

(別添)

**送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討
ワーキング・グループ**

中間とりまとめ

2018年6月

目次

1. 我が国の電力系統を取り巻く環境変化.....	2
2. 検討の視点.....	4
3. 制度見直しの方向性.....	5
3-1. 送配電関連費用の利用者間の負担.....	5
(1) 現行制度上の課題.....	5
(2) 具体的な対応策の方向性.....	6
① 発電側基本料金の導入.....	6
② 発電側基本料金の転嫁の円滑化.....	9
③ 再生可能エネルギー電源への対応.....	9
3-2. 送配電関連設備の投資効率化や送電ロス削減に向けたインセンティブ設計 ...	11
(1) 現行制度上の課題.....	11
(2) 具体的な対応策の方向性.....	12
① 投資効率化等に資する割引制度の導入.....	12
①-A：基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引.....	12
①-B：特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）.....	14
② 割引対象地域の見直しのタイミング.....	15
③ ノンファーム型接続に対するインセンティブ付与.....	16
3-3. 電力需要の動向に応じた適切な固定費回収の方法.....	17
(1) 現行制度上の課題.....	17
(2) 具体的な対応策の方向性.....	17
3-4. 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上.....	19
(1) 現行制度上の課題.....	19
(2) 具体的な対応策の方向性.....	19
① 送電ロスの透明性向上.....	19
② ロスの調達・補填主体、ロス削減インセンティブ.....	20
4. 制度見直しに向けた今後のスケジュール.....	21

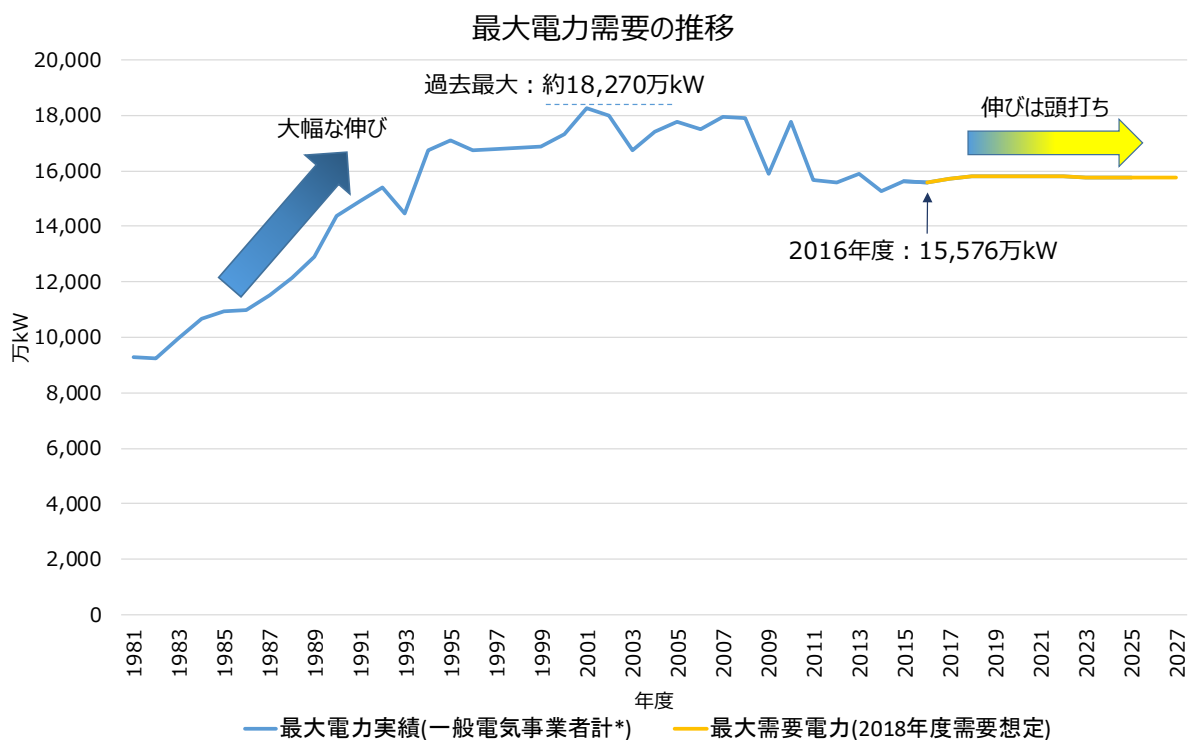
1. 我が国の電力系統を取り巻く環境変化

我が国は、人口減少や省エネルギーの進展等により電力需要が伸び悩む一方で、再生可能エネルギーの導入拡大等による系統連系ニーズの拡大や、経済成長に応じて整備されてきた送配電設備の高経年化に伴う修繕・取替等の対応の増大など、送配電関連費用を押し上げる方向での変化が生じている（図1）。

こうした環境変化に対応しつつ、託送料金を最大限抑制していくことが求められている。

【図1】電力系統を取り巻く事業環境の変化

① 電力需要の減少¹



*~1988年：9エリア計、1989年～：10エリア計

(出典)電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」(2017年3月)及び「全国及び供給区域ごとの需要想定について(2018年度)」(2018年1月)より作成。

¹ 年間需要電力量(kWh)の見通しについては、「平成30年度供給計画の取りまとめ」(電力広域的運営推進機関、2018年3月)において、「2018年度から2027年度まで年平均0.0%の減少となっている。当該年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するものと考えたためである」と指摘されている。

