2) 需要者がその需要場所から移転され，電気を使用されていないことが明らかな場合には，契約者または需要抑制契約者からの申出がない場合であっても，当社は，当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なうことがあります。

この場合，当社が当該需要場所に係る接続供給および需要抑制量調整供給を終了させるための処置を行なった日に接続供給契約および需要抑制量調整供給契約は変更され，または消滅するものといたします。

55　契約消滅後の債権債務関係

接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約期間中の料金その他の債権債務は，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約の消滅によっては消滅いたしません。

Ⅶ　受電方法および供給方法ならびに工事

56　受電地点，供給地点および施設

(1) 受　電　地　点

イ　電気の受電地点は，当社の供給設備と発電者の電気設備との接続点といたします。ただし，発電者の電気設備が当社の供給設備と電気的に接続しない場合の受電地点は，会社間連系点といたします。

ロ　受電地点は，会社間連系点を受電地点とする場合を除き，発電場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として発電契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，発電契約者と当社との協議により，発電場所以外の地点を受電地点とすることがあります。

(ｲ) 山間地，離島にある発電場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将来においても周辺地域に他の発電設備等の設置が見込まれない発電場所から電気を受電する場合

(ﾛ) 当社の立入りが困難な発電場所から電気を受電する場合

(ﾊ) １建物内の２以上の発電場所から電気を受電する場合で各発電場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

(ﾆ) 58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を受電する場合

(ﾎ) その他特別の事情がある場合

(2) 供　給　地　点

イ　接続供給の場合

(ｲ) 供給地点は，当社の供給設備と需要者の電気設備との接続点といたします。

(ﾛ) 供給地点は，需要場所内の地点とし，当社の供給設備から最短距離にある場所を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，次の場合には，契約者と当社との協議により，需要場所以外の地点を供給地点とすることがあります。

a　山間地，離島にある需要場所等，当社の電線路から遠隔地にあって将

来においても周辺地域に他の需要が見込まれない需要場所に対して電気を供給する場合

b　当社の立入りが困難な需要場所に対して電気を供給する場合

c　１建物内の２以上の需要場所に電気を供給する場合で各需要場所までの電気設備が当社の管理の及ばない場所を通過することとなるとき。

d　58（地中引込線）(4)により地中引込線によって電気を供給する場合

e　その他特別の事情がある場合

ロ　振替供給の場合

供給地点は，会社間連系点といたします。

(3) 受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備は，当社の所有とし，工事費負担金または臨時工事費として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

なお，当社は，発電者または需要者（共同引込線による引込みで電気を受電または供給する複数の発電者または需要者を含みます。）のみのために発電者または需要者の土地または建物に引込線，接続装置等の供給設備を施設する場合は，その施設場所を発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(4) 付帯設備（(3)により発電者または需要者の土地または建物に施設される供給設備を支持し，または収納する工作物およびその供給設備の施設上必要な発電者または需要者の建物に付合する設備をいいます。）は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

(5) 特定送配電事業を営む者が維持および運用する電線路に複数の発電場所または複数の需要場所が接続する場合の受電地点または供給地点は，(1)または(2)に準じて契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。この場合，当該複数の発電場所または複数の需要場所につき，１受電地点または１供給地点といたします。

57 架 空 引 込 線

(1) 当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を引込線によって行なう場合には，原則として架空引込線によるものとし，発電者または需要者の建造物または補助支持物の引込線取付点までは，当社が施設いたします。

(2) 引込線取付点は，当社の供給設備の最も適当な支持物から原則として最短距離の場所であって，堅固に施設できる点を契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

(3) 受電地点または供給地点から発電者または需要者の引込開閉器に至るまでの配線（以下「引込口配線」といいます。）は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

(4) 引込線を取り付けるため発電場所内または需要場所内に設置する引込小柱等の補助支持物は,託送供給のために施設する場合は,契約者の負担により,契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には,当社が補助支持物を無償で使用できるものといたします。

(5) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込小柱等の補助支持物を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の補助支持物を使用して，他の発電者または他の需要者への引込線を施設いたします。この場合，その補助支持物から最短距離の場所にある発電者または需要者の建造物または補助支持物の取付点に至るまでの引込口配線は引込線とし，その引込線および補助支持物の管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，発電者または需要者へ引き込むための引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう引込線または補助支持物を改修し，または

撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される場合の引込線または補助支持物は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

58 地 中 引 込 線

(1) 架空引込線を施設することが法令上認められない場合または技術上，経済上もしくは地域的な事情により不適当と認められる場合で，当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続を地中引込線によって行なうときには，次のイまたはロの最も当社の供給設備に近い接続点までを当社が施設いたします。

イ　発電者が発電場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点または需要者が需要場所内に施設する開閉器，断路器もしくは接続装置の接続点

ロ　当社が施設する計量器（付属装置を含みます。）または接続装置の接続点

なお，当社は，発電者または需要者の土地または建物に接続装置等を施設することがあります。

(2) (1)により当社の供給設備と接続する電気設備の施設場所は，当社の供給設備の最も適当な支持物または分岐点から最短距離にあり，原則として，地中引込線の施設上とくに多額の費用を要する等特別の工事を必要とせず，かつ，安全に施設できる次のいずれにも該当する場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，これ以外の場合には，発電場所内または需要場所内の地中引込線は，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。

イ　発電者または需要者の構内における地中引込線のこう長が50メートル程度以内の場所

ロ　建物の３階以下にある場所

ハ　その他地中引込線の施設上特殊な工法，材料等を必要としない場所

(3) 地中引込線の施設上必要な付帯設備は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。この場合には，当社が付帯設備を無償で使用できるものといたします。

なお，この場合の付帯設備は，次のものをいいます。

イ　鉄管，暗きょ等発電者または需要者の土地または建物の壁面等に引込線をおさめるために施設される工作物（π引込みの場合のケーブルの引込みおよび引出しのために施設されるものを含みます。）

ロ　発電者または需要者の土地または建物に施設される基礎ブロック（接続装置を固定するためのものをいいます。）およびハンドホール

ハ　その他イまたはロに準ずる設備

(4) 接続を架空引込線によって行なうことができる場合で，契約者または発電契約者の希望によりとくに地中引込線によって行なうときには，地中引込線は，原則として，託送供給のために施設する場合は，契約者の負担により，契約者で施設していただき，発電量調整供給のために施設する場合は，発電契約者の負担により，発電契約者で施設していただきます。ただし，当社が，保安上または保守上適当と認めた場合は，(1)に準じて接続を行ないます。この場合，当社は，65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)，(4)または68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を契約者または発電契約者から申し受けます。

59　連接引込線等

(1) 当社は，建物の密集場所等特別の事情がある場所では，連接引込線（１発電場所または１需要場所の引込線から分岐して支持物を経ないで他の発電場所の受電地点または他の需要場所の供給地点に至る引込線をいいます。）または共同引込線によって当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備と

の接続をすることがあります。この場合，当社は，分岐装置を発電者または需要者の土地または建物に施設することがあります。

なお，発電者または需要者の電気設備との接続点までは，当社が施設いたします。

(2) 当社は，原則として発電者または需要者の承諾をえて，次により，発電者または需要者の引込口配線を使用して他の発電者から電気を受電または他の需要者へ電気を供給することがあります。

イ　当社は，発電者または需要者の引込口配線から分岐して，他の発電者または他の需要者への連接引込線を施設いたします。この場合，その引込口配線の終端までは共同引込線とし，その管理（材料費の負担を含みます。）は当社が行ないます。また，受電地点または供給地点は，当社が管理を行なう共同引込線の終端に変更いたします。

ロ　イにより当社が管理を行なう共同引込線を改修し，または撤去する場合は，当社が工事を行なうものとし，この場合に生ずる撤去材料は，原則として，発電者または需要者にお返しいたします。また，これにともない新たに施設される共同引込線は，当社の所有とし，当社の負担で施設いたします。

60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法

中高層集合住宅等の場合で，１建物内の２以上の発電場所または需要場所において電気を受電または供給するときには，当社は，原則として共同引込線による１引込みで電気を受電または供給いたします。

なお，技術上その他やむをえない場合は，当社は，発電者または需要者の土地または建物に変圧器等の供給設備を施設し，電気を受電または供給いたします。この場合，変圧器の２次側接続点までは，当社が施設いたします。

61　引込線の接続

当社の供給設備と発電者または需要者の電気設備との接続は，当社が行ないます。

なお，契約者または発電契約者の希望によって引込線の位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

62　計量器等の取付け

(1) 料金の算定上必要な計量器，その付属装置（計量器箱，変成器，変成器の２次配線および計量情報等を伝送するための通信装置等をいいます。）および区分装置（力率測定時間を区分する装置等をいいます。）については，以下のとおりといたします。ただし，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために当社が発電者または需要者の電気工作物を使用する場合の当該電気工作物は計量器の付属装置とはいたしません。

イ　接続供給電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，接続送電サービス契約電力等に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。ただし，契約者の希望によって計量器の付属装置を施設する場合または変成器の２次配線等でとくに多額の費用を要する場合については，契約者の負担により，契約者で取り付けていただくことがあります。

ロ　発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置は，原則として，契約受電電力に応じて当社が選定し，かつ，当社の所有とし，当社で取り付けます。この場合，当社は66（受電用計量器等の工事費負担金）の工事費負担金を発電契約者から申し受けます。

(2) 計量器，その付属装置および区分装置の取付位置は，適正な計量ができ，かつ，検査ならびに取付けおよび取外し工事が容易な場所（低圧で受電または供給する場合，原則として屋外といたします。）とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

また，集合住宅等の場合で，契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置を建物内に取り付けたときには，契約者または発電契約者と当社との協議により，あらかじめ解錠のための鍵等を提出していただくことがあります。

(3) 計量器，その付属装置および区分装置の取付場所は，発電者または需要者から無償で提供していただきます。また，(1)により契約者または発電契約者が施設するものについては，当社が無償で使用できるものといたします。

(4) 当社は，記録型計量器に記録された電力量計の値等を伝送するために発電者または需要者の電気工作物を使用することがあります。この場合には，当社が無償で使用できるものといたします。

(5) 契約者または発電契約者の希望によって計量器，その付属装置および区分装置の取付位置を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(6) 法令により発電量調整受電電力量の計量に必要な計量器およびその付属装置を取り替える場合には，当社は，低圧で受電するときを除き，実費を発電契約者から申し受けます。

63 通信設備等の施設

(1) 給電指令上必要な通信設備等は，当社の所有とし，工事費負担金として申し受ける金額を除き，当社の負担で施設いたします。

(2) 通信設備等の施設場所は，施設工事，検査および保守点検作業が容易な場所とし，契約者または発電契約者と当社との協議によって定めます。

なお，通信設備等の施設場所については，発電者または需要者から無償で提供していただきます。

(3) 契約者または発電契約者の希望によって，通信設備等の施設場所を変更し，またはこれに準ずる工事をする場合には，当社は，実費相当額を契約者または発電契約者から申し受けます。

(4) 系統連系技術要件に定めるＮ－１電制の実施に必要な装置は，発電契約者で施設していただきます。

なお，施設等に要した費用の実費について，当社から発電契約者にお支払いいたします。

64 専用供給設備

(1) 当社は，次の場合には，契約者または発電契約者の専用設備として供給設備を施設いたします。この場合，受電地点への供給設備については65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)または(4)の工事費負担金を，供給地点への供給設備については68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(2)の工事費負担金を申し受けます。

イ　契約者または発電契約者がとくに希望され，かつ，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給および他の発電者からの受電に支障がないと認められる場合

ロ　43（託送供給等にともなう協力）の場合

ハ　発電者もしくは需要者の施設の保安上の理由，または発電場所，需要場所およびその他周囲の状況から将来においても他に当該供給設備の使用が見込まれない等の事情により，特定の契約者または発電契約者のみが使用されることになる供給設備を専用供給設備として施設することが適当と認められる場合

(2) (1)の専用設備は，受電地点から受電地点に最も近い変電所（受電地点に最も近い変電所が専ら受電のために施設される変電所である場合は，当該変電所から最も近い変電所といたします。）までの電線路または供給地点から供給地点に最も近い変電所までの電線路（配電盤，継電器およびその変電所の受電電圧もしくは供給電圧と同位電圧の母線側断路器またはこれに相当する接続点までを含みます。）に限ります。ただし，特別の事情がある場合は，受電電圧または供給電圧と同位の電線路およびこれに接続する変圧器（１次電圧側線路開閉器を含みます。）とすることがあります。

(3) (2)において，開閉所および蓄電所は，変電所とみなします。

(4) (1)および(2)において，受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい，供給地点とは会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(5) 当社は，供給設備を２以上の契約者または発電契約者が共用する専用供給設備とすることがあります。ただし，(1)イの場合は，次に該当する場合で，いずれの契約者または発電契約者にも承諾をいただいたときに限ります。

イ　２以上の契約者または発電契約者が同時に申込みをされる場合で，いず

れの契約者または発電契約者も，当社が専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望されるとき。

ロ　契約者または発電契約者が，当社が既に施設されている専用供給設備から電気を受電することまたは供給することを希望される場合

Ⅷ　工事費の負担

65　受電地点への供給設備の工事費負担金

(1) 受電側接続設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない新たに受電側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）を施設するときには，当社は，別表14（標準設計）に定める設計（以下「標準設計」といいます。）で施設する場合の工事費（以下「標準設計工事費」といいます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　Ⅷ（工事費の負担）の各項において，受電側接続設備とは，当社が高圧または特別高圧で受電する場合において，受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）の引出口に施設される断路器の受電地点側接続点（基幹送電設備から受電側接続設備を分岐する場合は，基幹送電設備の接続点といたします。）から他の変電所（専ら当該受電地点への事故波及の防止等を目的として施設される変電所を除きます。）を経ないで受電地点に至る電線および引込線等をいいます。また，Ⅷ(工事費の負担)の各項において,受電地点とは会社間連系点以外の受電地点をいい,開閉所および蓄電所は,変電所とみなします。

(2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

(ﾛ)　64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工

事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，aおよびｂの金額

a　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額

ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)aただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。

b　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，aにかかわらず，次の金額

新増加契約受電電力１キロワットにつき	3,630円00銭

ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 受電地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　発電契約者が契約受電電力または予備送電サービス契約電力の増加にと

もなわないで，発電契約者の希望によって当該受電地点への供給設備を変更する場合は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって受電地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(4) 発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合もしくは受電地点への供給設備を変更する場合で，低圧で受電するとき（受電の用に供することを主たる目的とするときに限ります。）は，(2)イ(ｲ)，(ﾛ)および(3)にかかわらず，その受電の用に供することによって必要となる工事費（(2)イ(ﾊ)により申し受ける金額を除きます。）を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

(5) 工事費の算定

(1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。

(ｲ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

(ﾛ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾊ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ニ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ホ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ヘ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(イ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \quad \times \quad \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ロ) 管路等を利用して電気を受電する場合

$$\text{工事費} \quad \times \quad \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$$

ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。

ホ　(2)イ(ハ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。

ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

(6) 受電地点への供給設備の工事費負担金は，受電地点ごとに，発電量調整供給契約ごとに算定いたします。

ただし，２以上の発電契約者が受電地点への供給設備の全部または一部を共用する場合の工事費負担金の算定は，次によります。

イ　２以上の発電契約者から共同して申込みがあった場合，または２以上の発電契約者のうち１の発電契約者が代表して工事費負担金を支払われる旨を申し出られた場合の工事費負担金は，その代表の発電契約者による１申込みとみなして算定いたします。

ロ　２以上の発電契約者から同時に申込みがあった場合の工事費負担金は，発電契約者ごとに算定いたします。この場合，発電契約者ごとの共用部分の工事費は，原則として契約受電電力の比であん分した金額といたします。

(7) 特例区域等の発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)，(2)または(4)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

66　受電用計量器等の工事費負担金

発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を変更される場合等で，これにともない新たに受電地点における電力量の計量に必要な計量器，その付属装置および区分装置を取り付けるときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。ただし，低圧で受電する場合で，受電の用に供することを主たる目的とするときには，その受電の用に供することによって必要となる工事費を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。

67　会社間連系設備の工事費負担金

契約者が新たに託送供給を開始し，または契約受電電力等を増加される場合で，これにともない会社間連系設備を新たに施設するときには，当社は，工事費負担金を契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金の金額は，工事の内容，接続供給契約または振替供給契約の内容等を基準として，契約者と当社との協議によって定めます。

68　供給地点への供給設備の工事費負担金

(1) 供給側接続設備の工事費負担金

イ　低圧または高圧で供給する場合

(ｲ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）の工事こう長が架空の場合は1,000メートル，地中の場合は150メートルをこえるときには，当社は，その超過こう長に次の金額を乗じてえた金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

区　　分	単　　位	金　　額
架空供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	3,410 円 00 銭
地中供給側接続設備の場合	超過こう長１メートルにつき	27,170 円 00 銭

なお，張替えまたは添架を行なう場合は，架空供給側接続設備についてはその工事こう長の60パーセント，地中供給側接続設備についてはその工事こう長の20パーセントに相当する値を新たに施設される供給側接続設備の工事こう長とみなします。

(ﾛ)　２以上の供給地点に係る供給側接続設備の全部または一部を共用する

場合の工事費負担金の算定は，次によります。

a　２以上の契約者から共同して申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望される場合の工事費負担金の無償こう長は，(1)イ(ｲ)の無償こう長に供給地点の数を乗じてえた値といたします。

b　２以上の契約者から同時に申込みがあった場合，または契約者から２以上の供給地点について申込みがあり，かつ，一括して算定することを希望されない場合の工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。この場合，それぞれの供給地点における供給側接続設備の工事こう長については，共用される部分の工事こう長を共用する供給地点の数で除してえた値にその供給地点に係って単独で使用される部分の工事こう長を加えた値を，新たに施設される供給側接続設備の工事こう長といたします。

(ﾊ)　架空供給側接続設備と地中供給側接続設備とをあわせて施設する場合の(ｲ)の超過こう長は，次により算定いたします。

a　地中供給側接続設備の超過こう長は，地中供給側接続設備の工事こう長から地中供給側接続設備の無償こう長を差し引いた値といたします。

b　架空供給側接続設備の超過こう長は，架空供給側接続設備の工事こう長といたします。ただし，地中供給側接続設備の工事こう長が地中供給側接続設備の無償こう長を下回る場合は，次によります。

架空供給側接続設備の超過こう長

$$= \text{架空供給側接続設備の工事こう長} - \left(\text{地中供給側接続設備の無償こう長} - \text{地中供給側接続設備の工事こう長} \right) \times \frac{\text{架空供給側接続設備の無償こう長}}{\text{地中供給側接続設備の無償こう長}}$$

ﾛ　特別高圧で供給する場合

(ｲ)　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給

を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない新たに施設される供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）についてａにより算定される工事費がｂの当社負担額をこえるときには，当社は，その超過額を工事費負担金として契約者から申し受けます。この場合，工事費負担金は，供給地点ごとに算定いたします。

ａ　工　　事　　費

(a) 架空供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合	605 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	176 円 00 銭

なお，標準電圧20,000ボルトで当社が供給する場合で，支持物に電柱を使用するときには，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の15パーセントといたします。

(b) 地中供給側接続設備の場合

（工事こう長 100 メートル当たり）

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	標準電圧 20,000 ボルトで供給する場合	880 円 00 銭
	標準電圧 60,000 ボルトで供給する場合	572 円 00 銭

なお，張替えを行なう場合には，その部分の単価は，上表の該当欄の単価の20パーセントといたします。

ｂ　当 社 負 担 額

新増加接続送電サービス契約電力１キロワットにつき	5,500 円 00 銭

(ﾛ) 契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合で，使用開始後３年以内の供給設備を利用して当社が

供給するときは，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

ハ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点の接続送電サービス契約電力は，この(1)の工事費負担金の算定上，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分を含まないものといたします。

ニ　次の言葉は，Ⅷ（工事費の負担）の各項においてそれぞれ次の意味で使用いたします。

(ｲ) 供給側接続設備

供給地点への供給の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，発電所または変電所の引出口に施設される断路器の供給地点側接続点（送電線路から供給側接続設備を分岐する場合は，送電線路の接続点といたします。）から他の発電所または変電所を経ないで供給地点に至る電線および引込線等をいいます。

(ﾛ) 供　給　地　点

会社間連系点以外の供給地点をいいます。

(ﾊ) 工 事 こ う 長

標準設計にもとづき算定される供給地点から最も近い供給設備までの供給側接続設備のこう長をいい，実際に施設されるこう長とは異なることがあります。

なお，単位は，１メートルとし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ホ　低圧で供給する場合，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，次の値が増加する場合といたします。

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービス，電灯従量接続送電サービス，電灯臨時定額接続送電サービスおよび電灯臨時接続送電サービスの契約負荷設備の総容量

(ﾛ) 契　約　電　力

なお，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要場所における契約負荷設備の総容量等を増加されるときは，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

また，供給電気方式を交流単相２線式標準電圧100ボルトまたは200ボルトから交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトに変更される場合は，接続送電サービス契約電力等を増加されるものとみなします。

ヘ　高圧で供給する場合で，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めるとき（19〔接続送電サービス〕(2)ニで需要者の発電設備の検査，補修または事故〔停電による停止等を含みます。〕により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19〔接続送電サービス〕(2)イ(ｲ)に準じて定める場合を含みます。）には，Ⅷ（工事費の負担）の各項において，接続送電サービス契約電力等を増加される場合とは，需要場所における受電設備の総容量を増加される場合といたします。

(2) 供給地点への特別供給設備の工事費負担金

イ　契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力等を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(ｲ) 契約者の希望によって標準設計をこえる設計で供給地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額

なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。

ただし，供給地点が行政庁から認可，認定等を受けている市街地開発事業等（都市計画法第４条第７項に規定する市街地開発事業その他これらに類する事業をいいます。）に係る区域の場合で，地中供給側接続設備を施設するときは，その工事費の全額からケーブル，変圧器，開閉器等の工

事費を差し引いた金額といたします。

(ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

ロ　19（接続送電サービス）(2)ニにより接続送電サービス契約電力を定める供給地点において需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給のために接続送電サービスを利用される場合または供給地点において予備送電サービスを利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，供給側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。

(3) 供給地点への供給設備を変更する場合の工事費負担金

イ　契約者が接続送電サービス契約電力等または予備送電サービス契約電力の増加にともなわないで，契約者の希望によって供給地点への当社の供給設備を変更する場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを含みます。）は，61（引込線の接続），62（計量器等の取付け）または63（通信設備等の施設）によって実費相当額を申し受ける場合を除き，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

ロ　43（託送供給等にともなう協力）によって供給地点への供給設備を新たに施設または変更する場合には，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

(4) 工事費の算定

(2)および(3)の場合の工事費は，次により算定いたします。

イ　工事費は，契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費とし，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費および諸掛り（測量監督費，諸経費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。

なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。

また，算定にあたっては，次のとおりといたします。

(ｲ)　材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。

(ﾛ)　土地費は，工事費に含みません。ただし，架空供給側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾊ)　架空供給側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空供給側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。

(ﾆ)　残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。

(ﾎ)　建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。

(ﾍ)　契約者の希望により暫定的に利用される供給設備を施設する場合の工事費は，71（臨時工事費）に準じて算定いたします。

ロ　契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。

ハ　低圧または高圧で供給する場合で，(2)イ(ｲ)に該当し，かつ，その工事費を(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イおよびロにかかわらず，標準設

計をこえる設計で施設される供給設備の工事費および標準設計工事費をいずれも(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して工事費を算定いたします。

ニ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して供給する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。

(ｲ) 鉄塔を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$$

(ﾛ) 管路等を利用して電気を供給する場合

$$\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数}-\text{予備孔数}}$$

ホ　当社が特別高圧で供給する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される供給側接続設備とみなします。

なお，この場合の工事費は，(1)ロ(ｲ) a に準じて算定いたします。

ヘ　(2)ロの場合の工事費は，次のとおりといたします。

(ｲ) 高圧で供給する場合

(1)イ(ｲ)に定める超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められる場合は，イまたはロにかかわらず，その工事費を(1)イ(ｲ)にもとづいて算定いたします。この場合，超過こう長１メートル当たりの金額を新たに施設される供給側接続設備の全工事こう長に適用して算定いたします。

(ﾛ) 特別高圧で供給する場合

契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，イにかかわらず，(1)ロ(ｲ) a および(ﾛ)によって算定いたします。

なお，21（予備送電サービス）によって当社が供給する場合で，供給側接続設備（専用供給設備および予備供給設備を除きます。）と予備供給設

備とをあわせて施設するときの予備供給設備の工事費は，(1)ロ(ｲ) a の該当欄の単価の20パーセントを適用して算定いたします。

ト　低圧または高圧で供給する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるとき（ハおよびヘ(ｲ)の場合を除きます。）は，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。

チ　特例区域等の契約者が新たに接続供給を開始し，または接続送電サービス契約電力を増加される場合（新たに接続供給を開始される場合で，当該接続供給を開始される前から引き続き当社の供給設備を利用され，かつ，下位の供給電圧に変更されるときを除きます。）で，これにともない当社が新たに供給地点への供給設備を施設するときには，当社は，(1)または(2)にかかわらず，その工事費の全額を工事費負担金として契約者から申し受けます。

なお，この場合の工事費負担金は，(2)の場合に準じて算定いたします。

69　工事費負担金の申受けおよび精算

(1) 当社は，工事費負担金を原則として工事着手前に契約者または発電契約者から申し受けます。

なお，９（検討および契約の申込み）(4)にもとづき系統連系保証金を申し受けた場合は,系統連系保証金を工事費負担金に充当いたします。

(2) 工事費負担金は，次の場合には，工事完成後すみやかに精算するものといたします。

イ　68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 設計変更等により，架空供給側接続設備または地中供給側接続設備のいずれかの工事こう長の変更の差異が５パーセントをこえる場合

(ﾛ) その他特別の事情により，工事費負担金に差異が生じた場合

ロ　65（受電地点への供給設備の工事費負担金），66（受電用計量器等の工事費負担金），67（会社間連系設備の工事費負担金），68（供給地点への供

給設備の工事費負担金）(2)（68〔供給地点への供給設備の工事費負担金〕(1)の超過こう長１メートル当たりの金額にもとづいて工事費を算定する場合は，イに準ずるものといたします。）および68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(3)にもとづき算定される場合は，次に該当するとき。

(ｲ) 低圧または高圧で受電または供給する場合

a　設計変更により，電柱（鉄塔，鉄柱を含みます。），電線および変圧器等の主要材料の規格が変更となる場合，または主要材料の数量の変更（低圧引込線を除きます。）の差異が５パーセントをこえる場合

b　設計時と払出時との間で材料費の単価に変動が生じた場合（設計から払出しまでの期間が短いときを除きます。）

c　その他特別の事情により，工事費負担金に著しい差異が生じた場合

(ﾛ) 特別高圧で受電または供給する場合

原則としてすべての場合

(3) 当社は，工事費負担金を申し受けて施設した受電側接続設備または供給側接続設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が特別高圧で受電または供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その受電側接続設備または供給側接続設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，その差額をお返しいたします。

(4) 当社は，65（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)に定める供給設備の全部または一部を他の契約者または発電契約者と共用する供給設備として利用することがあります。

なお，当社が受電する電気または特別高圧で供給する電気について，その利用が供給設備の使用開始後３年以内に行なわれる場合で，その供給設備を使用開始したときにさかのぼって２以上の契約者または発電契約者が共用する供給設備として算定した場合の工事費負担金が既に申し受けた工事費負担金を下回るときは，原則としてその差額をお返しいたします。

(5) 当社は，契約者または発電契約者の承諾をえて，専用供給設備を専用供給設備以外の供給設備に変更することがあります。

なお，その変更が供給設備の使用開始後10年以内に行なわれる場合は，その専用供給設備を使用開始したときにさかのぼって専用供給設備以外の供給設備として算定した工事費負担金と，既に申し受けた工事費負担金との差額をお返しいたします。

(6) 低圧または高圧で供給する場合，居住用の分譲地として整備された地域等において，原則として１年以内にすべての建物が施設される場合で，すべての供給地点について２以上の契約者が共同して申込みをされたときまたはすべての供給地点について契約者から申込みがあり，かつ，一括して工事費負担金を算定することを希望されるときには，当社は，施設を予定しているすべての建物に対する工事こう長のうち無償こう長に供給地点の数の70パーセントの値を乗じてえた値をこえる部分を超過こう長として算定される68（供給地点への供給設備の工事費負担金）(1)の工事費負担金を当初に申し受けます。

また，工事費負担金契約書（72〔工事費等に関する契約書の作成〕に定める工事費等に関する契約書をいいます。）に定める期日に既に供給を開始している供給地点の数により工事費負担金を精算いたします。この場合の精算の対象となる工事こう長は，共同して申込みをされた供給地点の数と供給を開始した供給地点の数とが異なる場合であっても，施設された供給設備に応じたものといたします。

70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け

(1) 託送供給開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，契約者または需要者の都合によって託送供給の開始に至らないで接続供給契約または振替供給契約を廃止または変更される場合は，当社は，要した費用の実費を契約者から申し受けます。

なお，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を契約者から申し受けます。

(2) 発電量調整供給開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合

供給設備の一部または全部を施設した後，発電契約者または発電者の都合によって発電量調整供給の開始に至らないで発電量調整供給契約を廃止または変更される場合等は，当社は，要した費用の実費を発電契約者から申し受けます。ただし，発電契約者との間で電源接続案件一括検討プロセスにもとづき工事費負担金補償金を定める場合は，供給設備の工事を行なう前であっても，原則としてその金額を発電契約者から申し受けます。

なお，電力広域的運営推進機関送配電等業務指針に定める保証金を返還する事情に該当する場合は，当社は，系統連系保証金をお返しいたします。

また，実際に供給設備の工事を行なわなかった場合であっても，測量監督等に費用を要したときは，その実費を発電契約者から申し受けます。

71 臨 時 工 事 費

(1) 20（臨時接続送電サービス）によって供給する場合で，これにともない新たに供給設備を施設するときには，当社は，新たに施設する供給設備の工事費にその設備を撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額から,その撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額を,臨時工事費として,契約者から，原則として工事着手前に申し受けます。

なお，低圧または高圧で供給する場合，撤去後の資材の残存価額は，変圧器，開閉器等の機器についてはその価額の95パーセント，その他の設備についてはその価額の50パーセントといたします。

また,特別高圧で供給する場合，原則として,撤去後の資材のうち変圧器,開閉器等の機器については，契約使用期間１月（１月未満は，１月といたします。）につきその価額の１パーセントを差し引いた金額を残存価額といたします。

(2) 臨時工事費を申し受ける場合は，68（供給地点への供給設備の工事費負担

金）の工事費負担金は申し受けません。

(3) 低圧または高圧で供給する場合，新たに施設する供給設備のうち，当社が将来の需要等を考慮して常置し，かつ，無償こう長に相当する部分については臨時工事費を申し受けません。

(4) 臨時工事費の精算は，69（工事費負担金の申受けおよび精算）(2)ロの場合に準ずるものといたします。

72　工事費等に関する契約書の作成

当社は，契約者もしくは発電契約者が希望される場合または当社が必要とする場合は，工事費等に関する必要な事項について，原則として工事着手前に，契約書を作成いたします。

Ⅸ 保　　安

73 保 安 の 責 任

当社は，受電地点に至るまでの供給設備および供給地点に至るまでの供給設備（当社が所有権を有さない設備を除きます。）ならびに計量器等発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物について，保安の責任を負います。

74 保安等に対する発電者および需要者の協力

(1) 次の場合には，発電者または需要者からすみやかにその旨を当社に通知していただきます。この場合には，当社は，ただちに適当な処置をいたします。

イ　発電者または需要者が，引込線，計量器等その発電場所内および需要場所内の当社の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあると認めた場合

ロ　発電者または需要者が，発電者または需要者の電気工作物に異状もしくは故障があり，または異状もしくは故障が生ずるおそれがあり，それが当社の供給設備に影響を及ぼすおそれがあると認めた場合

(2) 発電者または需要者が，当社の供給設備を使用しないことが明らかな場合で，当社が保安上必要と認めるときは，その期間について，当社は，(1)に準じて，適当な処置をいたします。

(3) 発電者または需要者が，当社の供給設備に直接影響を及ぼすような物件の設置，変更または修繕工事をされる場合および物件の設置，変更または修繕工事をされた後，その物件が当社の供給設備に直接影響を及ぼすこととなった場合には，その内容を当社に通知していただきます。この場合において，保安上とくに必要があるときには，当社は，発電者または需要者にその内容の変更をしていただくことがあります。

(4) 当社は，必要に応じて，託送供給または発電量調整供給の開始に先だち，接続供給電力または発電量調整受電電力をしゃ断する開閉器の操作方法等について，発電者および需要者と協議を行ないます。

75 調　　査

(1) 当社は，法令で定めるところにより，需要者の電気工作物が技術基準に適合しているかどうかを調査いたします。

なお，需要者のお求めに応じ，係員は，所定の証明書を提示いたします。

(2) 調査は，次の事項について行ないます。ただし，必要がないと認められる場合には，その一部を省略することがあります。

イ　絶縁抵抗値または漏えい電流値の測定

ロ　接地抵抗値の測定

ハ　点　　検

(3) 当社は，(1)の調査の結果，技術基準に適合していると認めるときはその旨を，適合していないと認めるときは技術基準に適合させるためにとるべき措置およびその措置をとらなかった場合に生ずると予想される結果を，需要者にお知らせいたします。

なお，調査結果の通知は，調査年月日，係員，調査についての照会先等を記載した文書により，原則として調査時に行ないます。

76 調査等の委託

(1) 当社は，75（調査）の業務の全部または一部を経済産業大臣の登録を受けた調査機関（以下「登録調査機関」といいます。）に委託することがあります。

(2) 当社は，(1)によって委託した場合には，委託先の名称，所在地および委託した業務内容等を記載した文書等により，需要者にお知らせいたします。

77 調査に対する需要者の協力

(1) 需要者が電気工作物の変更の工事を行なった場合には，その工事が完成したとき，すみやかにその旨を当社または登録調査機関に通知していただきます。

(2) 当社は，75（調査）(1)により調査を行なうにあたり，必要があるときは，需要者の承諾をえて電気工作物の配線図を提示していただきます。

78　検査または工事の受託

(1) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の検査を当社に申し込むことができます。

(2) (1)の申込みを受けた場合には，当社は，すみやかに検査を行ないます。この場合には，当社は，検査料として実費を申し受けます。ただし，軽易なものについては，無料とすることがあります。

(3) 低圧で供給する場合，契約者または需要者は，保安上必要な電気工作物の工事を当社に申し込むことができます。

(4) (3)の申込みを受けた場合には，当社は，できる限りこれを受託いたします。受託したときには，当社は，実費を申し受けます。ただし，電線被覆損傷箇所のテープ巻き等の軽易なものについては，材料費（消耗品を除きます。）のみを申し受けます。

79　自家用電気工作物

需要者の電気工作物のうち自家用電気工作物については，この約款のうち次のものは，適用いたしません。

(1) 75（調　　査）

(2) 76（調査等の委託）

(3) 77（調査に対する需要者の協力）

(4) 78（検査または工事の受託）

附　　則

１　実　施　期　日

この約款は，令和５年12月27日から実施いたします。

２　受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧についての特別措置

受電電気方式，供給電気方式，受電電圧および供給電圧については，当社の供給設備の都合でやむをえない場合には，当分の間，本則にかかわらず交流３相３線式標準電圧3,000ボルトまたは13,800ボルトで託送供給等を行なうことがあります。この場合において，料金その他の供給条件は，3,000ボルトで託送供給等を行なうときには高圧で託送供給等を行なう場合に，また，13,800ボルトで託送供給等を行なうときには標準電圧20,000ボルトで託送供給等を行なう場合に準ずるものといたします。

３　揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置

(1)に定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者から申出がある場合は，料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(1) 適　用　範　囲

イ　揚水発電設備または蓄電池（以下「揚水発電設備等」といいます。）が設置された需要場所に供給され揚水または蓄電された接続供給に係る電気が，当該需要場所以外の需要場所に託送供給される場合であること。

ロ　イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，物理的に区分する等，何らかの方法で明確に区分が可能となるよう措置されており，(ｲ)および(ﾛ)を明確に区分して定めることが可能であること。ただし，技術上，経済上やむをえない場合等特別の事情がある場合は，(ｲ)および(ﾛ)をあらかじめ契約者と当社との協議により定めることがあります。

(ｲ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する最大電力（キロワット）（以下「揚水最大電力」といいます。）およびそれ以外の電気の最大電力（以下「その他最大電力」といいます。）

(ﾛ) 当該供給地点におけるイの接続供給に係る電気に相当する電力量（以下「揚水等接続供給電力量」といいます。）およびそれ以外の電気の電力量（以下「その他接続供給電力量」といいます。）

ハ　イおよびロにおける揚水発電設備等については，あらかじめ定められた順序または手続き等に従って揚水または蓄電および発電または放電を制御することが可能なものであること。

(2) 接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金

接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金は，供給地点ごとに，あらかじめ１年ごとに契約者と当社との協議により揚水発電設備等における揚水または蓄電および発電等に係る電気の損失率（以下「揚水等損失率」といいます。）を定め，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) d，(ﾊ) d，(ﾆ) d，(ﾎ) c，(ﾍ) c，(ﾄ) c，ロ(ｲ) c，(ﾛ) c，(ﾊ) c，ハ(ｲ) c，(ﾛ) c もしくは(ﾊ) c，または，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) c，(ﾆ) c，ロ(ﾊ)もしくはハ(ﾊ)の適用にあたっては，接続送電サービス料金または臨時接続送電サービス料金の算定上，イ(ｲ)または(ﾛ)により，接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量を定め，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力または接続供給電力量に代えて適用いたします。

なお，高圧または特別高圧で供給する場合で，１年を通じて最大需要電力等が夜間時間に発生するときのピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず，ロといたします。

イ　接続供給課金対象電力または接続供給課金対象電力量

(ｲ) 接続供給課金対象電力

当該供給地点における接続供給課金対象電力（キロワット）は，次のとおりといたします。

$$\text{接続供給課金対象電力} = \text{揚水最大電力} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他最大電力}$$

(ﾛ) 接続供給課金対象電力量

当該供給地点における接続供給課金対象電力量は，次のとおりといたします。

$$\text{接続供給課金対象電力量} = \text{揚水等接続供給電力量} \times \text{揚水等損失率} + \text{その他接続供給電力量}$$

ロ　１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生する場合のピークシフト電力

高圧または特別高圧で供給する場合のピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，夜間時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ハ　そ　　の　　他

