

# 制度変更等に係る論点について

平成27年10月30日

経 済 産 業 省  
電力取引監視等委員会事務局

1. 調整力コスト..... P3
2. 発電・送配電の設備区分見直し.....P24
3. 小売・配電の業務区分見直し.....P33

# 1. 調整力コスト

## <前提計画>

## <総原価の算定>

## ④ 発電・送配電の設備区分見直し

## <託送原価の抽出>

## ③ 調整力コスト

**<需要想定>**  
 経済指標や生産動向等をもとに一般電気事業者の供給区域内の電力需要を想定したもの

**<設備投資計画>**  
 送配電設備等の拡充・改良工事計画。減価償却費や事業報酬算定の基礎となる

**<経営効率化計画>**  
 電気事業者が、自主的取り組みとして、経営効率化の内容をステークホルダーに示したもの

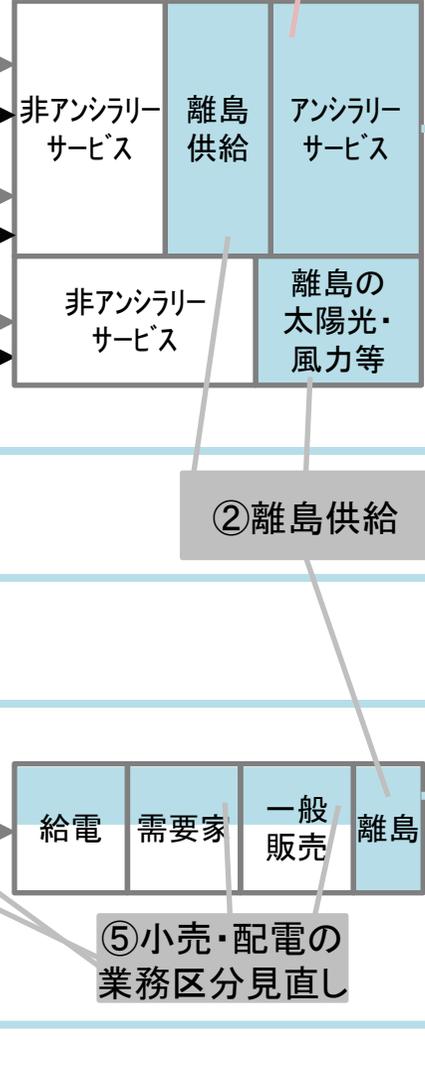
**<人員計画>**  
 事業に必要な人員の採用や配置、退職に関する計画。人件費算定の基礎となる

人件費
燃料費
修繕費
減価償却費
事業報酬
公租公課
その他 (諸経費・控除収益等)

④ 発電・送配電の設備区分見直し

水力
火力
新エネ
送電
変電
配電
販売
一般管理
保留原価

水力
火力
新エネ
送電
変電
配電
販売



NW関連(託送原価)

非NW関連

## ① 事業報酬率

# 1. (1) 調整力コストに関する制度変更(概要①)

第3回電気料金審査専門  
会合事務局資料再掲

## 調整力の確保に関する制度設計WGにおける議論

2

- 電気事業法の第2弾改正による新たなライセンス制の導入に伴い、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要な費用として託送料金の中で回収できるようにすることとし、従来のアンシラリーサービスの範囲(周波数の値の維持に必要なものとして、年間最大3日平均の需要の5%)のみならず、一般送配電事業として必要となる調整機能を特定し、その回収保証を制度的に担保した。
- この中で、一般電気事業者を中心に電力需給の検証などにおいても考慮されてきた供給予備力の考え方においては、一般送配電事業のみならず小売電気事業として必要となる供給力(供給予備力)も含まれている。2016年4月の小売参入全面自由化を見据え、当面は、現在の必要予備力の考え方のうち、偶発的需給変動対応(年間最大3日平均の需要の7%)に着目しつつ、小売電気事業として確保すべき予備力と一般送配電事業として確保すべき調整力を峻別することとした。
- なお、現在の供給予備力の考え方については、昭和62年以降基本的に見直されておらず、当時の電気事業を巡る環境と大きく変わってきていることから、電力広域的運営推進機関に対して、今日的に必要な調整力の在り方について早急に検討を進めるべくタスクアウトしている(同機関においては、加えて、昨今の再エネ導入拡大等も踏まえた調整力の在り方についても検討を進めている)。