② 再生可能エネルギー等の系統連系ニーズの拡大

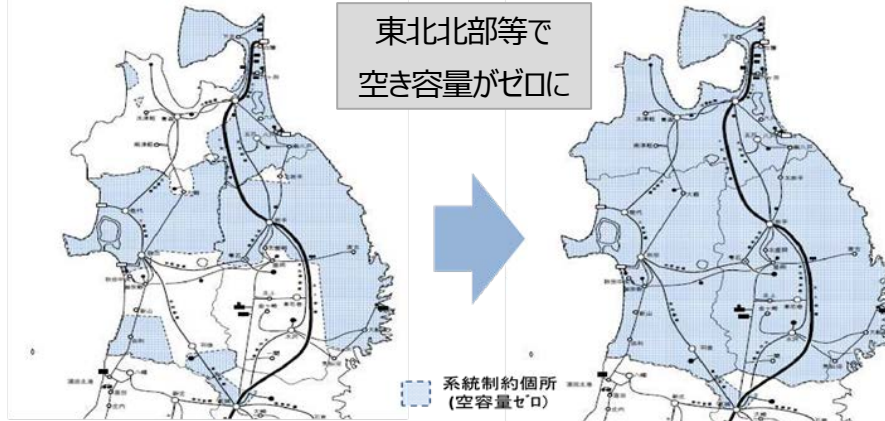


図1 平成28年4月28日付公表

図2 平成28年5月31日付公表

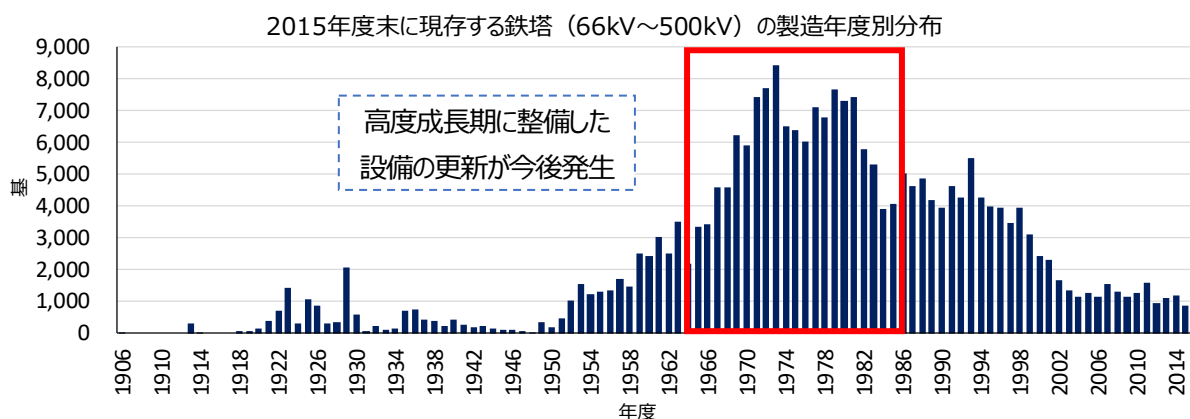
(出典)東北電力Webサイトより作成。

<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込量>

種別	設備容量 (万kW)		C:現状からの増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140~190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82	-	-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再エネ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

(出典)資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」(2015年7月)より作成。

③ 送配電網の設備更新投資の増大²



(出典)電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」(2017年3月)より作成。

² 「広域系統長期方針」(電力広域的運営推進機関、2017年3月)において、「既設の設備を現在の更新ペースで全て更新すると仮定した場合、架空電線で120年程度、鉄塔で250年程度を要する計算となり、設備維持の観点から現実的な使用年数とはいえないことから、中長期的な設備健全性を確保するためには、今後追加的な設備維持対策を講じる必要がある」と指摘されている。

2. 検討の視点

こうした環境変化に対応しつつ、託送料金を最大限抑制するには、一般送配電事業者による経営効率化等の取組を進めることに加え、これまで整備されてきた送配電網の効率的な利用を促すことが重要である。

また、託送料金を最大限抑制しつつも、質の高い電力供給を維持し、再生可能エネルギーの導入拡大等の新たな課題にも対応していくための必要な投資がなされるよう、送配電網の維持・運用費用の回収の確実性を確保することも求められる。

このため、送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ（以下、「本ワーキング・グループ」という）では、以下2つの観点から、託送料金制度の在り方について検討した。

- ① 送配電設備を利用する者の受益や送配電関連費用に与える影響に応じた公平、適切な費用負担の実現
- ② 一般送配電事業者だけでなく、送配電設備の利用者である発電側・需要側両方に対して合理的なインセンティブが働く制度設計

具体的には、現行の託送料金原価³の範囲を変えないことを前提としつつ、以下4点について検討を行った。

1. 送配電関連費用の利用者間の負担
2. 送配電関連設備への投資効率化や送電ロス削減に向けたインセンティブ設計
3. 電力需要の動向に応じた適切な固定費の回収方法
4. 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上

³ 託送料金原価とは、一般送配電事業等（一般送配電事業を行うために必要な発電事業を含む）を運営するに当たって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額をいう。具体的には、一般送配電事業託送供給等約款料金算定規則第3条第2項に規定されている営業費を指し、例えば送配電部門の人件費や送配電設備に係る修繕費・減価償却費などが含まれる。

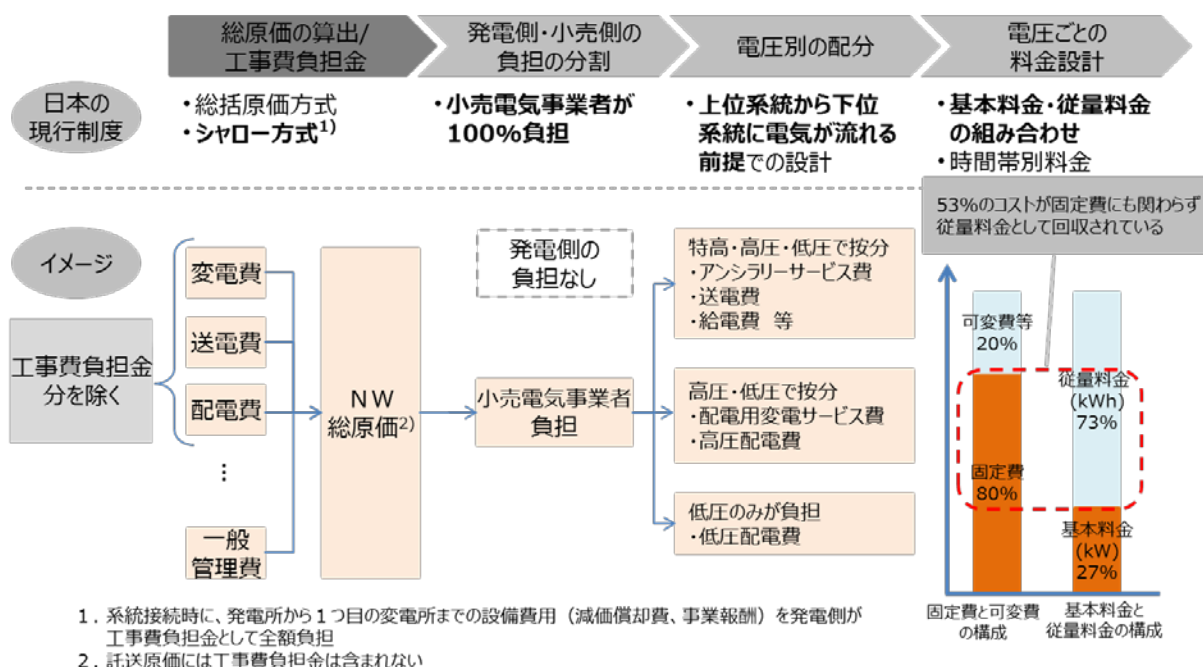
3. 制度見直しの方向性

3-1. 送配電関連費用の利用者間の負担

(1) 現行制度上の課題

送配電設備の利用者としては系統に接続している発電者と需要家が挙げられるが、現行制度上、送配電網の維持・運用等に要する費用については、基本的に需要側のみが託送料金として負担するという仕組みになっており、発電側は、電源の系統接続時の初期費用を工事費負担金として一部負担しているものの、それ以外の費用（継続的に発生する修繕・取替費等を含む）については一切負担していない（図2）⁴。

【図2】託送料金算定の流れ⁵



⁴ 託送料金は、送配電網の利用料金を小売電気事業者が負担するという考え方の下、一般送配電事業者が経済産業大臣の認可を受けて設定するものであり、旧一般電気事業者たる既存の大手電力会社の小売部門（みなし小売電気事業者）が送配電網を利用する際にも、他の小売電気事業者と同一条件で託送料金を負担する。小売電気事業者は、その負担した託送料金を、電気料金の一部として需要家に請求している。なお、自家発補給契約（自家用発電設備の検査・補修等の際に生じる不足電力の供給をうけるための契約）は、小売供給契約メニューの一つであり、当該契約に係る料金の一部として需要家側が負担する託送料金が含まれている。

⁵ 小売電気事業者の100%負担、上位系統からの電力供給を前提とし、基本料金と従量料金を組み合わせた料金体系となっている。なお、託送料金原価には、発電側が系統接続時の初期費用として負担している工事費負担金は含まれない。また、一部の発電設備による自家消費分については、非規制の要綱に基づき、アンシラリーサービス料金（周波数安定等の電力品質維持サービスに係る料金）の対象となっているが、当該料金から得られる収入相当は、需要側の託送料金を算定する際に、託送料金原価から控除されている。