(ｲ) 19（接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，19（接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a，(ﾊ) a または(ﾆ) a にかかわらず，電灯標準接続送電サービス，電灯時間帯別接続送電サービスまたは電灯従量接続送電サービス（自己等への電気の供給の用に供する接続供給の場合に限ります。）を適用いたします。

(ﾛ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ｲ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾛ) a にかかわらず，電灯臨時接続送電サービスを適用いたします。

(ﾊ) 20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾊ) a に該当する場合は，20（臨時接続送電サービス）(3)イ(ﾆ) a にかかわらず，動力臨時接続送電サービス

を適用いたします。

(3) 電力および電力量の算定

当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，接続対象計画電力量，接続対象計画差対応補給電力量および接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)，(20)および(21)にかかわらず，次のとおりといたします。

イ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

なお，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なうときは，契約者は，別途，当該供給地点における30分ごとの接続対象電力量の計画値をあらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

ロ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）

は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ハ　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30分ごとの接続対象電力量がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者が指定する系統安定上必要な調整機能を有する揚水発電設備等であって別途当社または当社の供給区域で事業を営む配電事業者と調整に関する契約を締結する設備が設置された需要場所に接続供給を行なう場合で，電気の使用に係る調整を行なったとき（揚水発電設備等の故障等が発生したときを除きます。）は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点におけるその30分ごとの接続対象電力量の計画値にもとづき算定される当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量の計画値を当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

(4) 計量器等の取付け

料金の算定上必要な計量器等については，62（計量器等の取付け）によるものといたします。また，これに加え，(1)イの接続供給に係る電気と，それ以外の電気（揚水発電設備等が設置された需要場所内で使用される電気や揚水発電設備等が設置された需要場所内で発電または放電された電気等をいいます。）とを，(1)ロによって区分する場合には，区分するために必要な計量

器およびその付属装置は，原則として，当社の所有とし，当社の負担で取り付けます。

(5) 供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）および附則６（受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い）にかかわらず，供給電圧と異なった電圧で計量することがあります。この場合，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された接続供給電力量および最大需要電力等を，供給電圧と同位にするために，あらかじめ契約者と当社との協議によって定められた計量損失率によって修正したものといたします。

４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

(1) 契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，原則として，契約者または特定送配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。

(2) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先立ち，契約者（当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結する契約者を除きます。）または特定送配電事業者は，受電地点特定番号を明らかにして，申込書（当社所定の様式によります。）により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。

(3) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，発電者が特定契約を締結する電気事業者の変更を希望され，または契約者が当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約の変更を希望されるこ

とにともない当該発電者に係る発電量調整供給契約を変更するときは，当社は，50（契約の変更）(3)に準じて契約を変更していただくことがあります。

(4) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が特定送配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達することを希望されるときは，契約者は，当社が受電地点において発電量調整供給を行なう際に必要となる事項について，特定送配電事業者が当社に通知する旨を承諾した文書を提出していただきます。

(5) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。

ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシング

グループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。

ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。

なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2) ニの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補

給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。

ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。

(ｲ) 28（料金の算定期間）

(ﾛ) 32（料金の算定）

(ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 34（料金その他の支払方法）

(ﾎ) 35（保証金）

(ﾍ) 47（違約金）

(ﾄ) 54（解約等）

ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要

となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。

ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。

(6) (1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（(5)において，契約者が希望される場合を除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

イ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金およびロにより算定されるインバランスリスク料といたします。

ロ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

ハ　インバランスリスク料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金に準じて次の各項によるものといた

します。

(ｲ) 28（料金の算定期間）

(ﾛ) 32（料金の算定）

(ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日）

(ﾆ) 34（料金その他の支払方法）

(7) (1)により発電量調整供給契約を締結する発電場所（低圧で受電する場合に限ります。）において，イに該当する複数の発電設備等（各発電設備等の出力が10キロワット未満の場合に限ります。また，特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備を除きます。）を使用する発電場所で，契約者または発電契約者から適用の申出がある場合は，当分の間，必要となるその他の供給条件は，ロからホのとおりといたします。

イ　適　　用

次のいずれかに該当する場合に適用いたします。

(ｲ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備とそれ以外の発電設備等を設置する発電場所で，特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備以外の電気を発電契約者が受電する場合

(ﾛ) 特定契約に係る再生可能エネルギー発電設備を複数設置する発電場所で，契約者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備と当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備が混在する場合または当社の再生可能エネルギー電気卸供給約款にもとづき指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合

ロ　供給および契約の単位

当社は，15（供給および契約の単位）(1)にかかわらず，１発電場所につき，１電気方式，１引込，２計量をもって発電量調整供給を行ないます。この場合，当該発電場所に係る発電バランシンググループは，計量区分ごとに発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　計　　量

当社は，29（計量）(1)にかかわらず，発電量調整受電電力量は，受電地点ごとに取り付けた記録型計量器および複数の発電設備等を区分するため

に取り付けた記録型計量器により，受電電圧と同位の電圧で，30分単位で計量いたします。また，受電地点に取り付けた記録型計量器で計量された電力量と複数の発電設備等を区分するために取り付けた記録型計量器で計量された電力量の差し引きにより，30分ごとに，発電バランシンググループごとに，電力量を仕訳いたします。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，仕訳後の電力量を受電地点で計量された電力量とみなします。

ニ　37（託送供給等の実施）(3)へは，適用いたしません。

ホ　イの適用を廃止しようとされる場合またはイの適用に該当しなくなった場合は，当該発電場所に係る取扱いを終了させるための適当な処置を行ないます。

なお，必要に応じて契約者，発電契約者および発電者に協力していただきます。

(8) 契約者が化石燃料を混焼するバイオマス発電設備から契約者が締結する特定契約に係る電気を受電する場合，当該バイオマス発電設備に係る発電量調整受電電力量は，次のとおりといたします。

イ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で30分ごとに計量された電力量に，当該バイオマス発電設備のバイオマス比率（発電によりえられる電気の量に占めるバイオマスを変換してえられる電気の量の割合をいい，特定契約の料金の算定期間ごとに算定される値といたします。）を乗じてえた値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　契約者は，当該バイオマス発電設備の受電地点において他の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給契約等と同一計量する場合は，イの電力量の仕訳に係る順位を，37（託送供給等の実施）(3)へに準じて電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。

ハ　イのバイオマス比率は，算定後すみやかに契約者から当社に通知していただきます。この場合，当社は，必要に応じて，バイオマス比率の算定根拠に関する文書を契約者から提出していただきます。

ニ　特例発電バランシンググループと同一計量する発電バランシンググループに係る発電量調整受電電力量は，当該バイオマス発電設備の受電地点で計量された30分ごとの電力量からイおよびロにより算定された特例発電バランシンググループに係る30分ごとの発電量調整受電電力量を差し引いた値にもとづき，本則に準じて算定いたします。

(9) その他の事項については，発電契約者の場合に準ずるものといたします。

５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

(1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島(以下「離島」といいます。)における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	38 円 71 銭

ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

(2) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	19円84銭

６　受電電圧および供給電圧と計量電圧が異なる場合の取扱い

発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等は，計量された発電量調整受電電力量，接続供給電力量および最大需要電力等を，受電電圧および供給電圧と同位にするために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　記録型計量器以外の計量器で計量する場合の特別措置

(1) 低圧で供給する場合で，30分ごとに計量することができない計量器（以下「記録型計量器以外の計量器」といいます。）で計量するときの接続供給電力量および接続送電サービス契約電力については，次のとおりといたします。

イ　移行期間における30分ごとの接続供給電力量

その１月のうち記録型計量器以外の計量器で計量する期間（以下「移行期間」といいます。）における30分ごとの接続供給電力量は，移行期間において計量された接続供給電力量を移行期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。ただし，移行期間の接続供給電力量を時間帯区分ごとに計量する場合は，移行期間において各時間帯区分ごとに計量された接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ロ　移行期間において料金の変更があった場合の30分ごとの接続供給電力量

ハ，19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イによって，接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を定める場合で，移行期間において，接続送電サービスの種別，臨時接続送電サービスの種別，接続送電サービス契約電力，臨時接続送電サービス契約電力等を変更したことにより，料金に変更があったときは，移行期間における接続供給電力量を，料金の変更のあった日の前後の期間の日

数にそれぞれ接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力を乗じた値の比率により区分して算定いたします。

この場合，移行期間における料金の変更のあった日の前後の接続供給電力量を，イに準じて，30分ごとの接続供給電力量として均等に配分いたします。

ハ　接続送電サービス契約電力

契約者が19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)によって接続送電サービス契約電力を定めることを希望される場合は，当分の間，19（接続送電サービス）(2)イ(ｲ)にかかわらず，供給地点ごとに，負荷設備の容量等を基準として，契約者と当社との協議によって定めることがあります。

(2) 発電量調整供給の場合で，当該発電量調整供給に係る発電量調整受電電力量を記録型計量器以外の計量器で計量するときの30分ごとの発電量調整受電電力量の計量値は，当分の間，発電契約者と当社との協議によって定めます。

8　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合の特別措置

(1) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備等が複数存在する場合で，当該複数の調整電源のうち，一部の調整電源の故障等が発生したときは，30（電力および電力量の算定）(18)イおよび(19)イにおける発電量調整受電計画差対応補給電力量および発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，30（電力および電力量の算定）(2)イにかかわらず，発電契約者と当社との協議によってその30分ごとに定めた値を，当該受電地点におけるその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。

(2) １発電場所において，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等が混在する場合は，調整電源に該当する発電設備等と調整電源に該当しない発電設備等を異なる発電バランシンググループに設定していただきます。また，当該受電地点における30分ごとの電力量および電力量の計画値は，発電契約者と当社との協議によって発電バランシンググループごとに定めます。この場合，30（電力および電力量の算定）の電力および電力量の算定上，協議により定めた値を，当該受電地点において30分ごとに計量

された電力量および当該受電地点において当社が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値とみなします。

９　損害賠償の免責についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］

発電者が再生可能エネルギー特別措置法附則第４条第１項に定める旧特定供給者に該当する場合で，38（給電指令の実施等）によって発電者の発電を制限し，または中止したことにより，発電者が損害（再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トにおいて特定契約申込者が補償を求めることができるとされている場合の損害に限ります。）を受けたときは，48（損害賠償の免責）(1)にかかわらず，発電契約者の求めに応じ，当社は，当該損害について，再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号トに定める額を限度として，補償するものといたします。

なお，当社は，同一の原因により発電契約者または発電者の受けた当該損害について，賠償の責めを負いません。

10　みなし小売電気事業者についての特別措置

この約款実施の際現に改正前の電気事業法附則第２条において，改正後の電気事業法第２条の２の登録を受けたものとみなされた小売電気事業者における需要抑制量調整供給に係る取り扱いは，この約款における契約者とみなして取り扱います。

11　軽負荷期等における電気の使用に係る特別措置

(1) 需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用される場合における特別措置

イに定める適用範囲に該当する接続供給契約で，あらかじめ契約者からこの特別措置の適用の申出がある場合の料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

イ　適 用 範 囲

契約者が次の時間帯に，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電

サービス契約電力を定める供給地点において，需要者の発電設備の停止または出力の抑制により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用する場合に適用いたします。

(ｲ) 軽負荷期（毎年１月１日から４月30日までおよび11月１日から12月31日までの期間をいいます。）における土曜日，日曜日または「国民の祝日に関する法律」に規定する休日，１月２日，１月３日，１月４日， 12月30日および12月31日の午前９時から午後５時までの時間

(ﾛ) 再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間（当社が再生可能エネルギー発電設備の出力抑制の可能性または出力抑制の要請を公表した場合における当該出力抑制の対象となる時間帯をいいます。）

ロ　特別措置の適用申込みおよび使用の申出

(ｲ) 契約者は，この特別措置の適用を希望する供給地点にかかる事項（需要者の名称，需要場所〔供給地点特定番号を含みます。〕）を明らかにして，当社所定の様式により，申込みをしていただきます。

(ﾛ) 原則として，当社が指定する期限までに，使用の申出をしていただきます。

ハ　接続送電サービス契約電力

接続送電サービス契約電力は，19（接続送電サービス）(2)ニによって定めた値といたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)ニの不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分の算定上，この特別措置により電気を使用されたその１月の最大需要電力等は，その１月の最大需要電力等から19（接続送電サービス）(2)ニの契約者と当社との協議によって定めた値を差し引いたものといたします。

また，１年間を通じての最大需要電力等が夜間時間に発生するときの昼間時間最大電力は，19（接続送電サービス）(4)ロにかかわらず，(ｲ)とし，ピークシフト電力は，19（接続送電サービス）(4)ハにかかわらず，(ﾛ)といたします。

(ｲ) 昼間時間最大電力

昼間時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，1年間を通じての昼間時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の昼間時間最大電力は，1年を通じての昼間時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(ｲ)または(ﾛ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの昼間時間最大電力は，昼間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を2倍した値の1年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

(ﾛ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により昼間時間から夜間時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，1月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の1年を通じての夜間時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修，事故（停電による停止等を含みます。）または，当社が，イ(ｲ)または(ﾛ)の時間帯に，需要者の発電設備を停止または出力を抑制したことにより生じた不足電力の補

給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の夜間時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の昼間時間最大電力}$$

なお，各月の昼間時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに昼間時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

ニ　接続送電サービス料金

この特別措置により電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)における需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気をまったく使用しないときに準じて算定いたします。ただし，その１月にこの特別措置により電気を使用し，かつ，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気を使用したときの基本料金は，19（接続送電サービス）(3)ロ(ｲ) c (a)，(ﾛ) c (a)，ハ(ｲ) c (a)または(ﾛ) c (a)に準じて算定いたします。

ホ　そ　の　他

(ｲ)　当社は，契約者との間で，この特別措置の適用に必要となる事項について，別途覚書を締結することがあります。

(ﾛ)　当社は，電気の需給状況その他によってやむをえない場合には，この

特別措置の適用をしないことがあります。

(2) １年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生する場合の取扱いについての特別措置

イ　19（接続送電サービス）(4)の適用を受ける供給地点において，需要者が軽負荷期における土曜日の午前９時から午後５時までの時間または再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間に負荷移行を行ない，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間（夜間時間，軽負荷期における土曜日の午前９時から午後５時までの時間および再生可能エネルギー発電設備出力抑制対象時間をいいます。）に発生する場合で，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(4)にかかわらず，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4)イにいうハのピークシフト電力は，(ﾊ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) 負荷移行元時間最大電力

１年間を通じての負荷移行元時間（負荷移行先時間以外の時間をいいます。）における最大の接続供給電力（以下「負荷移行元時間最大電力」といいます。）は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための

電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

(ﾊ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の負荷移行元時間最大電力}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ﾆ) １年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが19（接続送電サービス）(4)の取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額（19〔接続送電サービス〕(4)によって適用したピークシフト割引額を含みます。）の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

(ﾎ) この特別措置の適用にともない，19（接続送電サービス）(4)ニに該当する場合であっても，19（接続送電サービス）(4)ニに定める適用後１年に満たない場合の取扱いは適用いたしません。

ﾛ　高圧または特別高圧で供給する場合で，需要者が負荷移行元時間から負荷移行先時間への負荷移行を行なった結果，１年間を通じての最大需要電力等が負荷移行先時間に発生し，かつ，契約者が標準接続送電サービスまたは時間帯別接続送電サービスの適用を受け，契約者と当社との協議が整ったときのその供給地点の各月の接続送電サービス料金は，当分の間，19（接続送電サービス）(3)によって算定された金額から(ｲ)によって算定されたピークシフト割引額を差し引いたものといたします。

(ｲ) ピークシフト割引額

ピークシフト割引額は，19（接続送電サービス）(4)イに準じて算定された金額といたします。この場合，19（接続送電サービス）(4) イにいうハのピークシフト電力は，(ﾊ)のピークシフト電力といたします。

(ﾛ) 負荷移行元時間最大電力

１年間を通じての負荷移行元時間最大電力は，需要場所における負荷設備および受電設備の内容，１年間を通じての負荷移行元時間における最大の負荷，同一業種の負荷率，操業度等を基準として，契約者と当社との協議により，適用の対象とする供給地点ごとに定めます。ただし，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合の負荷移行元時間最大電力は，１年を通じての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値といたします。また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて値を定めるときの負荷移行元時間最大電力は，負荷移行元時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

(ハ) ピークシフト電力

ピークシフト電力は，需要者の負荷移行により負荷移行元時間から負荷移行先時間に移行された増分電力をいい，適用の対象とする供給地点ごとに，１月につき次のとおり算定いたします。

なお，19（接続送電サービス）(2)イによって接続送電サービス契約電力を定める場合は，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の１年を通じての負荷移行先時間における最大需要電力等といたします。

また，19（接続送電サービス）(2)ニによって接続送電サービス契約電力を定める場合で，需要者の発電設備の検査，補修または事故（停電による停止等を含みます。）により生じた不足電力の補給にあてるための電気の供給分以外の供給分について，19（接続送電サービス）(2)イに準じて

値を定めるときは，次の式における適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力は，当該供給地点の負荷移行先時間における30分ごとの接続供給電力量からその30分の当該不足電力の補給にあてるための電気の使用分（契約者と当社との協議によりあらかじめ定めた方法によって算定いたします。）を差し引いた値を２倍した値の１年を通じての最大値に，19（接続送電サービス）(2)ニで原則として需要者の発電設備の容量を基準として契約者と当社との協議によって定めた値を加えたものといたします。

$$\text{ピークシフト電力} = \text{適用の対象とする供給地点の接続送電サービス契約電力} - \text{当該供給地点の負荷移行元時間最大電力}$$

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

(ニ) １年間を通じて負荷移行先時間に最大需要電力等が発生しないことが明らかになった場合等については，本取扱いの適用をただちに解消いたします。

なお，それが本取扱い適用後１年に満たない場合は，既に適用したピークシフト割引額の合計金額を本取扱いの適用が解消された月の接続送電サービス料金に加算したものをその月の接続送電サービス料金として算定いたします。

また，この取扱いの適用が解消された後１年に満たない場合は，この取扱いを適用いたしません。

ハ　附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）の適用を受け，かつ，イまたはロの適用を受ける場合のピークシフト電力は，附則３（揚水発電設備等が設置された需要場所に接続供給を行なう場合の特別措置）(2)ロもしくはイ(ハ)またはロ(ハ)にかかわらず，その需要者の接続送電サービス契約電力からその需要者の１年を通じ

ての負荷移行元時間における接続供給電力の最大値を差し引いた値を上限として，負荷移行先時間に移行する負荷設備の容量（キロワット），揚水最大電力およびその他最大電力ならびに揚水等損失率等にもとづき，あらかじめ契約者と当社との協議によって定めます。

なお，各月の負荷移行元時間における接続供給電力の最大値の実績等から，ピークシフト電力が不適当と認められる場合には，すみやかに負荷移行元時間最大電力を修正のうえ，ピークシフト電力を適正なものに変更していただきます。

12　再エネ海域利用法に係る特別措置

再エネ海域利用法第８条第１項の規定による海洋再生可能エネルギー発電設備整備促進区域の指定に関する国からの要請による受電側接続検討について，電力広域的運営推進機関から依頼を受けた場合は，受電側接続検討の申込みがなされたものとみなし，９（検討および契約の申込み）(1）にもとづき受電側接続検討をいたします。この場合，調査料については，選定事業者を発電者とする発電契約者から申し受けます。

13　バランシンググループの設定に係る特別措置

契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契

約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。

(1) 代表契約者の選任

契約者および配電事業者の約款に定める契約者が複数となる場合で，１需要バランシンググループを設定することを希望されるときは，次のとおりとしていただきます。

イ　４（代表契約者の選任）にかかわらず，自己等への電気の供給の用に供するための接続供給契約の場合を除き，１需要バランシンググループを設定することを希望されるすべての者がこの約款にもとづいて当社と接続供給契約を締結するものとし，１接続供給契約における契約者を複数としていただきます。この場合，当該接続供給契約においては１需要バランシンググループを設定するものとし，この約款に関する当社との協議および接続供給の実施に関する事項についての権限を複数の契約者全員から委任された契約者を，代表契約者としてあらかじめ選任していただき，かつ，契約者が行なう，当社との手続きおよび協議，この約款に定める金銭債務の支払い等は，代表契約者を通じて行なっていただきます。また，当社は，契約者との協議および契約者への通知を代表契約者に対して行ないます。ただし，当社は，必要に応じて，代表契約者以外の契約者と，協議等をさせていただくことがあります。

ロ　契約者は，配電事業者と締結する接続供給契約においても，イによって代表契約者に選任された契約者を代表契約者としてあらかじめ選任していただきます。ただし，イによって代表契約者に選任された契約者と配電事業者が接続供給契約を締結し，イにおいて１需要バランシンググループを設定する他の契約者が当該配電事業者と接続供給契約を締結しない場合を除きます。

(2) 契 約 の 要 件

需要抑制契約者が需要抑制量調整供給契約を希望される場合で，需要抑制契約者が特定卸供給を行なう事業を営むものであるときは，８（契約の要件）(3)イにかかわらず，次のいずれにも該当すること。

イ　需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）に対して，次の(ｲ)および(ﾛ)の事項を定めた需要抑制に関する計画を適時に策定し，当該計画にしたがって適切な需要抑制の指示を適時に出すことができること。

(ｲ)　需要抑制量（１キロワットをこえる電気を抑制しようとするものに限ります。）

(ﾛ)　需要抑制の実施頻度および時期

ロ　イによってえられた100キロワットをこえる電気（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整供給契約における電気を含みます。）を供給しようとするものであること。

ハ　電気の安定かつ適正な供給を確保するための適切な需給管理体制および情報管理体制を確立し，実施および維持することができること。

ニ　需要者の保護の観点から適切な情報管理体制を確立し，実施および維持できること。

ホ　需要者と電力需給に関する契約等を締結している契約者が供給力を確保するよう，当該契約者と需要抑制契約者との間または当該契約者と需要者との間で適切な契約がなされていること。

(3)　供給および契約の単位

イ　接続供給の場合，契約者は配電事業者の供給区域における需要場所について，この約款で設定する需要バランシンググループと同一の需要バランシンググループを設定していただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は配電事業者の供給区域における発電場所（調整電源に該当する場合を除きます。）について，この約款で設定する発電バランシンググループと同一の発電バランシンググループを設定していただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は配電事業者の供給区域に

おける需要場所について，この約款で設定する需要抑制バランシンググループと同一の需要抑制バランシンググループを設定していただきます。

なお，需要抑制契約者は，需要者（配電事業者の約款に定める需要者を含みます。）と電力需給に関する契約等を締結している契約者が同一で，かつ，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法（30〔電力および電力量の算定〕(14)イまたはロならびに配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量および需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定方法をいいます。）が同一となるように需要抑制バランシンググループを設定していただきます。この場合，当該需要場所は複数の需要抑制バランシンググループ（配電事業者の約款で設定する需要抑制バランシンググループを含みます。）に属することはできないものといたします。

(4) 料　　金

イ　発電量調整受電計画差対応電力

発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力

a　発電量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金

発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価

発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　発電量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ロ 接続対象計画差対応電力

需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適　　用

38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。

(ﾛ) 接続対象計画差対応電力

a　接続対象計画差対応補給電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応補給電力料金

接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価

接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　接続対象計画差対応余剰電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの接続対象電力量(配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。)が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 接続対象計画差対応余剰電力料金

接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価

接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ハ　需要抑制量調整受電計画差対応電力

需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 適用

需要抑制バランシンググループに適用いたします。

(ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力

a　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

b　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力

(a) 適　用　範　囲

30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。

(b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

ニ　給電指令時補給電力

発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

(ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。

(ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金

a　適　用　範　囲

38（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。

b　給電指令時補給電力料金

給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

c　給電指令時補給電力量

給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。

d　給電指令時補給電力料金単価

給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが

連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源(配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については,当該契約によるものといたします。

(5) 電力および電力量の算定

イ　発電量調整受電計画電力

発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ロ　発電量調整受電計画電力量

発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。

ハ　接続対象計画電力

接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ニ　接続対象計画電力量

接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。

ホ　需要抑制量調整受電計画電力

需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。

ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量

需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。

ト　ベースライン

ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）

を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。

チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量

発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑱ロにかかわらず，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。

(ｲ) 30 分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその 30 分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(ﾛ) 次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の 30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合

b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。

c　38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30 分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における 30 分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30 分ごとに，次により算定された値といたします。

a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合

の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

b 当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合

の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

c 当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引い

た値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

d 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引い

た値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

e 当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合

(a) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量

(b) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量(配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調

整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

(c) 発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合

38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

発電量調整受電計画差対応補給電力量	＝	発電量調整受電計画電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量	－	38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量	－	発電量調整受電電力量

リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量

発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(19)ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定

める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。

発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量

ヌ　接続対象計画差対応補給電力量

接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただ

し，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量

ル　接続対象計画差対応余剰電力量

接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(21)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。

接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量

ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バラン

シンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量

ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）⑭ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。

需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量

$$= \text{需要抑制量調整受電計画電力量} + \frac{\text{接続供給電力量}}{\text{１－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）}} - \text{ベースライン}$$

ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉓にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計と

いたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）⑭ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。

需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

(6) 託送供給等の実施

イ　接続供給の場合，契約者は，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）の需要想定値および需要想定値に対する調達計画・販売計画における接続対象電力または接続対象電力量に，配電事業者の約款に定める接続対象電力または接続対象電力量を含めていただきます。

ロ　発電量調整供給の場合，発電契約者は，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）の発電計画および調達計画・販売計画における発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力または発電量調整受電電力量を含めていただきます。

ハ　需要抑制量調整供給の場合，需要抑制契約者は，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）の需要抑制計画および調達計画・販売計画における需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量に，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力または需要抑制量調整受電電力量を含めていただきます。

(7) 解約等

当社は，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が次のいずれかに該当し，当社が契約者，発電契約者または需要抑制契約者にその改善を求めた場合で，39（適正契約の保持等）に定める適正契約への変更および適正な使用

状態，発電・放電状態または需要抑制状態への修正に応じていただけないときには，54（解約等）（１）ハ(ｲ)，(ﾛ)，(ﾊ)または(ﾆ)にかかわらず，接続供給契約，振替供給契約，発電量調整供給契約または需要抑制量調整供給契約を解約することがあります。

イ　託送供給の場合は，８（契約の要件）(1)を，発電量調整供給の場合は，８（契約の要件）(2)を，需要抑制量調整供給の場合は，８（契約の要件）(3)ロ，ハ，ニもしくはホまたは(2)を欠くに至った場合

ロ　接続供給の場合で，頻繁に接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）と接続対象計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ハ　発電量調整供給の場合で，頻繁に発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）と発電量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

ニ　需要抑制量調整供給の場合で，頻繁に需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）と需要抑制量調整受電計画電力量との間に著しい差が生じるとき。

(8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備）

イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたし

ます。

ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。

(ｲ)　発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。

(ﾛ)　インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。

(ﾊ)　当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結す

る特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。

また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。

なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。

(ﾆ) ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，(ﾊ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。

ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。

(9)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置

イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金

単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) d もしくは(4)ニ(ﾛ) d にかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	38円71銭

ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。

ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等

離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。

1キロワット時につき	19円84銭

(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。

14　近接性評価割引額の算定についての特別措置

(1) 契約者が，配電事業者の供給区域に立地する近接性評価対象発電設備を維持し，および運用する発電契約者から，当該発電設備等に係る電気を受電し，接続供給を利用する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)の近接性評価割引額の算定上，次のとおりといたします。

イ　当該近接性評価対象発電設備から配電事業者が受電した電力量を別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量とみなします。

ロ　契約者が，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている発電契約者から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量は，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ロとし，当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量には，配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。

ハ　契約者が，配電事業者の約款に定める発電契約者（附則13〔バランシンググループの設定に係る特別措置〕の適用を受けている発電契約者を除きます。）から当該近接性評価対象発電設備に係る電気を調達する場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)aの当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値ならびに別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ｲ)bの当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量および当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量は，配電事業者の約款に定めるところによります。

(2) 契約者が，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）の適用を受けている場合，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）における近接性評価割引額の算定上，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾛ)および(ﾊ)の接続対象計画電力量は，附則13（バランシンググループの設定に係る特別措置）(5)ニとし，別表２（近接性評価地域および近接性評価割引額の算定）(2)ロ(ﾊ)の接続対象電力量には，配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。

15　Ｎ－１電制の実施についての特別措置

(1) 当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって当社が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額から，30

分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に再生可能エネルギー特別措置法施行規則第13条の３の４に定める回避可能費用単価（以下「回避可能費用単価」といいます。）に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者にお支払いいたします。

(2) 当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって契約者または特定送配電事業者が特定契約を締結する再生可能エネルギー発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に当該特定契約に係る再生可能エネルギー特別措置法第３条第２項または第８条第１項に定める調達価格を乗じてえた金額を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろう費用に相当する金額および30分ごとのＮ－１電制時調達不足電力量に回避可能費用単価に消費税等相当額を加えた金額を乗じてえた金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として契約者または特定送配電事業者にお支払いいたします。

(3) 当社は，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等であって再生可能エネルギー特別措置法第２条の２第１項に定める市場取引等により再生可能エネルギー電気を供給する事業に係る発電設備に対してＮ－１電制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(9)にかかわらず，Ｎ－１電制時調達不足電力量の調達に要した費用の実費相当額に，Ｎ－１電制が実施された発電設備を再度起動するために要した燃料費等の費用の実費およびＮ－１電制時調達不足電力量に応じてえられる供給促進交付金の金額（再生可能エネルギー特別措置法第２条の４にもとづき算定される金額をいいます。）を加えた金額から，Ｎ－１電制が実施されなかったとしたときにその発電設備がＮ－１電制時調達不足電力量を発電するのに要したであろ

う費用に相当する金額を差し引いた金額について，電力広域的運営推進機関が認める範囲においてＮ－１電制オペレーション費用として発電契約者にお支払いいたします。

別　　表

1　契約設備電力の算定

契約設備電力は，原則として，負荷設備の容量等を基準として定めるものといたします。

ただし，これによりがたい場合は，主開閉器の定格電流にもとづき別表３（契約電力の算定方法）に準じて算定いたします。

2　近接性評価地域および近接性評価割引額の算定

(1) 近接性評価地域

次の地域を近接性評価地域といたします。

都道府県	市町村
沖縄県	那覇市，宜野湾市，浦添市，糸満市，沖縄市，豊見城市，読谷村，嘉手納町，北谷町，北中城村，西原町，与那原町，南風原町，八重瀬町

なお，近接性評価地域および近接性評価割引単価については，原則として，国において検討を実施している系統に係る費用の一部を発電者から回収する制度における割引地域設定等にともない見直しを行なうものといたします。

(2) 近接性評価割引額の算定

イ　近接性評価割引単価

近接性評価割引単価は，受電電圧に応じて，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	受電電圧が標準電圧6,000ボルト以下の場合	44銭
	受電電圧が標準電圧6,000ボルトをこえ60,000ボルト以下の場合	35銭
	受電電圧が標準電圧 60,000 ボルトをこえる場合	18銭

ロ　近接性評価割引電力量

(ｲ) 近接性評価割引電力量は，次のａおよびｂにもとづき算定した発電バランシンググループごとの電力量を30分ごとに合計したものとし，近接

性評価割引単価の区分ごとに算定いたします。

a　発電バランシンググループごとの電力量は，30分ごとに次の算式により算定いたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者から調達する電力量の計画値}}{\text{当該発電バランシンググループに係る発電契約者が販売する電力量の計画値の合計値}}$$

b　発電バランシンググループの発電量調整受電電力量が，当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量を上回る場合，当該発電バランシンググループに係るaの電力量の算定上，その30分の当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量は，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{当社が近接性評価対象発電設備から受電した近接性評価割引単価の区分ごとの電力量の実績値} \times \frac{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電計画電力量}}{\text{当該発電バランシンググループの発電量調整受電電力量}}$$

(ﾛ) 契約者が調達する電力量が接続対象計画電力量を上回る場合，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象計画電力量}}{\text{契約者が調達する電力量}}$$

(ﾊ) 接続対象電力量が接続対象計画電力量を下回る場合は，その30分の近接性評価割引単価の区分ごとの近接性評価割引電力量は，(ｲ)および(ﾛ)にかかわらず，次の算式により算定された値といたします。

$$\text{(ｲ)および(ﾛ)によって近接性評価割引電力量として算定された値} \times \frac{\text{接続対象電力量}}{\text{接続対象計画電力量}}$$

ハ　近接性評価割引額

近接性評価割引額は，近接性評価割引単価の区分ごとに30分ごとの近接性評価割引電力量のその１月（毎月１日から当該月の末日までといたしま

す。）の合計値に(2)イに定める単価を適用して算定された金額の合計といたします。

3　契約電力の算定方法

19（接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)または20（臨時接続送電サービス）(2)イ(ﾛ)の場合の契約電力は，次により算定したものに，力率（100パーセントといたします。）を乗じてえた値といたします。

(1) 供給電気方式および供給電圧が交流単相２線式標準電圧100ボルトもしくは200ボルトまたは交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times \frac{1}{1,000}$$

なお，交流単相３線式標準電圧100ボルトおよび200ボルトの場合の電圧は，200ボルトといたします。

(2) 供給電気方式および供給電圧が交流３相３線式標準電圧200ボルトの場合

$$\text{契約主開閉器の定格電流（アンペア）} \times \text{電圧（ボルト）} \times 1.732 \times \frac{1}{1,000}$$

4　負荷設備の入力換算容量

(1) 照明用電気機器

照明用電気機器の換算容量は，次のイ，ロ，ハおよびニによります。

イ　け　い　光　灯

	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力(ワット)
高力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×150パーセント	管灯の定格消費電力(ワット)×125パーセント
低力率型	管灯の定格消費電力(ワット)×200パーセント	

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧 （ボルト）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
3,000	30	80	30
6,000	60	150	60
9,000	100	220	100
12,000	140	300	140
15,000	180	350	180

ハ　スリームラインランプ

管の長さ （ミリメートル）	換　算　容　量	
	入力（ボルトアンペア）	入力(ワット)
999 以下	40	40
1,149 以下	60	60
1,556 以下	70	70
1,759 以下	80	80
2,368 以下	100	100

ニ　水　　銀　　灯

出力 （ワット）	換　算　容　量		
	入力（ボルトアンペア）		入力(ワット)
	高力率型	低力率型	
40 以下	60	130	50
60 以下	80	170	70
80 以下	100	190	90
100 以下	150	200	130
125 以下	160	290	145
200 以下	250	400	230
250 以下	300	500	270
300 以下	350	550	325
400 以下	500	750	435
700 以下	800	1,200	735
1,000 以下	1,200	1,750	1,005

(2) 誘 導 電 動 機

イ　単相誘導電動機

(ｲ) 出力が馬力表示の単相誘導電動機の換算容量（入力〔キロワット〕）

は，換算率100.0パーセントを乗じたものといたします。

(ﾛ) 出力がワット表示のものは，次のとおりといたします。

出力（ワット）	換算容量		
	入力（ボルトアンペア）		入力（ワット）
	高力率型	低力率型	
35 以下	―	160	出力（ワット）×133.0 パーセント
45 以下	―	180	
65 以下	―	230	
100 以下	250	350	
200 以下	400	550	
400 以下	600	850	
550 以下	900	1,200	
750 以下	1,000	1,400	

ロ　３相誘導電動機

契約負荷設備	換算容量（入力〔キロワット〕）		
低圧誘導電動機	出力（馬力）	×	93.3 パーセント
	出力（キロワット）	×	125.0 パーセント
高圧誘導電動機	出力（馬力）	×	87.8 パーセント
	出力（キロワット）	×	117.6 パーセント

(3) レントゲン装置

レントゲン装置の換算容量は，次によります。

なお，レントゲン装置が２以上の装置種別を兼ねる場合は，いずれか大きい換算容量といたします。

装置種別 （携帯型および移動型を含みます。）	最高定格 管 電 圧 （ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ）	管電流 （短時間定格電流） （ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ）	換算容量 （入力） （ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）
治療用装置			定格１次最大入力（ｷﾛﾎﾞﾙﾄｱﾝﾍﾟｱ）の値といたします。
診察用装置	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1
		20 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	1.5
		30 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	2
		50 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	3
		100 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	4
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	7.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	10
	95 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	5
		200 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	6
		300 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	8
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	13.5
	100 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	9.5
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	16
	125 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ超過 150 ｷﾛﾎﾞﾙﾄﾋﾟｰｸ以下	500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	11
		500 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ超過　1,000 ﾐﾘｱﾝﾍﾟｱ以下	19.5
蓄電器放電式 診察用装置		コンデンサ容量　0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下	1
		コンデンサ容量　0.75 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下	2
		コンデンサ容量　1.5 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ超過 3 ﾏｲｸﾛﾌｧﾗｯﾄﾞ以下	3

(4) 電 気 溶 接 機

電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。

イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合

入　力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×　70 パーセント

ロ　イ以外の場合

入　力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×　70 パーセント

(5) そ　の　他

イ　(1)，(2)，(3)および(4)によることが不適当と認められる電気機器の換算容量（入力）は，実測した値を基準として契約者と当社との協議によって定めます。ただし，特別の事情がある場合は，定格消費電力を換算容量（入力）とすることがあります。

ロ　動力と一体をなし，かつ，動力を使用するために直接必要であって欠くことができない表示灯は，動力とあわせて１契約負荷設備として契約負荷設備の容量（入力）を算定いたします。

ハ　予備設備であることが明らかな電気機器については，契約負荷設備の容量の算定の対象といたしません。

５　離島ユニバーサルサービス調整

(1) 離島ユニバーサルサービス調整額の算定

イ　離島平均燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島平均燃料価格は，貿易統計の輸入品の数量および価額の値にもとづき，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島平均燃料価格は，100円単位とし，100円未満の端数は，10円の位で四捨五入いたします。

離島平均燃料価格＝Ａ×α

Ａ＝各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格

α＝1.0000

なお，各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格は，１円とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

ロ　離島基準燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島基準燃料価格は，79,300円といたします。

ハ　離島調整上限燃料価格

原油換算値１キロリットル当たりの離島調整上限燃料価格は，119,000円といたします。

ニ　離島ユニバーサルサービス調整単価

離島ユニバーサルサービス調整単価は，次の算式によって算定された値といたします。

なお，離島ユニバーサルサービス調整単価の単位は，１銭とし，その端数は，小数点以下第１位で四捨五入いたします。

(ｲ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を下回る場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島基準燃料価格} - \text{離島平均燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾛ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島基準燃料価格を上回り，かつ，離島調整上限燃料価格以下の場合

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島平均燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