### 【託送供給料金における調整力の考え方】

	考え方	必要な調整力
現行の託送供給料金への織り込み	周波数の値の維持に必要なものに限定して、過去の実績等から一般電気事業者が確保している予備力を織り込み。	年間最大3日平均の需要の5%
今回申請の託送供給料金への織り込み	現在の必要予備力の考え方に従い、偶発的需給変動対応に必要な予備力を織り込み。但し、偶発的需給変動対応に必要な調整力には、小売事業、送配電事業のそれぞれに必要な供給予備力が含まれる。	年間最大3日平均の需要の7%(※) (調整力の在り方に関し、現在広域機関により検討中)

※事業者より沖縄・離島においては単独系統の特殊性を考慮した確保が必要である旨表明があった。

# 1. (1) 調整力コストに関する制度変更(概要②)

○現状の周波数制御・需給バランス調整(固定費)に加え、周波数制御・需給バランス調整(可変費)、潮流調整、電圧調整、ポンプアップ、ブラックスタートの5つを調整力コストとして託送原価への算入を認める

費用項目		概要	託送原価への算入	
			現状	今後
周波数 制御・ 需給 バランス 調整	固定費	・周波数制御機能を担う水力・火力設備の固定費のうち必要な容量分(kW)	○	○
	可変費	・調整出力の上げ代を確保しておくための費用	×	○
その他	潮流調整	・電気の供給、荒天等による送配電設備の事故等が生じた場合においても電気の安定供給を確保するために行う電気の潮流の調整	×	○
	電圧調整	・電源の稼働状況や需要の分布により、電圧上昇や下落が発生する場合の調整(水力発電機による調相運転 <sup>1)</sup> や電圧維持のための発電機の運転等)	×	○
	マストラン 電源	・周波数制御・需給バランス調整や供給力の確保以外の目的で、稼働が必要となる電源	×	✕
	系統保安ポ ンプアップ	・軽負荷時に送配電設備事故等に伴う電源脱落が起きた場合に、即座に対応できる上げ代の不足により、周波数を元に戻せない場合がある。このような場合に備え、揚水発電機にてポンプアップしたコスト	×	○
	ブラック スタート	・広範囲の停電が起こってしまった際に、外部からの電源供給なしに発電を開始する業務。例えば、一部の揚水発電所又は水力発電所では、自家発電設備や燃料を有しており、これによって、所内電力を確保し、発電機を起動することが可能	×	○

※マストラン電源のうち、潮流調整や電圧調整のために稼働した部分については託送原価へ計上(後述の「(3)論点」参照)

注1: 夜間等の軽負荷時に、系統電圧が上昇してしまった場合に、水力発電機を空回しすることにより、系統電圧を下げ(上げ)ることができる

出所: 総合資源エネルギー調査会 制度設計ワーキンググループ(以下、「制度設計WG」という) 第10回(平成26年11月17日) 資料6-3(電気事業連合会提示資料)より事務局作成