しかし、今後、電力需要の伸び悩みが見込まれる一方で、再生可能エネルギーの系統連系ニーズの増加等により、電源起因による送配電関連費用の増大が想定される。また、送配電設備の高経年化対策による送配電関連費用の増大も見込まれる中、将来にわたって託送料金を最大限抑制しつつ、質の高い電力供給を維持していくことが求められる。

これらの課題に対応するには、系統利用者である発電側にも受益に応じた費用負担を求め、送配電網のより効率的な利用を促すことが適当である。

(2) 具体的な対応策の方向性

① 発電側基本料金の導入

(i) 基本的な考え方

送配電関連設備からの受益に応じた費用負担を実現するとともに、将来にわたって安定的に送配電関連設備を維持・運用していくため、系統利用者である発電側に対し、送配電関連費用のうち一部の固定費⁶について新たに負担を求める。その際、託送料金の原価総額は変えず、送配電関連設備の受益者から公平かつ安定的に、負担対象となる費用を回収する仕組みとする⁷。

また、電源起因による送配電関連費用の増大を抑制するためには、電源の設備利用率の向上等を通じて送配電網のより効率的な利用を促すことが重要であることに加え、送配電関連設備は、基本的に電源の最大逆潮（最大受電電力）を踏まえて整備されることから、kW 単位の基本料金（発電側基本料金）として課金する。

(ii) 対象費用

発電側基本料金の対象費用は、現在、託送料金で回収することとなっている原価のうち、発電側・需要側の両方で等しく受益していると考えられる設備の固定費とし、当該費用を発電側・需要側の両方で等しく負担することを基本とする。

具体的には、発電側基本料金の導入当初においては、送配電関連費用のうち、発電側・需要側の両方で等しく受益していると考えられる上位系統⁸に係る費用（送電費及び受電用変電費）のうち固定費⁹について、発電側及び需要側の両

⁶ 固定費とは、販売電力量の増減とは直接の関係がなく固定的に発生する費用をいう。託送料金原価は、固定費と可変費等に分類されるところ、固定費は、算定省令第13条第2項の規定により整理された固有固定費及び第23条の規定により整理された総追加固定費を指し、おおむねkWに比例する原価が対象となる。

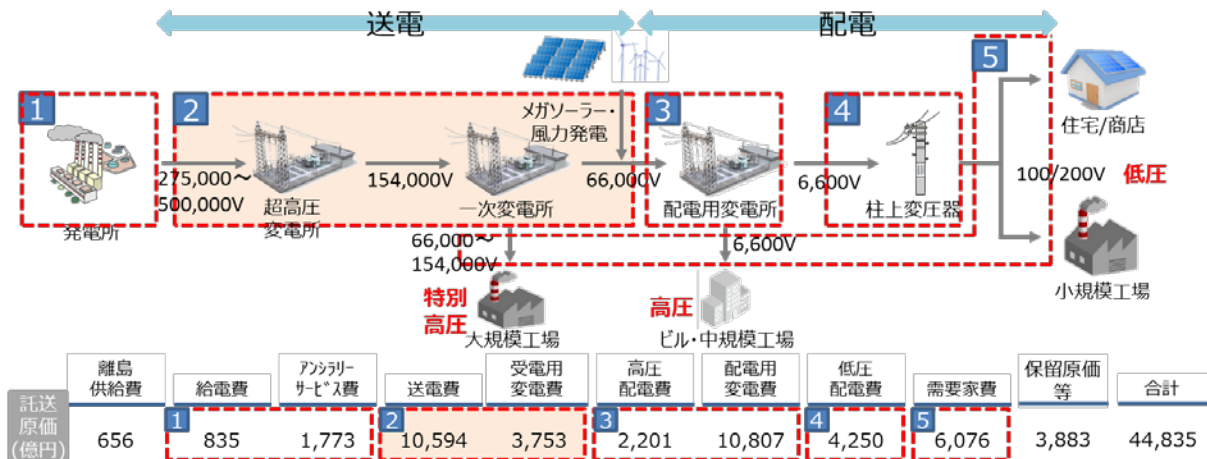
⁷ 発電側基本料金の導入後の需要側の託送料金の算定に当たっては、これまでの託送原価から、発電側が負担することとなる費用を除いて算定することになる。

⁸ 配電網以外の基幹系統及び特別高圧系統。

⁹ 当該固定費に係る事業報酬を含む。

方で等しく負担することとなるよう、発電側の負担割合を定めることとする¹⁰。発電側の負担割合を定めるにあたっては、発電側も需要側も kW 当たりの固定費に与える影響が基本的に同じであるとして、発電側も需要側も kW 当たりの費用負担が等しくなるよう、発電側と需要側の課金対象 kW で按分することが適切と考えられる¹¹。

【図3】現在の費用構成と発電側基本料金の対象費用イメージ（電力10社合計）



(注) 上記原価は2015年度実績でいずれも可変費を含む(発電側基本料金の課金対象原価は、上記2のうち固定費のみ)

現状の費用負担	小売電気事業者		
発電側基本料金導入後	小売電気事業者	小売(小売負担比率分) 発電(発電負担比率分)	小売電気事業者

(iii) 課金方法

受益と負担の観点から、また、特定の電源に有利・不利が生じないよう、系統に接続し、かつ、系統側に逆潮させている電源全てを課金対象とすることを基本とする¹²。

送配電網は両方向に電気を流せることに加え、今回導入する発電側基本料金はこれまで需要側のみで負担していた送配電関連費用の一部を発電側にも負担を求めるものである。こうした点を踏まえ、需要側の順潮 kW に相当する送配電設備は発電側の逆潮 kW にも通常は対応できるとの考え方の下、需要と発電

¹⁰ 発電側による負担規模としては、全10社の託送原価の1割程度と想定される。kW当たりの単価としては、2015年の全10社費用をベースに簡易に試算すると、150円程度/kW・月が目安になると考えられるが、簡易な試算であることに加え、事業者によって送配電関連費用の構成や料金算定の根拠となる発電側及び需要側のkW構成等が異なるため負担水準は異なる可能性があり、また、後述する割引制度の適用を考慮すると、実際に適用される単価には一定の幅が生じる点に留意する必要がある。

¹¹ 基幹系統と基幹系統以外で発電側と需要側のkW比が異なることもあるため、実態をよく見ながらきめ細かく設定することが必要と考えられる。

¹² すなわち、電源種を問わず、系統側に逆潮する電気(逆潮kW)に着目して負担を求めることを基本とする。

(逆潮)が同一地点にある場合は、需要側の順潮 kW を上回る発電側の逆潮 kW 分について、発電側に負担を求めることとする¹³。

ただし、小規模電源(例:住宅用太陽光)については、他の電源に比べて系統の送配電設備の維持・運用に係る追加費用を大きく増やすとは一般的には考えられないことから、需要と同一地点における系統側への逆潮が 10kW 未満と小規模である場合は、実務的なコスト等も考慮して、当分の間、発電側基本料金を求めないこととする¹⁴。

その他、課金対象となる kW の決め方など、発電側基本料金の課金方法の詳細については、需要側の託送料金における基本料金の扱いと同様とすることを基本とする¹⁵。

(iv) その他

なお、発電側基本料金の導入後も、受益に応じた公平な費用負担や合理的インセンティブ創出の観点も含め、その実状を定期的に把握するとともに、必要に応じて制度の在り方について見直していくことが適当と考えられる。