(ﾊ)　１キロリットル当たりの離島平均燃料価格が離島調整上限燃料価格を上回る場合

離島平均燃料価格は，離島調整上限燃料価格といたします。

$$\text{離島ユニバーサルサービス調整単価} = (\text{離島調整上限燃料価格} - \text{離島基準燃料価格}) \times \frac{\text{(2)の離島基準単価}}{1,000}$$

ホ　離島ユニバーサルサービス調整単価の適用

各離島平均燃料価格算定期間の離島平均燃料価格によって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価は，その離島平均燃料価格算定期間に対

応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間に使用される接続供給にかかる電気に適用いたします。

(ｲ) 各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ﾛ)，(ﾊ)および(ﾆ)の場合を除き，次のとおりといたします。

離島平均燃料価格算定期間	離島ユニバーサルサービス 調整単価適用期間
毎年１月１日から３月 31 日までの期間	その年の５月の検針日から６月の検針日の前日までの期間
毎年２月１日から４月 30 日までの期間	その年の６月の検針日から７月の検針日の前日までの期間
毎年３月１日から５月 31 日までの期間	その年の７月の検針日から８月の検針日の前日までの期間
毎年４月１日から６月 30 日までの期間	その年の８月の検針日から９月の検針日の前日までの期間
毎年５月１日から７月 31 日までの期間	その年の９月の検針日から 10 月の検針日の前日までの期間
毎年６月１日から８月 31 日までの期間	その年の 10 月の検針日から 11 月の検針日の前日までの期間
毎年７月１日から９月 30 日までの期間	その年の 11 月の検針日から 12 月の検針日の前日までの期間
毎年８月１日から 10 月 31 日までの期間	その年の 12 月の検針日から翌年の１月の検針日の前日までの期間
毎年９月１日から 11 月 30 日までの期間	翌年の１月の検針日から２月の検針日の前日までの期間
毎年 10 月１日から 12 月 31 日までの期間	翌年の２月の検針日から３月の検針日の前日までの期間
毎年 11 月１日から翌年の１月 31 日までの期間	翌年の３月の検針日から４月の検針日の前日までの期間
毎年 12 月１日から翌年の２月 28 日までの期間（翌年が閏年となる場合は，翌年の２月 29 日までの期間）	翌年の４月の検針日から５月の検針日の前日までの期間

(ﾛ) 記録型計量器により計量する場合で，当社があらかじめ契約者に計量日をお知らせしたときは，(ﾆ)の場合を除き，その供給地点の各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，計

量日といたします。

(ﾊ) 定額接続送電サービスの場合は，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう検針日は，その供給地点の属する検針区域の検針日といたします。ただし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスの適用を受け，料金の算定期間を契約使用開始日から翌月の応当日の前日までの期間，または各月の応当日から翌月の応当日の前日までの期間とする場合は，(ｲ)にいう検針日は，応当日といたします。

(ﾆ) 検針日が毎月初日の需要者に係る供給地点については，各離島平均燃料価格算定期間に対応する離島ユニバーサルサービス調整単価適用期間は，(ｲ)に準ずるものといたします。この場合，(ｲ)にいう各月の検針日は，その月の翌月の初日といたします。

ﾍ 離島ユニバーサルサービス調整額

(ｲ) 定額制供給の場合

a 電灯定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各契約負荷設備ごとの離島ユニバーサルサービス調整単価の合計といたします。

b 電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービス

離島ユニバーサルサービス調整額は，ニによって算定された各臨時接続送電サービスごとの離島ユニバーサルサービス調整単価といたします。

(ﾛ) 従量制供給の場合

離島ユニバーサルサービス調整額は，その１月の接続供給電力量にニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価を適用して算定いたします。

(2) 離島基準単価

離島基準単価は，離島平均燃料価格が1,000円変動した場合の値といたします。

イ　定額制供給の場合

(ｲ) 電灯定額接続送電サービス

離島基準単価は，各契約負荷設備ごとに１月につき次のとおりといたします。

電灯	10 ワットまでの１灯につき	10 銭 2 厘
	10 ワットをこえ 20 ワットまでの１灯につき	20 銭 6 厘
	20 ワットをこえ 40 ワットまでの１灯につき	41 銭 0 厘
	40 ワットをこえ 60 ワットまでの１灯につき	61 銭 6 厘
	60 ワットをこえ 100 ワットまでの１灯につき	1 円 02 銭 6 厘
	100 ワットをこえる１灯につき 100 ワットまでごとに	1 円 02 銭 6 厘
小型機器	50 ボルトアンペアまでの１機器につき	30 銭 6 厘
	50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの１機器につき	61 銭 3 厘
	100 ボルトアンペアをこえる１機器につき 100 ボルトアンペアまでごとに	61 銭 3 厘

(ﾛ) 電灯臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，契約負荷設備の総容量（入力）によって，１日につき次のとおりといたします。

総容量が 50 ボルトアンペアまでの場合	8 厘
総容量が 50 ボルトアンペアをこえ 100 ボルトアンペアまでの場合	1 銭 7 厘
総容量が 100 ボルトアンペアをこえ 500 ボルトアンペアまでの場合 100 ボルトアンペアまでごとに	1 銭 7 厘
総容量が 500 ボルトアンペアをこえ１キロボルトアンペアまでの場合	16 銭 5 厘
総容量が１キロボルトアンペアをこえ３キロボルトアンペアまでの場合１キロボルトアンペアまでごとに	16 銭 5 厘

(ハ) 動力臨時定額接続送電サービス

離島基準単価は，次のとおりといたします。ただし，臨時接続送電サービス契約電力が0.5キロワットの場合の離島基準単価は，臨時接続送電サービス契約電力が１キロワットの場合の離島基準単価の半額といたします。

臨時接続送電サービス契約電力１キロワット１日につき	17 銭 3 厘

ロ　従量制供給の場合

離島基準単価は，次のとおりといたします。

１キロワット時につき	2 銭 6 厘

(3) 離島ユニバーサルサービス調整単価等のお知らせ

当社は，(1)イの各離島平均燃料価格算定期間における１キロリットル当たりの平均原油価格および(1)ニによって算定された離島ユニバーサルサービス調整単価をインターネットを利用する方法等によりお知らせいたします。

６　平均力率の算定

(1) 平均力率は，次の算式によって算定された値といたします。ただし，有効電力量の値が零となる場合の平均力率は，85パーセントとみなします。

$$\text{平均力率（パーセント）}=\frac{\text{有効電力量}}{\sqrt{(\text{有効電力量})^2+(\text{無効電力量})^2}}\times 100$$

(2) 有効電力量および無効電力量の計量については，29（計量）に準ずるものといたします。ただし，有効電力量または無効電力量は，29（計量）にかかわらず，当分の間，やむをえない場合には，受電電圧および供給電圧と異なった電圧で計量いたします。この場合，有効電力量または無効電力量は，計量された有効電力量または無効電力量を，受電電圧および供給電圧と同位に

するために原則として３パーセントの計量損失率によって修正したものといたします。

７　契約負荷設備の総容量の算定

(1) 差込口の数と電気機器の数が異なる場合は，次によって算定された値にもとづき，契約負荷設備の総容量を算定いたします。

イ　電気機器の数が差込口の数を上回る場合

差込口の数に応じた電気機器の総容量（入力）といたします。この場合，最大の入力の電気機器から順次対象といたします。

ロ　電気機器の数が差込口の数を下回る場合

電気機器の総容量（入力）に電気機器の数を上回る差込口の数に応じて次によって算定した値を加えたものといたします。

(ｲ) 住宅，アパート，寮，病院，学校および寺院

１差込口につき　50ワット

(ﾛ) (ｲ)以外の場合

１差込口につき　100ワット

(2) 契約負荷設備の容量を確認できない場合は，同一業種の１回路当たりの平均負荷設備容量にもとづき，契約負荷設備の総容量（入力）を算定いたします。

８　発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い

(1) 発電量調整受電計画電力量の取扱い

発電量調整受電計画電力量は，原則として，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における発電計画といたします。

ただし，発電契約者が通知した販売計画または調達計画が取引相手の対応する計画と一致しない場合には，当該計画は発電契約者の販売計画または調達計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

なお，当日計画の通知の期限において発電契約者が通知した発電計画と調達計画の合計値が販売計画と一致しない場合，販売計画から調達計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における発電計画とみなします（以下「みなし発電計画」といいます。）。

この場合の発電バランシンググループごとの発電計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値とみなします。

発電バランシンググループごとの発電計画

$$= \text{みなし発電計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における発電バランシンググループごとの発電計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における発電計画の値}}$$

(2) 接続対象計画電力量の取扱い

接続対象計画電力量は，原則として，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の通知の期限における需要想定値といたします。

ただし，契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には，当該計画は契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

なお，当日計画の通知の期限において契約者が通知した需要想定値と需要想定値に対する取引計画が一致しない場合，調達計画から販売計画を差し引いた値を当日計画の通知の期限における需要想定値とみなします。

(3) 需要抑制量調整受電計画電力量の取扱い

イ　需要抑制量調整受電計画電力量は，原則として，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン）に定める当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

ただし，需要抑制契約者が通知した調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画が一致しない場合には，当該計画は需要抑制契約者の調達計画または販売計画と取引相手の対応する計画とのうちいずれか小さい値（取引相手の対応する計画がない場合は零とみなします。）とみなします。

ロ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，次の(ｲ)または(ﾛ)に該当する場合は，次に定める値を需要抑制計画とみなします（以下「みなし需要抑制計画」といいます。）。この場合，みなし需要抑制計画が負となるときの30（電力および電力量の算定）(14)イ(ﾛ)および(ﾊ)の需要抑制量調整受電計画電力量は，当日計画の通知の期限における需要抑制計画といたします。

なお，需要抑制契約者が複数の需要抑制バランシンググループを設定される場合の需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画は，30分ごとに次の算式によりえられた値といたします。

需要抑制バランシンググループごとのみなし需要抑制計画

$$= \text{みなし需要抑制計画の値} \times \frac{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制バランシンググループごとの需要抑制計画の値}}{\text{当日計画の通知の期限における需要抑制計画の合計値}}$$

(ｲ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を上回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値に加えた値

(ﾛ)　需要抑制契約者が通知した販売計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）が調達計画（イにより変更した場合は変更後の値といたします。）を下回った場合

販売計画と調達計画の差を需要抑制計画の合計値から減じた値

９　電力量の協定

電力量を協議によって定める場合の基準は，原則として次によります。

(1)　定額制供給の場合の接続供給電力量

イ　接続供給電力量の算定式

その１月の接続供給電力量は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定いたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハまたはニの場合は，接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスに応じて次により算定した値を当月の料金の算定期間の日数で除し，協定の対象となる期間（以下「協定期間」といいます。）の日数を乗じた値といたします。

電灯定額接続送電サービス	電灯である契約負荷設備	10ワットまでの１灯につき	10ワット×ロに定める月別使用時間
		10ワットをこえ20ワットまでの１灯につき	20ワット×ロに定める月別使用時間
		20ワットをこえ40ワットまでの１灯につき	40ワット×ロに定める月別使用時間
		40ワットをこえ60ワットまでの１灯につき	60ワット×ロに定める月別使用時間
		60ワットをこえ100ワットまでの１灯につき	100ワット×ロに定める月別使用時間
		100ワットをこえる１灯につき100ワットまでごとに	100ワット×ロに定める月別使用時間
	小型機器である契約負荷設備１機器につき		20キロワット時
電灯臨時定額接続送電サービス			契約灯個数×40キロワット時
動力臨時定額接続送電サービス			契約電力×200時間

ロ　月別使用時間

月別使用時間は，計算月ごとに下表のとおりといたします。

計算月	１月	２月	３月	４月	５月	６月
月別使用時間	472	469	401	410	362	342
計算月	７月	８月	９月	10月	11月	12月
月別使用時間	312	326	348	368	416	435

ただし，閏年となる場合における３月の月別使用時間は，上表にかかわらず，415時間といたします。

(2) 従量制供給の場合の接続供給電力量

イ　過去の接続供給電力量による場合

次のいずれかによって算定いたします。ただし，協定期間または過去の電力量が計量された料金の算定期間に契約電力の変更があった場合は，料金の計算上区分すべき期間の日数に契約電力を乗じた値の比率を勘案して算定いたします。

(ｲ) 前月または前年同月の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前月または前年同月の接続供給電力量}}{\text{前月または前年同月の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

(ﾛ) 前３月間の接続供給電力量による場合

$$\frac{\text{前３月間の接続供給電力量}}{\text{前３月間の料金の算定期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ロ　使用された負荷設備の容量と使用時間による場合

使用された負荷設備の容量（入力）にそれぞれの使用時間を乗じてえた値を合計した値といたします。

ハ　取替後の計量器によって計量された期間の日数が10日以上である場合で，取替後の計量器によって計量された接続供給電力量によるとき。

$$\frac{\text{取替後の計量器によって計量された接続供給電力量}}{\text{取替後の計量器によって計量された期間の日数}} \times \text{協定期間の日数}$$

ニ　参考のために取り付けた計量器の計量による場合

参考のために取り付けた計量器によって計量された接続供給電力量といたします。

なお，この場合の計量器の取付けは，62（計量器等の取付け）に準ずるものといたします。

ホ　公差をこえる誤差により修正する場合

$$\frac{\text{計量電力量}}{100\text{パーセント}+(\pm\text{誤差率})}$$

なお，公差をこえる誤差の発生時期が確認できない場合は，次の月以降の接続供給電力量を対象として協定いたします。

(ｲ) 契約者の申出により測定したときは，申出の日の属する月

(ﾛ) 当社が発見して測定したときは，発見の日の属する月

(3) (1)または(2)によって接続供給電力量を定める場合，協定期間の30分ごとの接続供給電力量は，協定期間の接続供給電力量を協定期間における30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

ただし，(2)によって接続供給電力量を定める場合で，協定期間の接続供給電力量を計量器の時間帯区分ごとに定めるときは，協定期間における各時間帯区分ごとの接続供給電力量をそれぞれの時間帯区分の30分ごとの接続供給電力量として均等に配分してえられる値といたします。

10　需要計画・調達計画・販売計画

需要計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要想定値</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量</td></tr>
<tr><td>需要想定値に対する調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の接続対象電力の最大値および最小値に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの接続対象電力に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの接続対象電力量に対する発電契約者，契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td colspan="3">供給力未調達分の計画値
（自己等への電気の供給を行なう場合を除きます。）</td><td colspan="2">―</td></tr>
</table>

（注１）需要計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

11　発電計画・調達計画・販売計画

発電計画・調達計画・販売計画の通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前 10 時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>原則として
30 分ごとの
実需給の開
始時刻の１
時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>発電計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・
販売計画</td><td>各月の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の発電量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの発電量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの発電量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td rowspan="2">発電設備等
の停止計画</td><td colspan="2">作業の開始日時，作業の終了日時，停止内容，その他必要な項目</td><td>―</td><td colspan="2">―</td></tr>
<tr><td>―</td><td>―</td><td colspan="2">計画外作業
計画作業の変更分</td></tr>
</table>

（注１）発電計画・調達計画・販売計画は，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が系統運用上必要な場合および料金の算定上必要な場合は，発電場所別の発電計画もあわせて提出していただきます。

（注４）計画外作業及び計画作業の変更分については，発生の都度，速やかに提

出していただきます。

（注５）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

12　需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン

需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインの通知の期限および通知の内容は次のとおりといたします。

<table>
<tr><td colspan="2">対象期間</td><td>年間計画
（第１年度，
第２年度）</td><td>月間計画
（翌月，
翌々月）</td><td>週間計画
（翌週，
翌々週）</td><td>翌日計画</td><td>当日計画</td></tr>
<tr><td colspan="2">通知の期限</td><td>毎年
10 月 31 日</td><td>毎月１日</td><td>毎週水曜日
午前10時</td><td>毎日
午前 12 時</td><td>30 分ごとの実需給の開始時刻の１時間前</td></tr>
<tr><td rowspan="3">通知の内容</td><td>需要抑制計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量</td></tr>
<tr><td>調達計画・販売計画</td><td>各月の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>各週の平日および休日の需要抑制量調整受電電力の最大値および最小値に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td>電力広域的運営推進機関が指定する時刻の日ごとの需要抑制量調整受電電力に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td><td colspan="2">30 分ごとの需要抑制量調整受電電力量に対する契約者，発電契約者または需要抑制契約者毎の調達分および販売分の計画値</td></tr>
<tr><td>ベースライン</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>―</td><td>30 分ごとの値</td></tr>
</table>

（注１）需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースラインは，当社所定の様式により提出していただきます。

（注２）年度とは，４月１日から翌年の３月31日までの期間といたします。

（注３）当社が供給区域の詳細な需給状況を把握する必要がある場合は，より詳細な断面を提出していただく場合があります。

13　進相用コンデンサ取付容量基準

進相用コンデンサの容量は，次のとおりといたします。

(1) 照明用電気機器

イ　け　い　光　灯

進相用コンデンサをけい光灯に内蔵する場合の進相用コンデンサ取付容量は，次によります。

使用電圧 (ボルト)	管灯の定格消費 電力（ワット）	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)
100	10	3.5
	15	4.5
	20	5.5
	30	9
	40	14
	60	17
	80	25
	100	30
200	40	3.5
	60	4.5
	80	5.5
	100	7

ロ　ネ オ ン 管 灯

２次電圧（ボルト）	コンデンサ取付容量 (マイクロファラッド)
3,000	20
6,000	30
9,000	50
12,000	50
15,000	75

ハ　水　　銀　　灯

出力 （ワット）	コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）	
	100 ボルト	200 ボルト
50 以下	30	7
100 以下	50	9
250 以下	75	15
300 以下	100	20
400 以下	150	30
700 以下	250	50
1,000 以下	300	75

(2) 誘 導 電 動 機

イ　個々にコンデンサを取り付ける場合

(ｲ) 単相誘導電動機

電動機定格出力 （キロワット）	馬　　力	1/8	1/4	1/2	1
	キロワット	0.1	0.2	0.4	0.75
コンデンサ取付容量 （マイクロファラッド）	使 用 電 圧 100 ボルト	40	50	75	100
	使 用 電 圧 200 ボルト	20	20	30	40

(ﾛ) ３相誘導電動機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

a　トップランナーモータの基準を満たす電動機

電動機	馬　力		1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
定格出力	キロワット		0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量マイクロファラッド	2 極	60ヘルツ	－	－	20	30	40	50	75	100	150	150	200	250	300	400
	4 極	60ヘルツ	－	－	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500	700
	6 極	60ヘルツ	－	－	30	50	75	100	150	200	300	300	400	400	500	750

b　その他の電動機

電動機定格出力	馬力	1/4	1/2	1	2	3	5	7.5	10	15	20	25	30	40	50
	キロワット	0.2	0.4	0.75	1.5	2.2	3.7	5.5	7.5	11	15	18.5	22	30	37
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）		10	15	20	30	40	50	75	100	150	200	250	300	400	500

ロ　一括してコンデンサを取り付ける場合

やむをえない事情によって２以上の電動機に対して一括してコンデンサを取り付ける場合のコンデンサの容量は，各電動機の定格出力に対応するイに定めるコンデンサの容量の合計といたします。

(3) 電気溶接機（使用電圧200ボルトの場合といたします。）

イ　交流アーク溶接機

溶接機最大入力（キロボルトアンペア）	3以上	5以上	7.5以上	10以上	15以上	20以上	25以上	30以上	35以上	40以上	45以上50未満
コンデンサ取付容量（マイクロファラッド）	100	150	200	250	300	400	500	600	700	800	900

ロ　交流抵抗溶接機

イの容量の50パーセントといたします。

(4) そ　の　他

(1)，(2)および(3)によることが不適当と認められる電気機器については，機器の特性に応じて契約者と当社との協議によって定めます。

14 標 準 設 計

(1) 適　　用

イ　この基準は，Ⅷ（工事費の負担）に定める標準設計で施設する場合の工事費の算定に適用いたします。

ロ　この基準に明記していない場合は，電気設備に関する技術基準その他関係法令，当社の設計基準等にもとづき技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その設計を標準設計といたします。

ハ　地形上その他周囲の状況からこの基準によりがたいため特別な施設を要する場合は，技術的に適当と認められる設計によります。この場合，その

設計を標準設計といたします。

(2) 高圧または低圧電線路

イ　通　　則

(ｲ) 電圧降下の許容限度

高圧または低圧電線路における電圧降下の許容限度は，次の値を標準といたします。この場合，電線路は受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口に設置するしゃ断器または供給用変圧器の引出側端子までといたします。

なお，既設電線路を利用する場合，または他者と同時に供給設備を施設する場合は，他者の電圧降下等を考慮して施設いたします。

	高　　圧	低　　圧	
公称電圧（ボルト）	6,600	100	200
電圧降下（ボルト）	600	6	20

(ﾛ) 経　過　地

高圧または低圧電線路の経過地は，地形その他を考慮して保守および保安に支障のない範囲において，電線路が最も経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類

高圧または低圧電線路は，架空電線路を標準といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上認められない場合，または技術上，経済上不適当と認められる場合は他の方法によります。

ロ　架空電線路

(ｲ) 電線路の施設

a　高圧または低圧架空電線路は，単独の電線路を新たに施設する場合，他の架空電線路と併架する場合，電線の張替えによる場合および負荷分割をする場合等線路の保守，保安上支障をきたさない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b　高圧架空電線路を単独に施設する場合は，原則として１回線といたします。

(ﾛ) 支持物の種類

a　高圧または低圧架空電線路の支持物は，原則として工場打鉄筋コンクリート柱を標準といたします。

b　工場打鉄筋コンクリート柱を使用することが地形または技術上，経済上不適当と認められる場合は，他の支持物を使用いたします。

(ﾊ) 標　準　径　間

標準径間は，次の値を標準といたします。

施設地域	標準径間（メートル）
市　街　地	35
そ　の　他	45

(ﾆ) 支持物の長さ

低圧または高圧架空電線路の支持物の長さは，次の中から，施設場所の状況を考慮して技術上，経済上適正なものを選定いたします。ただし，施設場所の状況により，根入れ，他の工作物との離隔，装柱，弛度等の関係から必要な場合は，この標準以外のものといたします。

長さ（m）			
11	13	15	16

(ﾎ) が　　い　　し

がいしは，次のものを標準といたします。

使用箇所 電圧	引通箇所	引留箇所
高　　圧	高圧ピンがいし 高圧中実がいし アルミ線用高圧中実 通りがいしAH付 アルミ線用高圧中実 通りがいしAH無	高圧耐張がいし アルミ線用高圧引留 がいしAH付 アルミ線用高圧引留 がいしAH無
低　　圧	低圧ピンがいし	低圧引留がいし
低圧引込	低圧引留がいし，多溝がいし，ＤＶがいし	

(ﾍ) 電線の種類および太さ

a　高圧または低圧架空電線には，硬銅線またはアルミ電線を使用いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合は，他の適当な材質のものを使用いたします。

b　高圧または低圧架空電線および高圧または低圧架空引込線には，絶縁電線を使用いたします。

c　電線の太さは許容電流，電圧降下，機械的強度および法令上の制限を考慮して，次の中から選定いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合は，他の適当な電線を使用することがあります。

硬銅線の種類，太さおよび許容電流

（単位：アンペア）

種別＼太さ		単線（ミリメートル）		より線（平方ミリメートル）						
		2.6	3.2	14	22	38	60	80	100	150
引込用ビニール絶縁電線（ＤＥ電線）	2心	38	50							
	3心	34	44	62						
引込用600Ｖビニール絶縁電線（ＩＶ電線）					115	162	217			
屋外用ビニール絶縁電線（ＯＷ電線）					112	153	206			
高圧絶縁電線	ＯＣＷ電線				150	210	280	335	390	505

アルミ線の種類，太さおよび許容電流

（単位：アンペア）

種別＼太さ		より線（平方ミリメートル）			
		25	58	120	200
低圧絶縁電線	屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体ビニル絶縁電線（ＡＣＳＲ／ＡＣ－ＯＷ）	90	145	220	
高圧絶縁電線	屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体ポリエチレン絶縁電線（ＡＣＳＲ／ＡＣ－ＯＥ）		160		
	低風圧形屋外用アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ＡＣＳＲ／ＡＣ－ＯＣ－Ｌ）			335	
	低風圧形屋外用アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ＡＬ－ＯＣ－Ｌ）				455

(ﾄ) 柱上変圧器の容量

柱上変圧器の容量は，次の中から，需要の実情を考慮して当社が通常使用しているもののうち，技術上，経済上適正なものを選定いたします。

なお，３相で供給する場合は，単相変圧器２台によるＶ結線を標準といたしますが，単相変圧器３台をΔ結線で使用することもあります。

容　　量（キロボルトアンペア）						
5	10	20	30	50	75	100

(ﾁ) 開閉器の種類および容量

a　高圧架空電線路の操作または保守上必要な箇所には，開閉器を施設いたします。この場合，開閉器の種類は，原則として気中開閉器といたします。

b　開閉器の容量は，次の中から技術上，経済上適当なものを施設いたします。

容　　量（アンペア）		
200	400	600

(ﾘ) 装　　柱

高圧または低圧架空電線路の標準装柱は，水平配列または垂直配列のうちいずれか技術上，経済上適当なものといたします。ただし，付近の樹木や建物等の状況によっては，他の装柱とすることがあります。

(ﾇ) 付属材料の種類

a　高圧または低圧架空電線路のアームは軽量腕金といたします。

b　支柱，支線柱は支持物強度の一部を安全に分担できる種類と長さのものを使用いたします。

c　変圧器の１次側に使用する開閉器には，高圧カットアウトを使用いたします。

(ﾙ) 耐 塩 害 施 設

架空電線路の機器および材料は，耐塩構造のものを使用いたします。

(ﾇ) 耐　雷　施　設

架空電線路には，アークホーン，避雷器等を施設いたします。

ハ　地 中 電 線 路

(ｲ) 施　設　方　法

高圧または低圧地中電線路の施設方法は，管路式を標準といたします。ただし，次の場合は，直接埋設式または暗きょ式とすることがあります。

a　直 接 埋 設 式

重車両が通ることなく，かつ，再掘さくが他に支障のない構内等に施設する場合

b　暗　き　ょ　式

当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合

(ﾛ) 地中箱の施設

ケーブル引入れ，引抜き，接続等の工事および点検，その他保守作業を容易に行なうため必要な箇所に地中箱を施設いたします。

(ﾊ) ケーブルの種類および太さ

地中電線路に使用するケーブルの種類および太さは，次の中から技術上，経済上適当なものを選定いたします。

電　圧	種　類	太　　さ（平方ミリメートル）
低　圧	架橋ポリエチレン絶縁ビニルシースケーブル	22　38　60　100　150　250　325　－　－
高　圧		22　38　60　100　150　250　325　400　500

(ﾆ) 高圧機器（地上設置），高圧分岐装置，低圧分岐装置の設置

a　高圧機器（地上設置）は，高圧線を分岐する場合，または高圧を低圧に変圧する場合に施設いたします。

b　高圧分岐装置は，高圧線からπ分岐し，高圧の需要に地中引込みを行なう場合に施設いたします。

c　低圧分岐装置は，低圧幹線から低圧の需要への地中引込線を分岐する場合に施設いたします。

(3)　特別高圧電線路

イ　通　　則

(ｲ) 電圧降下の許容限度

特別高圧電線路の電圧降下の許容限度は，次の値を標準といたします。この場合，電線路は受電地点または供給地点から受電地点または供給地点に最も近い発変電所の引出口までといたします。

公称電圧（キロボルト）	22	66
電圧降下の許容限度（キロボルト）	2	6

(ﾛ) 経　過　地　等

特別高圧電線路の起点または分岐点の位置および経過地は，需要動向等の将来の見通しや地形その他用地の事情を考慮して，保守，保安等に支障のない範囲において，電線路がもっとも経済的に施設できるよう選定いたします。

(ﾊ) 電線路の種類および回線数

特別高圧電線路は，架空電線路を標準とし，回線数は原則１回線（予備供給設備を希望する場合にあたっては２回線）といたします。ただし，架空電線路とすることが法令上認められない場合または技術上，経済上不適当と認められる場合もしくは用地の確保が著しく困難な場合は，その他の方法によります。

ロ　架 空 電 線 路

(ｲ) 電線路の施設

a　特別高圧架空電線路は，単独の電線路の新設，他の電線路との併架，電線張替等のうち，技術的に支障のない範囲で最も経済的な方法により施設いたします。

b　他の架空電線路と併架の場合の電線架線順位は，電圧の高いものを上部，低いものを下部といたします。

(ﾛ) 支持物の施設

特別高圧架空電線路の支持物は，原則として鉄塔を使用いたします。ただし，22キロボルト以下の架空電線路で支持物に電柱を使用する場合（以

下「22キロボルト電柱方式」といいます。）は，原則として工場打鉄筋コンクリート柱を使用いたします。

(ハ) 標　準　径　間

標準径間は，次によるものといたします。

支持物種類	標準径間（メートル）
鉄　　塔	150以上　300以下
そ　の　他	30以上　150以下

(ニ) が　　い　　し

a　がいしは，250ミリメートル懸垂がいしを標準といたしますが，状況によりラインポストがいしまたは長幹がいしを使用することがあります。

ただし，「22キロボルト電柱方式」のがいしは，ラインポストがいしまたは長幹がいしを標準といたしますが，状況により，技術上，経済上適当なものを使用することがあります。

b　懸垂がいしの連結個数は，次の値を標準といたします。その他のがいしを使用する場合は，懸垂がいしに準じて施設いたします。

公　称　電　圧（キロボルト）	22	66
標準がいし個数	1	7
標準絶縁間隔（ミリメートル）	350	950
最小絶縁間隔（ミリメートル）	300	350
ジャンパーと腕金との間隔（ミリメートル）	400	1,060

c　塩じん害等により汚損する箇所には次の標準がいし連結個数を採用いたします。

なお，等価付着塩分量は，屋外に施設されるすべての箇所で0.35ミリグラム／平方センチメートル以上といたします。

付着塩分量 （ミリグラム／平方センチメートル）	0.35	0.5	0.5以上
公称電圧66キロボルト 標準がいし連結個数	7	7	8

(ﾎ) 装柱，その他

a　支持物の装柱は，電圧，電線の種類および太さ，気象条件，地理的条件，用地等事情を考慮して決定いたします。

b　絶縁間隔は，(ﾆ) b の値を標準といたします。

(ﾍ) 電線の種類および太さ

a　電線は機械的強度上特に必要のある場合，腐食のおそれがある場合等特別な場合を除き，裸硬銅より線，アルミ覆鋼心アルミより線またはアルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線を使用いたします。ただし，「22キロボルト電柱方式」の場合は絶縁電線を使用いたします。

b　電線の太さは，許容電流，短絡電流，電圧降下，電力損失，機械的強度等を考慮して，次の中から技術上，経済上必要最小のものを使用いたします。

裸硬銅より線		アルミ覆鋼心アルミより線		アルミ覆鋼心耐熱アルミ合金より線	
公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)
125	485	410	846	410	1,349
100	420	240	608	240	954
55	290	160	467	—	—
—	—	120	399	—	—

水密型屋外用架橋ポリエチレン絶縁電線（ＯＣＷ）		アルミ覆鋼心アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ＡＣ－ＯＣ）		アルミ導体架橋ポリエチレン絶縁電線（ＡＬ－ＯＣ）	
公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)	公称断面積 (平方ﾐﾘﾒｰﾄﾙ)	許容電流 (ｱﾝﾍﾟｱ)
150	505	120	355	200	455
100	390				

(ﾄ) 架空地線の施設

a　電線路には，雷害を防止するため架空地線を施設いたします。

b　架空地線は，アルミ覆鋼より線１条を標準とし，太さは55平方ミリメートル相当以上といたします。ただし，電磁誘導障害または腐食のおそれがある場合には，特殊電線を使用することがあります。

(ﾁ) 架空電線の地表上の高さ

電線の最低地上高は，次の値を標準といたします。ただし，電線路付近に建造物がある場合またはその建設が予定される地域，道路や河川の横断箇所，植林地通過箇所ならびにその他保安および保守上問題がある場合は，標準値に必要な高さを加算した値とします。

支持物の種類	最低地上高(メートル)	
	市街地	その他
鉄　　塔	18	9
電　　柱	8	6

(ﾘ) アークホーンおよびアーマーロッドの施設

がいし装置には，必要によりアークホーン，アーマーロッドを施設いたします。

(ﾇ) 耐雷施設

66キロボルト架空電線路には，原則として酸化亜鉛型避雷アークホーンを施設いたします。

(ﾙ) そ　の　他

搬送波の重畳されている電線路から分岐して電線路を施設する場合は，原則として搬送波を阻止するブロッキングコイルを施設いたします。

ハ　地 中 電 線 路

(ｲ) 施　設　方　法

特別高圧地中電線路の施設方法は，管路式を標準といたします。ただし，当該線路を含めて多数のケーブルを同一場所に施設する場合は，暗きょ式とすることがあります。

(ﾛ) ケーブルの種類および太さ

ケーブルの種類は，電圧，経過地，施設方法その他の条件を考慮して決定いたします。また，ケーブルの太さは，許容電流，電圧降下，事故電流，施設方法等を考慮して，原則として次の中から選定いたします。

なお，ケーブルの許容電流は，日本電線工業会規格に準じた算定方法に施設条件を考慮して算定いたします。

公称電圧 （キロボルト）	22	66
公称断面積 （平方ミリメートル）	22	80
	38	100
	60	150
	100	200
	150	250
	200	325
	325	400
	500	600

(ハ) 避雷器の施設

特別高圧架空電線路に接続される地中電線路には，ケーブルの保護のため，原則として接続部に避雷器を取り付けます。

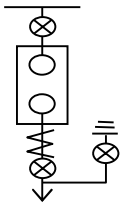
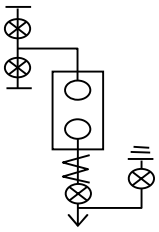
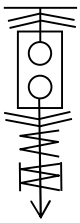
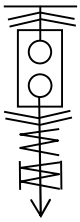
(4) 変　電　設　備

イ　通　　則

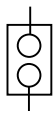
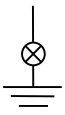
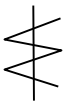
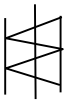
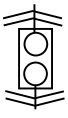
電線路の引出設備は，その変電所の他の設備に準じて施設いたします。

ロ　結　　線　　法

結線および主要機器取付数量の標準は，次のとおりといたします。

公称電圧（キロボルト）		結線法	機器名	数量	備考
66	単母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1台 2台 12個 1式	しゃ断器が自動連結構造の場合には，断路器を省略いたします。 変流器は，しゃ断器に内蔵されたものを標準といたします。
	複母線		しゃ断器 断路器 変流器 配電盤	1台 3台 18個 1式	
22	単母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 6個 1個 1式	
6.6	単母線		しゃ断器 変流器 零相変流器 配電盤	1台 2個 1個 1式	

凡　例

しゃ断器	断路器	接地装置	変流器	零相変流器	引出型しゃ断器
					

ハ　しゃ断器

(ｲ)　しゃ断器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流および施工時の系統構成または将来構成さ

れることが予定されている系統構成について計算した事故電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(ﾛ) 系統構成は，10年程度先を目標といたします。

ニ 断　路　器

(ｲ) 断路器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(ﾛ) 系統構成は，10年程度先を目標といたします。

ホ 計器用変流器

(ｲ) 計器用変流器は，当社で一般的に使用しているもののなかで，その回路電圧に応じ，最大負荷時の電流およびその系統の事故電流から判断して，必要最小のものを使用いたします。

(ﾛ) 系統構成は，10年程度先を目標といたします。

ヘ 配　電　盤

配電盤には，原則として電流計，電力量計およびしゃ断器操作用開閉器ならびに運転に必要な器具を取り付けます。また，必要に応じ無効電力量計，電圧計等を取り付けます。

なお，無人変電所の場合には，当該設備の遠隔監視制御装置（通信伝送路を含みます。）を取り付けます。

ト 保 護 装 置

電線路には短絡または地絡故障を生じた場合に，自動的に電路をしゃ断するための保護装置を取り付けます。

なお，原則として各線路には自動再閉路継電器を施設いたします。

(5) 保安通信設備

イ 通　　則

(ｲ) 施 設 基 準

保安通信用電話設備は，原則として特別高圧で受電または供給する場合に法令の定めるところにより施設いたします。なお，回線数は，原則として１回線といたします。

(ﾛ) 通　信　方　式

保安通信用電話設備は，架空通信線，地中通信線または無線等による電話設備のうち，当該供給設備の保安上の重要度ならびに経済性を考慮して最も妥当な方式により施設いたします。

(ﾊ) 経　　過　　地

通信線路の経過地は，地形その他を考慮して，保守および保安に支障のない範囲において，最も経済的に施設できるよう選定いたします。

ロ　架空通信線路

(ｲ) 通信線路の施設

架空通信線路は，35キロボルト以下の架空電線路への添架または他の架空通信線路への共架により施設いたします。ただし，技術上，経済上不適当と認められる場合は，通信線を単独に施設することがあります。

(ﾛ) 通信線の種類

架空通信線には，原則として光ファイバーケーブルを使用いたします。

ハ　地中通信線路

(ｲ) 施　設　方　法

地中通信線路の施設方法は，(2)ハ(ｲ)地中電線路の施設方法に準じます。

(ﾛ) 通信線の種類

地中通信線には，原則として光ファイバーケーブルを使用いたします。

ニ　無線電話装置

(ｲ) 無線電話装置は，原則として１チャンネル単信通信方式を使用するものとし，呼出方式はスピーカー呼出方式といたします。

(ﾛ) 装置電源は，原則として常時交流受電で，停電時には外部蓄電池より供給可能な浮動充電方式といたします。

ホ　電話設備以外の保安通信設備

電力系統の保護および運用上必要な場合は，スーパービジョン，テレメータ，系統保護用設備等を施設するものとし，イからハまでの基準を準用いたします。

ヘ　保　安　装　置

保安装置は，保安上必要に応じて施設いたします。

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
（低　圧　版）

令和５年12月27日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置場所 …… 7
12　保護リレーの設置相数 …… 7
13　保護装置の設置 …… 8
14　解列箇所 …… 9
15　接地方式 …… 10
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 10
17　電圧変動 …… 10
18　短絡容量 …… 12
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 12
20　発電設備等の種類 …… 13
21　サイバーセキュリティ対策 …… 13
22　発電機諸元 …… 13
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 15
23　力率の保持 …… 15
24　保護装置の設置 …… 15