# (参考) 託送供給等約款料金の算定に関する省令(抜粋)

○電気事業法等の一部を改正する法律附則第九条第一項の規定に基づき一般電気事業者が定める託送供給等約款で設定する託送供給等約款料金の算定に関する省令

第九条 一般電気事業者は、前条第四項の規定により七部門に整理された第一次整理原価を、次の各号に掲げる方法により整理しなければならない。

一 水力発電費、火力発電費及び新エネルギー等発電費の部門の第一次整理原価を、それぞれ、基礎原価等項目ごとに、発生的主要原因に応じて、離島供給に係る第一次整理原価(第三項において「離島供給費」という。)並びに電気の周波数の値の維持、第一条第二項第二号イからハまでに規定する電気の供給、送配電設備の事故等が生じた場合においても電気の安定供給を確保するために行う電気の潮流の調整及び揚水式発電設備における揚水運転、電気の電圧の値の維持並びにその発電設備以外の発電設備の発電に係る電気を受電することなく発電することができる発電設備の維持(以下「電気の周波数の値の維持等」という。)であって新電気事業法第二条第一項第八号イに規定する離島(以下単に「離島」という。)以外の供給区域に係るものに係る第一次整理原価(以下「アンシラリーサービス費」という。)に配分することにより整理しなければならない。

二～五 (略)

2～4 (略)

○下記の費用のうち、「○」を付した部分(水色)については、全ての系統利用者がインバランスを発生させなかったとしても発生すると考えられる費用であるため、一般負担として、託送料金回収を認めることとしてはどうか。  
 ○他方、事前の見込みと実際の費用は異なり得るため、実際の調整力量等の厳格なチェックが必要。

業務	一般電気事業者より示された費用イメージ		
	固定費	変動費	試算額
1. 周波数制御業務 (注1・2)	○	—	15~20銭/kWh (平均16銭/kWh)
2. 需給バランス調整業務(注2・3)	○	【論点2】	
3. その他(注4)			0.003~11銭/kWh (平均0.6銭/kWh)
(潮流調整)	—	○	
(電圧調整)	—	○	
(ポンプアップ)	—	○	
(ブラックスタート)	○	—	

### 【特記事項】

- これらの費用は、過去の実績等から趨勢的に導かれる量を想定して、託送料金に織り込まれることとなる(P2,P3に算出方法例を記載。)
- また、一般電気事業者による総コストが変わるわけではないため、その託送費用が上がれば、発電費用が下がり、この点では、小売料金や常時バックアップ料金が下がる関係にある。
- 想定より多くの潮流調整が必要となる場合や、調整力の公募によって想定より安価な電源を獲得できる場合等により、想定と実績が異なり得るため、これらの収支はストック管理を行う中で調整。
- このためには、実際にこれらの調整に要した調整量や調整費用について厳格なチェックが必要。
- なお、一般電気事業者より示された量は、あくまで仕組みを検討するための概算。料金申請に当たっては、これまでに本WGで議論されてきた考え方も踏まえ、個別の事情に即して、より精緻な説明が求められる。



**【第2段階以降】**  
15~31銭/kWh  
(平均17銭/kWh)

**【現行(注1)】**  
11~23銭/kWh  
(平均12銭/kWh)



(注1) 現行のアンシラリーサービスは、周波数制御業務に係る固定費のみが観念されている。  
 (注2) 試算額の値は、沖縄地域を除く。また、出力調整の上げしるを確保しておくための費用は含まれていない。  
 (注3) 実運用上、需給バランス調整業務は、周波数制御用の調整力を兼用する形で実施。  
 (注4) 第4回WGにおいて電気事業連合会より示された調整力等のラインナップのうち、「系統安定化装置」については、現行の運用を継続することとして整理し、今回の試算の対象外とする。