また、本ワーキング・グループにおいては、アンシラリーサービス及びネットワーク給電に係る費用負担を発電側に求めることについても議論され、系統に接続している電源については、系統側への逆潮分に加えて、自家消費分も含め、一般的には系統側から受益しているといえるのではないかとの考えが示された。一方で、自家発関係者からのヒアリングにおいては、受益と負担の関係についてわかりやすい説明が必要、電源ごとの特性も考慮してほしい等の指摘があり、更に議論を深めることが必要と考えられる。また、需給調整市場の創設を踏まえた関連制度の議論とも整合的な検討も必要と考えられることから、アンシラリーサービス等の費用負担の在り方については、中長期課題として引き続き検討することが適当である。

¹³ 多くの場合、発電(逆潮)か需要(順潮)のいずれか片方が制約条件となって送配電設備が整備されると考えられるところ、既に需要側で小売電気事業者を経由して託送料金として順潮 kW に応じた費用を負担していることから、小売電気事業者との契約で負担していない逆潮 kW 分の費用についてのみ発電側に負担を求めるといった考え方。なお、今後、分散型電源の増加に伴い、需要 kW を下回る逆潮 kW であっても設備増強が必要となるケースが大きく増える可能性もある。こうした点も踏まえ、今後の状況変化によっては、課金の考え方も含め、改めて制度の在り方を見直すことも考えられる。

¹⁴ 具体的には、設備容量の合計が 10kW 未満であるなど、系統側への逆潮流が 10kW を超えないことが認められるものを対象外とすることを基本とし、詳細については、実務面の課題や実態を踏まえつつ今後検討する。なお、資源エネルギー庁の審議会である再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の「中間整理」(2018年5月)においても、住宅用太陽光発電設備については、現状においては発電側基本料金の対象外とすることが適当であるとされている。

¹⁵ 例えば、①当該料金に係る契約の開始日から料金が発生する、②支払いは毎月払いとする、③1カ月全く逆潮がない場合は発電側基本料金を半額とする、といった内容が挙げられる。

② 発電側基本料金の転嫁の円滑化

発電側基本料金の導入は、発電側にとって新たな費用負担となる一方で、需要側の託送料金はその分減額されることとなる。このため、発電側基本料金は、市場や当事者間の交渉の中で、卸料金に転嫁されることが想定される。

ただし、既存相対契約については、契約の見直しが行われないと制度変更に伴う費用負担を発電側が一方的に負わされることになることから、発電と小売との協議が適切に行われることが適当である。このため、適正な取引が行われるよう、その考え方をガイドラインに示すとともに、契約交渉等の手続きが適正に進んでいるか等を確認していくことが適当である。

なお、kWh 単位での取引への転嫁も含め、取引価格は市場や当事者間の交渉に委ねられるのが基本と考えられるが、他の市場設計における発電設備の固定費回収効果との整合性にも留意し、実態を踏まえつつ、発電側基本料金の導入までの間に転嫁の在り方について必要な検討を更に進める。

③ 再生可能エネルギー電源への対応

なお、資源エネルギー庁の審議会（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会）においては、「再生可能エネルギーの最大限の導入」と「国民負担の抑制」の両立を図る観点から、発電コストとネットワークコスト（系統・調整力）のトータルでの最小化を実現するシステムへの移行について議論された。その検討の中で、本ワーキング・グループの検討状況も踏まえ、再生可能エネルギー電源に対する発電側基本料金の適用の在り方や系統接続時の初期費用負担の在り方について議論されており、2018年5月にとりまとめられた「中間整理」では、以下の方向性が打ち出されている。

(i) 発電側基本料金の適用の在り方

発電コストとネットワークコストのトータルで最小とするためには、発電事業者もネットワークコストを意識した事業展開を行うためのインセンティブを確保することが必要。このため、発電側基本料金等を導入するとともに、再エネ事業者の負担とのバランスを取る観点から、一般負担上限の見直しを行う等、系統を効率的に活用するための仕組みを導入すべき。発電側基本料金の導入に当たっては、上記のような観点から、再生可能エネルギー電源についても、他の電源と同様に、kW 一律で課金することを原則とするべき。

(ii) FIT 買取期間中の再生可能エネルギー電源の取扱い

FIT 電源は、FIT 制度による買取期間中はあらかじめ定められた固定価格で買い取られるため、他の電源と異なり、発電側基本料金による追加コストを転嫁することができない制度となっている。このため、発電側基本料金の導入に当たっては、FIT 買取期間中・終了後を問わず他の電源と同様の条件で課金することを基本としつつ、①FIT認定を受けて既に調達価格が確定しているもの、

②発電側基本料金の導入後に FIT 認定を受ける（調達価格が決まる）ことになるもの、それぞれについて、どのような場合に FIT 買取期間中の調整措置が必要か、調達価格等算定委員会等において議論される必要がある。

(iii) 系統接続時の初期費用の一般負担上限の取扱い

発電側基本料金の導入によって、系統に接続している電源が系統コストの一部を kW 一律で負担していくことになるのであれば、現在は需要家への負担の平準化を図る観点や効率的な設備形成の観点から設備利用率に応じて電源種ごとに傾斜が設けられている系統接続時の初期費用の一般負担上限についても kW 一律とし、負担を平準化することが適当。

見直し後の一般負担の上限額については、引き続き 4.1 万円/kW を基準額とし、電力広域的運営推進機関において決定次第、速やかに施行すべき。¹⁶

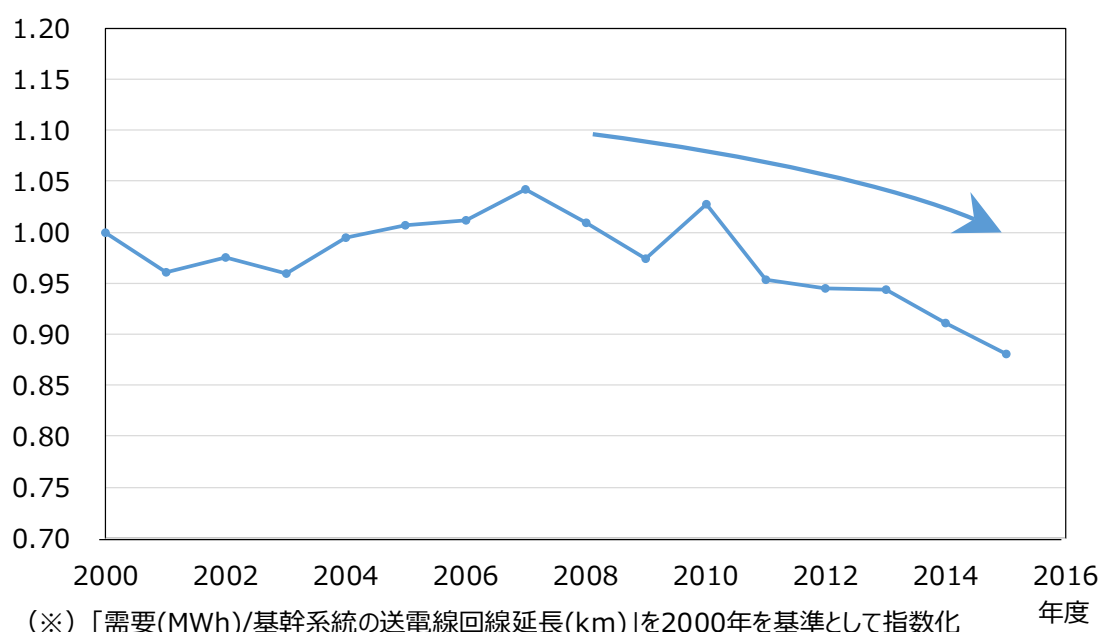
¹⁶ 2018 年 5 月に開催された広域機関の広域系統整備委員会において、一般負担上限の見直しについて、発電側基本料金の導入が前提であることから、発電側基本料金の導入の方針（本ワーキング・グループ中間とりまとめを想定）が取りまとめられたことを確認した上で、一般負担の上限額を 4.1 万円/kW 一律とすることを広域機関の理事会で決定する方針が了承されている。