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（低圧版）（以下「要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき，発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の低圧電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで，発電設備とは発電に供する電気設備，需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお，この要件にもとづき，発電場所及び需要場所において必要となる設備については，契約者の負担で施設していただきます。

２　適 用 の 範 囲

この要件は，発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を当社の低圧系統と連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所において発電設備等を系統と連系する場合，本要件を適用していただきます。

３　協　　議

この要件は系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。

４　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，次の場合を除き，連系する系統の電気方式（交流単相２線式・単相３線式・三相３線式・三相４線式）と同一としていただきます。

(1) 最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合

(2) 単相３線式の系統に単相２線式200Ｖの発電設備等を連系する場合に，受電点の遮断器を開放したときなどに負荷の不平衡により生じる過電圧に対して逆変換装置を停止する対策，又は発電設備等を解列する対策を行う場合

５　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルは57.0Hzとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：２秒)

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備及び交流発

電設備のガスエンジンならびにガスタービンは，この限りではありません。

６　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。なお，電圧上昇を防止する上でやむを得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率80％まで制御できるものといたします。

７　高　　調　　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，低圧の需要設備に準じた対策を実施していただきます。

８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0％から100％の範囲（1％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を

技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

10　不要解列の防止

(1) 保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故の範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に，適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，低圧の需要設備に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備

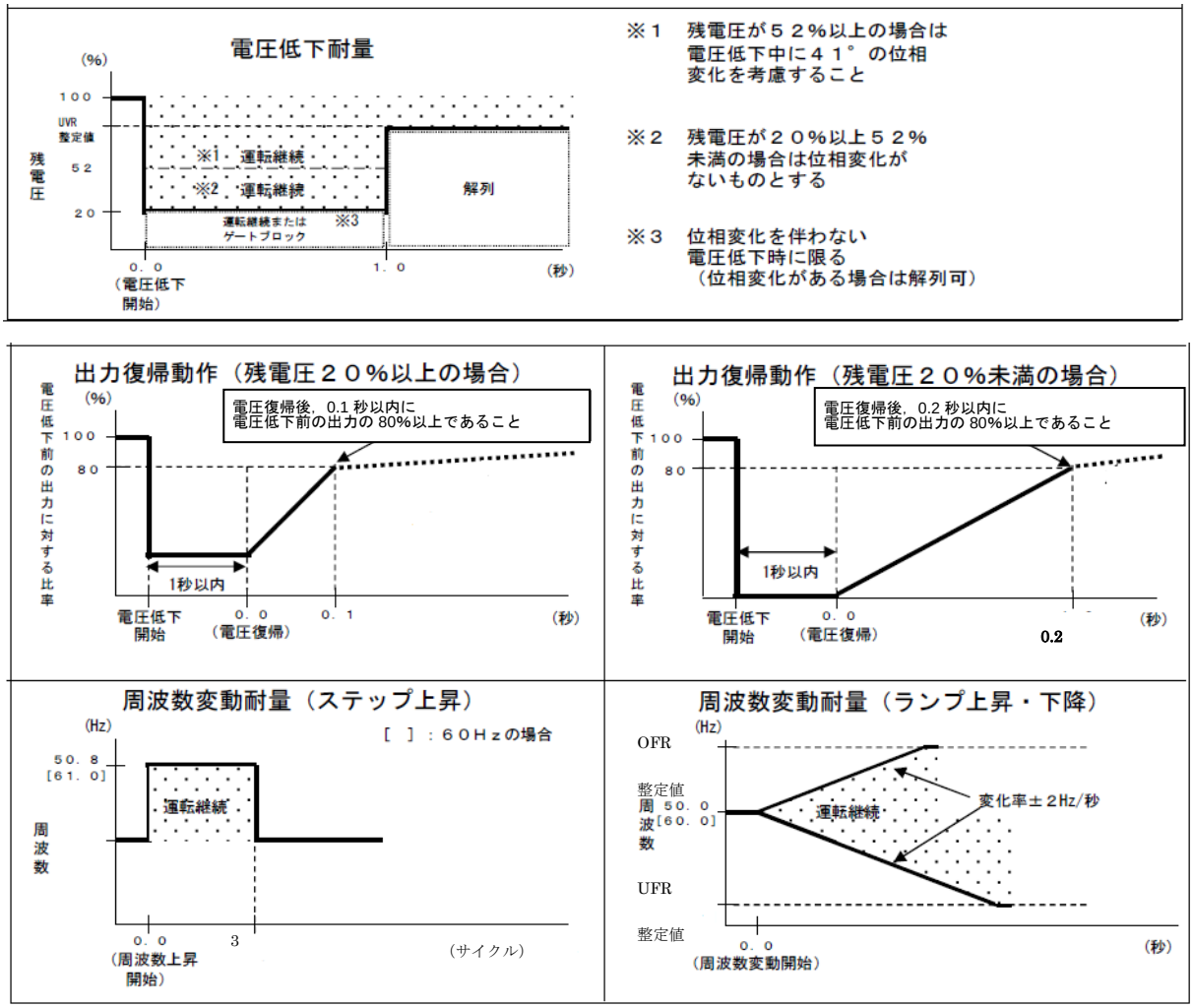
等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（ＦＲＴ要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

発電設備等			電圧低下			周波数変動（運転継続）
			残電圧20%以上（運転継続）	残電圧20%未満（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）	残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）	60Hz系統
単相	太陽光		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	風力		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	蓄電池		・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	燃料電池		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
	ガスエンジン	単機出力2kW未満	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s （周波数上限）61.8Hz （周波数下限）57.0Hz
		単機出力2kW以上10kW未満※				

	複数直流入力システム	太陽光+蓄電池	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間1.0秒以下 ・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。また，負荷追従制御（構内の負荷電力に応じて出力制御）状態にて復帰動作する場合は，出力復帰中の過渡的な逆潮流による蓄電池動作の停止を防止するため，0.4秒以内としてもよい。）	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
		燃料電池+蓄電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ+蓄電池	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz
三相	太陽光 蓄電池 燃料電池 ｶﾞｽｴﾝｼﾞﾝ		高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力		・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・電圧低下継続時間0.3秒以下 ・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰	・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続 ・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s (周波数上限)61.8Hz (周波数下限)57.0Hz

※発電機能を備えたガスエンジン（空調を主目的としたもの）を除きます。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



11　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 過電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(2) 不足電圧リレー及び短絡方向リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

(3) 周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び逆電力リレーは，単相２線式，単相３線式及び三相３線式について１相に設置すること。

(4) 逆充電検出の場合は，次のとおりとする。

イ　不足電力リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式においては２相，三相３線式については３相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間，三相３線式では単相負荷がなければ三相電力の合計とできる。

ロ　不足電圧リレーは，単相２線式においては１相，単相３線式及び三相３線式については２相に設置すること。なお，単相３線式では中性線と両電圧線間とすること。

13　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。ただし，発電設

備の故障対策用不足電圧リレー，又は過電流リレーにより，連系する系統の短絡事故が検出できる場合は，これで代用できる。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 高低圧混触事故対策

連系する系統の高低圧混触事故を検出し，発電設備等を解列するための受動的方式等の単独運転検出機能を有する装置等を設置していただきます。

(4) 単独運転防止対策

単独運転防止のため，過電圧リレー，不足電圧リレー，周波数上昇リレー，周波数低下リレー及び次のすべての条件を満たす受動的方式と能動的方式を組み合わせた単独運転検出機能を有する装置を設置していただきます。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷状況等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

14 解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 機械的な解列箇所２箇所

(2) 機械的な解列箇所１箇所と逆変換装置のゲートブロック

(3) 発電設備等連絡用遮断器

15 接 地 方 式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

16 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

17 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6Ｖ，標準電圧200Vに対しては202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは，進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合は，配電線増強等の対策を行います。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する機能を有するものを用いること。

ロ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときには，限流リアクトル等を設置すること。

ハ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ニ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ホ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応でき

ない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるとき（新型能動的方式を具備する場合など）は，無効電力発振の予兆を検出して無効電力の注入を一時的に停止する機能を有する装置の設置などの対策を行うこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，周波数フィードバックゲインや無効電力の注入量の上下限値の変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45 Ｖ以下（当該設備のみの場合は，0.23 Ｖ以下）に維持する。

18 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

19 過電流引き外し素子を有する遮断器の設置

単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に，3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。

20　発電設備等の種類

連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。

21　サイバーセキュリティ対策

サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電者と当社との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講じる必要があるため，発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置するとともに，氏名及び一般加入電話番号，または携帯電話番号を通知すること。

22　発 電 機 諸 元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

23 力 率 の 保 持

(1) 需要者は，需要場所において，電灯または小型機器を使用する供給地点の力率は，原則として，90パーセント以上，その他の機器を使用する供給地点については85パーセント以上に保持していただきます。

(2) 進相用コンデンサを取り付ける場合は，それぞれの電気機器ごとに取り付けていただきます。ただし，やむをえない事情によって，２以上の電気機器に対して一括して取り付ける場合は，進相用コンデンサの開放により，軽負荷時の力率が進み力率とならないようにしていただきます。

なお，進相用コンデンサは，託送供給等約款別表13（進相用コンデンサ取付容量基準）を基準として取り付けていただきます。

24 保護装置の設置

需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，お客さまの負担で，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。

(1) 負荷等の特性によって各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合

(2) 負荷等の特性によって電圧または周波数が著しく変動する場合

(3) 負荷等の特性によって波形に著しいひずみを生ずる場合

(4) 著しい高周波または高調波を発生する場合

(5) その他(1), (2), (3)または(4)に準ずる場合

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
（高　圧　版）

令和５年12月27日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 2
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置場所 …… 6
12　保護リレーの設置相数 …… 6
13　保護装置の設置 …… 7
14　解列箇所 …… 9
15　自動負荷制限 …… 9
16　線路無電圧確認装置の設置 …… 9
17　接地方式 …… 10
18　直流流出防止変圧器の設置 …… 10
19　電圧変動 …… 11
20　出力変動対策 …… 13
21　短絡容量 …… 14
22　発電機定数・諸元 …… 14
23　昇圧用変圧器 …… 16
24　連絡体制 …… 17
25　バンク逆潮流の制限 …… 18
26　サイバーセキュリティ対策 …… 18
27　そ　の　他 …… 19
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 20
28　高　調　波 …… 20

29　電圧フリッカ・電圧変動　…… 21
30　瞬時電圧低下　…… 22
31　電圧不平衡　…… 22
32　保護協調の目的　…… 22
33　保護装置の設置　…… 23
34　保護装置の設置場所　…… 23
35　保護リレーの設置相数　…… 23
36　遮断箇所　…… 23

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（高圧版）（以下「要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき，発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の高圧電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで，発電設備とは発電に供する電気設備，需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお，この要件にもとづき，発電場所及び需要場所において必要となる設備については，契約者の負担で施設していただきます。

２　適 用 の 範 囲

この要件は，発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を当社の高圧系統と連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所において発電設備等を系統と連系する場合，本要件を適用していただきます。

３　協　　議

この要件は系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。

４　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは1分程度以上としていただきます。また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルは57.0Hzとし，検出時限は自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。(協調が取れる範囲の最大値：２秒)

ただし，逆変換装置を用いた発電設備等でFRT要件非適用の設備及び交流発電設備のガスエンジンならびにガスタービンは，この限りではありません。

６　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持するため，原則として系統側からみて遅れ力率85％以上とするとともに，進み力率とならないようにしていただきます。なお，電圧上昇を防止する上でやむ

を得ない場合には，受電点の力率を系統側からみて遅れ力率80％まで制御できるものといたします。

７　高　　調　　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「28 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0％から100％の範囲（1％刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50％以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

10　不要解列の防止

(1) 保護協調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「32　保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。

ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。

ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。

ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。

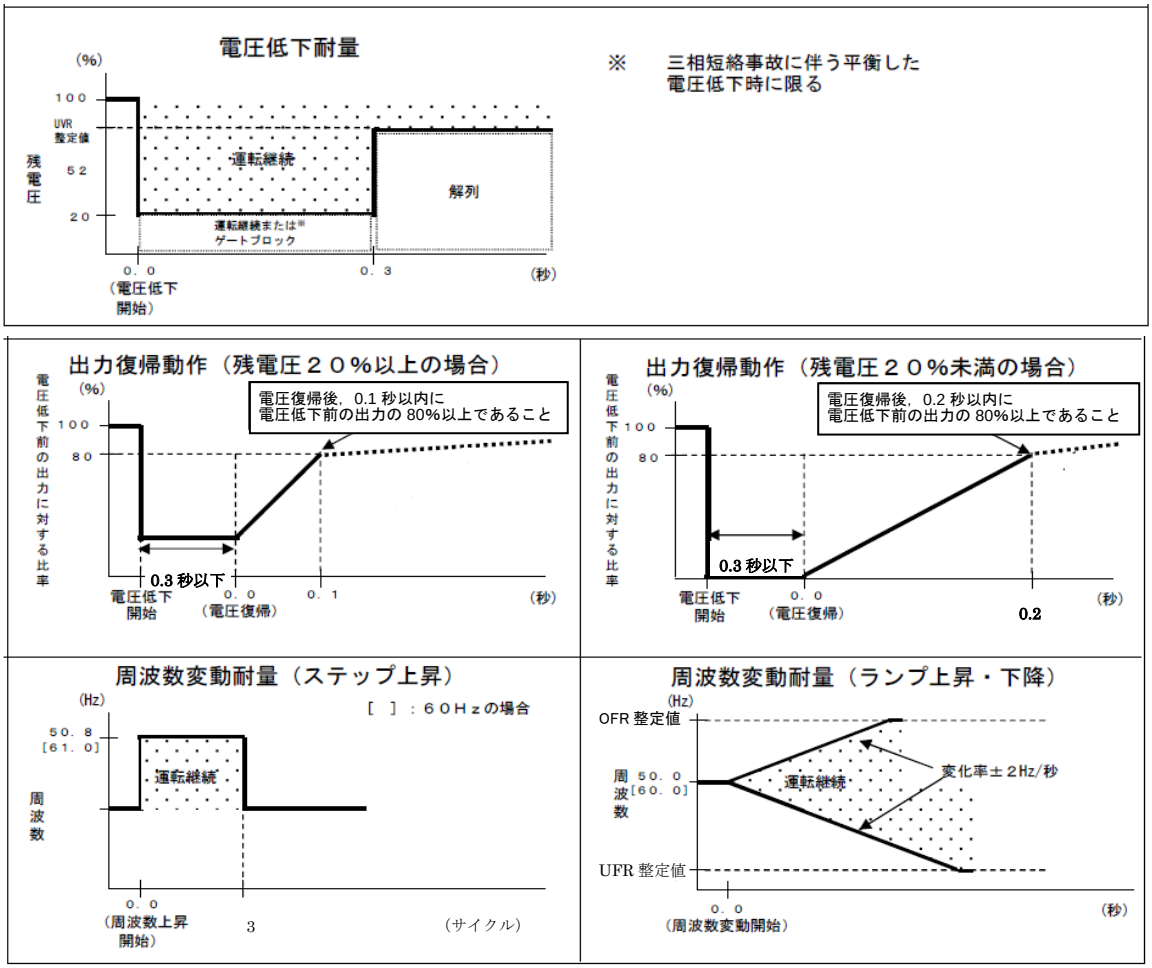
(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（ＦＲＴ要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
<tr><td rowspan="5">三相</td><td>太陽光</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.2秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>風力</td><td colspan="3">残電圧0%・継続時間0.15秒と残電圧90%・継続時間1.5秒を結ぶ直線以上の残電圧がある電圧低下に対しては運転を継続し，電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後0.1秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰（RPRが設置される場合は出力電力特性とRPRの協調を図るため，0.4秒以内の復帰としてもよい。）</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>燃料電池※</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン（単機出力35kW以下）</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・電圧低下継続時間0.3秒以下
・電圧復帰後1.0秒以内に電圧低下前の出力の80%以上の出力まで復帰</td><td>・ｽﾃｯﾌﾟ状に+1.0Hz，3ｻｲｸﾙ間継続
・ﾗﾝﾌﾟ上の±2Hz/s
（周波数上限）61.8Hz
（周波数下限）57.0Hz</td></tr>
</table>

※燃料電池にマイクロガスタービンを組み合わせた発電設備は除きます。

FRT要件のイメージ（太陽光発電設備を例に記載）



11　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

12　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは，１相設置とすること。

(3) 短絡方向リレーは，３相設置とすること。ただし，連系する系統と協調を図ることができる２相設置とすることができる。

(4) 不足電圧リレーは，３相設置とすること。ただし，短絡方向リレーと協調を図ることができる場合は，１相設置とすることができる。

(5) 不足電力リレーは，２相設置とすること。

13　保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により，検出できる場合は省略できることといたします。

イ　発電設備等の発電電圧が異常に上昇した場合に，これを検出し時限をもって解列するための過電圧リレーを設置すること。

ロ　発電設備等の発電電圧が異常に低下した場合に，これを検出し時限をもって解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(2) 系統側短絡事故対策

連系する系統における短絡事故時の保護のため，次に示す保護リレーを設置していただきます。

イ　同期発電機の場合は，連系する系統における短絡事故を検出し，発電設備を解列するための短絡方向リレーを設置すること。

ロ　誘導発電機，二次励磁発電機及び逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，連系する系統の短絡事故時に発電設備等の電圧低下を検出し，発電設備等を解列するための不足電圧リレーを設置すること。

(3) 系統側地絡事故対策

連系する系統における地絡事故時の保護のため，地絡過電圧リレーを設置していただきます。ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができるものとします。

イ　発電設備等の引出口にある地絡過電圧リレーにより系統側地絡事故が

検出できる場合

ロ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さい場合

ハ　逆変換装置を用いた発電設備等が構内低圧線に連系する場合であって，その出力容量が10kW以下の場合

(4) 逆潮流が有る場合の単独運転防止対策

逆潮流が有る場合，単独運転防止のため，発電設備等故障対策用の過電圧リレー及び不足電圧リレーに加えて，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置するとともに，転送遮断装置または次のすべての条件を満たす単独運転検出装置（能動的方式１方式以上を含む。）を有する装置を設置していただきます。ただし，専用供給設備により連系する場合は，周波数上昇リレーを省略できるものとします。

イ　連系する系統のインピーダンスや負荷の状態等を考慮し，確実に単独運転を検出できること。

ロ　頻繁な不要解列を生じさせないこと。

ハ　能動信号は，系統への影響が実態上問題とならないこと。

なお，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

(5) 逆潮流が無い場合の単独運転防止対策

逆潮流が無い場合，単独運転防止のため，逆電力リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，専用供給設備により連系する場合であって，逆電力リレーまたは不足電力リレーにて単独運転を高速に検出できる場合は，周波数低下リレーを省略できるものとします。

なお，構内低圧線に連系する発電設備等において，その出力容量が受電電力の容量に比べて極めて小さく，単独運転検出機能（受動的方式及び能動的方式それぞれ１方式以上を含む。）を有する装置により高速に単独運転を検出し，発電設備等が停止，または解列する場合は，逆電力リレーを省略できるものといたします。

また，単独運転検出機能の整定値例は系統連系規程によります。

14 解 列 箇 所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器

(2) 発電設備等出力端遮断器又はこれと同等の機能を有する装置

(3) 発電設備等連絡用遮断器

(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

15 自 動 負 荷 制 限

発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

16 線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 専用供給設備による連系であって，連系する系統の自動再閉路を必要としない場合

(2) 転送遮断装置及び単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(3) ２方式以上の単独運転検出機能（能動的方式１方式以上を含むものに限る。）を有する装置を設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮

断できる場合

(4) 単独運転検出機能（能動的方式に限る。）を有する装置及び整定値が発電設備等の運転中における配電線の最低負荷より小さい逆電力リレーを設置し，かつ，それぞれが別の遮断器により連系を遮断できる場合

(5) 逆潮流がない場合であり，かつ，系統との連系に係わる保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が２系列化されており，これらが互いにバックアップ可能となっている場合。ただし，２系列目の上記装置については，次のうちいずれか１方式以上を用いて簡素化を図ることができる。

イ　保護リレーの２系列目は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置した場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

17　接　地　方　式

接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。

18　直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

19 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

連系する系統における低圧需要家の電圧を適正値（標準電圧100Vに対しては101±6Ｖ，標準電圧200Vに対しては202±20Ｖ）以内に維持する必要があるため，発電設備等の解列による電圧低下や逆潮流による系統の電圧上昇等により適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧変動対策を行っていただきます。なお，これにより対応できない場合には，配電線新設による負荷分割等の配電線増強や専用供給設備による連系を行なうなどの対策を行います。

イ　発電設備等の脱落等により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に負荷を制限すること。

ロ　発電設備等の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときには，自動的に電圧を調整すること。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時の瞬時電圧変動は常時電圧の10％以内とし，次に示す対策を行なっていただきます。

イ　同期発電機の場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含む。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線形誘導発電機の場合は，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策を行うこと。

ニ　自励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合は，自動的に同期する

機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いた発電設備等の場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列が問題となる場合は，出力変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行うこと。

ト　連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，系統の電圧が常時電圧から10％を超えて逸脱するおそれがあるときは，その抑制対策を実施すること。

(3) 電圧フリッカ対策

発電設備等を設置する場合は，発電設備等の頻繁な並解列や出力変動，単独運転検出機能（能動方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，次に示す電圧フリッカ対策などを行っていただきます。

イ　風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（以下，SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置の設置，配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

ロ　風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCなどを設置や配電線の太線化などによる系統インピーダンスの低減などの対策を行うこと。なお，これにより対応できない場合には，配電線の増強などを行うか，専用線による連系とする。

ハ　単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより適正値を逸脱するおそれがあるときは，系統や当該発電設備等設置者以外の者への悪影響がない範囲の能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさとすること。また，連系当初は許容できる範囲の能動信号であっても，将来の

系統状況の変化や発電設備等の連系量増加などによって，配電線に注入する無効電力の注入量が過剰となり，連系当初は発振しない発電設備等も含め無効電力が発振し電圧フリッカが発生することがあるため，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさを変更できる機構としておくこと。

また，単独運転検出機能（能動的方式）による電圧フリッカにより，系統運用に支障が発生した場合又は発生するおそれがある場合には，発電設備等設置者は当社と協議のうえ，単独運転検出に影響の無い範囲で，能動信号の変動量や正帰還ゲインの大きさの変更などにより，配電線に注入する無効電力の注入量を低減するなどの対策を講じること。なお，ソフトウェア改修不可などで対応できない場合については，機器取替や対応時期などを含めて個別に協議させていただきます。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔＶ10）を0.45Ｖ以下（当該設備のみの場合は，0.23Ｖ以下）に維持する。

20 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 太陽光発電設備の場合

太陽光発電設備（出力３００キロワット以上）の系統連系に伴い，電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には，系統連系希望者において，発電設備に，蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し，太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下，「発電所合成出力」と称す。）を制御すること。

具体的には，電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において，発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」とすること。

21 短 絡 容 量

発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

22 発電機定数・諸元

発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		FRT要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

23 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

24 連 絡 体 制

(1) 連 絡 体 制

発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生する恐れがある場合を含みます。）には，当社と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行ない，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，発電者の技術員駐在箇所等と当社との間には，保安通信用電話設備を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は次のうちいずれかを用いることができます。

イ 専用保安通信用電話設備

ロ 電気通信事業者の専用回線電話

ハ 次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社と連絡が取れない場合には，当社との連絡が取れるまでの間，発電設備等の解列または運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 系統運用上必要な情報

系統運用上必要な情報として，次のスーパービジョンを設置していただくことがあります。

また，供給地点における有効電力等を収集するために，原則として，テレメータを設置していただきます。具体的項目については別途協議することといたします。

イ　スーパービジョン

(ｲ) 遮断器（配電線引込口）

(ﾛ) 保護継電装置（配電線保護装置，連系用遮断器を開放する保護装置）の動作表示及び状態表示

(ﾊ) 連系に係る保護継電装置の異常情報

(ﾆ) 遠制装置テレメータ異常表示

ロ　テレメータ

(ｲ) 供給地点の有効電力と無効電力

(ﾛ) 供給地点の有効電力量

25　バンク逆潮流の制限

配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。

26　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講

じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

27 そ　の　他

発電設備等の異常，系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には，すみやかに当社に連絡していただきます。この場合，当社から系統に再連系可能である旨をお知らせするまでの間，発電者の発電設備等を再連系せずに解列状態を保持していただきます。

Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

28 高　　調　　波

需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，当社系統に高調波電流が流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，以下の要件に従っていただきます。

(1) 対象となる需要者

イ　使用する高調波発生機器の容量を６パルス変換器容量に換算し，それぞれの機器の換算容量を総和したもの（以下「等価容量」といいます。）を計算し，その値を提出していただきます。このうち等価容量の合計が50kVAを超える場合に該当する需要者（以下「対象者」といいます。）が本要件の対象となります。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300V以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20A／相以下の電気・電子機器（家電・汎用品）以外の機器とします。

ハ　ロに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等の場合に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設・増設または更新する等によって新たに対象者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

対象者は，系統に流出する高調波電流の算出を以下のとおり実施していただきます。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　対象者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

対象者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，高調波の次数毎に下表に示す需要者の契約電力１kW当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（kWを単位とします。）を乗じた値とします。

なお，上記契約電力とは，契約者が契約上使用できる最大電力（kW）をいいます。

（単位：mA/kW）

系統電圧	５次	７次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
6.6kV	3.50	2.50	1.60	1.30	1.00	0.90	0.76	0.70

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

対象者は，(2)の高調波流出電流が，(3)の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を実施していただきます。

29　電圧フリッカ・電圧変動

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，

需要者において設置していただきます。

30 瞬時電圧低下

系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。

31 電圧不平衡

負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。

32 保護協調の目的

需要者の電気設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考えにもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。

(1) 需要者の電気設備の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統へ事故を波及させないために，需要者の電気設備を即時に解列すること。

(2) 連系する系統の事故が発生した場合であって系統保護方式に応じて必要な場合には，当該系統から需要者の電気設備を解列すること。

(3) 連系する系統以外の事故時には，原則として需要者の電気設備を解列しないこと。

33　保護装置の設置

需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。

34　保護装置の設置場所

保護リレーは，供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

35　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。

(1) 地絡保護用リレーは零相（残留）回路設置といたします。

(2) 短絡保護用リレーは３相設置といたします。

36　遮　断　箇　所

遮断箇所は，原則として連系用遮断器といたします。

系 統 連 系 技 術 要 件
「託送供給等約款別冊」
(特別高圧版)

令和５年12月27日実施

沖 縄 電 力 株 式 会 社

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置 …… 7
12　再閉路方式 …… 10
13　保護装置の設置場所 …… 11
14　解列箇所 …… 11
15　保護リレーの設置相数 …… 11
16　自動負荷制限・発電抑制 …… 12
17　線路無電圧確認装置の設置 …… 12
18　発電機運転制御装置の付加 …… 13
19　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 16
20　直流流出防止変圧器の設置 …… 17
21　電圧変動 …… 17
22　出力変動対策 …… 19
23　短絡・地絡電流対策 …… 20
24　発電機定数・諸元 …… 20
25　昇圧用変圧器 …… 24
26　連絡体制 …… 24
27　電気現象記録装置 …… 26
28　サイバーセキュリティ対策 …… 27
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 28

29　供　給　電　圧　…… 28
30　進相用コンデンサの運用　…… 28
31　高　　調　　波　…… 28
32　電圧フリッカ・電圧変動　…… 30
33　瞬時電圧低下　…… 30
34　電 圧 不 平 衡　…… 31
35　保護協調の目的　…… 31
36　保護装置の設置　…… 31
37　保護装置の設置場所　…… 32
38　保護リレーの設置相数　…… 32
39　遮　断　箇　所　…… 32
40　再 閉 路 方 式　…… 32
41　連絡体制及び系統連系上必要な情報　…… 32

Ⅰ　総　　則

１　目　　的

この系統連系技術要件（特別高圧版）（以下「要件」といいます。）は，託送供給等約款８（契約の要件）(1)ニ及び(2)ハにもとづき，発電者の発電設備及び蓄電池（以下「発電設備等」といいます。）ならびに需要者の需要設備を当社の電力系統（以下「系統」といいます。）に接続（以下「連系」といいます。）するにあたり遵守していただく事項を示すものです。ここで，発電設備とは発電に供する電気設備，需要設備とは需要に供する電気設備をいいます。

なお，この要件にもとづき，発電場所及び需要場所において必要となる設備については，契約者の負担で施設していただきます。

２　適 用 の 範 囲

この要件は，発電者の発電設備等及び需要設備または需要者の需要設備を系統に連系する場合に適用いたします。既に系統に連系している発電設備等であっても，当該設備等のリプレース時やパワーコンディショナー等の装置切替時，または系統運用に支障を来すおそれがある場合（リレー整定値等の設定変更必要時等）には，この要件を適用いたします。また，需要者が需要場所内において発電設備等を系統に連系する場合または契約者が事業場所内の発電設備等もしくは需要設備を系統に連系する場合についても，この要件を適用いたします。

３　協　　議

この要件は，系統連系に関する技術要件であり，実際の連系にあたっては，この要件に定めのない事項も含め，個別に協議させていただきます。

Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件

発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。

４　電　気　方　式

発電設備等の電気方式は，最大使用電力に比べ発電設備等の容量が非常に小さく，相間の不平衡による影響が実態上問題とならない場合を除き，連系する系統の電気方式（交流三相３線式）と同一としていただきます。

５　運転可能周波数・並列時許容周波数

(1) 運転可能周波数

発電設備等の連続運転可能周波数及び運転可能周波数は，次のとおりとしていただきます。

連続運転可能周波数：58.2Hzを超え61.0Hz以下

運転可能周波数　　：57.0Hz以上61.8Hz以下

なお，周波数低下時の運転継続時間は，58.2Hzでは10分程度以上，57.6Hzでは１分程度以上としていただきます。

また，周波数低下リレーの整定値は，原則として，検出レベルを57.0Hz，検出時限を自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値としていただきます。（協調が取れる範囲の最大値：２秒以上）

(2) 並列時許容周波数

系統周波数を適正値に維持する必要があるため，並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお，並列時許容周波数は，標準周波数+0.1Hz以下（設定可能範囲：標準周波数+0.1～+1.0Hz）とします。ただし，

離島など系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

６　力　　率

発電者の受電地点における力率は，連系する系統の電圧を適切に維持できるように定めるものとし，必要な場合は当社からの求めに応じて，力率を変更できるものとしていただきます。発電設備等の安定に運転できる範囲は，原則として発電設備等側からみて遅れ力率90％～進み力率95％としていただきます。

逆潮流が無い場合は，原則として受電地点における力率を系統側からみて遅れ85％以上とするとともに，系統側からみて進み力率にならないようにしていただきます。

また，受電地点の力率，電圧あるいは無効電力の調整スケジュール等について別途協議させていただくことがあります。

７　高　調　波

逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「31 高調波」に準じた対策を実施していただきます。

８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏ま

え個別協議とさせていただきます。

逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。

９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制

逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとします。

10　不要解列の防止

(1) 保　護　協　調

発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方に基づき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「35　保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。

イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。

ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。

ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列

し単独運転が生じないこと。

ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。

ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。

ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限でおこなうこと。

ト　当社の保護リレーと協調が必要な場合は，当社の保護リレー方式や整定と協調を図ること。

チ　連系する系統との保護協調を考慮し，当社設備と同等の遮断時間とすること。

(2) 事故時運転継続

系統事故による広範囲の瞬時電圧低下や周波数変動等により，発電設備等の一斉解列や出力低下継続等が発生し，系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与えることを防止するため，発電設備等の種別毎に定められる事故時運転継続要件（ＦＲＴ要件）を満たしていただきます。なお，満たすべきFRT要件は次のとおりです。

<table>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">発電設備等</td><td colspan="3">電圧低下</td><td rowspan="2">周波数変動
（運転継続）</td></tr>
<tr><td colspan="2">三相短絡を想定</td><td>二相短絡を想定</td></tr>
<tr><td>残電圧20%以上
（運転継続）</td><td>残電圧20%未満
（運転継続またはｹﾞｰﾄﾌﾞﾛｯｸ）</td><td>残電圧52%以上・位相変化41度以下（運転継続）</td><td>60Hz系統</td></tr>
<tr><td rowspan="5">単相</td><td>太陽光</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td><td rowspan="5">低圧単相に準ずる</td></tr>
<tr><td>風力</td></tr>
<tr><td>蓄電池</td></tr>
<tr><td>燃料電池</td></tr>
<tr><td>ガスエンジン</td></tr>
</table>

三相	太陽光	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる	高圧三相に準ずる
	風力				
	蓄電池				
	燃料電池				
	ガスエンジン				

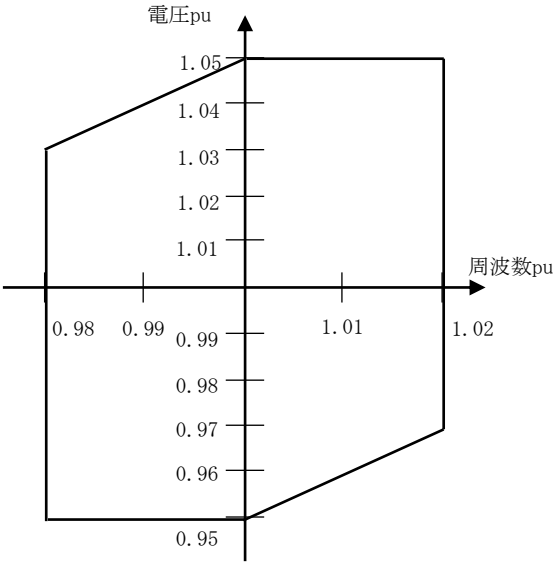
(3) 電圧・周波数変動による不要解列の防止

作業停止や需要増加などに伴い，電圧・周波数変動が継続する状況においても，発電設備等の不要解列による系統電圧・周波数維持への影響を防止するため，以下の端子電圧及び周波数変動範囲においては，発電設備等を連続運転し，発電設備等の保護装置等による解列を行わないものとしていただきます。

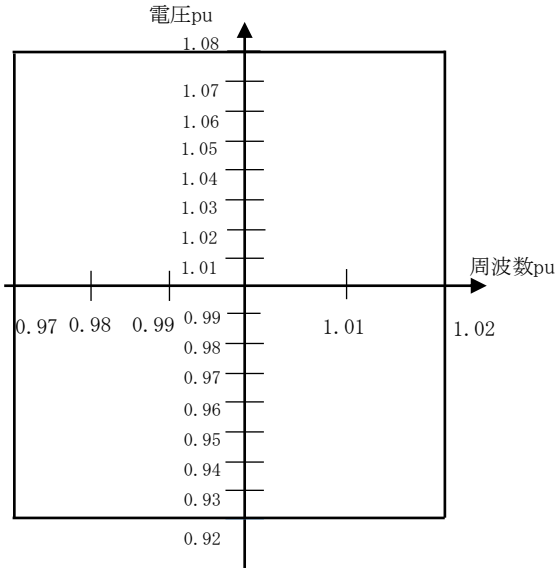
また，これを超える端子電圧及び周波数変動においても，設備に支障が無い範囲で運転を継続していただきます。

なお，電圧・周波数変動に鋭敏な負荷設備や，構内設備（発電用所内電源を除く）への電源供給維持のため，自立運転に移行する必要がある自家用発電設備等については，対策内容を協議させていただきます。

同期発電機・誘導発電機



逆変換装置



ただし，周波数変動範囲に対しては，「５ 運転可能周波数・並列時許容周波数（１）運転可能周波数」に準じた対策を実施していただきます。

11 保護装置の設置

(1) 発電設備等故障対策

発電設備等故障時の系統保護のため過電圧リレー及び不足電圧リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等自体の保護装置により検出・保護できる場合は省略することができます。

(2) 系統側事故対策

イ 短 絡 保 護

系統の短絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきます。

(ｲ) 同期発電機を用いる場合

連系する系統の短絡事故を検出し，発電設備等を解列することのできる短絡方向リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，短絡方向距離リレーまたは電流差動リレーを設置すること。

(ﾛ) 誘導発電機，二次励磁発電機又は逆変換装置を用いる場合

連系する系統の短絡事故時に，発電電圧の異常低下を検出し解列することのできる不足電圧リレーを設置すること。

なお，この不足電圧リレーは発電設備等事故対策用の不足電圧リレーと兼用することができる。

ロ 地 絡 保 護

系統の地絡事故時の保護のため，原則として，連系する系統と同じ方式の保護リレーを設置していただきます。ただし，系統と同じ方式の保護リレーを設置する必要がない場合には，次のとおりとしていただきま

す。

(ｲ) 中性点直接接地方式の系統に連系する場合は，電流差動リレーを設置していただきます。

(ﾛ) 中性点直接接地方式以外の系統に連系する場合は，地絡過電圧リレーを設置していただきます。当該リレーが有効に機能しない場合は，地絡方向リレーまたは電流差動リレーを設置していただきます。

ただし，次のいずれかを満たす場合は，地絡過電圧リレーを省略することができます。

a　発電機引出口にある地絡過電圧リレーにより連系する系統の地絡事故を検出できる場合

b　発電設備等の出力が構内の負荷より小さく周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し解列することができる場合

c　逆電力リレー，不足電力リレーまたは受動的方式の単独運転防止機能を有する装置により高速に単独運転を検出し解列することができる場合

なお，連系当初は地絡過電圧リレーを省略可能な場合であっても，その後構内の負荷状況の変更や電力系統の変更などによって，地絡過電圧リレーの省略要件を満たさなくなった場合は，発電者，発電設備等を系統連系する需要者の責任において，地絡過電圧リレーを設置すること。

ハ　連系する系統と同一の保護方式の短絡・地絡保護

電圧階級（ｋＶ）	短絡保護		地絡保護				系列数	備考
			中性点接地方式					
			直接接地方式		抵抗接地方式			
	主保護	後備保護	主保護	後備保護	主保護	後備保護		
１３２６６	電流差動ﾘﾚｰ	短絡方向距離ﾘﾚｰ	電流差動ﾘﾚｰ	地絡方向距離ﾘﾚｰ			１系列	※1

２２	回線選択リレー	短絡方向距離リレー			回線選択リレー	地絡方向リレー	１系列	
	過電流リレー	－			地絡方向リレー	－	１系列	

※1 当社が採用するリレーと同じ仕様で設置していただきます。

(3) 単独運転防止対策

イ　逆潮流がある場合

適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40%程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。

また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧及び位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。