3-2. 送配電関連設備の投資効率化や送電ロス削減に向けたインセンティブ設計

(1) 現行制度上の課題

これまでのような電力需要の伸びが見込めない一方、新たに再生可能エネルギー等の系統連系ニーズは増加している中、送配電網の利用効率は近年、低下傾向を示している（図4）¹⁷。こうした中で発電側基本料金をkW課金として導入することは、電源の設備利用率の向上等を通じた送配電網の効率的な利用を促し、送配電関連費用の増大を抑制する一定の効果が期待される。

【図4】送配電網（流通設備）の利用効率の推移



(出典) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」（2017年3月）及び「電気事業便覧」より作成。

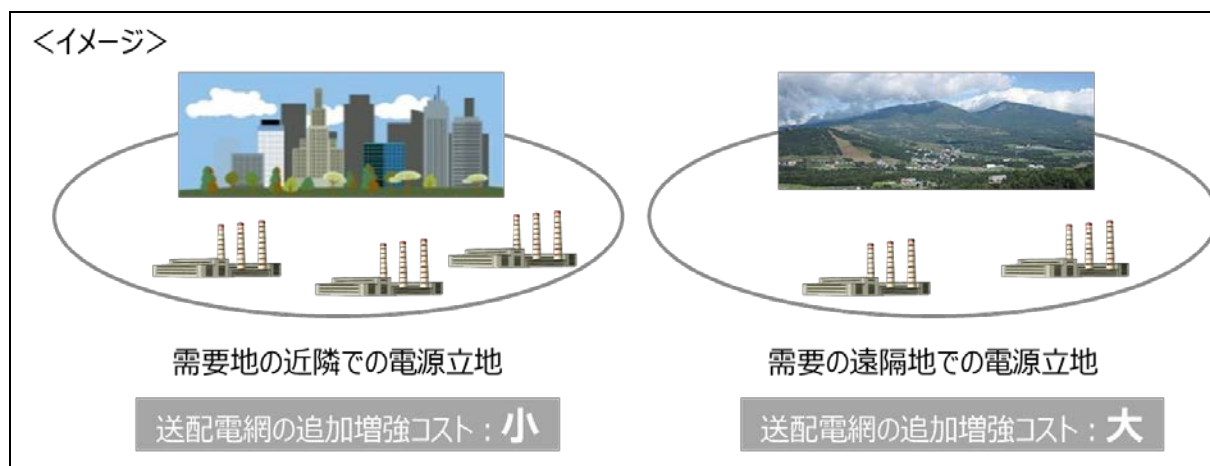
送配電網の利用効率を上げていくもう一つの考え方としては、電源の立地場所が送配電網の追加投資に与える影響に応じて負担額を変え、効率的に設備を利用できるような場所に電源を誘導していくという方策が挙げられる。しかし、現行制度では、送配電関連費用を基本的に全て需要側が負担しており、発電側は、系統接続時に系統増強が必要な場合を除くと、送配電関連費用を意識することなく、電源の立地場所を選定することができる。このため、需要地近郊や既に送配電網

¹⁷ 送配電網の利用効率低下については、「広域系統長期方針」（電力広域的運営推進機関、2017年3月）において、「過去のように需要が右肩上がりに伸びない一方、火力電源及び再生可能エネルギー電源の新たな連系ニーズは拡大しており、（中略）流通設備の利用効率は近年、低下傾向を示している。この傾向は今後も継続するものと見込まれ、需要が従前のように伸びずに託送料金収入が減っていく中にある場合は、将来の託送料金の上昇圧力にもなり得ると考えられる」と指摘されている。

が手厚く整備されている地域など、送配電網の追加増強コストが小さい地域への立地インセンティブが直接働きにくいといった課題がある（図5）。

これに関しては、電源の立地地点による需要側の託送料金の割引制度として、需要地近接性評価割引制度が現行制度上設けられてはいる。しかしながら、卸電力取引市場への販売や一般送配電事業者のエリアを越えた取引など、発電と小売の紐づけがない取引には割引が適用されないため、全ての電源に対する適切なインセンティブとはなっていない。

【図5】電源立地と送配電網の追加増強コストとの関係



これらの課題に対応するには、電源の立地地点に応じて、発電側基本料金の負担を軽減する制度を導入することが適当である。これにより、送配電網の効率的な利用が更に促され、発電側に関連する送配電費用の抑制化につながると期待される。

（2）具体的な対応策の方向性

① 投資効率化等に資する割引制度の導入

①-A：基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引

（i）基本的な考え方

基幹系統の将来的な投資を効率化し、送電ロスを削減する効果のある電源について、発電側基本料金を割り引く。具体的には、各供給エリア内で、基幹変電所・開閉所単位で見て、相対的に限界送電費用が小さい地域に立地する全ての電源について、基幹系統の固定費の一部の費用負担を軽減する。

(ii) 投資効率化効果等（限界送電費用）の評価方法

基幹系統の将来的な投資を効率化し、送電ロスを削減する効果は、以下の2つの算定値をベースとして評価する。

- 1) 「基幹系統の投資効率化効果」は、各基幹変電所・開閉所に電源容量(kW)を仮に限界的に追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流がどの程度変化し、仮に潮流混雑を解消する場合に標準的にどの程度費用がかかるかを算定したもので評価する。
- 2) 「送電ロスの削減効果」は、各基幹変電所・開閉所に電源容量(kW)を仮に限界的に追加した場合に想定される各供給エリアの基幹系統の潮流変化が、送電ロスをどのように変化させるか、それを調達する場合に標準的にどの程度費用がかかるかを算定したもので評価する。

これら2つの評価を総合的に評価するため、2つの評価の合計値¹⁸を「限界送電費用」とし、この限界送電費用をもとに割引対象地域や割引単価を設定する。

(iii) 割引対象地域

基幹変電所・開閉所単位で見た限界送電費用が供給エリア内の平均値を下回るエリアは、相対的に投資効率化効果及び送電ロス削減効果がある地点であることから割引対象とする。

(iv) 割引単価

kW当たりの割引単価は、発電側基本料金との整合性を図る観点から、基幹系統の減価償却費及び事業報酬のうち、発電側基本料金で回収する金額を、発電側の課金対象kWで除した金額をkW当たりの割引単価の最大値とする¹⁹。

その上で、限界送電費用について、平均値以下の地域を最下位グループと下位グループに分け、前者地域を満額、後者地域をその1/2の割引とする²⁰ (図6)。

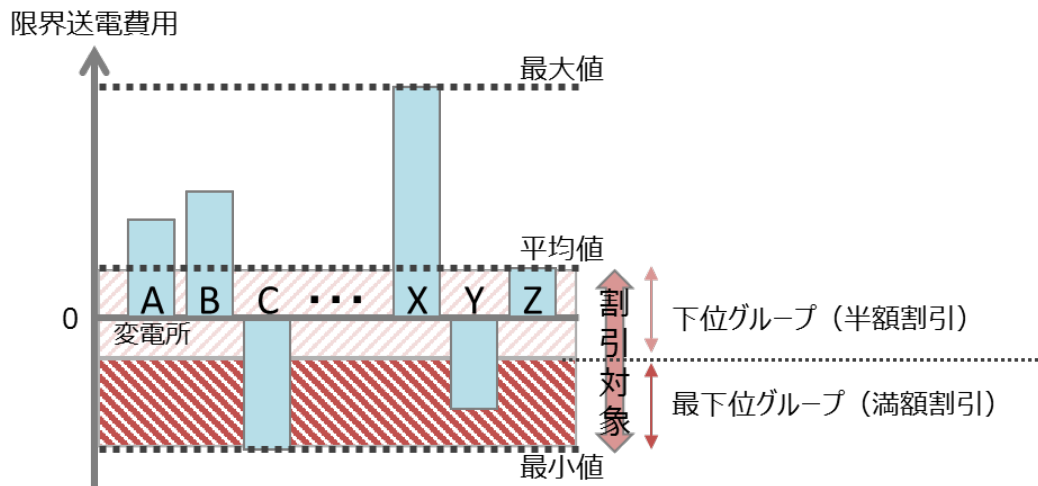
¹⁸ 具体的な算定方法は以下のとおり。両者の合計値を限界送電費用とする。

- ・ 基幹系統投資効率化効果:空容量なしの基幹系統全ての「潮流変化(ΔkW) \times 距離(km) \times 線種ごとの標準年経費(円/kW \cdot km \cdot 年)」の総和
- ・ 送電ロス削減効果:基幹系統全てについての「ロス変化量(ΔkWh) \times 標準的ロス調達費(円/kWh)」の年間総和

¹⁹ 割引単価の最大値は、発電側基本料金の約2割程度となることが想定されるが、事業者によって送配電関連費用の構成や発電側の立地状況等が異なるため、実際の水準は異なることとなる可能性があることに留意する必要がある。

²⁰ 割引料金については、多段階にすれば投資効率化効果・送電ロス削減効果をきめ細かく示すことができる反面、適用される料金が煩雑になる可能性があることから、制度導入当初は2段階の割引料金を設定する。

【図6】 基幹変電所・開閉所単位の限界送電費用と割引との関係（イメージ）



また、現行の需要地近接性評価割引制度と同様、基幹系統接続電源の割引は特別高圧接続電源の割引単価の1/2とする。

なお、割引対象地域の判定に際しては、送電ロスの削減効果を評価するものの、現行制度では小売電気事業者が送電ロスの負担者であることから、想定される送電ロスの削減費用については、発電側基本料金の割引単価には含めないこととし、送電ロスの補填・負担の在り方とあわせて継続的に検討することとする。

①-B：特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）

(i) 基本的な考え方

特別高圧系統の将来的な投資を効率化する効果のある電源について、発電側基本料金を割り引く。具体的には、高圧又は低圧に接続する電源のうち一定条件を満たす場合、特別高圧系統の固定費の一部の費用負担を軽減する。

(ii) 割引対象地域

以下の条件を全て満たす地域を割引対象地域とする²¹。

- 1) 基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引の対象地域であること
- 2) 代表的な断面（例えば、「重負荷断面」または「最過酷断面」）において、特別高圧系統に対して逆潮流していないこと
- 3) 空き容量マップにおいて、空き容量がゼロより大きいこと

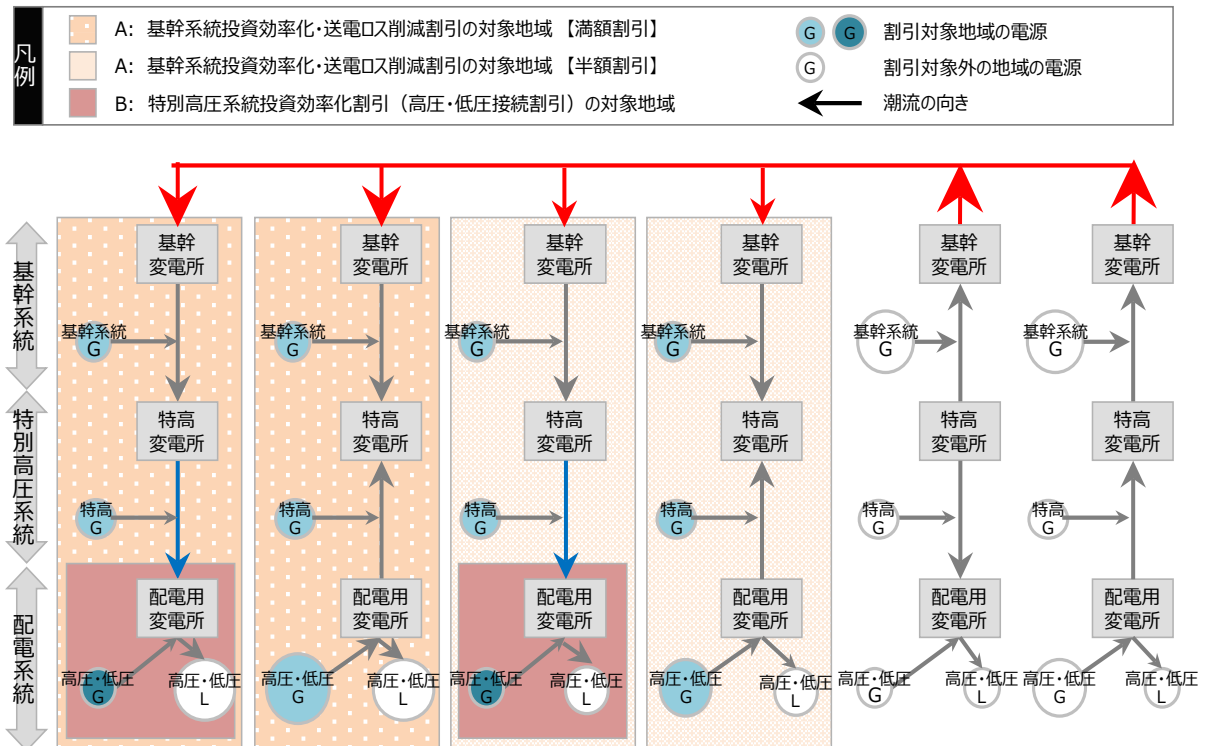
²¹ 配電用変電所単位での評価については、配電用変電所の数が多いこと、下位系統は基幹系統に比べて複雑な構造にあり、実態と乖離したり、対象が複雑化しすぎる可能性があるため、その場合には、需要地近接性評価割引制度のように、行政区分等の手法についても引き続き検討する。

(iii) 割引単価

kW 当たりの割引単価は、特別高圧の減価償却費及び事業報酬のうち発電側基本料金を回収する金額を、発電側の課金対象 kW で除した金額を基本とする²²。

なお、割引対象地域の評価を詳細に行うことは基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引に比べて困難であり、制度の簡潔性を考慮して、対象電源については単一の割引料金を適用する。