ロ　逆潮流がない場合

単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。

また，22kV 以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電

設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　13　保護装置の設置」に準じていただきます。

(4) 事故波及防止対策

イ　系統事故時に系統の安定度が維持できない場合には，当社は電源制限装置によって発電者の発電を抑制いたします。この場合，発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ロ　発電機が脱調したときの事故波及を防止するため，脱調分離リレーを必要により設置していただく場合があります。

ハ　系統の周波数を維持するため，発電設備等が事故等により，連系する系統から解列する場合，または発電電力が急減する場合，発電者は，発電場所に事故を検出しその情報を当社へ伝送するために必要な装置を設置していただく場合があります。

(5) 構内設備事故対策

構内設備事故対策として「36　保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。

(6) 事故除去時間

中性点直接接地系統においては，同期安定度確保，瞬時電圧低下の影響，電磁誘導障害対策面で高速な事故除去が求められるため，連系点及び同一電圧階級設備の遮断器，保護リレーの動作時間を以下のとおりとしていただきます。

遮断器：３サイクル以内

保護リレー（短絡・地絡事故除去用）：２サイクル以内

なお，上記を基本とし，中性点直接接地系統以外を含め，系統固有の事由等により個別に協議させていただく場合があります。

12　再 閉 路 方 式

自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設

備を設置していただきます。

13　保護装置の設置場所

保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

14　解　列　箇　所

保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。

(1) 受電用遮断器

(2) 発電設備等出力端遮断器

(3) 発電設備等連絡用遮断器

(4) 母線連絡用遮断器

また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。

15　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。

(1) 地絡過電圧リレー，地絡方向リレー，地絡検出用電流差動リレー及び地絡検出用回線選択リレーは零相回路に設置すること。

(2) 過電圧リレー，周波数低下リレー，周波数上昇リレー及び逆電力リレーは１相設置とすること。

(3) 不足電力リレーは２相設置とすること。

(4) 短絡方向リレー，不足電圧リレー，短絡検出・地絡検出兼用電流差動リレー，短絡検出用電流差動リレー，短絡方向距離リレー，短絡検出用回線

選択リレー及び地絡方向距離リレーは３相設置とすること。

16　自動負荷制限・発電抑制

(1) 発電設備等の脱落時等に主として連系する送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。

また，系統事故等により他の送電線及び変圧器等が過負荷になるおそれがある場合，または系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には，自動で発電抑制または発電遮断，もしくは発電増出力（揚水遮断及び蓄電池の充電停止を含む）を行っていただくことがあります。

なお，この場合発電場所に必要な装置を設置していただきます。

ただし，出力変動緩和対策として設置していただく蓄電池については，充電を停止することにより，出力変動緩和の機能を喪失することになるため，本要件の適用範囲外とします。

(2) あらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれる速やかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施することで，運用容量を拡大することが効率的な設備形成に資すると当社が判断した場合，Ｎ－１電制を実施するために発電設備等に設置する制御装置等（以下「Ｎ－１電制装置」といいます。）を設置することが適当であると判断した発電設備等を指定して，当該発電設備等を維持及び運用する発電者または新規に送電系統への連系を行なう発電者に対して，Ｎ－１電制装置の設置を求めることがあります。この場合，正当な理由がない限り，発電場所へのＮ－１電制装置の設置及びその他Ｎ－１電制の実施に必要な対応をしていただきます。

17　線路無電圧確認装置の設置

発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されて

いない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。

(1) 逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

イ　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。

ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。

また，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　16　線路無電圧確認装置の設置」に準じていただきます。

18　発電機運転制御装置の付加

(1) 系統安定化，潮流制御のための機能

系統安定化，潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には，以下の機能を具備した運転制御装置を設置していただきます。なお，設置については個別に協議させていただきます。

イ　PSS(Power System Stabilizer)

ロ　超速応励磁自動電圧調整機能

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備（地域資源バイオマス発電設備を除く）については，以下の周波数調整機能を具備していただきます。なお，その他の発電設備等については，個別に協議させていただきます。

イ　ガバナフリー運転

タービンの調速機（ガバナ）を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転（ガバナフリー運転）する機能を具備すること。

ロ　LFC（Load Frequency Control：負荷周波数制御）機能

当社からのLFC信号に追従し，発電機出力を変動させる機能を具備すること。

ハ　周波数変動補償機能

標準周波数±0.1Hzを超えた場合，系統の周波数変動により，ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が，出力指令値に引き戻すことがないように，ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備すること。

ニ　EDC（Economic load Dispatching Control：経済負荷配分制御）機能

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備すること。

ホ　出力低下防止機能

35MW以上の火力発電設備は，周波数58.8Hzまでは発電機出力を低下しない，周波数58.8Hz以下については，1.2Hz低下するごとに5%以内の出力低下に抑える，もしくは，一度出力低下しても回復する機能を具備すること。

なお，具体的な発電設備の性能は，次のとおりです。ただし，系統の電源構成の状況等，必要に応じて別途協議を行うことがあります。

	発電機定格出力	35MW以上	
		GT及びGTCC	その他の火力発電設備及び混焼バイオマス発電設備※6
機能・仕様等	GF調定率	４％以下	４％以下
	GF幅※1	８％以上 （定格出力基準）	５％以上 （定格出力基準）
	GF制御応答性	２秒以内に出力変化開始， 10秒以内にGF幅の出力変化完了※8	
	LFC幅	±８％以上 （定格出力基準）	±５％以上 （定格出力基準）
	LFC変化速度※2	５％/分以上 （定格出力基準）	２％/分以上 （定格出力基準）
	LFC制御応答性	20秒以内に出力変化開始 ※8	60秒以内に出力変化開始 ※8
	EDC変化速度※2	５％/分以上 （定格出力基準）	２％/分以上 （定格出力基準）
	EDC制御応答性	20秒以内に出力変化開始 ※8	60秒以内に出力変化開始 ※8
	EDC+LFC変化速度	10％/分以上 （定格出力基準）	２％/分以上 （定格出力基準）
	最低出力※3※4 （定格出力基準）	50％以下 DSS 機能具備※5	30％以下 DSS 機能具備※7

※1 GT及びGTCCについては負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の８％以上，その他の発電機については定格出力の５％以上を確保。定格出力付近などの要件を満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により要件を満たせない場合には別途協議。

※3 気化ガス（BOG）処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議。

※4 EDC/LFC指令で制御可能な最低出力。

※5 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで3.5時間以内で可能

なこと。

※6 地域資源バイオマス発電設備を除く。

※7 日間起動停止運転（DSS）は，発電機解列～並列まで4時間以内で可能なこと。

※8 記載の秒数は目安値とし，可能な限り早期に出力変化開始し，出力変化完了すること。

また，周波数調整機能に必要な受信信号（EDC・LFC指令値）を受信する機能及び，必要な送信信号（現在出力，可能最大発電出力［GT及びGTCCのみ。］，EDC・LFC使用/除外，周波数調整機能故障）を送信する機能を具備していただきます。

(3) 早期再並列のための機能

定格出力の合計が400MW以上の火力（GTCC）発電設備については，送電系統の停電解消後，早期に再並列するために必要な装置を設置，または機能を具備していただきます。なお，定格出力の合計が100MW以上400MW未満の火力（GTCC）発電設備については，当該装置の設置または機能の具備について協議させていただきます。

(4) 電圧調整のための機能

イ　132kVの系統に連系する発電設備等は，当社が指定する電圧，無効電力または力率に応じて運転可能な機能を具備し，有効電力に応じて出力可能な範囲で無効電力を調整できるようにしていただきます。

ロ　受電電圧が66kV以下の発電者の発電設備等でも，必要により，上記イと同じ機能を具備していただくことがあります。

19　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施

中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場

合には，適切な対策を講じていただきます。

(1) 22kV以下の系統に連系する場合は，必要に応じて昇圧用変圧器の中性点に中性点接地装置（抵抗接地方式）を設置すること。

(2) 66kV以上の系統に連系する場合は，昇圧用変圧器の中性点を直接接地すること。

20 直流流出防止変圧器の設置

逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。

ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。

(1) 逆変換装置の交流出力側で直流を検出し，交流出力を停止する機能を有すること。

(2) 逆変換装置の直流回路が非接地であること，または逆変換装置に高周波変圧器を用いていること。

なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

21 電 圧 変 動

(1) 常時電圧変動対策

発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。

ただし，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　19　電圧変動」に準じていただきます。

(2) 瞬時電圧変動対策

発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，

常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。

また，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件 19 電圧変動」に準じていただきます。

イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。

ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。

ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２％程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。

ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。

ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。

ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。

(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱する

おそれがあるときには，SVCなどを設置すること。

［対策要否の判定基準例］

受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は，0.23V以下）に維持する。

(3) そ　の　他

連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により，他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合には，その抑制対策を実施していただきます。

22 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

イ　発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において，連系点での５分間の最大変動幅が発電所設備容量の10％以下となるよう対策を行うこと。

なお，ウィンドファームコントローラを有しない小規模発電所については，対策を別途協議する。

ロ　高風速時にカットアウトが予想される場合は，即座に停止しないよう，ストーム制御機能を具備する等の対策を行うこと，また，カットインが予想される場合は，徐々に出力を上昇するよう対策を行うこと。

ハ　系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお，調定率は，２～５％の範囲で当社から指定する値とし，不感帯は0.1Hz以下とする。

(2) 太陽光発電設備の場合

太陽光発電設備（出力３００キロワット以上）の系統連系に伴い，電力系統の周波数維持等の理由により出力変動の緩和対策が必要な場合には，

系統連系希望者において，発電設備に，蓄電池等の出力変動緩和のために必要な装置を設置し，太陽光発電設備と蓄電池等の合成出力（以下，「発電所合成出力」と称す。）を制御すること。

具体的には，電力系統へ影響を与えると考えられる時間帯において，発電所合成出力の変化速度を「太陽光発電出力定格値の２パーセント以下／分」とすること。

23　短絡・地絡電流対策

発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。

これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。

24　発電機定数・諸元

連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。

また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
		単線結線図，系統並解列箇所
		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
		電気所監視制御方式
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		電動機容量（高圧・低圧）
		電灯容量
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
		励磁特性曲線
		制御方式，整定値
	調相設備	定格容量，台数
		制御方式，整定値
	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素

電源種	設備	諸元
共通	保護装置	仕様
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT比，VT比
		シーケンスブロック
		送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数
		定格すべり
		等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無
		飽和特性
		可能出力曲線
		発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）

電源種	設備	諸元
同期機	発電プラント	並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V/Fブロック
		OEL，UELブロック
水力	発電プラント 制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント 制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT要件の適用有無

電源種	設備	諸元
逆変換装置	発電プラント制御装置	無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性
		出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

25 昇圧用変圧器

連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。

26 連 絡 体 制

(1) 発電者の構内事故及び系統側の事故等により，連系用遮断器が動作した場合等（サイバー攻撃により設備異常が発生し，または発生するおそれがある場合を含みます。）には，当社の給電指令所等と発電者との間で迅速かつ的確な情報連絡を行い，速やかに必要な措置を講ずる必要があります。このため，当社の給電指令所等と発電者の技術員駐在箇所等との間には，

保安通信用電話設備（専用保安通信用電話設備又は電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。ただし，保安通信用電話設備は，22ｋＶ以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができます。

イ　専用保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件を全て満たす場合においては，一般加入電話又は携帯電話

(ｲ) 発電者側の交換機を介さず直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，発電設備等の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）であること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 災害時等において当社の給電指令所等と連絡が取れない場合には，当社の給電指令所等との連絡が取れるまでの間発電設備等の解列又は運転を停止すること。また，保安規程上明記されていること。

(2) 特別高圧電線路と連系する場合には，当社の給電指令所等と発電者との間に，系統運用上等必要な情報が相互に交換できるようスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。この場合，収集する情報は，原則として次のとおりといたします。

情報種別	情報内容
スーパービジョン	発電機並列用遮断器の開閉状態※1
	連系用遮断器の開閉状態
	連系用断路器の開閉状態
	母線側断路器の開閉状態
	変圧器遮断器の開閉状態
	母線連絡遮断器の開閉状態
	連系送電線用接地開閉器の開閉状態
	連系用遮断器を開放する線路保護リレーの動作状態
	線路保護リレーの切替開閉器の状態
	線路保護リレーの異常表示
	母線保護リレーの動作状態
	母線保護リレーの切替開閉器の状態
	母線保護リレーの異常表示
	発電機重故障
	発電機補機ランバック
	テレメータ異常表示
	電圧・無効電力の制御モード

情報種別	情報内容
テレメータ	連系する母線（引込口母線）の電圧
	引込口（受電地点）の有効電力
	引込口（受電地点）の無効電力
	引込口（受電地点）の有効電力量
	代表風車地点の風向・風速※2
	発電最大能力値※3（風力発電設備の場合）

※1 慣性把握のため，系統に慣性を供給できる同期発電機は，最小単位の発電設備1台毎に設置していただきます。

※2 ナセルで計測する風向・風速

※3 運転可能な発電設備の定格出力（出力制約がある場合は可能な範囲でそれを考慮）の合計。ただし，困難な場合は運転可能な発電設備の台数

27 電気現象記録装置

発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社の給電指令所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。

28　サイバーセキュリティ対策

事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。

上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。

(1) 外部ネットワークや他ネットワークを通じた発電設備等の制御に係るシステムへの影響を最小化するための対策を講じること。

(2) 発電設備等の制御に係るシステムには，マルウェアの侵入防止対策を講じること。

(3) 発電設備等に関し，セキュリティ管理責任者を設置すること。

Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件

需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

29 供 給 電 圧

当社変電所の母線電圧は，系統全体の電圧が良好となるよう調整していますが，個々の需要者への供給電圧は，送電線の負荷電流の大小などによって変動し，かつ，需要者の負荷設備に起因する電圧変動が加わります。これらにより，問題が生じるおそれがある場合は，負荷時タップ切換変圧器または負荷時電圧調整器を需要者において設置していただきます。

30 進相用コンデンサの運用

力率改善用コンデンサの設置・運用については，以下のとおりといたします。

(1) 夜間（23時～９時）・休祭日などの軽負荷時には進み力率とならないよう，コンデンサを開放していただきます。特に，年末年始・ゴールデンウィーク・旧盆などには，コンデンサの開放について当社から依頼があった場合は，協力していただきます。

(2) (1)の対策を実施するため，コンデンサを設置する場合には適当な容量（電圧変動が少ないよう）ごとに開閉器を設置していただきます。

31 高　　調　　波

高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっ

ていただきます。

(1) 対象となる需要者

イ　対象となる需要者は，次のいずれかに該当する需要者（以下「特定需要者」といいます。）といたします。

(ｲ) 22,000Ｖの系統から受電する需要者であって，その施設する高調波発生機器の種類毎の高調波発生率を考慮した容量（以下「等価容量」といいます。）の合計が300ｋＶＡを超える需要者。

(ﾛ) 66,000Ｖ以上の系統から受電する需要者であって，等価容量の合計が2,000ｋＶＡを超える需要者。

ロ　イの等価容量を算出する場合に対象とする高調波発生機器は，300Ｖ以下の商用電源系統に接続して使用する定格電流20Ａ／相以下の電気・電子機器以外の機器といたします。

ハ　特定需要者が，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する場合等に適用いたします。

なお，ロに該当する高調波発生機器を新設，増設または更新する等によって特定需要者に該当することになる場合においても適用いたします。

(2) 高調波流出電流の算出

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の算出は次によるものといたします。

イ　高調波流出電流は，高調波発生機器毎の定格運転状態において発生する高調波電流を合計し，これに高調波発生機器の最大の稼働率を乗じたものといたします。

ロ　高調波流出電流は，高調波の次数毎に合計するものといたします。

ハ　対象とする高調波の次数は40次以下といたします。

ニ　特定需要者の構内に高調波流出電流を低減する設備がある場合は，その低減効果を考慮することができるものといたします。

(3) 高調波流出電流の上限値

特定需要者から系統に流出する高調波流出電流の許容される上限値は，

高調波の次数毎に，次表に示す需要者の契約電力１ｋＷ当たりの高調波流出電流の上限値に当該需要者の契約電力（ｋＷ単位といたします。）を乗じた値といたします。

契約電力１ｋＷ当たりの高調波流出電流の上限値

（単位：mA/kW）

受電電圧	5次	7次	11次	13次	17次	19次	23次	23次超過
22ｋＶ	1.8	1.3	0.82	0.69	0.53	0.47	0.39	0.36
66ｋＶ	0.59	0.42	0.27	0.23	0.17	0.16	0.13	0.12
132ｋＶ	0.29	0.21	0.13	0.11	0.08	0.08	0.06	0.06

受電電圧が上記表に該当しない場合には，高調波抑制対策技術指針によります。

(4) 高調波流出電流の抑制対策の実施

特定需要者は，上記（2）の高調波流出電流が，上記（3）の高調波流出電流の上限値を超える場合には，高調波流出電流を高調波流出電流の上限値以下となるよう必要な対策を講じていただきます。

32 電圧フリッカ・電圧変動

電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。

33 瞬時電圧低下

系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下する

ことがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。

34 電 圧 不 平 衡

負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。

35 保護協調の目的

需要者の電気設備の事故または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うためにつぎの考えに基づき保護協調を実施していただきます。

(1) 需要者の電気設備の異常及び事故に対しては，この影響を連系された系統へ波及させないために，需要者の電気設備を当該系統から速やかに遮断していただきます。

(2) 連系された系統に事故が発生した場合であって系統保護方式に応じて必要な場合には，当該系統から需要者の電気設備を遮断することといたします。

(3) 連系された系統以外の事故時には，原則として需要者の電気設備を遮断しないことといたします。

36 保護装置の設置

(1) 需要者の電気設備の事故の場合，連系する系統へ影響を及ぼさないために，原則として次の保護リレーを設置していただきます。

イ　需要者の電気設備の短絡・地絡事故時の保護リレーとして，過電流リレー（瞬時要素付き）及び地絡過電流リレーを設置していただきます。

ロ　変圧器のインピーダンスが小さく，イの過電流リレーでの整定が困難

な場合は，比率差動リレーなどを設置していただきます。

また，上記保護リレーだけでは当社の保護継電装置と協調が図れない場合は，母線保護継電装置などを設置していただきます。

(2) 系統事故時の送電線保護装置が必要となる場合は，当社電力系統と同一の保護装置を設置していただきます。

(3) 当社の標準的な方式に合わせた保護装置の多重化等を図っていただくことがあります。

イ　保護装置の二系列化

ロ　後備保護との組合せ

37　保護装置の設置場所

保護リレーは，供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。

38　保護リレーの設置相数

保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。

(1) 地絡保護用リレーは零相（残留）回路設置といたします。

(2) 短絡保護用リレーは３相設置といたします。

39　遮　断　箇　所

遮断箇所は，原則として連系用遮断器といたします。

40　再 閉 路 方 式

架空送電線で，再閉路方式を採用する場合は，当社系統と協調した再閉路方式を適用していただきます。

41　連絡体制及び系統連系上必要な情報

(1) 連　絡　体　制

需要者の技術員駐在箇所等と当社の給電指令所等との間には，保安通信用電話設備（電力保安通信用電話設備または電気通信事業者の専用回線電話）を設置していただきます。

ただし，保安通信用電話設備は，22kV以下の特別高圧電線路と連系する場合には，次のうちのいずれかを用いることができることといたします。

イ　電力保安通信用電話設備

ロ　電気通信事業者の専用回線電話

ハ　次の条件をすべて満たす場合においては，一般加入電話または携帯電話等

(ｲ) 需要者側の交換機を介さず，直接技術員との通話が可能な方式（交換機を介する代表番号方式ではなく，直接技術員駐在箇所へつながる単番方式）とし，需要設備の保守監視場所に常時設置されていること。

(ﾛ) 話中の場合に割り込みが可能な方式（キャッチホン等）とすること。

(ﾊ) 停電時においても通話可能なものであること。

(ﾆ) 系統連系運用に関する迅速かつ的確な情報連絡を行うために，日本語で連絡が取れる体制を構築していただきます。

(2) 系統運用上必要な情報

系統運用上必要な情報として，原則として次のスーパービジョン及びテレメータを設置していただきます。具体的項目については別途協議することといたします。

イ　スーパービジョン

(ｲ) 遮断器（送電線引込口）

(ﾛ) 保護継電装置（送電線保護装置，連系用遮断器を開放する保護装置）の動作表示及び状態表示

(ﾊ) 連系に係る保護継電装置の異常情報

(ﾆ) 遠制装置テレメータ異常表示

ロ　テレメータ

(ｲ) 供給地点の有効電力と無効電力

(ﾛ) 供給地点の有効電力量

電気事業法施行規則第19条第２項の規定に基づく添付書類

１　変更を必要とする理由

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

沖 縄 電 力 株 式 会 社

１　変更を必要とする理由

変更を必要とする理由

このたび当社は，第41回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年４月26日開催）において，基幹系統の混雑解消のため，2022年12月21日から導入された調整電源を出力制御する再給電方式（調整電源の活用）に続き，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を，2023年12月末までに導入する整理がなされたことおよび第46回総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（2022年11月15日開催）において，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，当該内容を供給条件に反映するべく，託送供給等約款を変更することといたしました。

つきましては，電気事業法第18条第１項の規定にもとづき，ここに託送供給等約款の変更を申請する次第であります。

２　託送供給等約款の変更の内容および新旧比較表

託送供給等約款の変更の内容

託送供給等約款の変更につきましては，基幹系統の混雑解消のため，調整電源以外の電源を含め一定の順序により出力制御する再給電方式（一定の順序）を導入する整理がなされたこと，ローカル系統の混雑解消のため，基幹系統の再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順，出力制御方法で制御することを基本とする整理がなされたことを踏まえ，必要となる変更を行なうとともに，その他の今日的見直しをいたしました。

新　旧　比　較　表

［託送供給等約款］

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
託 送 供 給 等 約 款 令和５年~~４~~月~~１~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	託 送 供 給 等 約 款 令和５年 12 月 27 日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 8
5　託送供給等に関する取扱い …… 8
6　単位および端数処理 …… 9
7　実　施　細　目 …… 10
Ⅱ　契約の申込み …… 11
8　契　約　の　要　件 …… 11
9　検討および契約の申込み …… 13
10　契約の成立および契約期間 …… 21
11　託送供給等の開始 …… 22
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 23
13　電気方式，電圧および周波数 …… 23
14　発電場所および需要場所 …… 25
15　供給および契約の単位 …… 27
16　承　諾　の　限　界 …… 31
17　契約書の作成 …… 31
Ⅲ　料　　金 …… 32
18　料　　金 …… 32
19　接続送電サービス …… 34
20　臨時接続送電サービス …… 60
21　予備送電サービス …… 69
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 71
23　接続対象計画差対応電力 …… 72
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 73
25　給電指令時補給電力 …… 74
Ⅳ　料金の算定および支払い …… 77
26　料金の適用開始の時期 …… 77
27　検　　針　　日 …… 77
28　料金の算定期間 …… 78
29　計　　量 …… 79
30　電力および電力量の算定 …… 80

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　適　　用 …… 1
2　託送供給等約款の認可および変更 …… 2
3　定　　義 …… 2
4　代表契約者の選任 …… 8
5　託送供給等に関する取扱い …… 8
6　単位および端数処理 …… 9
7　実　施　細　目 …… 10
Ⅱ　契約の申込み …… 11
8　契　約　の　要　件 …… 11
9　検討および契約の申込み …… 13
10　契約の成立および契約期間 …… 21
11　託送供給等の開始 …… 22
12　供給準備その他必要な手続きのための協力 …… 23
13　電気方式，電圧および周波数 …… 23
14　発電場所および需要場所 …… 25
15　供給および契約の単位 …… 27
16　承　諾　の　限　界 …… 31
17　契約書の作成 …… 31
Ⅲ　料　　金 …… 32
18　料　　金 …… 32
19　接続送電サービス …… 34
20　臨時接続送電サービス …… 60
21　予備送電サービス …… 69
22　発電量調整受電計画差対応電力 …… 71
23　接続対象計画差対応電力 …… 72
24　需要抑制量調整受電計画差対応電力 …… 73
25　給電指令時補給電力 …… 74
Ⅳ　料金の算定および支払い …… 77
26　料金の適用開始の時期 …… 77
27　検　　針　　日 …… 77
28　料金の算定期間 …… 78
29　計　　量 …… 79
30　電力および電力量の算定 …… 80

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
31　損　失　率 …… 92 32　料金の算定 …… 93 33　支払義務の発生および支払期日 …… 96 34　料金その他の支払方法 …… 98 35　保　証　金 …… 100 36　連帯責任 …… 102 V　供　給 …… 103 37　託送供給等の実施 …… 103 38　給電指令の実施等 …… 106 39　適正契約の保持等 …… 111 40　契約超過金 …… 111 41　力率の保持 …… 112 42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 113 43　託送供給等にともなう協力 …… 113 44　託送供給等の停止 …… 114 45　託送供給等の停止の解除 …… 116 46　託送供給の停止期間中の料金 …… 116 47　違　約　金 …… 116 48　損害賠償の免責 …… 117 49　設備の賠償 …… 117 VI　契約の変更および終了 …… 119 50　契約の変更 …… 119 51　名義の変更 …… 120 52　契約の廃止 …… 121 53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 122 54　解　約　等 …… 126 55　契約消滅後の債権債務関係 …… 127 VII　受電方法および供給方法ならびに工事 …… 128 56　受電地点，供給地点および施設 …… 128 57　架空引込線 …… 130 58　地中引込線 …… 131 59　連接引込線等 …… 132 60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 133 61　引込線の接続 …… 133 62　計量器等の取付け …… 134	31　損　失　率 …… 99 32　料金の算定 …… 99 33　支払義務の発生および支払期日 …… 102 34　料金その他の支払方法 …… 104 35　保　証　金 …… 106 36　連帯責任 …… 108 V　供　給 …… 109 37　託送供給等の実施 …… 109 38　給電指令の実施等 …… 112 39　適正契約の保持等 …… 117 40　契約超過金 …… 118 41　力率の保持 …… 118 42　発電場所および需要場所への立入りによる業務の実施 …… 119 43　託送供給等にともなう協力 …… 120 44　託送供給等の停止 …… 121 45　託送供給等の停止の解除 …… 122 46　託送供給の停止期間中の料金 …… 122 47　違　約　金 …… 123 48　損害賠償の免責 …… 123 49　設備の賠償 …… 124 VI　契約の変更および終了 …… 125 50　契約の変更 …… 125 51　名義の変更 …… 126 52　契約の廃止 …… 127 53　供給開始後の契約の消滅または変更にともなう料金および工事費の精算 …… 128 54　解　約　等 …… 132 55　契約消滅後の債権債務関係 …… 133 VII　受電方法および供給方法ならびに工事 …… 134 56　受電地点，供給地点および施設 …… 134 57　架空引込線 …… 136 58　地中引込線 …… 137 59　連接引込線等 …… 138 60　中高層集合住宅等における受電方法および供給方法 …… 139 61　引込線の接続 …… 139 62　計量器等の取付け …… 140

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
63　通信設備等の施設 …… 135 64　専用供給設備 …… 135 Ⅷ　工事費の負担 …… 138 65　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 138 66　受電用計量器等の工事費負担金 …… 142 67　会社間連系設備の工事費負担金 …… 142 68　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 143 69　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 151 70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 153 71　臨時工事費 …… 154 72　工事費等に関する契約書の作成 …… 155 Ⅸ　保　　安 …… 156 73　保安の責任 …… 156 74　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 156 75　調　　査 …… 157 76　調査等の委託 …… 157 77　調査に対する需要者の協力 …… 157 78　検査または工事の受託 …… 158 79　自家用電気工作物 …… 158 附　　則 …… 159 別　　表 …… 204	63　通信設備等の施設 …… 141 64　専用供給設備 …… 141 Ⅷ　工事費の負担 …… 144 65　受電地点への供給設備の工事費負担金 …… 144 66　受電用計量器等の工事費負担金 …… 148 67　会社間連系設備の工事費負担金 …… 149 68　供給地点への供給設備の工事費負担金 …… 149 69　工事費負担金の申受けおよび精算 …… 157 70　供給開始に至らないで契約を廃止または変更される場合の費用の申受け …… 159 71　臨時工事費 …… 160 72　工事費等に関する契約書の作成 …… 161 Ⅸ　保　　安 …… 162 73　保安の責任 …… 162 74　保安等に対する発電者および需要者の協力 …… 162 75　調　　査 …… 163 76　調査等の委託 …… 163 77　調査に対する需要者の協力 …… 163 78　検査または工事の受託 …… 164 79　自家用電気工作物 …… 164 附　　則 …… 165 別　　表 …… 219
Ⅱ　契約の申込み	**Ⅱ　契約の申込み**
９　検討および契約の申込み 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み	**９　検討および契約の申込み** 契約者が新たに接続供給契約もしくは振替供給契約を希望される場合，発電契約者が新たに発電量調整供給契約を希望される場合または需要抑制契約者が新たに需要抑制量調整供給契約を希望される場合は，あらかじめこの約款を承認のうえ，次の手続きにより，契約者から託送供給の申込み，発電契約者から発電量調整供給の申込みまたは需要抑制契約者から需要抑制量調整供給の申込みをしていただきます。 なお，電圧または周波数の変動等によって損害を受けるおそれがある発電者または需要者は，無停電電源装置の設置等必要な措置を講じていただきます。また，発電者または需要者が保安等のために必要とする電気については，その容量を明らかにしていただき，21（予備送電サービス）の申込みまたは保安用の発電設備の設置，蓄電池装置の設置等必要な措置を講じていただきます。 (1) 受電側接続検討の申込み

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。	イ　当社は，契約者または発電契約者から小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気を受電（原則として高圧または特別高圧で受電する場合に限ります。また，接続供給または振替供給の場合は，受電地点が会社間連系点のときに限ります。）するにあたり，供給設備の新たな施設または変更についての検討（以下「受電側接続検討」といいます。）をいたします。 なお，他の接続供給契約もしくは振替供給契約または発電量調整供給契約等により既に連系されている受電地点については，受電側接続検討を省略することがあります。
ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ) 接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供　給　地　点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　発電量調整供給の開始希望日 h　発電量調整供給の希望契約期間	ロ　契約者または発電契約者は，接続供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）もしくは振替供給契約（受電地点が会社間連系点の場合に限ります。）または発電量調整供給契約（発電者から電気を受電する場合に限ります。）の申込みに先だち，次の事項を明らかにして，当社所定の様式により，受電側接続検討の申込みをしていただきます。 (ｲ) 接続供給の場合 a　契約者の名称 b　代表契約者の名称（契約者が複数の場合に限ります。） c　当該接続供給に必要となる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 d　接続受電電力の最大値および最小値 e　接続供給の開始希望日 (ﾛ) 振替供給の場合 a　契約者の名称 b　当該振替供給に必要となる配電事業者との振替供給契約等の内容または申込内容 c　振替供給に係る受電電力の最大値および最小値 d　供　給　地　点 e　振替供給の開始希望日 (ﾊ) 発電量調整供給の場合 a　発電契約者の名称 b　発電者の名称，発電場所および受電地点 c　発電設備等の発電・放電方式，発電・放電出力および系統安定上必要な仕様 d　発電量調整受電電力の最大値および最小値 e　受電地点における受電電圧 f　発電場所における負荷設備および受電設備 g　発電量調整供給の開始希望日 h　発電量調整供給の希望契約期間
ハ　検討期間および調査料 (ｲ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ) 当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者~~に対して送電系統の容量を確保したこと~~によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。	ハ　検討期間および調査料 (ｲ) 当社は，原則として受電側接続検討の申込みから３月以内に検討結果をお知らせいたします。 (ﾛ) 当社は，１受電地点１検討につき22万円を調査料として，受電側接続検討の申込み時に発電契約者から申し受けます。ただし，次の場合には，調査料を申し受けません。 a　検討を要しない場合 b　受電側接続検討の回答後，他の発電契約者の契約の申込みにともなう連系予約（当該契約の申込みに係る発電設備等が送電系統へ連系されたものとして取り扱うことをいいます。）によって送電系統の状況が変化した場合等，受電側接続検討の前提となる事実関係に変動がある場合で，かつ，調査料を申し受けた受電側接続検討の回答日から１年以内に受け付けた受電側接続検討のとき。
(2)　(略) (3)　(略)	(2)　(略) (3)　(略) (4)　(略)

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
(4)　(略) (5)　(略) (6)　(略) (7)　(略)	(5)　(略) (6)　(略) (7)　(略)
Ⅲ　料　　金	**Ⅲ　料　　金**
25　給電指令時補給電力 (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，30（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	**25　給電指令時補給電力** (1) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適用範囲 38(給電指令の実施等)(4)により補給される電気を使用されているときに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(20)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (2) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 イ　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 ロ　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，ハに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にニの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 ハ　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，30（電力および電力量の算定）(18)により30分ごとに算定された値といたします。 ニ　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，当社の電力系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合に出力の抑制を実施することを前提として連系を行なった発電設備等（以下「ノンファーム電源」といいます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社が指定する要件を有する発電設備等またはノンファーム電源以外の発電設備等（以下「ファーム電源」といいます。）であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
Ⅳ　料金の算定および支払い	Ⅳ　料金の算定および支払い
30　電力および電力量の算定 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略) (4)　(略) (5)　(略) (6)　(略) (7)　(略) (8)　(略) (9)　(略) (10)　(略) (11)　(略) (12)　(略) (13)　(略) (14)　(略) (15)　(略) (16)　(略) (17)　(略) (18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合~~で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに~~，次の~~式により~~算定された値といたします。~~ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググル	30　電力および電力量の算定 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略) (4)　(略) (5)　(略) (6)　(略) (7)　(略) (8)　(略) (9)　(略) (10)　(略) (11)　(略) (12)　(略) (13)　(略) (14)　(略) (15)　(略) (16)　(略) (17)　(略) (18)　発電量調整受電計画差対応補給電力量 発電量調整受電計画差対応補給電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を下回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合は，次の(ｲ)，(ﾛ)および(ﾊ)によって算定された値といたします。 (ｲ)　(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分に

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~ープが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~ 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	おける発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (ﾛ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 a　当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合 b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してあらかじめ当社が指定した送電線１回線，変圧器１台その他の電力設備の単一故障の発生時に保護装置により行なわれるすみやかな発電抑制または発電遮断（以下「Ｎ－１電制」といいます。）を実施したとき。 c　38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施したとき。 d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施したとき。 (ﾊ)　次の場合で，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ニの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　ファーム電源に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（38〔給電指令の実施等〕(2)ホの場合の出力の抑制に係る電力量をいいます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　ノンファーム電源であり，かつ，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d　38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたしま

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	す。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e　38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2) ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年12月27日実施）
	力抑制対象電力量とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量
(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	(19) 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，発電バランシンググループごとにイまたはロによって算定された値の合計といたします。 イ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合で，(2)イにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)イにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，調整電源の故障等が発生した場合を除き，(2)イにかかわらず，その30分ごとの発電量調整受電計画電力量をその30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	ロ　発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当しない場合で，(2)ロにより計量された30分ごとの発電量調整受電電力量が(4)ロにより通知されたその30分における発電量調整受電計画電力量を上回るときに，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制を実施し，給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源に対して出力の抑制を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，(2)ロにかかわらず，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，(18)ロによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
(20)　(略) (21)　(略) (22)　(略)	(20)　(略) (21)　(略) (22)　(略)