【図7】投資効率化等に資する割引制度の対象地域イメージ



② 割引対象地域の見直しのタイミング

現行の需要地近接性評価割引制度は5年で見直すこととされていることから、基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引及び特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）も同様に、5年で対象地域を見直すことを基本とする。

この場合、投資の予見可能性の観点から、経過措置の必要性について、これまでの需要地近接性評価割引制度の運用や、料金実務が過度に煩雑になりすぎないとの観点も留意しつつ検討を行う。

²² 割引単価は、発電側基本料金の約2割程度となることが想定されるが、事業者によって送配電関連費用の構成や発電側の立地状況等が異なるため、実際の水準は異なることとなる可能性があることに留意する必要がある。なお、特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）の対象地域は、基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引の対象地域でもあるため、全体としての割引単価は、基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引の割引単価に、特別高圧系統投資効率化割引（高圧・低圧接続割引）の割引単価を加えたものとなる。

なお、現行の需要地近接性評価割引制度は、卸電力取引市場への販売や一般送配電事業者のエリアを越えた取引等には適用されないことに加え、新たに導入する基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引等と趣旨や割引の考え方が重複している面もあることから、本割引制度の導入に伴い、需要地近接性評価割引制度は廃止することとする。

③ ノンファーム型接続に対するインセンティブ付与

ノンファーム型接続は、系統に空き容量がある場合にのみ送電し、送配電関連設備の効率的な利用や、送配電関連設備への投資効率化に貢献するものである。現在、基本的な方向性の提示や重要論点に係る議論は国（再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会等）で行うとともに、技術的な内容を含む詳細検討は電力広域的運営推進機関において検討する体制となっており、導入に向けた議論が行われている。

ノンファーム型接続は、系統混雑時の事前の出力抑制を前提に系統接続を認めるものであるため、ノンファーム型接続の電源は、通常の接続形態の電源と比べて送配電関連費用に与える影響が小さくなると考えられる。このため、今後、運用面・制度面等の検討状況を踏まえ、適切な負担となるよう発電側基本料金における料金的措置について具体的に検討を進めることとする。

3-3. 電力需要の動向に応じた適切な固定費回収の方法

(1) 現行制度上の課題

送配電関連費用に占める固定費の割合は約8割であるにもかかわらず、現行の託送料金では、基本料金による費用回収が約3割しかなく、残りは従量料金により回収しているという実態にある。

このように、送配電関連費用の費用構成と実際の費用回収構造が大きく異なるという状況は、公平かつ適切な費用負担という観点からみると、歪みが生じているといえる。これに加えて、実績需要量(kWh)が託送料金認可時の想定需要量(kWh)を下回ると、料金算定時に前提となっていた固定費回収額を十分に回収できないおそれがある。実際、沖縄電力を除くその他全ての一般送配電事業者の2016年(平成28年度)の実績需要量(kWh)は託送料金認可時の想定需要量(kWh)に比べて下回っており(図8)、今後もこの傾向が続く可能性がある。

【図8】 想定需要量(kWh) と実績需要量(kWh) の比較

(単位: 億 kWh)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
原価算定期間	H25-27	H25-27	H24-26	H26-28	H28-30	H25-27	H28-30	H25-27	H25-27	H28-30
想定需要量	319	800	2,899	1,283	284	1,486	602	278	857	78
H28 実績需要量	300	779	2,724	1,272	284	1,385	592	265	838	80

(出典) 各種公表資料より作成。

現状では、一般送配電事業者の経営効率化の努力等により託送料金の上昇は回避されているものの、このような状況が継続すれば、託送料金の最大限の抑制と、安定供給に必要な送配電網の維持・運用や新たな環境変化に対応して必要となる適切な送配電関連設備投資を両立させることが将来的に困難となる可能性がある。

これらの課題に対応するには、送配電関連費用の固定費については、原則として基本料金で回収する方向で見直すことが適当である²³。

(2) 具体的な対応策の方向性

託送料金の原価総額は変えず、送配電関連費用のうち固定費については、原則として基本料金で回収する方向で、申請主義の制度の下で国も一定の関与をしつ

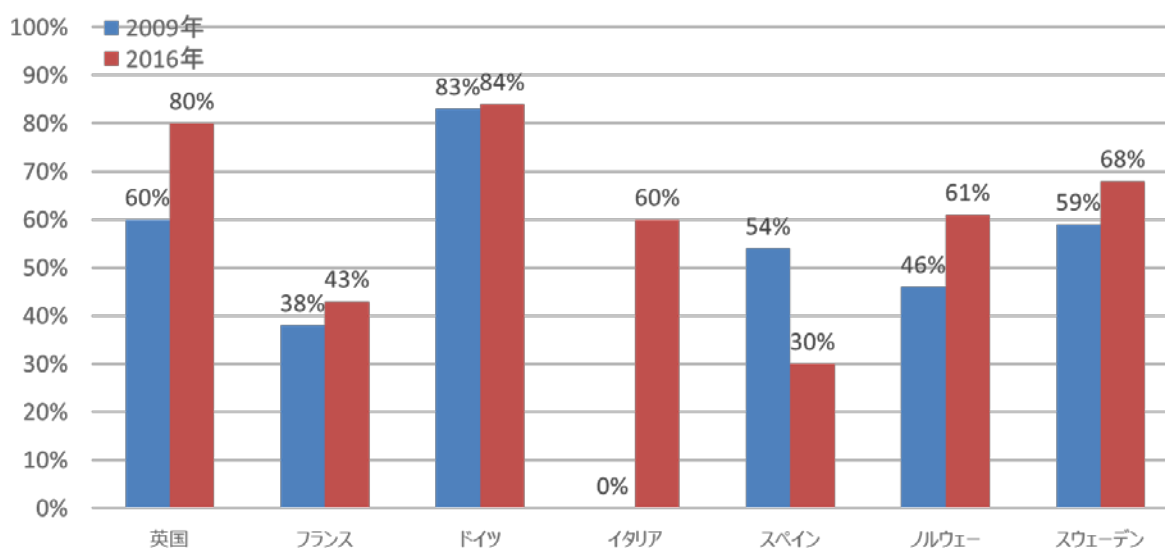
²³ 諸外国においても、基本料金による回収率を引き上げる動きが見られる(図9)。

つ、見直しを行うことが適当である。また、現行制度では、送配電関連費用を全て小売電気事業者から託送料金として回収しているところ、系統接続する電源からも回収する発電側基本料金の導入とあわせ、固定費回収の確実性向上に資すると期待される。

ただし、小売電気事業者が負担する託送料金の基本料金回収率を見直すことは、直接的に小売電気料金に影響を及ぼす可能性があることから、小売電気料金への影響を慎重に見極めつつ、見直しを行うことが望ましい。特に、低圧需要家向けの託送料金は、現行の託送料金が小売経過措置料金を上回らないように設定されていることを踏まえ、当分の間、見直しを行わないこととする。

なお、本ワーキング・グループにおいて、送配電関連設備の効率的な利用を促す観点から、例えば、近隣に多くの電源が存在するような地点について、大口需要家などの需要側の託送料金を割り引き、より効率的に送配電関連設備を利用できるように需要を誘導する措置を講じることも議論された。しかし、そのような需要側の託送料金の導入については、その効果や影響、実務上の課題等を引き続き精査する必要があるため、中長期的な検討課題とする。