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
(23)　（略） (24)　（略） (25)　（略） (26)　（略） (27)　（略） (28)　（略） (29)　（略）	(23)　（略） (24)　（略） (25)　（略） (26)　（略） (27)　（略） (28)　（略） (29)　（略）
Ⅴ　供　　給	**Ⅴ　供　　給**
38　給電指令の実施等 (1)　（略） (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。 ニ　その他電気の需給上または保安上必要がある場合 (3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロまたはニのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。 (4)　（略） (5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロまたはニの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。	**38　給電指令の実施等** (1)　（略） (2) 当社は，低圧で受電または供給する場合を除き，次の場合には，契約者，発電契約者，発電者または需要者に給電指令を行ない，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。ただし，緊急やむをえない場合は，当社は，給電指令を行なうことなく，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 イ　当社が維持および運用する供給設備に故障が生じ，または故障が生ずるおそれがある場合 ロ　当社が維持および運用する供給設備の点検，修繕，変更その他の工事上やむをえない場合 ハ　振替供給の場合で，当社の供給区域内の需要に対する電気の供給に支障が生じ，または支障が生ずるおそれがあるとき。 ニ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，当社の供給区域における最上位電圧の送電設備および変電設備で構成される電力系統ならびに当社が指定した電力系統（以下「基幹系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ホ　イおよびロ以外の場合で，送電設備および変電設備で構成される電力系統のうち，基幹系統以外の電力系統（以下「ローカル系統」といいます。）における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがあり，発電設備等の出力を抑制する必要が生じたとき。 ヘ　その他電気の需給上または保安上必要がある場合 (3) 当社は，低圧で受電または供給する場合で，(2)イ，ロ，ニ，ホまたはヘのときには，発電者の発電もしくは放電または需要者の電気の使用を制限し，もしくは中止し，または振替供給もしくは発電量調整供給の全部もしくは一部を中止することがあります。 なお，この場合には，当社は，あらかじめその旨を広告その他によって発電者または需要者にお知らせいたします。ただし，緊急やむをえない場合は，この限りではありません。 (4)　（略） (5) 当社は，発電量調整供給において，(2)イ，ロ，ニ，ホまたはヘの場合で，給電指令等により，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電者の発電もしくは放電を制限し，または中止したときは，供給地点における電気の供給に系統運用上の制約がある場合を除き，当該発電もしくは放電の制限または中止の解除までの間，これにより生じた小売電気事業，特定送配電事業または自己等への電気の供給の用に供する電気の不足電力の補給にあてるための電気を供給いたします。ただし，発電量調整供給に係る発電設備等が調整電源に該当する場合（当該発電設備等に故障等が生じたときを除きます。）は適用いたしません。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年12月27日実施）
(6) 当社は，(2)イ，ロ，ニまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。	(6) 当社は，(2)イ，ロ，ヘまたは(3)によって，需要者の電気の使用を制限し，または中止した場合には，次の割引を行ない料金を算定いたします。ただし，その原因が契約者，発電契約者，発電者または需要者の責めとなる理由による場合は，その部分については割引いたしません。
イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。	イ　低圧で供給する場合，または高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット未満となるとき。
(ｲ) 割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	(ｲ) 割 引 の 対 象 電灯定額接続送電サービスについては接続送電サービス料金とし，電灯臨時定額接続送電サービスおよび動力臨時定額接続送電サービスについては臨時接続送電サービス料金とし，その他については当該供給地点の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金（力率割引または割増しの適用を受ける場合はその適用後の基本料金といたします。）といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
(ﾛ) 割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。	(ﾛ) 割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ日数１日ごとに４パーセントといたします。
(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。	(ﾊ) 制限または中止延べ日数の計算 延べ日数は，１日のうち延べ１時間以上制限し，または中止した日を１日として計算いたします。
ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合	ロ　高圧で供給する場合で，接続送電サービス契約電力もしくは臨時接続送電サービス契約電力が500キロワット以上となるときまたは特別高圧で供給する場合
(ｲ) 割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。	(ｲ) 割 引 の 対 象 当該供給地点の力率割引または割増し後の接続送電サービスまたは臨時接続送電サービスの基本料金といたします。ただし，32（料金の算定）(1)イ，ロ，ハ，ニまたはホの場合は，制限または中止の日における契約内容に応じて算定される１月の金額といたします。
(ﾛ) 割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。	(ﾛ) 割　　引　　率 １月中の制限し，または中止した延べ時間数１時間ごとに0.2パーセントといたします。
(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） ａ　接続供給電力を制限した場合 Ｈ’＝　Ｈ×（Ｄ－ｄ）／Ｄ Ｈ’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ｄ　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 ｂ　接続供給電力量を制限した場合 Ｈ’＝　Ｈ×（Ａ－Ｂ）／Ａ Ｈ’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。	(ﾊ) 制限または中止延べ時間数の計算 延べ時間数は，１回10分以上の制限または中止の延べ時間とし，１時間未満の端数を生じた場合は，30分以上は切り上げ，30分未満は切り捨てます。 なお，制限時間については，次の算式によって修正したうえで合計いたします。 （算　　式） ａ　接続供給電力を制限した場合 Ｈ’＝　Ｈ×（Ｄ－ｄ）／Ｄ Ｈ’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ｄ　＝　当該供給地点の接続送電サービス契約電力または臨時接続送電サービス契約電力 ｄ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力の最大値 ｂ　接続供給電力量を制限した場合 Ｈ’＝　Ｈ×（Ａ－Ｂ）／Ａ Ｈ’＝　修正時間 Ｈ　＝　制限時間 Ａ　＝　制限指定時間中の当該供給地点の基準となる電力量 Ｂ　＝　制限時間中の当該供給地点の接続供給電力量 ｃ　接続供給電力および接続供給電力量を同時に制限した時間については，ａによる修正時間またはｂによる修正時間のいずれか大きいものによります。
(7) （略）	(7) （略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
(8)　(略) (9)　(略)	(8)　(略) (9)　(略)
Ⅷ　工事費の負担 **65　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　(略) (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)aただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　3,630 円 00 銭 ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3)　(略) (4)　(略) (5) 工事費の算定 (1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。 (ｲ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費お	**Ⅷ　工事費の負担** **65　受電地点への供給設備の工事費負担金** (1)　(略) (2) 受電地点への特別供給設備の工事費負担金 イ　発電契約者が新たに発電量調整供給を開始し，または契約受電電力を増加される場合で，これにともない当社が新たに受電地点への特別の供給設備を施設するときには，当社は，次の金額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 (ｲ)　発電契約者の希望によって標準設計をこえる設計で当社が受電地点への供給設備を施設する場合は，標準設計工事費をこえる金額 なお，この場合も，(1)の工事費負担金を申し受けます。 (ﾛ) 64（専用供給設備）によって専用供給設備を施設する場合は，その工事費の全額 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (ﾊ) 受電地点からの受電の用に供することを主たる目的とする供給設備であって，受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）を施設する場合は，ａおよびｂの金額 ａ　当該供給設備の工事費のうち，発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針（以下「指針」といいます。）にもとづき算定した金額 ただし，この約款実施の際現に適用されている託送供給等約款（以下「旧託送供給等約款」といいます。）64（受電地点への供給設備の工事費負担金）(2)イ(ﾊ)aただし書の適用を受ける場合は，ただし書により算定した金額といたします。 ｂ　発電設備等からの出力により，当社配電用変電所バンクにおいて逆潮流が生じるおそれのある場合で，これに係る措置として当社が新たに供給設備を施設するときには，ａにかかわらず，次の金額 新増加契約受電電力１キロワットにつき　3,630 円 00 銭 ロ　受電地点において21（予備送電サービス）を利用される場合で，これにともない当社が新たに予備供給設備を施設するときには，当社は，その工事費の全額を工事費負担金として発電契約者から申し受けます。 なお，この場合には，工事費負担金の対象となる供給設備は，受電側接続設備に該当する供給設備といたします。ただし，予備供給設備を専用供給設備として施設する場合は，64（専用供給設備）(2)によるものといたします。 (3)　(略) (4)　(略) (5) 工事費の算定 (1)，(2)，(3)および(4)の場合の工事費は，次により算定いたします。 イ　工事費は，発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合を除き，標準設計工事費といたします。 (ｲ) 標準設計工事費は，工事費負担金の対象となる当社の供給設備の工事に要する材料費，工費お

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
よび諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 (ﾛ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾊ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾎ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$ ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備とみなします。 ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。）とみなします。 ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 (6)　（略） (7)　（略）	よび諸掛り（測量監督費，補償費および建設分担関連費を含みます。）の合計額といたします。 なお，撤去工事がある場合は，その合計額から撤去後の資材の残存価額を差し引いた金額に，撤去する場合の諸工費（諸掛りを含みます。）を加えた金額といたします。 (ﾛ) 材料費は払出時の単価（電気事業会計規則に定められた方法によって算出した貯蔵品の払出単価等をいいます。）によって算定いたします。 (ﾊ) 土地費は，工事費に含みません。ただし，架空受電側接続設備の経過地に当社が地役権を設定する場合は，その設定にともなう費用（地役権の登記に要する費用を除きます。）の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾆ) 架空受電側接続設備の経過地に建造物を構築しない等架空受電側接続設備に支障を及ぼさないことを条件とする補償契約を締結する場合は，その線下補償費の50パーセントに相当する金額を工事費に含みます。 (ﾎ) 残地補償費は，補償費と明らかに区分されている場合に限り，工事費に含みます。 (ﾍ) 建設分担関連費は，電気事業会計規則等に定められた電気事業固定資産に振り替えられる範囲に限り，工事費に含みます。 ロ　発電契約者が標準設計をこえる設計によることを希望される場合の工事費は，イに準じて算定いたします。 ハ　当社が将来の需要を考慮してあらかじめ施設した鉄塔，管路等を利用して受電する場合は，新たに施設される電線路に必要とされる回線数，管路孔数等に応じて次により算定した金額を電線路の工事費に算入いたします。 (ｲ) 鉄塔を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用回線数}}{\text{施設回線数}}$ (ﾛ) 管路等を利用して電気を受電する場合 $\text{工事費} \times \frac{\text{使用孔数}}{\text{施設孔数－予備孔数}}$ ニ　当社が特別高圧で受電する電気について，使用開始後３年以内の供給設備を利用する場合は，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備（特別高圧のノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，変電所相互間を連絡する電線路を除きます。）とみなします。 ホ　(2)イ(ﾊ)の場合，使用開始後３年以内の供給設備を利用するときは，新たに利用される部分を新たに施設される受電側接続設備以外の供給設備（高圧および特別高圧の供給設備に限ります。また，専用供給設備を除きます。なお，ノンファーム電源の受電地点に係る発電場所から電気を受電する場合は，高圧の供給設備および当社が適当であると認めた供給設備に限ります。）とみなします。 ヘ　低圧または高圧で受電する場合で，工事費を当社が定める単位当たりの金額にもとづいて算定することが適当と認められるときは，イまたはロにかかわらず，工事費を当該金額にもとづいて算定いたします。 (6)　（略） (7)　（略）
附　　則 **１　実　施　期　日**	**附　　則** **１　実　施　期　日**

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
この約款は，令和５年~~4~~月~~1~~日から実施いたします。	この約款は，令和５年12月27日から実施いたします。
４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］ (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略） (5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。 ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。 ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ~~ただし~~，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。	**４　発電量調整供給契約についての特別措置［再生可能エネルギー発電設備］** (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略） (5)　(1)により発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，再生可能エネルギー特別措置法第２条第３項第５号に定めるバイオマスを電気に変換する認定発電設備〔以下「バイオマス発電設備」といいます。〕であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 イ　８（契約の要件）(2)イは，適用いたしません。 ロ　発電量調整供給に係る料金は，18（料金）(2)にかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，ホにより算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 ハ　特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 ただし，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給の料金単価は，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)およびロ(ハ)にかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 この場合，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)およびロ(ロ)にかかわらず，発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ロ)に準じて算定したものの合計とし，発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，特例発電バランシンググループに係る発電量調整供給およびその他の発電バランシンググループに係る発電量調整供給について，それぞれ22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ロ)に準じて算定したものの合計といたします。 ニ　特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則第29条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。 なお，契約者が特定契約を締結している場合の特例発電バランシンググループに係る給電指令時補給電力料金単価は，25（給電指令時補給電力）(2)ニにかかわらず，託送供給等約款料金算定規則附則第３条（卸電力取引所が公表する額に限ります。）にもとづき，30分ごとに算定される金額といたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，ノンファーム電源に対して出力の抑制を実施したときの給電指令時補給電力料金単価は，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定する

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	ものといたします。
この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。	この場合，25（給電指令時補給電力）(2)ロにかかわらず，給電指令時補給電力料金は，特例発電バランシンググループに係る補給およびその他の発電バランシンググループに係る補給について，それぞれ25（給電指令時補給電力）(2)ロに準じて算定したものの合計といたします。
ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。	ホ　インバランスリスク料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価（再生可能エネルギー特別措置法施行規則に定める再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保に係る単価をいいます。）を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。
ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 28（料金の算定期間） (ﾛ) 32（料金の算定） (ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 34（料金その他の支払方法） (ﾎ) 35（保証金） (ﾍ) 47（違約金） (ﾄ) 54（解約等）	ヘ　インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料について必要となるその他の事項については，発電量調整受電計画差対応補給電力料金に準じて次の各項によるものといたします。 (ｲ) 28（料金の算定期間） (ﾛ) 32（料金の算定） (ﾊ) 33（支払義務の発生および支払期日） (ﾆ) 34（料金その他の支払方法） (ﾎ) 35（保証金） (ﾍ) 47（違約金） (ﾄ) 54（解約等）
ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	ト　当社は，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行い，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。
	チ　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社がノンファーム電源の出力の抑制に係る通知を発電者または契約者に行なったときは，トにかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
~~チ~~　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。	リ　契約者は，発電量調整供給の実施に先だち，変更後の発電量調整受電計画電力量にもとづき発電計画を当社所定の様式により電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知していただきます。
~~リ~~　~~チ~~で定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。	ヌ　リで定めた計画を変更する必要が生じた場合には，すみやかに当社に通知していただきます。
~~ヌ~~　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。	ル　この料金その他の供給条件の適用を開始した後１年間はこの料金その他の供給条件の適用を継続していただきます。また，この料金その他の供給条件の適用を終了した後１年間はこの料金その他の供給条件を適用いたしません。
(6)　（略）	(6)　（略）
(7)　（略）	(7)　（略）
(8)　（略）	(8)　（略）
(9)　（略）	(9)　（略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置 (1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 １キロワット時につき　38 円 71 銭 (2) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。 １キロワット時につき　19 円 84 銭	**５　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置** (1) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等 電気事業法第２条第１項第８号イに定める離島（以下「離島」といいます。）における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)イ(ハ)，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)イ(ハ)，25（給電指令時補給電力）(1)ニまたは(2)ニにかかわらず，次のとおりといたします。 １キロワット時につき　38 円 71 銭 ただし，当社が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源であって別途当社と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。 (2) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等 離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，22（発電量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)，23（接続対象計画差対応電力）(2)ロ(ハ)または24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）(2)ロ(ハ)にかかわらず，次のとおりといたします。 １キロワット時につき　19 円 84 銭
13　バランシンググループの設定に係る特別措置 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略) (4) 料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。	**13　バランシンググループの設定に係る特別措置** 契約者，発電契約者または需要抑制契約者が配電事業者（当社供給区域内において事業を営むものに限ります。）の供給区域において配電事業者の託送供給等約款（電気事業法第27条の12の11第１項にもとづき配電事業者が経済産業大臣に届け出たものをいい，電気事業法第27条の12の11第２項ただし書にもとづき経済産業大臣の承認を受けた料金その他の供給条件を含みます。以下「配電事業者の約款」といいます。）により託送供給または電力量調整供給を受ける場合で，当該配電事業者の配電事業に係る業務の一部（発電量調整受電計画差対応電力，接続対象計画差対応電力および需要抑制量調整受電計画差対応電力の不足電力の補給または送電超過分電力もしくは抑制超過分電力の購入ならびに給電指令等により生じた不足電力の補給に係る業務といたします。）について，当該配電事業者と当社との間で受委託に関する契約を締結し，かつ，契約者，発電契約者または需要抑制契約者が当該配電事業者の供給区域における需要場所または発電場所（調整電源に該当する発電場所を除きます。）をこの約款で設定する需要バランシンググループ，発電バランシンググループまたは需要抑制バランシンググループに属することを希望されるときの料金および必要となるその他の供給条件は，当分の間，次のとおりといたします。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略) (4) 料　　金 イ　発電量調整受電計画差対応電力 発電バランシンググループにおいて，発電量調整受電計画差対応電力の算定上，22（発電量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年12月27日実施）
(ｲ) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。	(ｲ) 適　　用 発電バランシンググループにおいて，38(給電指令の実施等)(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。
(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力 a　発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。	(ﾛ) 発電量調整受電計画差対応電力 a　発電量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金 発電量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価 発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b　発電量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の（5）ロの発電量調整受電計画電力量を上回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの発電量調整受電計画差対応余剰電力量に(c)の発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。
ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接	ロ　接続対象計画差対応電力 需要バランシンググループにおいて，接続対象計画差対応電力の算定上，23（接続対象計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適　　用 38(給電指令の実施等)(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されていないときに適用いたします。 (ﾛ) 接続対象計画差対応電力 a　接続対象計画差対応補給電力 (a) 適　用　範　囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を上回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応補給電力料金 接続対象計画差対応補給電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応補給電力量に(c)の接

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年12月27日実施）
続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対	続対象計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応補給電力料金単価 接続対象計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 接続対象計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）が，その30分の(5)ニの接続対象計画電力量を下回る場合の送電超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 接続対象計画差対応余剰電力料金 接続対象計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの接続対象計画差対応余剰電力量に(c)の接続対象計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 接続対象計画差対応余剰電力料金単価 接続対象計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ハ 需要抑制量調整受電計画差対応電力 需要抑制バランシンググループにおいて，需要抑制量調整受電計画差対応電力の算定上，24（需要抑制量調整受電計画差対応電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 適用 需要抑制バランシンググループに適用いたします。 (ﾛ) 需要抑制量調整受電計画差対応電力 a 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に生じた不足電力の補給にあてるための電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 b 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力 (a) 適 用 範 囲 30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）が，その30分の(5)への需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合の抑制超過分電力について，当社が購入する電気に適用いたします。 (b) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金は，30分ごとの需要抑制量調整受電計画差対

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年12月27日実施）
応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。	応余剰電力量に(c)の需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (c) 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 ニ　給電指令時補給電力 発電バランシンググループまたは需要バランシンググループにおいて，給電指令時補給電力の算定上，25（給電指令時補給電力）にかかわらず，次のとおりといたします。 (ｲ) 契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）(4)または配電事業者の約款にもとづき配電事業者が契約者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)ヌにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。 (ﾛ) 発電契約者に係る給電指令時補給電力料金 a　適　用　範　囲 38（給電指令の実施等）(5)もしくは配電事業者の約款にもとづき配電事業者が発電契約者または配電事業者の約款に定める発電者に対して給電指令等を実施することにより補給される電気を使用されているときに，補給される電気を使用する発電バランシンググループに適用いたします。 b　給電指令時補給電力料金 給電指令時補給電力料金は，cに定める30分ごとの給電指令時補給電力量にdの給電指令時補給電力料金単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 c　給電指令時補給電力量 給電指令時補給電力量は，給電指令等の間，(5)チにより30分ごとに算定された値といたします。 d　給電指令時補給電力料金単価 給電指令時補給電力料金単価は，託送供給等約款料金算定規則第27条の２にもとづきインバランス料金として算定される金額に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。ただし，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，ノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したときは，38（給電指令の実施等）(5)により補給される電気を使用されているときの翌日取引を行なうための卸電力取引市場における30分ごとの売買取引の価格（売買取引に係る電力の受渡しが連系設備の送電容量等による制限を受けないものとして売買取引を行なうもの。）に消費税等相当額を加えた金額とし，当社が30分ごとに設定するものといたします。また，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等もしくはファーム電源（配電事業者の約款に定め

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	るファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備については，当該契約によるものといたします。
(5) 電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。 ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。 ホ　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 ト　ベースライン ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数	(5) 電力および電力量の算定 イ　発電量調整受電計画電力 発電量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(3)にかかわらず，ロの発電量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ロ　発電量調整受電計画電力量 発電量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(4)ロにかかわらず，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）において当社および配電事業者が発電契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値（受電地点〔配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，発電契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する発電計画といたします。ただし，別表11（発電計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の発電計画と調達計画の合計値が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(1)のとおりといたします。 ハ　接続対象計画電力 接続対象計画電力は，30（電力および電力量の算定）(11)にかかわらず，ニの接続対象計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ニ　接続対象計画電力量 接続対象計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(12)にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量の計画値（供給地点〔配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。〕が複数ある場合はその合計といたします。）で，契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要想定値といたします。ただし，別表10（需要計画・調達計画・販売計画）に定める当日計画の需要想定値に対する取引計画（調達計画から販売計画を差し引いたものといたします。）が30分ごとに需要想定値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(2)のとおりといたします。 ホ　需要抑制量調整受電計画電力 需要抑制量調整受電計画電力は，30（電力および電力量の算定）(15)にかかわらず，への需要抑制量調整受電計画電力量の値を２倍した値とし，30分ごとに算定いたします。 ヘ　需要抑制量調整受電計画電力量 需要抑制量調整受電計画電力量は，30（電力および電力量の算定）(16)にかかわらず，当社および配電事業者が需要抑制契約者から受電する電気の30分ごとの電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごとに，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知する需要抑制計画値といたします。ただし，別表12（需要抑制計画・調達計画・販売計画・ベースライン） に定める当日計画の調達計画が30分ごとに販売計画の値と一致しない等の場合は，別表８（発電量調整受電計画電力量，接続対象計画電力量および需要抑制量調整受電計画電力量に関する取扱い）(3)のとおりといたします。 ト　ベースライン ベースラインは，30（電力および電力量の算定）(17)にかかわらず，需要抑制量調整供給に係る需要抑制を行なわない場合の需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る供給地点で計量される接続供給電力量（配電事業者の約款に定める接続供給電力量を含みます。）を損失率で修正した電力量の計画値で，需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）ごと（15〔供給および契約の単位〕(1)イまたはロの場合は１接続送電サービスまたは１臨時接続送電サービスごとといたします。また，配電事業者の約款に定める需要場所に複数

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。	の接続送電サービス等が適用されている場合は，１接続送電サービス等ごとといたします。）に，需要抑制契約者があらかじめ電力広域的運営推進機関を通じて当社に通知するものといたします。
チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量	チ　発電量調整受電計画差対応補給電力量
発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，~~30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，~~次の~~式により~~算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。~~ただし，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社または配電事業者が給電指令時補給を行なった場合または38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。~~	発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(18)ロにかかわらず，次の(イ)，(ロ)および(ハ)によって算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。
発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量	(イ)　30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
	(ロ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量
	a　当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施した場合
	b　38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施したとき。
	c　38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等（配電事業者の約款に定める発電量調整供給に係る発電設備等を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。
	d　38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施したとき。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	(ハ)　次の場合で，当社または配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量は，30分ごとに，次により算定された値といたします。 a　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 b　当社または配電事業者がファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 c　当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）であり，かつ，当社または配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して，38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)への場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)へによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 d　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 e　当社または配電事業者が38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへの場合の給電指令等，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合の給電指令等および38（給電指令の実施等）(2)ホの場合の給電指令等により，同時に出力の抑制を実施した場合 (a)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはへによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給および38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 発電量調整受電電力量 (b)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）と一致または上回り，かつ，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値を下回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，零といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量 (c)　発電量調整受電計画電力量から発電量調整受電電力量を差し引いた値が，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）に38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）を加えた値と一致または上回る場合 38（給電指令の実施等）(2)ニによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)ホによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量（配電事業者の約款に定める出力の抑制に係る電力量を含みます。）とし，38（給電指令の実施等）(2)イ，ロまたはヘによって出力の抑制を実施した場合の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量は，次の式により算定された値といたします。 発電量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 発電量調整受電計画電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ニによる出力抑制対象電力量 － 38（給電指令の実施等）(2)ホによる出力抑制対象電力量 － 発電量調整受電電力量

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社~~または~~配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社~~または~~配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して当社~~または~~配電事業者が給電指令時補給を行なった場合~~または~~38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量	リ　発電量調整受電計画差対応余剰電力量 発電量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）⑲ロにかかわらず，30分ごとに，受電地点（配電事業者の約款に定める受電地点を含みます。）で計量された電力量の合計がその30分における発電量調整受電計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値とし，発電バランシンググループごとに算定いたします。ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等であって別途当社もしくは配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なった場合，38（給電指令の実施等）(2)イの場合で，原則として30分ごとの実需給の開始時刻の１時間前以降に発電量調整供給に係る発電設備等に対してＮ－１電制（配電事業者の約款に定めるＮ－１電制を含みます。）を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったとき，38（給電指令の実施等）(2)ニの場合で，発電量調整供給に係る発電設備等に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときまたは38（給電指令の実施等）(2)ホの場合で，ファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）に対して出力の抑制を実施し，当社もしくは配電事業者が給電指令時補給を行なったときは，発電量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当該発電設備等の30分ごとの発電量調整受電計画電力量を当該受電地点における30分ごとの発電量調整受電電力量とみなします。この場合，当該発電設備等の給電指令時補給に係る発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当該受電地点のみによる発電バランシンググループが設定されているとみなし，その発電量調整受電計画差対応補給電力量の算定は，チによるものといたします。 発電量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 発電量調整受電電力量 － 発電量調整受電計画電力量
ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量	ヌ　接続対象計画差対応補給電力量 接続対象計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）⑳にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を上回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたします。 接続対象計画差対応補給電力量 ＝ 接続対象電力量 － 接続対象計画電力量
ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたしま	ル　接続対象計画差対応余剰電力量 接続対象計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）㉑にかかわらず，30分ごとの接続対象電力量（配電事業者の約款に定める接続対象電力量を含みます。）がその30分における接続対象計画電力量を下回る場合に，30分ごとに，次の式により算定された値といたします。ただし，接続対象計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(8)にかかわらず，当該供給地点（配電事業者の約款に定める供給地点を含みます。）で計量された30分ごとの電力量に当社または配電事業者が行なった電気の使用に係る調整にもとづきその30分ごとに算定された値を加えた値を，当該供給地点におけるその30分ごとの接続供給電力量とみなし，接続対象電力量を算定いたしま

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
す。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （１－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量	す。 接続対象計画差対応余剰電力量 ＝ 接続対象計画電力量 － 接続対象電力量 ヲ　需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量は，30（電力および電力量の算定）(22)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を下回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)イまたはロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインを上回るとき，またはベースラインを下回り，かつ，ベースラインから需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を上回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 － 需要抑制量調整受電電力量 ただし，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量の算定方法として30（電力および電力量の算定）(14)ロを適用し，かつ，配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電計画電力量を上限としない算定方法を適用している場合で，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量が零となるときの上式は，次のとおりといたします。 需要抑制量調整受電計画差対応補給電力量 ＝ 需要抑制量調整受電計画電力量 ＋ 接続供給電力量 ／ （１－損失率（31〔損失率〕に定める損失率といたします。）） － ベースライン ワ　需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量は，30（電力および電力量の算定）(23)にかかわらず，30分ごとの需要抑制量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める需要抑制量調整受電電力量を含みます。）がその30分における需要抑制量調整受電計画電力量を上回る場合に，需要抑制バランシンググループごとに，30分ごとに，次の式により算定された値の合計といたします。ただし，需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量の算定上，当社または配電事業者が調整負荷の使用に係る調整を行なった場合は，30（電力および電力量の算定）(14)ロにかかわらず，当該需要場所（配電事業者の約款に定める需要場所を含みます。）に係る接続供給電力量を損失率で修正した値が，ベースラインの値から需要抑制量調整受電計画電力量を差し引いた値を下回るときは，当該需要場所に係る需要抑制量調整受電計画電力量を当該需要場所に係る需要抑制量調整受電電力量とみなします。 需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力量 ＝ 需要抑制量調整受電電力量 － 需要抑制量調整受電計画電力量

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
(6) （略） (7) （略） (8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 (ﾛ) インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ) 当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。	(6) （略） (7) （略） (8) 発電量調整供給契約についての特別措置（再生可能エネルギー発電設備） イ　契約者が特定契約を締結している場合もしくは特定送配電事業者が特定契約を締結している場合または契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(1)にかかわらず，原則として，当社の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と当社との間で，配電事業者の供給区域においては契約者または特定送配電事業者と配電事業者との間で発電量調整供給契約を締結し，特例発電バランシンググループを設定していただきます。この場合，契約者が締結する特定契約に係る発電設備，特定送配電事業者が締結する特定契約に係る発電設備および当社または配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電設備は，同一のバランシンググループに属することはできないものといたします。 ロ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者（特定送配電事業者が契約者となる場合を除きます。）が希望されるときは，契約者の指定する発電バランシンググループ（当該発電バランシンググループにおける特定契約が平成28年４月１日以降に締結され，かつ，バイオマス発電設備であって化石燃料を混焼するもの〔再生可能エネルギー特別措置法施行規則第14条第８号ニに定める地域資源バイオマス発電設備を除きます。〕であるときを除きます。）に係る料金および必要となるその他の供給条件は次のとおりといたします。 (ｲ) 発電量調整供給に係る料金は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ロにかかわらず，18（料金）(2)に定める料金，(ﾛ)により算定されるインバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料といたします。ただし，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達する場合は，インバランスリスク料および再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は申し受けません。 (ﾛ) インバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)ホにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。また，再生可能エネルギー予測誤差対応調整力確保料は，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）に，再生可能エネルギー予測誤差対応単価を適用してえられる金額のその１月の合計といたします。 (ﾊ) 当社は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(5)トにかかわらず，30分ごとの契約者が締結する特定契約または当社，配電事業者もしくは特定送配電事業者との再生可能エネルギー電気卸供給契約に係る発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前々日の午後４時までに契約者に通知いたします。 　また，当社は，当該発電量調整受電計画電力量の見直しを行ない，変更後の発電量調整受電計画電力量を決定し，原則として発電量調整供給実施日の前日午前６時までに契約者に再通知いたします。 　なお，契約者は，必要に応じて発電量調整受電計画電力量の決定に必要となる事項に関する文書を当社に提出していただきます。 (ﾆ)　ローカル系統における電気の潮流が系統安定度等にもとづき算定される運用可能な容量を超過し，または超過するおそれがある場合で，当社または配電事業者がノンファーム電源（配電事業者の約款に定めるノンファーム電源を含みます。）の出力の抑制に係る通知を発電者または契

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	約者に行なったときは，(ハ)にかかわらず，契約者は，発電量調整受電計画電力量の見直しを行なっていただきます。
ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。	ハ　イにより発電量調整供給契約を締結する場合において，契約者が当社または配電事業者と再生可能エネルギー電気卸供給契約を締結し，指定した再生可能エネルギー発電設備から電気を調達するときの契約者の指定する発電バランシンググループ（ロにおいて，契約者が希望される場合を除きます。）に係るインバランスリスク料は，附則４（発電量調整供給契約についての特別措置〔再生可能エネルギー発電設備〕）(6)ロにかかわらず，特例発電バランシンググループにおける30分ごとの発電量調整受電電力量（配電事業者の約款に定める発電量調整受電電力量を含みます。）にインバランスリスク単価を適用してえられる金額のその１月の合計（合計額が負となる場合は零といたします。）といたします。
	(9)　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等についての特別措置
	イ　発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価等
	離島における発電量調整受電計画差対応補給電力料金単価，接続対象計画差対応補給電力料金単価，需要抑制量調整受電計画差対応補給電力料金単価または給電指令時補給電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) a (c)，(4)ロ(ﾛ) a (c)，(4)ハ(ﾛ) a (c)または(4)ニ(ｲ) d もしくは(4)ニ(ﾛ) d にかかわらず，次のとおりといたします。
	<table><tr><td>１キロワット時につき</td><td>38 円 71 銭</td></tr></table>
	ただし，当社もしくは配電事業者が指定する要件を有する発電設備等またはファーム電源（配電事業者の約款に定めるファーム電源を含みます。）であって別途当社または配電事業者と給電指令時補給電力料金に関する契約を締結する設備に係る給電指令時補給電力料金単価は，当該契約によるものといたします。
	ロ　発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価等
	離島における発電量調整受電計画差対応余剰電力料金単価，接続対象計画差対応余剰電力料金単価または需要抑制量調整受電計画差対応余剰電力料金単価については，(4)イ(ﾛ) b (c)，(4)ロ(ﾛ) b (c)または(4)ハ(ﾛ) b (c)にかかわらず，次のとおりといたします。
	<table><tr><td>１キロワット時につき</td><td>19 円 84 銭</td></tr></table>
(~~9~~) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。	(10) その他の事項については，この約款および配電事業者の約款に準ずるものといたします。
~~16　料金についての切替措置~~ ~~令和５年４月１日を含む料金の算定期間の料金の算定にあたっては，当社は，32（料金の算定）に準じて日割計算を行ない，料金を算定いたします。~~ ~~なお，電力量料金は，料金の算定期間における令和５年４月１日の前後それぞれの期間の接続供給電力量により算定いたします。~~	（削除）
別　　表	別　　表
４　負荷設備の入力換算容量	４　負荷設備の入力換算容量

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
(1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4) 電 気 溶 接 機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本工業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入　　力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×　70 パーセント ロ　イ以外の場合 入　　力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×　70 パーセント (5)　（略）	(1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4) 電 気 溶 接 機 電気溶接機の換算容量は，次の算式によって算定された値といたします。 イ　日本産業規格に適合した機器（コンデンサ内蔵型を除きます。）の場合 入　　力（キロワット）＝最大定格１次入力（キロボルトアンペア）×　70 パーセント ロ　イ以外の場合 入　　力（キロワット）＝実測した１次入力（キロボルトアンペア）×　70 パーセント (5)　（略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （低　圧　版） 令和５年~~4~~月~~1~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （低　圧　版） 令和５年12月27日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年12月27日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
~~9~~　不要解列の防止 …… 4
~~10~~　保護装置の設置場所 …… 7
~~11~~　保護リレーの設置相数 …… 7
~~12~~　保護装置の設置 …… 8
~~13~~　解列箇所 …… 9
~~14~~　接地方式 …… 10
~~15~~　直流流出防止変圧器の設置 …… 10
~~16~~　電圧変動 …… 10
~~17~~　短絡容量 …… 12
~~18~~　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 12
~~19~~　発電設備等の種類 …… 13
~~20~~　サイバーセキュリティ対策 …… 13
~~21~~　発電機諸元 …… 13
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 15
~~22~~　力率の保持 …… 15
~~23~~　保護装置の設置 …… 15

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置場所 …… 7
12　保護リレーの設置相数 …… 7
13　保護装置の設置 …… 8
14　解列箇所 …… 9
15　接地方式 …… 10
16　直流流出防止変圧器の設置 …… 10
17　電圧変動 …… 10
18　短絡容量 …… 12
19　過電流引き外し素子を有する遮断器の設置 …… 12
20　発電設備等の種類 …… 13
21　サイバーセキュリティ対策 …… 13
22　発電機諸元 …… 13
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 15
23　力率の保持 …… 15
24　保護装置の設置 …… 15

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件	**Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件**
発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。	発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。
８　需給バランス制約による発電出力の抑制	**８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制**
逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の制限をかけられる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。	逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。
逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制
	逆潮流のある発電設備等のうち10kW以上の設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。
9　不要解列の防止	**10　不要解列の防止**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~10~~ **保護装置の設置場所** 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	11 **保護装置の設置場所** 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~11~~ **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略) (4)　(略)	12 **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略) (4)　(略)
~~12~~ **保護装置の設置** (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略) (4)　(略)	13 **保護装置の設置** (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略) (4)　(略)
~~13~~ **解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略)	14 **解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略)
~~14~~ **接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	15 **接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
~~15~~ **直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただき	16 **直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただき

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
ます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　（略） (2)　（略） なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	ます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　（略） (2)　（略） なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
~~16~~　**電　圧　変　動** (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略）	17　**電　圧　変　動** (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略）
~~17~~　**短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	18　**短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
~~18~~　**過電流引き外し素子を有する遮断器の設置** 単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に，3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。	19　**過電流引き外し素子を有する遮断器の設置** 単相３線式の電気方式に連系する場合であって，負荷の不平衡と発電設備等の逆潮流により中性線に負荷線以上の過電流が生じるおそれがあるときは，発電設備等及び負荷設備等の並列点よりも系統側に，3極に過電流引き外し素子を有する遮断器を設置していただきます。
~~19~~　**発電設備等の種類** 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。	20　**発電設備等の種類** 連系する発電設備等は，逆変換装置を用いた発電設備等に限ります。ただし，逆変換装置を用いない発電設備等の連系は，逆潮流がない場合に限ります。
~~20~~　**サイバーセキュリティ対策** サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略）	21　**サイバーセキュリティ対策** サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略）

現（令和５年４月１日実施）

(3) （略）

~~21~~ 発 電 機 諸 元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ═，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

新（令和５年 12 月 27 日実施）

(3) （略）

22 発 電 機 諸 元

当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書による提供可）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		力率（定格，運転可能範囲）
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		シーケンスブロック
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量
		FRT 要件の適用有無
風力	発電プラント制御装置	蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件	**Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件**
需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。	需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。
~~22~~　**力　率　の　保　持** (1)　（略） (2)　（略）	23　**力　率　の　保　持** (1)　（略） (2)　（略）
~~23~~　**保護装置の設置** 需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，お客さまの負担で，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略） (5)　（略）	24　**保護装置の設置** 需要者は，次の原因で他者の電気の使用を妨害し，もしくは妨害するおそれがある場合，または当社もしくは他の電気事業者の電気工作物に支障を及ぼし，もしくは支障を及ぼすおそれがある場合（この場合の判定は，その原因となる現象が最も著しいと認められる地点で行ないます。）には，お客さまの負担で，必要な調整装置または保護装置を需要場所に施設していただくなどの対策を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略） (5)　（略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （高　圧　版） 令和５年~~4~~月~~1~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （高　圧　版） 令和５年12月27日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 2
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
~~9~~　不要解列の防止 …… 4
~~10~~　保護装置の設置場所 …… 6
~~11~~　保護リレーの設置相数 …… 6
~~12~~　保護装置の設置 …… 7
~~13~~　解列箇所 …… 9
~~14~~　自動負荷制限 …… 9
~~15~~　線路無電圧確認装置の設置 …… 9
~~16~~　接地方式 …… 10
~~17~~　直流流出防止変圧器の設置 …… 10
~~18~~　電圧変動 …… 11
~~19~~　出力変動対策 …… 13
~~20~~　短絡容量 …… 14
~~21~~　発電機定数・諸元 …… 14
~~22~~　昇圧用変圧器 …… 16
~~23~~　連絡体制 …… 17
~~24~~　バンク逆潮流の制限 …… 18
~~25~~　サイバーセキュリティ対策 …… 18
~~26~~　そ　の　他 …… 19
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 20
~~27~~　高　調　波 …… 20
~~28~~　電圧フリッカ・電圧変動 …… 21
~~29~~　瞬時電圧低下 …… 22
~~30~~　電圧不平衡 …… 22

目　　次

Ⅰ　総　　則 …… 1
1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2
4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数 …… 2
6　力　　率 …… 2
7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
10　不要解列の防止 …… 4
11　保護装置の設置場所 …… 6
12　保護リレーの設置相数 …… 6
13　保護装置の設置 …… 7
14　解列箇所 …… 9
15　自動負荷制限 …… 9
16　線路無電圧確認装置の設置 …… 9
17　接地方式 …… 10
18　直流流出防止変圧器の設置 …… 10
19　電圧変動 …… 11
20　出力変動対策 …… 13
21　短絡容量 …… 14
22　発電機定数・諸元 …… 14
23　昇圧用変圧器 …… 16
24　連絡体制 …… 17
25　バンク逆潮流の制限 …… 18
26　サイバーセキュリティ対策 …… 18
27　そ　の　他 …… 19
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 20
28　高　調　波 …… 20
29　電圧フリッカ・電圧変動 …… 21
30　瞬時電圧低下 …… 22
31　電圧不平衡 …… 22

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~31~~ 保護協調の目的 …… 22	32 保護協調の目的 …… 22
~~32~~ 保護装置の設置 …… 2~~2~~	33 保護装置の設置 …… 23
~~33~~ 保護装置の設置場所 …… 23	34 保護装置の設置場所 …… 23
~~34~~ 保護リレーの設置相数 …… 23	35 保護リレーの設置相数 …… 23
~~35~~ 遮　断　箇　所 …… 23	36 遮　断　箇　所 …… 23