【図9】 欧州における基本料金回収率の状況



注：送電関連費用に係る発電側課金、小売側課金の合計に占めるkW課金で回収している金額の比率
 出典：ENTSO-E Overview of Transmission Tariffs 2009及び2016

3-4. 送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上

(1) 現行制度上の課題

現行制度において、送電ロスとは各エリアの一般送配電事業者が設定する託送供給等約款に定められた一定のロス率を踏まえて小売電気事業者が補填することとなっている（図10）。このため、発電側、小売側はもちろん、一般送配電事業者においても、送電ロスを削減するインセンティブが働きにくい。

【図10】送電ロス率の設定状況

託送供給等約款抜粋(東京電力)										
(14) 接続対象電力量 接続対象電力量は、30分ごとに、次の式により算定された値（供給地点が複数ある場合はその合計といたします。）といたします。 接続供給電力量×1÷（1-損失率（30[損失率]に定める損失率といたします）										
(32) 損失率 接続供給における受電地点から供給地点に至る電気の損失率をいいます。										
30 損失率 この約款で用いる損失率は、次のとおりといたします。										
低圧で供給する場合 7.1パーセント										
高圧で供給する場合 4.2パーセント										
特別高圧で供給する場合 2.9パーセント										
各社の送電ロス率										
	北海道	東北	東京	北陸	中部	関西	中国	四国	九州	沖縄
低圧	8.7%	9.0%	7.1%	8.6%	8.0%	7.9%	9.0%	8.8%	8.6%	6.9%
高圧	5.1%	5.6%	4.2%	3.9%	3.8%	4.5%	4.7%	4.9%	3.3%	2.5%
特別高圧	2.2%	2.1%	2.9%	2.2%	2.2%	2.9%	1.7%	2.0%	1.2%	1.0%
※特別高圧、高圧、低圧の需要に供給する上で生じる上位系統を含めた送電ロスに基づき算定										

また、送電ロスの削減は、電力に係る全体のコスト抑制につながる重要な取組であるが、電圧別等の送電ロスの詳細な発生状況や一般送配電事業者による高圧化等の送電ロス削減に向けた取組状況は公表されていない。

これらの課題に対応するには、送電ロスの発生状況等について、透明性を高めるとともに、一般送配電事業者が送電ロスの調達・補填を行う仕組みについて、検討を深めていくことが適当である。

(2) 具体的な対応策の方向性

① 送電ロスの透明性向上

送電ロスの発生状況を詳細に把握・公表し、透明性の向上を図る。具体的には、一般送配電事業者が送電ロスに係る状況に関する情報の公表を求める。また、託送収支の事後評価を通じて、送電ロスの削減に向けた取組を促すとともに、託送供給等約款上のロス率との乖離が大きい場合等にロス率の見直しを求めることとする。

② ロスの調達・補填主体、ロス削減インセンティブ

送電ロスの調達・補填主体については、一般送配電事業者がこれを行うことにより、メリットオーダーに基づき最も低価格で調達・補填できる可能性がある²⁴。一方、新市場の制度設計をはじめ、調達環境によっては、現行どおり小売電気事業者による調達・補填の方が効率的という可能性もある。このため、一般送配電事業者による調達・補填に移行することを基本としつつ、その具体的な仕組みについて、新市場等の動向も踏まえ、今後検討を深める。

なお、本ワーキング・グループにおいては、送電ロスを削減するような地点への電源立地を促す方向で、地点別にロス率を設定することについても議論されたが、まずは、基幹系統投資効率化・送電ロス削減割引の導入効果を見定めることとし、中長期的な検討課題とする。

²⁴ 例えば、ドイツ、フランス、ノルウェーでは、送配電事業者が送電ロスを補填している。

4. 制度見直しに向けた今後のスケジュール

2020年以降できるだけ早い時期を目途に導入することを目指す。ただし、関連する制度改革の進捗との整合性やシステム開発等の各事業者の準備期間等を適切に考慮する。

送電ロスの一般送配電事業者による一括補填・調達への移行や送電ロスの料金制度については今後検討を深めていくこととなるが、当該見直しにあたっては、発電側基本料金等の他の見直しと必ずしも時期を合わせる必要はなく、新市場等の動向を踏まえつつ、適切な導入時期を検討する。

以上

(参考)

送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ 検討経緯

第1回 (2016.9.16)

検討背景・課題、今後検討すべき論点等について

第2回 (2016.10.28)

事業者等ヒアリング① (電気事業連合会、F-Power、エネット)

第3回 (2016.11.11)

事業者等ヒアリング② (IEA 有識者による諸外国の託送料金制度の説明等)

第4回 (2016.12.21)

事業者等ヒアリング③ (電源開発、東京ガス、大阪ガス、エナジープール、東芝)

第5回 (2017.4.11)

事業者等ヒアリング④ (太陽光発電協会、日本風力発電協会、九州電力)

第6回 (2017.6.12)

検討すべき論点について

第7回 (2017.9.5)

詳細検討① (送配電関連費用の利用者間の負担、送配電関連設備への投資効率化や送電ロス削減に向けたインセンティブ設計)

第8回 (2017.10.11)

詳細検討② (送配電関連設備への投資効率化や送電ロス削減に向けたインセンティブ設計、電力需要の動向に応じた適切な送配電関連費用に係る固定費の回収方法、送電ロスの補填に係る効率性と透明性向上)

第9回 (2017.11.6)

詳細検討③ (送配電関連設備への投資効率化や送電ロス削減に向けたインセンティブ設計)

第10回 (2018.2.8)

詳細検討④ (送配電関連費用の利用者間の負担)

第11回 (2018.3.28)

詳細検討⑤ (送配電関連費用の利用者間の負担)、とりまとめ骨子(案)について

第12回 (2018.4.16)

中間とりまとめ (案) について

<2018.4.17～5.16「中間とりまとめ (案)」に対するパブリックコメント募集>

第13回 (2018.6.1)

中間とりまとめ (案) について

送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ 委員等名簿

<座長>

横山 明彦 東京大学大学院新領域創成科学研究科 教授

<専門委員>

秋池 玲子 ポストンコンサルティンググループ シニア・パートナー&マネージング・ディレクター

岩船由美子 東京大学生産技術研究所 特任教授

大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授

小宮山涼一 東京大学大学院工学系研究科 准教授

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

若林亜理砂 駒澤大学大学院法曹養成研究科 教授

<電力・ガス取引監視等委員会 委員>

八田 達夫 公益財団法人東アジア研究センター（現・アジア成長研究所）所長
大阪大学名誉教授

稲垣 隆一 稲垣隆一法律事務所 弁護士

林 泰弘 早稲田大学大学院 先進理工学研究科 教授

圓尾 雅則 S M B C 日興証券株式会社 マネージングディレクター

<オブザーバー>

佐藤 悦緒 電力広域的運営推進機関 理事

野田 正信 関西電力株式会社 電力流通事業本部副事業本部長
(第1回～第6回)

白銀 隆之 関西電力株式会社 電力流通事業本部副事業本部長
(第7回～第13回)

松山 泰浩 大臣官房 参事官 (第1回～第6回)

山崎 琢矢 資源エネルギー庁 新エネルギー課 課長

小川 要 資源エネルギー庁 電力産業・市場室 室長

曳野 潔 資源エネルギー庁 電力基盤整備課 課長

那須 良 資源エネルギー庁 電力基盤整備課 電力流通室 室長
(第7回～第10回)

(以上敬称略)