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件	**Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件**
発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。	発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。
７　高　　調　　波	**７　高　　調　　波**
逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「~~27~~　高調波」に準じた対策を実施していただきます。	逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「28　高調波」に準じた対策を実施していただきます。
８　需給バランス制約による発電出力の抑制	**８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制**
逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとする。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~9~~　不要解列の防止	**10　不要解列の防止**
(1) 保護協調	(1) 保護協調
発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「~~31~~　保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。	発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考え方にもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「32　保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。
イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。	イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，確実に検出・除去し，連系する系統に事故を波及させないために，発電設備等を即時に解列すること。
ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。	ロ　連系する系統の事故に対しては，迅速かつ確実に，発電設備等が解列すること。
ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。	ハ　上位系統事故時など，連系する系統の電源が喪失した場合にも発電設備等が高速に解列し，一般需要家を含むいかなる部分系統においても単独運転が生じないこと。
ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。	ニ　事故時の再閉路時に，発電設備等が連系する系統から確実に解列されていること。
ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。	ホ　連系する系統以外の事故時には，発電設備等は解列しないこと。
(2)　（略）	(2)　（略）
~~10~~　保護装置の設置場所	**11　保護装置の設置場所**
保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~11~~　保護リレーの設置相数	**12　保護リレーの設置相数**
保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。	保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　（略）	(5)　（略）
~~12~~　保護装置の設置	**13　保護装置の設置**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　（略）	(5)　（略）
~~13~~　解　列　箇　所	14　解　列　箇　所
保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。	保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）
(4)　（略）	(4)　（略）
また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。	また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。
~~14~~　自動負荷制限	15　自動負荷制限
発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。	発電設備等の脱落時等に連系する配電線や配電用変圧器等が過負荷になるおそれがある場合は，自動的に負荷を制限する対策を行っていただきます。
~~15~~　線路無電圧確認装置の設置	16　線路無電圧確認装置の設置
発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。	発電設備等を連系する系統の再閉路時の事故防止のため，当該系統の配電用変電所の配電線引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）
(4)　（略）	(4)　（略）
(5)　（略）	(5)　（略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~16~~ **接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。	17 **接　地　方　式** 接地方式は，連系する系統に適合した方式としていただきます。
~~17~~ **直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　（略） (2)　（略） なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	18 **直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　（略） (2)　（略） なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。
~~18~~ **電　圧　変　動** (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略）	19 **電　圧　変　動** (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略）
~~19~~ **出力変動対策** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1)　（略）	20 **出力変動対策** 再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。 (1)　（略）
~~20~~ **短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	21 **短　絡　容　量** 発電設備等の連系により系統の短絡容量が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
~~21~~ **発電機定数・諸元** 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書	22 **発電機定数・諸元** 発電機並列時の短絡電流抑制対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。 また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。（第３者認証機関発行の認証証明書

現（令和５年４月１日実施）		
による提供可）		
電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス

新（令和５年 12 月 27 日実施）		
による提供可）		
電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格（定格容量，定格出力，台数，定格電圧）
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）
		運転可能周波数の範囲
		単線結線図，系統並解列箇所
	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
		総合負荷力率
		高調波発生機器と高調波対策資料
		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
		インピーダンス（変圧器定格容量ベース）
		制御方式，整定値
	調相設備	定格（容量，台数）
	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
		自動同期検定装置の有無
	保護装置	設置要素
		設置場所
		設置相数
		解列箇所
		整定範囲
		整定値
		CT 比，VT 比
		シーケンスブロック
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス

現（令和５年４月１日実施）			新（令和５年 12 月 27 日実施）		
		各種短絡時定数・開路時定数			各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）			慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無			制動巻線の有無
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）		制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF 幅，CV，ICV モデルを含む）
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）			励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ＝，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値
		FRT 要件の適用有無			FRT 要件の適用有無
		発電機の出力特性	風力	発電プラント制御装置	発電機の出力特性
		出力変動対策の方法			出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無			蓄電池，ウィンドファームコントローラーの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量	蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス	二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。

~~22~~ 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

23 昇圧用変圧器

短絡電流抑制対策や発電機並列時の電圧低下対策等の面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。

また，電圧タップ値等を指定させていただく場合があります。

~~23~~ 連絡体制

(1) （略）

(2) （略）

24 連絡体制

(1) （略）

(2) （略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~24~~ **バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。	25 **バンク逆潮流の制限** 配電用変電所のバンクにおいて逆潮流が発生すると，電力品質面及び保護協調面で問題が生じるおそれがあることから，原則として逆潮流が生じないよう発電者で発電または放電出力を抑制していただきます。ただし，配電用変電所に保護装置等を設置することにより，電力品質面及び保護協調面で問題が生じないよう対策を行う場合はこの限りではありません。
~~25~~ **サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) （略） (2) （略） (3) （略）	26 **サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1) （略） (2) （略） (3) （略）
~~26~~ **そ　の　他** 発電設備等の異常，系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には，すみやかに当社に連絡していただきます。この場合，当社から系統に再連系可能である旨をお知らせするまでの間，発電者の発電設備等を再連系せずに解列状態を保持していただきます。	27 **そ　の　他** 発電設備等の異常，系統の異常等により発電設備等が系統から解列した場合には，すみやかに当社に連絡していただきます。この場合，当社から系統に再連系可能である旨をお知らせするまでの間，発電者の発電設備等を再連系せずに解列状態を保持していただきます。
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。	**Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件** 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。 なお，電気方式につきましては，「Ⅱ 発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~27~~ **高　　調　　波** 需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，当社系統に高調波電流が流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，以下の要件に従っていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略）	28 **高　　調　　波** 需要者は，高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，当社系統に高調波電流が流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，以下の要件に従っていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略）
~~28~~ **電圧フリッカ・電圧変動** 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。	29 **電圧フリッカ・電圧変動** 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。
~~29~~ **瞬時電圧低下** 系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。	30 **瞬時電圧低下** 系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避けることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。
~~30~~ **電 圧 不 平 衡** 負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。	31 **電 圧 不 平 衡** 負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。
~~31~~ **保護協調の目的** 需要者の電気設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考えにもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略）	32 **保護協調の目的** 需要者の電気設備の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うために次の考えにもとづいて，保護協調を図ることを目的に適正な保護装置を設置していただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略）

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~32~~　保護装置の設置 需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。	**33　保護装置の設置** 需要者は，負荷設備を系統に連系する場合は，系統の保護のため，需要場所における構内設備の短絡事故または地絡事故を検出することができる保護装置を設置していただきます。
~~33~~　保護装置の設置場所 保護リレーは，供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。	**34　保護装置の設置場所** 保護リレーは，供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~34~~　保護リレーの設置相数 保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。 (1)　（略） (2)　（略）	**35　保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。 (1)　（略） (2)　（略）
~~35~~　遮　断　箇　所 遮断箇所は，原則として連系用遮断器といたします。	**36　遮　断　箇　所** 遮断箇所は，原則として連系用遮断器といたします。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （特別高圧版） 令和５年~~4~~月~~1~~日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社	系 統 連 系 技 術 要 件 「託送供給等約款別冊」 （特別高圧版） 令和５年12月27日実施 沖 縄 電 力 株 式 会 社

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）

目　　次

現	新
Ⅰ　総　　則 …… 1	**Ⅰ　総　　則** …… 1
1　目　　的 …… 1	1　目　　的 …… 1
2　適用の範囲 …… 1	2　適用の範囲 …… 1
3　協　　議 …… 1	3　協　　議 …… 1
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件 …… 2	**Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件** …… 2
4　電気方式 …… 2	4　電気方式 …… 2
5　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 2	5　運転可能周波数・並列時許容周波数 …… 2
6　力　　率 …… 3	6　力　　率 …… 3
7　高　調　波 …… 3	7　高　調　波 …… 3
8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3	8　需給バランス制約による発電出力の抑制 …… 3
	9　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 …… 4
~~9~~　不要解列の防止 …… 4	10　不要解列の防止 …… 4
~~10~~　保護装置の設置 …… ~~6~~	11　保護装置の設置 …… 7
~~11~~　再閉路方式 …… 10	12　再閉路方式 …… 10
~~12~~　保護装置の設置場所 …… ~~10~~	13　保護装置の設置場所 …… 11
~~13~~　解列箇所 …… ~~10~~	14　解列箇所 …… 11
~~14~~　保護リレーの設置相数 …… 11	15　保護リレーの設置相数 …… 11
~~15~~　自動負荷制限・発電抑制 …… ~~11~~	16　自動負荷制限・発電抑制 …… 12
~~16~~　線路無電圧確認装置の設置 …… 12	17　線路無電圧確認装置の設置 …… 12
~~17~~　発電機運転制御装置の付加 …… 13	18　発電機運転制御装置の付加 …… 13
~~18~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 16	19　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 …… 16
~~19~~　直流流出防止変圧器の設置 …… 17	20　直流流出防止変圧器の設置 …… 17
~~20~~　電圧変動 …… 17	21　電圧変動 …… 17
~~21~~　出力変動対策 …… 19	22　出力変動対策 …… 19
~~22~~　短絡・地絡電流対策 …… 20	23　短絡・地絡電流対策 …… 20
~~23~~　発電機定数・諸元 …… 20	24　発電機定数・諸元 …… 20
~~24~~　昇圧用変圧器 …… 24	25　昇圧用変圧器 …… 24
~~25~~　連絡体制 …… 24	26　連絡体制 …… 24
~~26~~　電気現象記録装置 …… 26	27　電気現象記録装置 …… 26
~~27~~　サイバーセキュリティ対策 …… 27	28　サイバーセキュリティ対策 …… 27
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 …… 28	**Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件** …… 28
~~28~~　供給電圧 …… 28	29　供給電圧 …… 28
~~29~~　進相用コンデンサの運用 …… 28	30　進相用コンデンサの運用 …… 28
~~30~~　高　調　波 …… 28	31　高　調　波 …… 28

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~31~~ 電圧フリッカ・電圧変動 …… 30	32 電圧フリッカ・電圧変動 …… 30
~~32~~ 瞬時電圧低下 …… 30	33 瞬時電圧低下 …… 30
~~33~~ 電 圧 不 平 衡 …… 31	34 電 圧 不 平 衡 …… 31
~~34~~ 保護協調の目的 …… 31	35 保護協調の目的 …… 31
~~35~~ 保護装置の設置 …… 31	36 保護装置の設置 …… 31
~~36~~ 保護装置の設置場所 …… 32	37 保護装置の設置場所 …… 32
~~37~~ 保護リレーの設置相数 …… 32	38 保護リレーの設置相数 …… 32
~~38~~ 遮 断 箇 所 …… 32	39 遮 断 箇 所 …… 32
~~39~~ 再 閉 路 方 式 …… 32	40 再 閉 路 方 式 …… 32
~~40~~ 連絡体制及び系統連系上必要な情報 …… 32	41 連絡体制及び系統連系上必要な情報 …… 32

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件	**Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件**
発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。	発電者の発電設備等を当社の系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。なお，需要者が発電設備等を当社の供給設備に電気的に接続して使用する場合，もしくは事業場所内の発電設備等を系統に連系する場合は，逆潮流の有無に係らず，本要件を適用していただきます。
７　高　　調　　波 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「~~30~~　高調波」に準じた対策を実施していただきます。	**７　高　　調　　波** 逆変換装置（二次励磁発電機の系統側変換装置を含みます。）を用いた発電設備等を設置する場合は，逆変換装置本体（フィルターを含みます。）の高調波流出電流を総合電流歪率５％，各次電流歪率３％以下としていただきます。また，その他の高調波発生機器を用いた電気設備を設置する場合には，「31　高調波」に準じた対策を実施していただきます。
８　需給バランス制約による発電出力の抑制 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で発電出力（自家消費分を除くことも可）の~~制限をかけられる~~機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。	**８　需給バランス制約による発電設備等の出力の抑制** 逆潮流のある発電設備等のうち，太陽光発電設備及び風力発電設備ならびに蓄電池には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により0%から100%の範囲（1%刻み）で出力（自家消費分を除くことも可）の抑制ができる機能を有する逆変換装置やその他必要な設備を設置する等の対策を実施していただきます。なお，ウィンドファームとしての運用がない風力発電所やウィンドファームコントローラーがない風力発電所については，技術的制約を踏まえ個別協議とさせていただきます。 逆潮流のある火力発電設備及びバイオマス発電設備（ただし，再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法施行規則〔平成24年経済産業省令第46号〕に定める地域資源バイオマス発電設備であって，燃料貯蔵や技術に由来する制約等により出力の抑制が困難なものを除く）は，発電出力を技術的に合理的な範囲で最大限抑制し，多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備していただきます。なお，停止による対応も可能とします。また，自家消費を主な目的とした発電設備等については，個別の事情を踏まえ対策の内容を協議させていただきます。
	９　送電容量制約による発電設備等の出力の抑制 逆潮流のある発電設備等には，当社の求めに応じて，当社からの遠隔制御により，送電容量制約による出力の抑制ができる機能を有する装置やその他必要な装置を設置する等の対策を行うものとしま

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
	す。
~~9~~　不要解列の防止	**10　不要解列の防止**
(1) 保　護　協　調	(1) 保　護　協　調
発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方に基づき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「~~34~~　保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。	発電設備等の故障または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化，系統運用の安定・公衆保安の確保などを行なうために，次の考え方に基づき保護協調を図っていただきます。なお，構内設備の故障に対しては，「35　保護協調の目的」に準じた対策を実施していただきます。
イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。	イ　発電設備等の異常及び故障に対しては，この影響を連系する系統へ波及させないために，発電設備等を当該系統から解列すること。
ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。	ロ　連系する系統に事故が発生した場合は，原則として当該系統から発電設備等を解列すること。ただし，再閉路方式によっては，解列が不要な場合もある。
ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。	ハ　上位系統事故，連系する系統の事故などにより当該系統の電源が喪失した場合であって単独運転が認められない場合には，発電設備等が解列し単独運転が生じないこと。
ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。	ニ　連系する系統における事故後再閉路時に，原則として発電設備等が当該系統から解列されていること。
ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。	ホ　連系する系統以外の事故時には，原則として発電設備等は解列しないこと。
ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限でおこなうこと。	ヘ　連系する系統から発電設備等が解列する場合には，逆電力リレー，不足電力リレー等による解列を，自動再閉路時間より短い時限かつ過渡的な電力変動による当該発電設備等の不要な遮断を回避できる時限でおこなうこと。
ト　当社の保護リレーと協調が必要な場合は，当社の保護リレー方式や整定と協調を図ること。	ト　当社の保護リレーと協調が必要な場合は，当社の保護リレー方式や整定と協調を図ること。
チ　連系する系統との保護協調を考慮し，当社設備と同等の遮断時間とすること。	チ　連系する系統との保護協調を考慮し，当社設備と同等の遮断時間とすること。
(2)　（略）	(2)　（略）
(3)　（略）	(3)　（略）
~~10~~　保護装置の設置	**11　保護装置の設置**
(1)　（略）	(1)　（略）
(2)　（略）	(2)　（略）
(3) 単独運転防止対策	(3) 単独運転防止対策
イ　逆潮流がある場合	イ　逆潮流がある場合

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40％程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧及び位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。	適正な電圧・周波数を逸脱した単独運転を防止するため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーまたは転送遮断装置を設置していただきます。また，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーは，単独運転状態になった場合に系統電圧が定格電圧の40％程度まで低下したとしても周波数を検出可能なものとしていただきます。なお，上記特性を有しないときは，単独運転状態になった場合に系統等に影響を与えるまでに低下した系統電圧を検出可能な不足電圧リレーと組み合わせて補完しながら使用していただきます。なお，必要により周波数上昇リレー及び周波数低下リレーに加えて転送遮断装置を設置していただく場合があります。 また，単独系統を復旧（本系統へ再並列）するにあたり，系統電源と当該発電設備等の周波数，電圧及び位相差が合致しない場合には，当社からの指令を受け，当該発電設備等を速やかに単独系統から解列していただきます。
ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。 また，22kV 以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　~~12~~　保護装置の設置」に準じていただきます。	ロ　逆潮流がない場合 単独運転防止のため，周波数上昇リレー及び周波数低下リレーを設置していただきます。ただし，発電設備等の出力容量が系統の負荷と均衡する場合であって，周波数上昇リレーまたは周波数低下リレーにより検出・保護できないおそれがあるときは，逆電力リレーを設置していただきます。 また，22kV 以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　13　保護装置の設置」に準じていただきます。
(4)　（略） (5) 構内設備事故対策 構内設備事故対策として「~~35~~　保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。 (6)　（略）	(4)　（略） (5) 構内設備事故対策 構内設備事故対策として「36　保護装置の設置」に準じた対策を実施していただきます。 (6)　（略）
~~11~~　再 閉 路 方 式 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。	**12　再 閉 路 方 式** 自動再閉路を実施している送電線へ連系する場合で，自動再閉路方式を採用する場合は，連系送電線の再閉路方式と協調を図っていただき，必要な設備を設置していただきます。
~~12~~　保護装置の設置場所 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。	**13　保護装置の設置場所** 保護リレーは，受電地点または故障の検出が可能な場所に設置していただきます。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~13~~ **解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略） また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。	14 **解　列　箇　所** 保護装置が動作した場合の解列箇所は，原則として，系統から発電設備等を解列することができる次のいずれかの箇所としていただきます。なお，当社から解列箇所を指定させていただく場合があります。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略） また，解列にあたっては，発電設備等を電路から機械的に切り離すことができ，かつ，電気的にも完全な絶縁状態を保持しなければならないため，原則として，半導体のみで構成された電子スイッチを遮断装置として適用することはできません。
~~14~~ **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略）	15 **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりとしていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略）
~~15~~ **自動負荷制限・発電抑制** (1)　（略） (2)　（略）	16 **自動負荷制限・発電抑制** (1)　（略） (2)　（略）
~~16~~ **線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1) 逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。	17 **線路無電圧確認装置の設置** 発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置が設置されていない場合には，再閉路時の事故防止のために，発電設備等を連系する変電所の引出口に線路無電圧確認装置を設置いたします。ただし，次のいずれかを満たす場合は，線路無電圧確認装置を省略できるものといたします。 (1) 逆潮流が無い場合であって，電力系統との連系に係る保護リレー，計器用変流器，計器用変圧器，遮断器及び制御用電源配線が，相互予備となるように２系列化されているとき。ただし，次のいずれかにより簡素化を図ることができる。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
イ　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 また，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　~~15~~　線路無電圧確認装置の設置」に準じていただきます。	イ　２系列の保護リレーのうちの１系列は，不足電力リレーのみとすることができる。 ロ　計器用変流器は，不足電力リレーを計器用変流器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 ハ　計器用変圧器は，不足電圧リレーを計器用変圧器の末端に配置する場合，１系列目と２系列目を兼用できる。 また，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　16　線路無電圧確認装置の設置」に準じていただきます。
~~17~~　発電機運転制御装置の付加 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略）	**18　発電機運転制御装置の付加** (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略）
~~18~~　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施 中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略）	**19　中性点接地装置の付加と電磁誘導障害防止対策の実施** 中性点の接地が必要な場合は，昇圧変圧器の中性点に接地装置を設置していただきます。また，中性点接地装置の設置により，当社の系統において電磁誘導障害防止対策及び地中ケーブルの防護対策の強化等が必要となった場合には，適切な対策を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略）
~~19~~　直流流出防止変圧器の設置 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　（略） (2)　（略） なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。	**20　直流流出防止変圧器の設置** 逆変換装置を用いて発電設備等を連系する場合は，逆変換装置から直流が系統へ流出することを防止するために，受電地点と逆変換装置との間に変圧器（単巻変圧器を除きます。）を設置していただきます。 ただし，次のすべての条件に適合する場合は，変圧器の設置を省略することができます。 (1)　（略） (2)　（略） なお，設置する変圧器は，直流流出防止専用である必要はありません。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
20 電　圧　変　動	21 電　圧　変　動
(1) 常時電圧変動対策	(1) 常時電圧変動対策
発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。	発電設備等の連系による電圧変動は，常時電圧の概ね±１～２％以内を適正値とし，この範囲を逸脱しないよう，自動電圧調整装置（ＡＶＲ）の設置等により，自動的に電圧を調整していただきます。
ただし，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　18　電圧変動」に準じていただきます。	ただし，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件　19　電圧変動」に準じていただきます。
(2) 瞬時電圧変動対策	(2) 瞬時電圧変動対策
発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。	発電設備等の並解列時において，瞬時的に発生する電圧変動に対しても，常時電圧の±２％を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制していただきます。
また，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件 18 電圧変動」に準じていただきます。	また，22kV以下の特別高圧配電線路のうち配電線扱いの電線路に発電設備等を連系する場合には，「系統連系技術要件（高圧版）Ⅱ発電設備等の接続に必要な技術要件 19 電圧変動」に準じていただきます。
イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。	イ　同期発電機を用いる場合は，制動巻線付きのもの（制動巻線を有しているものと同等以上の乱調防止効果を有する制動巻線付きでない同期発電機を含みます。）とするとともに自動同期検定装置を設置すること。
ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。	ロ　二次励磁制御巻線型誘導発電機を用いる場合には，自動同期検定機能を有するものを用いること。
ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２％程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。	ハ　誘導発電機を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が常時電圧から±２％程度を超えて逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，同期発電機を用いる等の対策をすること。
ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。	ニ　自励式の逆変換装置を用いる場合は，自動的に同期が取れる機能を有するものを用いること。
ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。	ホ　他励式の逆変換装置を用いる場合で，並列時の瞬時電圧低下により系統の電圧が適正値（常時電圧の２％を目安とします。）を逸脱するおそれがあるときは，限流リアクトル等を設置すること。なお，これにより対応できない場合には，自励式の逆変換装置を用いること。
ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。	ヘ　発電設備等の出力変動や頻繁な並解列による電圧変動により他者に電圧フリッカ等の影響を及ぼすおそれがあるとき，適正値を逸脱するおそれがあるときには，次に示す電圧変動の抑制や並解列の頻度を低減する対策を行なうこと。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。	(ｲ) 風力発電設備等の頻繁な並解列により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，静止型無効電力補償装置（SVC）の設置やサイリスタ等によるソフトスタート機能を有する装置を用いること。
(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCなどを設置すること。	(ﾛ) 風力発電設備等の出力変動により電圧フリッカが適正値を逸脱するおそれがあるときには，SVCなどを設置すること。
［対策要否の判定基準例］	［対策要否の判定基準例］
受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は，0.23V以下）に維持する。	受電点における電圧フリッカレベル（ΔV10）を0.45V以下（当該設備のみの場合は，0.23V以下）に維持する。
(3) （略）	(3) （略）
~~21~~ **出力変動対策**	22 **出力変動対策**
再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。	再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって，出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは，出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。
(1) （略）	(1) （略）
(2) （略）	(2) （略）
~~22~~ **短絡・地絡電流対策**	23 **短絡・地絡電流対策**
発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。	発電設備等の連系により系統の短絡・地絡電流が他者の遮断器の遮断容量等を上回るおそれがある場合は，短絡・地絡電流を制限する装置（限流リアクトル等）を設置していただきます。
これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。	これにより対応できない場合には，短絡容量対策について個別に検討・協議させていただきます。
~~23~~ **発電機定数・諸元**	24 **発電機定数・諸元**
連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。	連系系統，電圧階級によっては，発電機の安定運転対策や短絡・地絡電流抑制対策，慣性低下対策等の面から，発電機定数を当社から指定させていただく場合があります。
また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。	また，当社の求めに応じて，次の諸元を提出していただきます。

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）

電源種	設備	諸元
共通	発電プラント	定格容量，定格出力，台数，定格電圧
		最低出力
		所内負荷（定格，最低）
		力率（定格，運転可能範囲）

現（令和５年４月１日実施）		新（令和５年 12 月 27 日実施）	
	運転可能周波数の範囲，運転継続時間		運転可能周波数の範囲，運転継続時間
	単線結線図，系統並解列箇所		単線結線図，系統並解列箇所
	発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）		発電プラントモデル（原動機の種類，発電機の種類）
	電気所監視制御方式		電気所監視制御方式
構内設備	自家消費電力の最大値，最小値	構内設備	自家消費電力の最大値，最小値
	総合負荷力率		総合負荷力率
	電動機容量（高圧・低圧）		電動機容量（高圧・低圧）
	電灯容量		電灯容量
	高調波発生機器と高調波対策資料		高調波発生機器と高調波対策資料
	電圧フリッカの発生源と対策設備資料		電圧フリッカの発生源と対策設備資料
受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）	受電用変圧器，連系用変圧器	定格（定格容量，定格電圧）
	インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）		インピーダンス（タップ電圧毎，変圧器定格容量ベース）
	励磁特性曲線		励磁特性曲線
	制御方式，整定値		制御方式，整定値
調相設備	定格容量，台数	調相設備	定格容量，台数
	制御方式，整定値		制御方式，整定値
アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス	アクセス線・構内線路	インピーダンス，アドミタンス
遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）	遮断器	定格（遮断電流，遮断時間）
	自動同期検定装置の有無		自動同期検定装置の有無
保護装置	設置要素	保護装置	設置要素
	仕様		仕様
	設置場所		設置場所
	設置相数		設置相数
	解列箇所		解列箇所
	整定範囲		整定範囲
	整定値		整定値
	CT比，VT比		CT比，VT比

現（令和５年４月１日実施）			新（令和５年 12 月 27 日実施）		
		シーケンスブロック			シーケンスブロック
		送電線再閉路方式			送電線再閉路方式
	記録	電気現象記録装置		記録	電気現象記録装置
誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス	誘導機	発電プラント	拘束リアクタンス
		限流リアクトル容量			限流リアクトル容量
		限時リアクトルインピーダンス			限時リアクトルインピーダンス
		慣性定数			慣性定数
		定格すべり			定格すべり
		等価回路定数			等価回路定数
同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）	同期機	発電プラント	各種内部リアクタンス（飽和値，不飽和値）
		各種短絡時定数・開路時定数			各種短絡時定数・開路時定数
		慣性定数（発電機＋タービン）			慣性定数（発電機＋タービン）
		制動巻線の有無			制動巻線の有無
		飽和特性			飽和特性
		可能出力曲線			可能出力曲線
		発電機軸モデル			発電機軸モデル
		発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）			発電機プラントモデル，モデル構築に必要なプラント，制御系の各種定数（ボイラ，タービン，水車等）
		並解列所要時間（平常時，事故時）			並解列所要時間（平常時，事故時）
	制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）		制御装置	ガバナ系ブロック（調定率，GF幅，CV，ICVモデルを含む）
		LFC・発電機出力制御ブロック			LFC・発電機出力制御ブロック
		EDC変化速度（出力毎）			EDC変化速度（出力毎）
		LFC幅・変化速度（出力毎）			LFC幅・変化速度（出力毎）
		出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）			出力キープタイム（出力毎，上げ下げ）
		励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）			励磁装置の形式（直流・交流・サイリスタ・他） 応答速度（超速応励磁か否か）

現（令和５年４月１日実施）			新（令和５年 12 月 27 日実施）		
		励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）			励磁系ブロック（AVR，PSS，PSVR）
		FRT要件の適用有無			FRT要件の適用有無
		過励磁保護59V/Fブロック			過励磁保護59V/Fブロック
		OEL，UELブロック			OEL，UELブロック
水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間	水力	発電プラント制御装置	揚水待機・開始所要時間
		上ダム・下ダム運用可能水位			上ダム・下ダム運用可能水位
		電水比（kW/(m^3/s)）			電水比（kW/(m^3/s)）
逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式	逆変換装置	発電プラント制御装置	メーカ，型式
		単独運転検出方式，整定値			単独運転検出方式，整定値
		逆変換装置の容量			逆変換装置の容量
		通電電流制限値			通電電流制限値
		系統事故時の力率制御時間			系統事故時の力率制御時間
		三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）			三相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）			一，二相事故時の事故電流（大きさ，供給時間）
		FRT要件の適用有無			FRT要件の適用有無
		無効電力制御方式，整定値			無効電力制御方式，整定値
		慣性力供給能力			慣性力供給能力
風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲	風力	発電プラント制御装置	周波数調定率設定可能範囲，不感帯設定可能範囲
		発電機の出力特性			発電機の出力特性
		出力変動対策の方法			出力変動対策の方法
		蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無			蓄電池，ウィンドファームコントローラの有無
蓄電池	発電プラント	蓄電容量	蓄電池	発電プラント	蓄電容量
二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス	二次励磁機	発電プラント	拘束リアクタンス
なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。			なお，必要に応じて，記載されていない諸元等，最新の諸元等を提供していただくことがあります。		

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~24~~ **昇圧用変圧器** 連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。	25 **昇圧用変圧器** 連系系統や電圧階級によっては，短絡・地絡電流抑制対策，安定度維持対策，送電線保護リレー協調などの面から，昇圧用変圧器のインピーダンス等を当社から指定させていただく場合があります。また，無電圧タップ切替器の仕様（タップ数，電圧値，調整幅等）などを指定させていただく場合があります。
~~25~~ **連　絡　体　制** (1)　（略） (2)　（略）	26 **連　絡　体　制** (1)　（略） (2)　（略）
~~26~~ **電気現象記録装置** 発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社の給電指令所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。	27 **電気現象記録装置** 発電設備等の挙動等を正確に把握するため，短い周期で時刻同期のとれた電圧，電流，電力などの計測値を連続的に記録し，当社の給電指令所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置，高調波監視記録装置等含む）を設置していただくことがあります。
~~27~~ **サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略）	28 **サイバーセキュリティ対策** 事業用電気工作物（発電事業の用に供するものに限ります。）は，電気事業法に基づき，「電力制御システムセキュリティガイドライン」に準拠した対策を講じていただきます。 上記以外の発電設備等については，サイバー攻撃による発電設備等の異常動作を防止し，または発電設備等がサイバー攻撃を受けた場合に速やかな異常の除去，影響範囲の局限化などを行うために次のとおり，適切なサイバーセキュリティ対策を講じていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略）
Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。	**Ⅲ　需要設備の接続に必要な技術要件** 需要者の需要設備を当社の電力系統に連系する場合，もしくは事業場所内の需要設備を系統に連系する場合は，電気設備に関する技術基準に加え，以下の項目について遵守していただきます。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
なお，電気方式につきましては，「Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。	なお，電気方式につきましては，「Ⅱ　発電設備等の接続に必要な技術要件」に準拠していただきます。
~~28~~　**供　給　電　圧** 当社変電所の母線電圧は，系統全体の電圧が良好となるよう調整していますが，個々の需要者への供給電圧は，送電線の負荷電流の大小などによって変動し，かつ，需要者の負荷設備に起因する電圧変動が加わります。これらにより，問題が生じるおそれがある場合は，負荷時タップ切換変圧器または負荷時電圧調整器を需要者において設置していただきます。	29　**供　給　電　圧** 当社変電所の母線電圧は，系統全体の電圧が良好となるよう調整していますが，個々の需要者への供給電圧は，送電線の負荷電流の大小などによって変動し，かつ，需要者の負荷設備に起因する電圧変動が加わります。これらにより，問題が生じるおそれがある場合は，負荷時タップ切換変圧器または負荷時電圧調整器を需要者において設置していただきます。
~~29~~　**進相用コンデンサの運用** 力率改善用コンデンサの設置・運用については，以下のとおりといたします。 (1)　（略） (2)　（略）	30　**進相用コンデンサの運用** 力率改善用コンデンサの設置・運用については，以下のとおりといたします。 (1)　（略） (2)　（略）
~~30~~　**高　　調　　波** 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略）	31　**高　　調　　波** 高調波発生機器を用いた電気設備を使用することにより，系統に高調波電流を流出する場合は，その高調波電流を抑制するため，次の要件にしたがっていただきます。 (1)　（略） (2)　（略） (3)　（略） (4)　（略）
~~31~~　**電圧フリッカ・電圧変動** 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。	32　**電圧フリッカ・電圧変動** 電気アークを使用する電気炉などの特殊負荷，周期的な変動負荷，大型モータのように始動時に大きな電流を必要とする負荷など，系統内の電圧に擾乱を与え他の需要者に支障を及ぼすおそれがある場合は，負荷に応じた抑制装置（フリッカ補償装置，バッファリアクトル，無効電力補償装置など）を，需要者において設置していただきます。
~~32~~　**瞬時電圧低下** 系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避け	33　**瞬時電圧低下** 系統に落雷などにより事故が発生した場合，事故点を保護リレーで検出し，それを系統から切り離すまでの間，事故点を中心に瞬時的に電圧が低下することがあります。こうした瞬時電圧低下は避け

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
ることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。	ることができないため，これにより影響を受ける場合は，需要者において，負荷制御方法の改善・無停電電源装置の設置・瞬時電圧補償装置など，使用する機器に最も適した対策を講じていただきます。
~~33~~ **電 圧 不 平 衡** 負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。	34 **電 圧 不 平 衡** 負荷の特性によって，各相間の負荷が著しく平衡を欠く場合には，他の需要者に支障を及ぼすことがないように，需要者で必要な対策を実施していただきます。
~~34~~ **保護協調の目的** 需要者の電気設備の事故または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うためにつぎの考えに基づき保護協調を実施していただきます。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略)	35 **保護協調の目的** 需要者の電気設備の事故または系統の事故時に，事故の除去，事故範囲の局限化等を行うためにつぎの考えに基づき保護協調を実施していただきます。 (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略)
~~35~~ **保護装置の設置** (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略)	36 **保護装置の設置** (1)　(略) (2)　(略) (3)　(略)
~~36~~ **保護装置の設置場所** 保護リレーは，供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。	37 **保護装置の設置場所** 保護リレーは，供給地点または事故の検出が可能な場所に設置していただきます。
~~37~~ **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。 (1)　(略) (2)　(略)	38 **保護リレーの設置相数** 保護リレーの設置相数は次のとおりといたします。 (1)　(略) (2)　(略)
~~38~~ **遮　断　箇　所** 遮断箇所は，原則として連系用遮断器といたします。	39 **遮　断　箇　所** 遮断箇所は，原則として連系用遮断器といたします。

現（令和５年４月１日実施）	新（令和５年 12 月 27 日実施）
~~39~~　**再 閉 路 方 式** 架空送電線で，再閉路方式を採用する場合は，当社系統と協調した再閉路方式を適用していただきます。 ~~40~~　**連絡体制及び系統連系上必要な情報** (1)　（略） (2)　（略）	40　**再 閉 路 方 式** 架空送電線で，再閉路方式を採用する場合は，当社系統と協調した再閉路方式を適用していただきます。 41　**連絡体制及び系統連系上必要な情報** (1)　（略） (2)　（略）

以　上

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第32回　再エネ大量導入小委
（2021.5.12）

再給電の費用の負担のあり方について（電取委における検討結

- **既存の類似制度**及び**将来のゾーン制・ノーダル制との整合性**や、**価格シグナルにより効率的な電源投資を促進**するという観点からは、**案②の考え方（混雑エリアの発電事業者が負担）が合理的**と考えられる。（これまでの起因者負担・受益者負担の考え方からは、案②が整合的）
- 他方で、以下のように、案②の導入に必要と考えられる課金システムの費用等を考慮すると、**社会全体の費用が多額**となり、**案②の導入は費用対効果の面で適当でない**可能性が高い。
- したがって、**案②の導入は見送り**、**案③（一般負担：託送料金で回収）**とすることが適当。

案③が適当と考えられる理由

- ✓ 下表の通り、再給電の実施期間を１０年程度とした場合、１０年間の再給電の費用に比べて課金システムの開発に要する費用の方が大きい可能性が高いこと。（再給電は、ノーダル制・ゾーン制といった市場主導型への移行を見据えた措置）
- ✓ 課金をシステム化せず手動で対応することを前提に案②を導入する方法も考えられるが、混雑頻度が増加した場合に課金の正確性を担保できなくなるおそれがあること。
- ✓ 案③とした場合は、課金システム等が不要であること。

再給電の費用の見通しと、案②の導入に必要な課金システム費用の見積り額の比較（全国計）

	2027年度（単年）	10年間（2022～31年度）
再給電の費用	約1.5億円 ※値差2円の場合	左記の10倍 → 約15億円 左記の50倍 → 約75億円
課金システムの費用	約68億円～	

12 4411

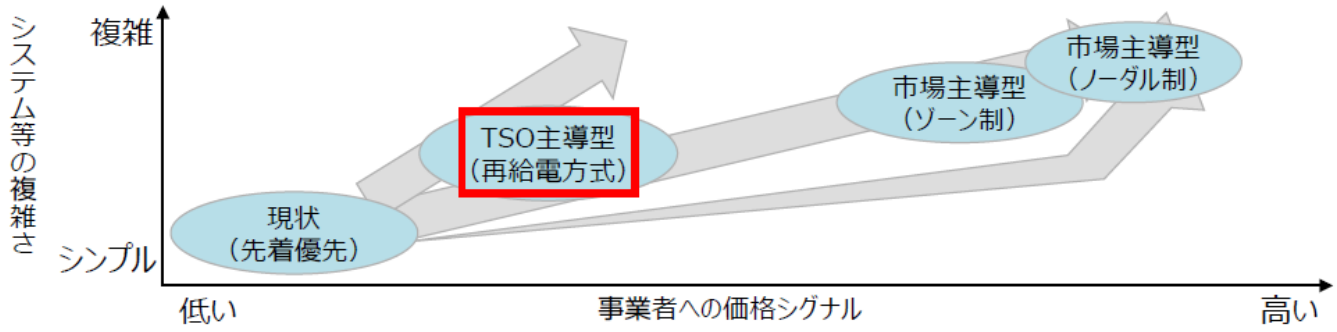
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第37回　再エネ大量導入小委
（2021.11.30）

2．再エネ大量導入のための混雑管理の在り方

- 送電線の容量制約により、接続されている全ての電源の発電量を流せない場合、現行のルールは、**後から接続したものを先に制御**することとなっている（**先着優先**）。
- 先着優先の考え方の下では、ノンファーム型接続をした再エネより、従前から接続されている石炭火力等の発電が優先される。このため、本小委員会に加えて、電力広域機関や電力・ガス取引監視等委員会で各課題が議論され、**送電線混雑時に、CO2排出が少なく、限界費用が安い再エネの発電が、石炭火力等より優先されるように、系統利用ルールの見直しを進めてきた（再給電方式）**。
- 市場を活用する新たな仕組み（**市場主導型：ゾーン制やノーダル制**）への将来的な移行を見据えながら、当面は、S＋3Eの観点から、CO2対策費用、起動費、系統安定化費用といったコストや、運用の容易さを踏まえ、**送配電事業者の指令により電源の出力を制御する再給電方式の導入に向けて検討してきた**。

＜系統利用ルール＞



16

4412

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第37回　再エネ大量導入小委
（2021.11.30）

（２）課題①：出力制御順

- 再給電方式においては、ファーム型接続適用の非FIT電源である火力等について、当面経過措置を設定しない方針とした。このため系統混雑時には、**ファーム型・ノンファーム型を問わず、火力等はまず最初に出力制御される**。
- また、需給バランス維持のための出力制御ルールと同様、ノンファーム型接続適用の非化石電源の中では、当面は**バイオマス電源を制御した上で、自然変動電源を出力制御**することとした。
- その他のノンファーム型接続適用の非化石電源（※）は、上記の非化石電源を全て出力制御した上で、なお混雑解消に必要な場合に限り、出力制御されることとなる。

※地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源（原子力、地熱、 水力（揚水式を除く））

【再給電方式（一定の順序）による出力制御のルール】

1. 一般送配電事業者があらかじめ確保する**調整力（火力等）（電源Ⅰ）**及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる**火力発電等（電源Ⅱ）**の出力制御、**揚水式発電機の揚水運転**及び需給バランス改善用の**電力貯蔵装置の充電**
2. 一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない**火力発電等（電源Ⅲ）**の出力制御
3. **ノンファームバイオマス（専焼バイオマス、地域資源バイオマス（出力制御が困難なものを除く））電源**の出力制御
4. **ノンファーム自然変動電源（太陽光・風力）**の出力制御
5. **その他のノンファーム電源（※）**の出力制御

※地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源（原子力、地熱、水力（揚水式を除く））

- **S＋3Eを大前提に、例えば、以下の場合においては、一定の順序以外の方法で出力制御できるものとしてはどうか。**

・混雑解消に効果の低い電源を先に制御する場合（例：ループ系統の場合）
・安定供給に支障が生じる可能性がある場合

25

4413

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第37回　再エネ大量導入小委
（2021.11.30）

（２）課題③：出力制御対象

- 電力系統は、送電系統（特別高圧）と配電系統（高圧、低圧）に大別され、特別高圧は基幹系統とローカル系統に分けられる。再給電方式（一定の順序）においては、基幹系統で混雑が発生した場合に、一定の順序に基づき出力制御される。
- 現行の中給システム*1においては、配電系統のシステムとデータ連携がされていないことを鑑みて、**再給電方式（一定の順序）において、配電系統に接続される電源を出力制御対象とする場合にはシステム対応に膨大な時間と費用を要する**ことが考えられる。
  *1 エリアによっては、特別高圧に接続される電源とデータ連携できない場合も一部存在する。
- 2023年中に再給電方式（一定の順序）を開始できるようにするため、**2023年の開始時においては、中給システムでデータ連携している基幹系統、ローカル系統に接続される電源を原則、出力制御対象**とし、系統混雑の頻度や量の見通しなどに変化があれば、改めて出力制御対象の拡大を検討することとしてはどうか。

＜電源種ごとの連系電圧のイメージ＞

	電圧階級	連系電圧	接続される電源の規模	接続電源
送電系統	特別高圧（7000V～）　基幹系統※	50万, 27.5万, 22万V 18.7万, 13.2万V	50万kW超	原子力、火力、洋上風力、水力、陸上風力、地熱、バイオマス、太陽光
	特別高圧（7000V～）　ローカル系統	15.4万, 11万, 10万V	5万kW～100万kW程度	火力、洋上風力、水力、陸上風力、地熱、バイオマス、太陽光
		7.7万, 6.6万V	2,000kW～5万kW程度	洋上風力、水力、陸上風力、地熱、バイオマス、太陽光
		3.3万, 2.2万V	2,000kW～1万kW程度	洋上風力、水力、陸上風力、地熱、バイオマス、太陽光
配電系統	高圧（600V～7,000V以下）	6600V	50kW～2,000kW未満	電源種ごとに適地が異なるため、配電では同種の電源が集中しやすい傾向
	低圧（600V以下）	200, 100V	50kW未満	

（出所）第1回 地内系統の混雑管理に関する勉強会 資料1（2020年7月27日）

※各エリア上位２電圧（沖縄のみ1電圧（13.2万V）、北海道は50万Vなし（27.5万、18.7万））

4414

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第41回 再エネ大量導入小委
（2022.4.26）

（１）再給電方式（一定の順序）の開始に向けた論点

- **再給電方式（調整電源の活用）**の2022年中の開始に向けては、2022年1月25日に各一般送配電事業者及び電力広域機関より周知、広報を始めた。更に各一般送配電事業者においては、**本方式の開始に向けて準備を進めている**。
- 他方、2023年中までに開始することを目指して検討を進めている**再給電方式（一定の順序）**においては、非調整電源を制御対象とすることから、①運用、②精算、③情報公開、④スケジュールに関して整理すべき論点が多く存在する。**本日は、以下の中から残された論点について御議論いただきたい**。

＜再給電方式（一定の順序）の開始に向けた論点＞

大項目	小項目	論点	検討の場
①運用	制御順	系統制御による出力制御	本小委員会（第37回・21/11/30）
		需給制約と系統制約による出力制御の同時発生	**本日（論点１－ａ）**
		暫定ノンファーム型接続	**本日（論点１－ｂ）**
	制御方法	同一順序内のノンファーム型接続	本小委員会（第37回・21/11/30）
	制御対象	電圧階級※	本小委員会（第37回・21/11/30）
		N-1電制遮断対象電源	**本日（論点１－ｃ）**
②精算	精算単位	**BGから地点単位への計画提出・精算単位の変更**	**本日（論点２）**
	精算単価	電源Ⅲの単価	制度設計専門会合（第62回・21/6/29）
		ノンファーム型接続の単価	次回以降
③情報公開	事前公表	**再エネの出力制御見通し**	**本日（論点３）**
	検証方法	制御時の検証（一定の順序以外での制御時など）	次回以降
④スケジュール		**再給電方式（一定の順序）の導入**	**本日（論点４）**

※系統混雑の見通しなどによって制御対象拡大を検討

40

4415

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第41回　再エネ大量導入小委
（2022.4.26）

論点１－ａ　制御順（需給制約と系統制約による制御の同時発生）　①運用

- 需給制約と系統制約による出力制御が同時に必要となる場合において、先着優先の下では、系統制約による出力制御を先に行うことと整理してきた。
- 再給電方式の下で、同様の場合のケーススタディを実施したところ、以下の結果を得た。
  - 需給制約と系統制約による出力制御のどちらを優先した場合でも、
    A) 再エネの出力制御量は変わらない
  - 需給制約による出力制御を先に行う場合、
    B) 系統制約による出力制御を先に行う場合に比べて、ファーム型接続適用電源が多く出力制御される
    C) 需給制約による出力制御に伴い、系統制約による出力制御量が変化する
    （混雑処理の実績や精算に課題）
- (A)の結果からは差がなかったが、(B)(C)の結果より、**<u>再給電方式の下でも、系統制約による出力制御を先に行うこととしてはどうか</u>**。

＜系統制約による出力制御ルール（再給電方式）＞

出力制御順

①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水式発電機の揚水運転、貯蔵装置の充電
②火力等(電源Ⅲ)の出力制御
③ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
④ノンファーム太陽光、風力の出力制御
⑤その他のノンファーム電源※の出力制御
※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源

2022年12月末までに開始
2023年中の開始を目指す

＜需給制約による出力制御ルール＞

出力制御順

①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用
②他地域への送電（連系線）
③バイオマスの出力制御
④太陽光、風力の出力制御
⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御
※出力制御が技術的に困難

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第41回　再エネ大量導入小委
（2022.4.26）

論点１－ｂ　制御順（暫定ノンファーム型接続）

①運用

- 東北北部エリア募集プロセスが行われている東北エリアでは、暫定ノンファーム型接続は、ノンファーム型接続に対して優先することとし、系統混雑時にはノンファーム型接続を先に出力制御を行うことと整理された。
- **再給電方式（一定の順序）においても、暫定ノンファーム型接続は、ノンファーム型接続に対して優先することとした上で、暫定ノンファーム型接続電源内での順位は、ノンファーム型接続適用電源内での順位と同様とすることとしてはどうか**。

＜系統制約による出力制御ルール（再給電方式）＞

出力制御順

①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水式発電機の揚水運転、電力貯蔵装置の充電
②火力等(電源Ⅲ)の出力制御
③ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
④ノンファーム太陽光、風力の出力制御
⑤その他のノンファーム電源※の出力制御
⑥暫定ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御
⑦暫定ノンファーム太陽光、風力の出力制御
⑧その他の暫定ノンファーム電源※の出力制御
※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源

2022年12月末までに開始

2023年中の開始を目指す

47 4417

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第41回　再エネ大量導入小委
（2022.4.26）

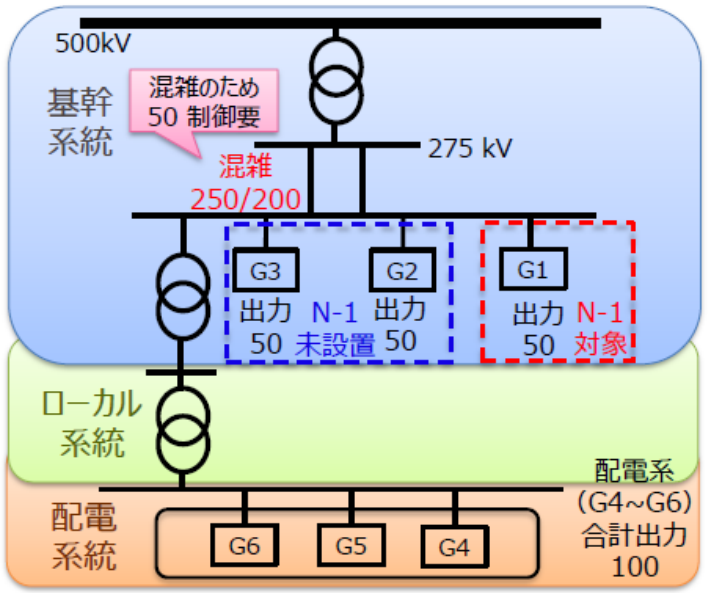
論点１－ｃ　制御対象（N-1電制遮断対象電源）

①運用

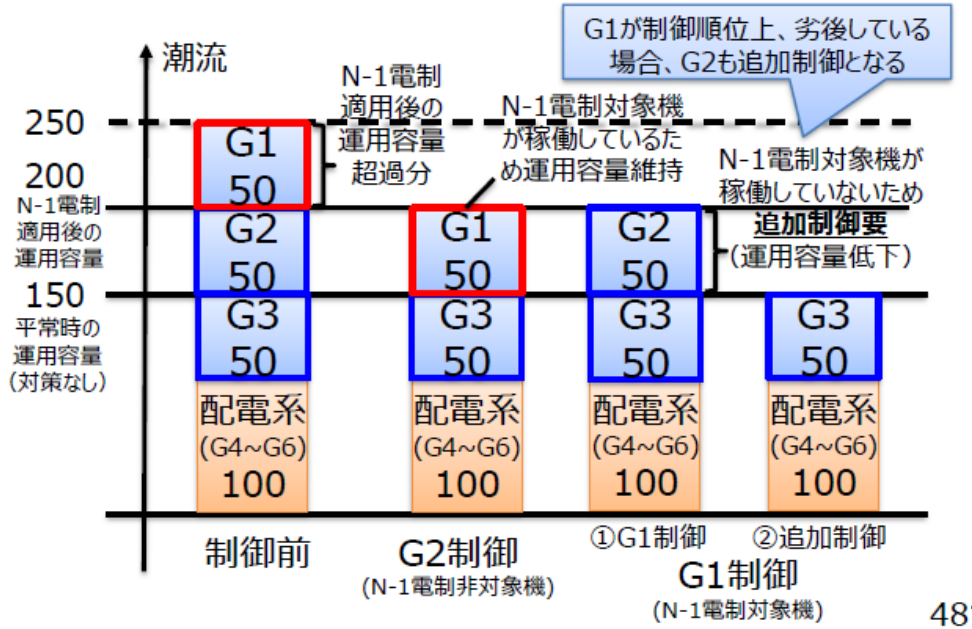
- 基幹系統に混雑が発生し、再給電方式によって**N-1電制遮断対象電源を制御すると運用容量が低下するため、追加制御を行うこととなる課題**がある。
- そのため、N-1電制遮断対象電源が制御され、運用容量が低下するような場合には、**出力制御を低減（追加制御回避）する観点から、N-1電制遮断対象電源を、再給電方式の制御対象外とすることとしてはどうか**。

※安定供給に支障が生じる可能性がある場合は、S+3Eを大前提に、出力制御できるものとする

＜系統図イメージ＞



＜電制遮断対象電源イメージ＞



48[4418]

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第41回　再エネ大量導入小委
（2022.4.26）

論点２　精算単位（BGから地点単位への計画提出・精算単位の変更）

②精算

- 現在の運用では、BGが提出する発電計画について、BG単位の合計値が正しければ、発電地点の計画値は正しく記載しなくてもインバランス料金精算上は問題ないとしている。再給電の運用を正しく行うためには、地点単位の情報を把握した上での運用が必要なため、**「BG単位（現行運用）」から「受電地点単位」で発電計画値を提出する必要がある**。

※系統制約以外の出力制御においては、これまでと同様に原則BG単位で給電指令時補給で精算

- 出力制御対象となる事業者は、再給電方式（一定の順序）の開始に向けて対応が必要となることから、**計画提出と精算単位のルール変更について、2022年6月下旬から順次、一般送配電事業者より、対象事業者に対して周知することとしてはどうか**。

※基本的には全ての発電事業者が変更に対応することが望ましいが、再給電方式（一定の順序）の開始時にどの電圧階級まで対応を求めるかはシステム面などを考慮して検討する必要がある

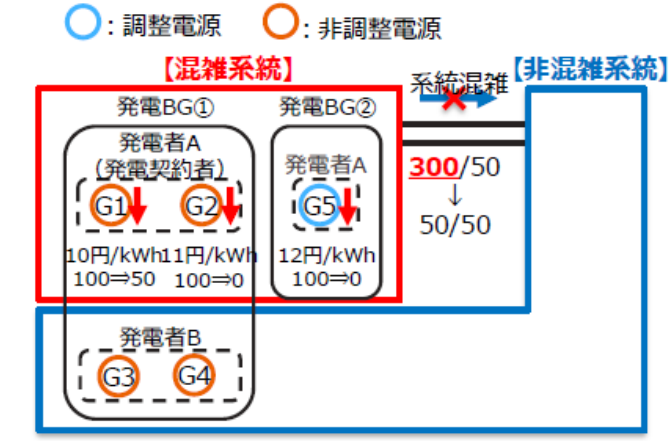
<精算内容>

（１）地点単位で正しい発電計画計上

	発電BG①	G1	G2	G3	G4
①発電計画	550	100	100	200	150
②発電実績	410	50	0	220	140
差分(②-①)	▲140	▲50	▲100	+10	
精算単価	—	10円	11円	インバランス単価	

（２）BG単位で正しい発電計画計上

	発電BG①	G1	G2	G3	G4
①発電計画	550	550	0	0	0
②発電実績	410	50	0	220	140
差分(②-①)	▲140	▲500	0	+360	
精算単価	—	10円	11円	インバランス単価	



※BGの発電計画をG1のみに計上した場合、再給電時に正しい精算額が算定できない

49 4419

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第41回　再エネ大量導入小委
（2022.4.26）

論点４　スケジュール（再給電方式（一定の順序）の導入）

④スケジュール

- 基幹系統利用ルールの見直しにおいて、**再給電方式（調整電源の活用）**については、**2022年12月を基本**としつつ、それより早くノンファーム型接続適用電源が系統連系できる可能性があるエリアについては、**順次開始**することとした。
- 他方、**再給電方式（一定の順序）**については、2023年中までに開始することを目指して検討を進めている中で、本日の論点含めて、多くの事項を考慮した上でシステムを構築する必要があるため、**2023年12月末までに開始することとしてはどうか**。
- また、開始に向けては、対象事業者に対して計画提出と精算単位のルール変更を周知する時期にあわせて、**2022年6月下旬から順次、各一般送配電事業者及び電力広域機関より周知、広報を始めることとしてはどうか**。

＜再給電方式（一定の順序）の導入に向けたスケジュール＞

	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度以降
【参考】 再給電方式 （調整電源の活用）	▼2022年1月25日に 周知、広報を開始	▼2022年12月末までに開始 再給電方式 （調整電源の活用）		
再給電方式 （一定の順序）		▼**2022年6月下旬から 順次、周知、広報を開始**	▼**2023年12月 末までに開始** 再給電方式 （一定の順序）	

52 4420

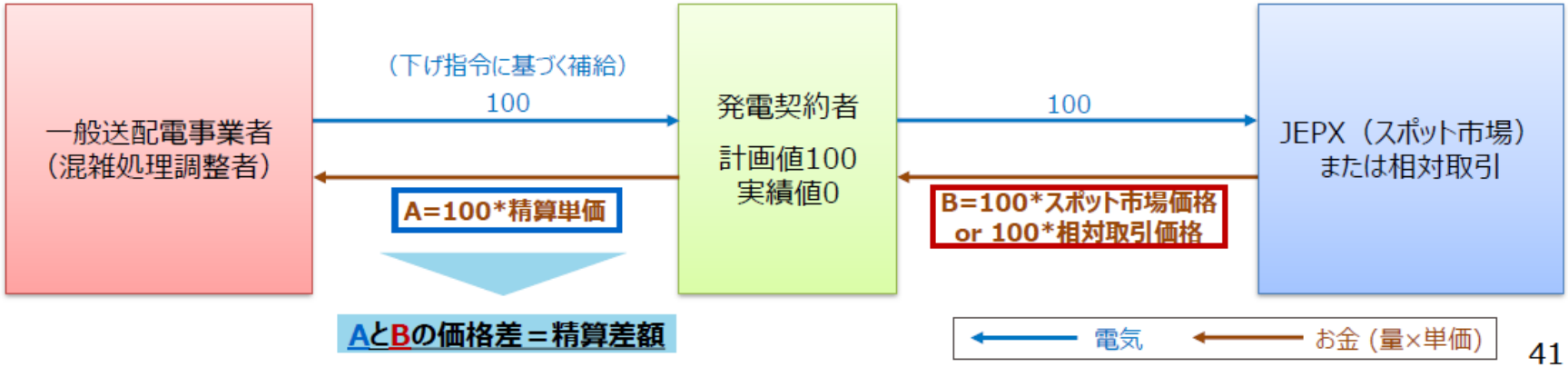
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第43回　再エネ大量導入小委
（2022.7.13）

論点①　ノンファーム型接続の精算単価

- 再給電方式においては、実需給段階で発電計画に基づく出力制御が一般送配電事業者によって行われる。このため、**実際には発電しない場合も、発電契約者は市場や取引相手の小売電気事業者から一定価格（約定価格、契約額）を受領する**。
- 出力制御により発電しなかった場合、発電契約者において、少なくとも燃料費等の現実には発生していない限界費用を受領する合理的な理由はない。このため、系統制約による出力制御が行われた場合、**ファーム型接続の火力・揚水等**は、あらかじめ契約等で定められた下げ調整対価等に基づき、**限界費用ベースで精算**がなされる。
  （ファーム型接続の再エネ等その他電源は、系統制約による出力制御を原則行わない。）
- **ノンファーム型接続の電源**においても、ファーム型接続の電源と同様、電源Ⅰ・Ⅱについては、下げ調整対価等に基づき、限界費用ベースで精算が行われる。他方、**電源Ⅲや太陽光・風力等については、新たに精算単価を定める必要**がある。

＜出力制御時の各事業者間の精算イメージ＞



41 4421

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第43回　再エネ大量導入小委
（2022.7.13）

論点①　ノンファーム型接続の精算単価（続き）

- 発電契約者の**相対取引単価**について、通常、**一般送配電事業者が把握することは困難**である。また、仮に価格の開示を求める仕組みを整備しようとすると、発電契約者と一般送配電事業者の協議や精算システムの構築等、**運用面での負担及び費用増加**が見込まれる。
- 一方、スポット市場価格を精算単価とする場合、相対取引において取引価格と精算差額が生じるものの、相対取引価格は一般に限界費用以外に固定費も含むことを踏まえれば、必ずしも不合理ではない。また、**一律に市場価格とすれば、運用面での負担及び費用が小さい**。
- このため、**ノンファーム型接続の電源の精算単価**については、**スポット市場価格を基本**とすることとしてはどうか。

  ※電力広域機関による2026年度の基幹系統の混雑見込みに関するシミュレーションにおいては、発生しうる混雑はすべて火力電源の出力制御で解消でき、精算差額の問題が生じる可能性は低いとされている。
- その上で、相対価格開示の必要性については、系統混雑の発生状況や市場主導型に向けた検討等を鑑みつつ、将来的に必要に応じて検討することとしてはどうか。
- また、ファーム・ノンファーム型接続で精算単価が異なる**電源Ⅲについては、ノンファーム型接続電源をプロラタ制御した後で、ファーム型接続電源を価格順に制御**することとしてはどうか。

＜出力制御時の精算単価・出力制御方法＞

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続	出力制御
電源Ⅰ・Ⅱ	調整単価 （限界費用ベース）	調整単価 （限界費用ベース）	価格順
電源Ⅲ	給電指令時補給単価 （限界費用ベース）	**給電指令時補給単価 （スポット市場価格）**	**ノンファーム（プロラタ） ⇒ファーム（価格順）**
バイオマス、太陽光・風力、長期固定	（原則、出力制御なし）	**給電指令時補給単価 （スポット市場価格）**	ノンファーム（プロラタ）

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第43回　再エネ大量導入小委
（2022.7.13）

（参考）ノンファーム型接続の精算単価に関する扱いの比較

- **相対取引価格がスポット市場価格より高価**であり、また**出力制御発生時、すなわち電力供給が十分な状況において、スポット市場価格が廉価**であった場合、精算差額は拡大するため、発電事業者には**相対取引価格を開示しないインセンティブが働く**。
- 一方、発電契約者が一般送配電事業者に相対取引価格を開示する義務は存在せず、**開示に向けては精算システムの構築等、運用面の負担及び費用増加**が見込まれる。

	全てスポット市場価格	相対取引価格を任意開示	相対取引価格を強制開示
発電事業者の精算差額	全ての相対取引で精算差額が発生 発生あり	非開示の相対取引で精算差額が発生	精算差額が発生せず 発生せず
発電事業者のコスト	対応なし 低コスト	要請に応じて任意開示	開示義務負担あり 高コスト
一般送配電事業者のコスト	比較的低コスト 低コスト	開示タイミングで価格を変更する必要あり	精算システムの構築等で高コスト 高コスト

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第46回　再エネ大量導入小委
（2022.11.15）

（１）制御対象・制御方法

- 基幹系統においては、S+3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を実施する再給電方式が行われる。一方、ローカル系統においては、第62回 広域系統整備委で検討が行われ、基幹系統と異なる特徴を有している点を踏まえ、ノンファーム型接続適用電源（以降ノンファーム電源）のみを制御対象とする一律制御を基本としつつ、国と広域機関で連携して更に検討していくこととされた。
- これを受けて、第45回 再エネ大量導入小委において、ローカル系統においても、調整電源（火力等）が接続する系統では、基幹系統と同様、S＋3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理を行うことが適切であり、引き続き混雑処理方法を検討することとした。
- そこで、基幹系統と比べて調整電源が少なく、再エネの接続が多いという固有の特徴を持つローカル系統においても、S＋3Eを考慮したメリットオーダーによる混雑処理方法として、本小委員会で決定した基幹系統の**再給電方式（一定の順序）と同様の出力制御順、出力制御方法で制御することを基本としてはどうか。**
- その上で、ノンファーム電源については、再給電方式による実需給断面での出力制御でなく、計画断面での計画値変更による出力制御を採用した上で、ローカル系統及び配電系統（ただし、低圧10kW未満除く）に接続する電源を制御対象とすることを基本としてはどうか。

【再給電方式（一定の順序）による出力制御ルール】

出力制御順	出力制御方法
① 調整電源の出力制御	メリットオーダー
② ノンファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	一律
③ ファーム型接続の一般送配電事業者からオンラインでの調整ができない電源の出力制御	メリットオーダー
④ ノンファーム型接続のバイオマス電源（専焼、地域資源（出力制御困難なものを除く））の出力制御	一律
⑤ ノンファーム型接続の自然変動電源（太陽光、風力）の出力制御	一律
⑥ ノンファーム型接続の地域資源バイオマス電源（出力制御困難なもの）及び長期固定電源の出力制御	一律

（出所）広域機関：2023年12月再給電方式（一定の順序）の導入について（2022年7月29日）一部修正

6 4424

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第46回　再エネ大量導入小委
（2022.11.15）

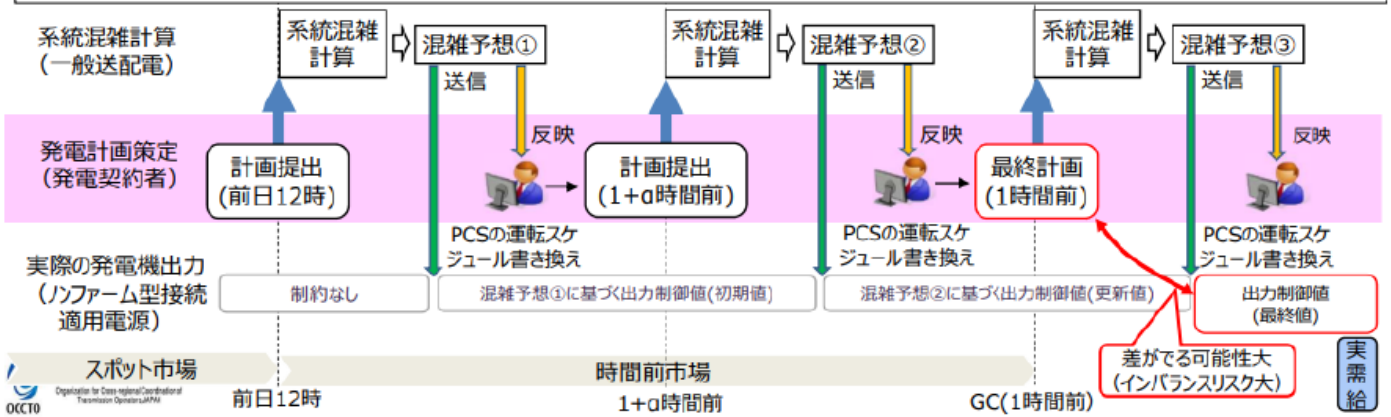
（参考）ノンファーム電源の計画値変更による出力制御方法のイメージ

出力制御の基本的な考え方　16

- 送変電設備の空き容量がない場合(以下　系統混雑と言う)に必要な出力制御は、最終計画提出(実需給の1時間前)より前の段階(計画段階)から行います。
- 一般送配電事業者が系統混雑を予想し出力制御を行うタイミングは、以下に示す①～③の計3回です。
  - ①翌日発電計画提出後
  - ②実需給の1＋α時間前※
  - ③実需給の1時間前(発電計画確定の直後)

※　αは、システム処理時間や事業者の代替電源調達時間等を加味した上で一般送配電事業者において決定します

- ①～③時点で事業者から提出されている最新の発電計画および自然変動電源の出力予想や需要想定を基に、潮流想定を行い、系統混雑時は、ノンファーム型接続適用電源を出力制御し系統混雑を解消します。
- 発電事業者は①および②における混雑予想を元にノンファーム型接続適用電源の制御量を把握し代替電源調達を行うとともに必要に応じて発電計画の修正を行います。
- 最終的な出力制御量は、③のタイミングにおいて、最終的な発電計画に基づき計算されるため、系統混雑が生じる場合は、インバランスとなる可能性があります。



（出所）広域機関：系統の接続ルールについて～ノンファーム型接続～（2022年7月5日更新）

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第46回　再エネ大量導入小委
（2022.11.15）

（参考）ノンファーム型接続適用電源の出力制御量の配分方法

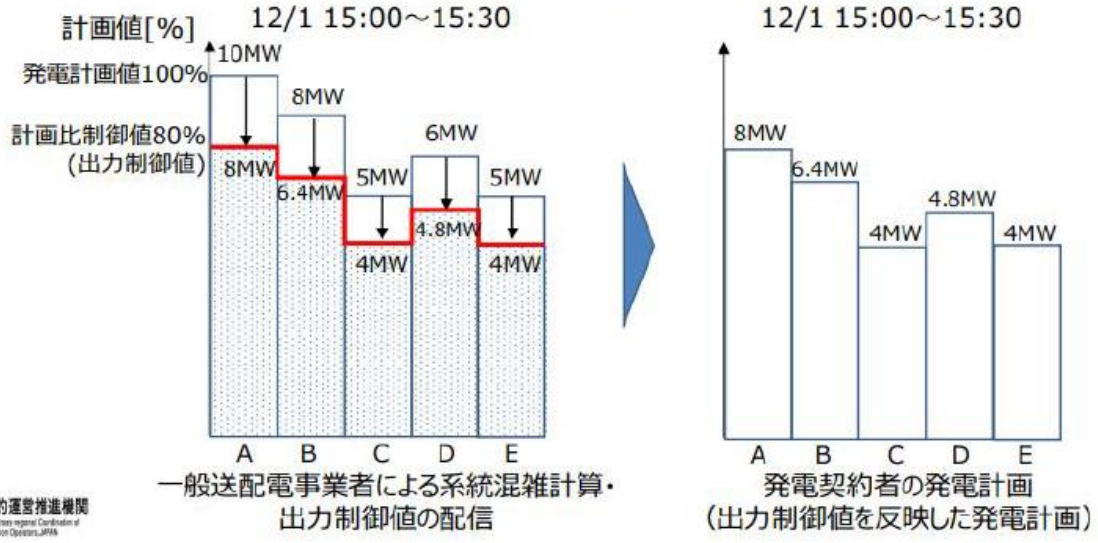
出力制御量の配分方法（平常時）

18

- 系統混雑時のノンファーム型接続適用電源間の出力制御の順番については、系統接続後は、接続時のタイムスタンプに関係なく公平に取り扱うという系統利用の基本的な考え方を考慮し、**発電計画値に対して一律に制御**します。
- 具体的には、30分毎の出力制御が必要な総量をノンファーム型接続適用電源に対して発電計画値の比で配分します。
- 「ノンファーム型接続による受付開始について」に記載の同意書のとおり、無補償で出力制御に応じていただきます。

【発電計画値に対して20%制御が必要な場合のイメージ】

12/1の15:00～15:30の発電計画について、スライド17の①時点で、20%の制御が必要となった場合



（出所）広域機関：系統の接続ルールについて～ノンファーム型接続～（2022年7月5日更新）

8 4426

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第46回　再エネ大量導入小委（2022.11.15）

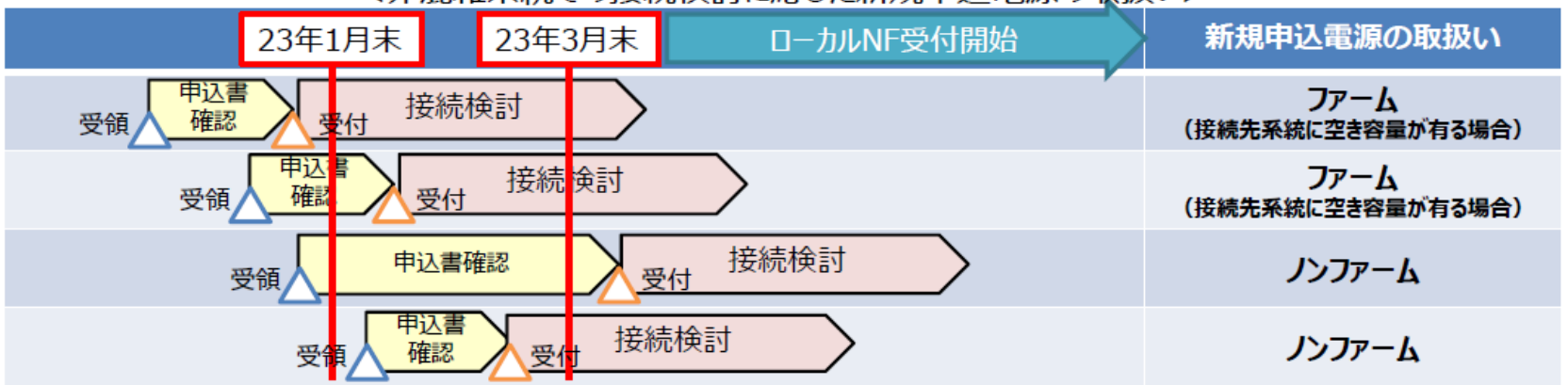
（2）適用電源

- 第62回 広域系統整備委において、ローカル系統に対するノンファーム型接続については、制度開始以降に接続検討申込みの受付を行った全電源にノンファーム型接続を適用することが提案された。
- 制度開始に関しては、第45回 再エネ大量導入小委において、2023年4月1日よりノンファーム型接続の受付を開始することとしたが、柔軟かつ効率的な系統利用の実現に向けたノンファーム型接続への円滑な移行の観点も重要である。
- このため、ファーム電源の受付は、申込書確認の時間を十分に確保するため、**2023年1月末までに接続検討申込書類の受領を必須とした上で、同年3月末までに当該接続検討受付を終えた事業者を対象とすることとしてはどうか**。

※低圧連系の電源については接続検討がないため、10kW以上の低圧連系のファーム電源の受付は、2023年3月末までに契約申込み受付を終えた事業者を対象とする。

- 上記を満たす場合、接続検討回答内容に基づき、接続先系統に空き容量がある範囲でファーム電源としての契約申込が可能となる。ノンファーム電源の契約申込が先行した場合でも、ノンファーム電源の出力制御を前提とした空き容量評価によりファーム電源としての連系可否を判断する。

＜非混雑系統での接続検討に応じた新規申込電源の取扱い＞



※2023年4月1日のローカルノンファーム適用以降の扱いとして、3月31日以前に接続検討の受付がなされたがローカル系統に空き容量が無く、系統増強が必要とされたケースにおいて、事業者がノンファームでの接続を希望する場合は、当該接続検討回答での契約申込を可能とした上で、ノンファーム接続を可能とする。その場合、一般送配電事業者がノンファーム型接続適用により不要となった増強費用の工事費負担金額を除いて算定した保証金額とその算定根拠を明らかにした上で、契約申込時の保証金の支払い額を見直すこととする。なお、ローカルノンファーム適用以降は新規電源接続において系統増強を待つ必要がないため、特別高圧の系統増強を対象とし、既存の連系可能量を超過すると判断した場合等に実施する電源接続案件一括検討プロセスは、「発電設備等の休廃止等手続に伴う一括検討プロセス」や「洋上風力の占用公募と連動した一括検討プロセス」を含め、原則として開始しないこととなる（配電用変圧器は除く）。

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第48回　再エネ大量導入小委
（2022.12.27）

（１）制御方法（基幹系統混雑とローカル系統混雑の同時発生）

- 2023年4月以降、ローカル系統においてノンファーム型接続の受付が開始されることから、将来的に、基幹系統とローカル系統の双方で混雑が同時に発生する可能性がある。その場合、**どちらから先に混雑処理を行うか、あらかじめ整理しておく必要**がある。
- ローカル系統に接続する電源の出力制御は、ローカル系統の混雑のみならず、その上位の基幹系統の混雑状況にも影響を与える。こうした中で、**基幹系統の混雑処理を先に行う場合、ローカル系統に接続する電源のローカル系統混雑に対する出力制御量が、基幹系統の混雑状況次第で変動**することになる。
- このため、基幹系統の混雑状況によらず、**ローカル系統の混雑状況に応じて効率的・効果的に電源の出力制御を行う観点から、ローカル系統の混雑処理を先に行うこととしてはどうか**。
- この場合、基本的には、電源の出力制御は、①ローカル系統の送電容量制約、②基幹系統の送電容量制約、③エリア全体の需給バランス制約の順に行われることとなる。

※なお、基幹系統と同様に、ローカル系統混雑時においても、以下の扱いとする。
- 出力制御を低減（追加制御回避）する観点から、N-1電制対象電源については、原則制御対象外とする。
- 混雑解消に効果の低い電源を先に制御する場合（例：ループ系統の場合）や、安定供給に支障が生じる可能性がある場合は、S+3Eを大前提に一定の順序以外の方法で出力制御する。

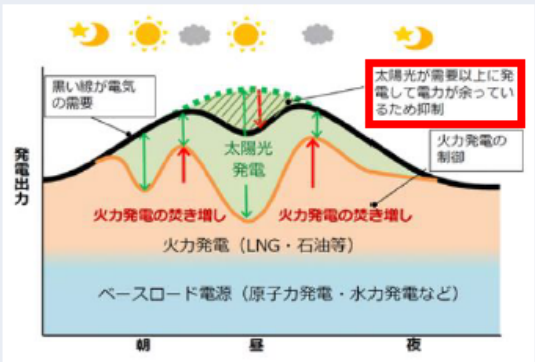
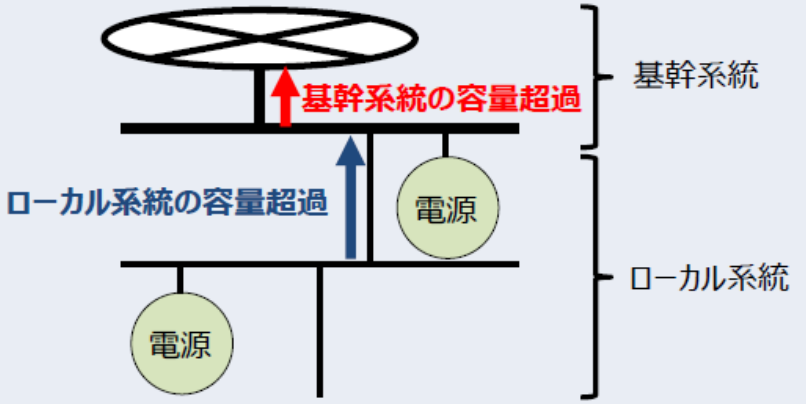
11 4428

再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の整理

第48回　再エネ大量導入小委
（2022.12.27）

（参考）出力制御ルール

- 出力制御には、①**エリア全体の需給バランス**によるものと、②**個別の送変電設備（基幹系統、ローカル系統）の容量**によるものが存在。

	①需給バランス制約（需給制約）による出力制御	②送電容量制約（系統制約）による出力制御 （基幹系統）　（ローカル系統）
出力制御ルール	出力制御ルール 出力制御順 ①火力(石油、ガス、石炭)の出力制御、揚水の活用 ②他地域への送電（連系線） ③バイオマスの出力制御 ④太陽光、風力の出力制御 ⑤長期固定電源※（水力、原子力、地熱）の出力制御 ※出力制御が技術的に困難	再給電方式（一定の順序） 出力制御順 ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電 ②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御 ③ファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御 ④ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御 ⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御 ⑥その他のノンファーム電源※の出力制御 ※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源 再給電方式（一定の順序）の出力制御順に基づく一律制御（計画変更） 出力制御順 ①調整力(火力等)(電源Ⅰ)、火力等(電源Ⅱ)の出力制御、揚水の揚水運転、貯蔵装置の充電 ②ノンファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御 ③ファーム火力等(電源Ⅲ)の出力制御 ④ノンファームバイオマス(専焼、地域資源(出力制御困難なものを除く))の出力制御 ⑤ノンファーム太陽光、風力の出力制御 ⑥その他のノンファーム電源※の出力制御 ※地域資源(出力制御困難なもの)及び長期固定電源
出力制御の発生イメージ		

12 4429