# (参考)周波数制御・需給バランス調整、潮流調整の算出方法

第10回制度設計WG  
事務局資料より抜粋

## (参考)アンシラリーサービス費用の算出方法例

2

1. 周波数 制御業務	<p><b>必要な容量(kW) (注1)</b>  <b>× 周波数制御機能を担う水力・火力設備の固定費の単価(減価償却等)(円/kW) (注2)</b>  <b>+ 出力調整の上げしろを確保しておくための費用(円) (注3)</b></p>
2. 需給バ ランス調 整業務	<p>(注1) 当面は、現行の供給予備力に関する考え方(P4参照)も踏まえつつ、一般送配電事業者として、必要な予備力の量を特定。広域機関設立後、きちんとした議論を行い、必要量を特定していくことが必要。</p> <p>(注2) 電源を特定した調達実績が積み重なれば、実績ベースで費用を算出。</p> <p>(注3) 一般送配電事業者が、あらかじめ周波数制御等に必要となる調整力を確保するため、出力調整の上げしろを多数の電源に分散して確保する場合、純粹にメリットオーダーで運転した場合と比較して増分費用が発生。当該費用が特定可能であること、小売電気事業者や発電事業者が需要に追従するために出力を調整する分が含まれていないこと、下記「3. その他」に計上する調整との重複がないものであることが必要。</p>
3. その他	<p><b><math>\sum_h</math> 潮流調整に要した電力量 (kWh/h)(注4) × 増分単価 (円/kWh)(注5)</b></p> <p>(注4) 平成○年度に、実際に潮流調整を実施した電力量(例えば時間単位。)</p> <p>(注5) 潮流調整に際しては、純粹にメリットオーダーで運転すれば、稼働させる必要のない電源を稼働することとなる。平成○年度に、実際に潮流調整を実施した際に発生した各時間の増分費用を特定。</p> <p>(※) 上記1、2又は後述の電圧調整等のために実施した調整との重複がないものであることが必要。</p> <p>(※※) このような試算を例えば、過去3年程度遡って実施し、平均必要費用を特定。</p>

(次ページにつづく)

# (参考)電圧調整、ポンプアップ、ブラックスタートの算出方法

第10回制度設計WG  
事務局資料より抜粋

## (参考)アンシラリーサービス費用の算出方法例

3

### 3. その他

(電圧調整)	<p><b>【水力発電所の調相運転による電圧調整を行う場合】</b>  <math display="block">\sum_h \text{無効電力供給量 (kVar}\cdot\text{h/h)} \text{ (注6)} \times \text{無効電力供給量に対する電力損失率 (kWh/kVar}\cdot\text{h)} \text{ (注7)}</math> <math display="block">\times \text{調相運転時の電力単価 (円/kWh)} \text{ (注8)}</math></p> <p>(注6) 平成〇年度に実際に調相運転を実施し、供給した無効電力量(例えば時間単位。)  (注7) 無効電力供給を行う際に発生する電力損失率(例えば電源毎。)  (注8) 各時間の電力単価</p> <p><b>【特定の地域の発電所の稼働により電圧調整を行う場合】</b>  <math display="block">\sum_h \text{電圧調整に要した電力量 (kWh/h)} \text{ (注9)} \times \text{増分単価 (円/kWh)} \text{ (注10)}</math></p> <p>(注9) 平成〇年度に実際に電圧調整のための運転を実施した際に要した電力量(例えば時間単位。)  (注10) 電圧調整に際しては、純粹にメリットオーダーで運転すれば、稼働させる必要のない電源を稼働することとなる。平成〇年度に、実際に電圧調整のための運転を実施した際に発生した各時間の増分費用を特定。  (※) 上記1、2又は上述の潮流調整等のために実施した調整との重複がないものであることが必要。  (※※) このような試算を例えば、過去3年程度遡って実施し、平均必要費用を特定。</p>
(ポンプアップ)	<p><math display="block">\sum_h \text{ポンプアップに要した電力量 (kWh/h)} \text{ (注11)} \times \text{ポンプアップ実施時の電力単価 (円/kWh)} \text{ (注12)}</math></p> <p>(注11) 平成〇年度に実際に系統保安のためのポンプアップを実施した際に要した電力量(例えば時間単位。)  (注12) 各時間の電力単価  (※) 上記1、2等のために実施した調整との重複がないものであることが必要。  (※※) このような試算を例えば、過去3年程度遡って実施し、平均必要費用を特定。</p>
(ブラックスタート)	<p><b>設備の減価償却費(円) + 点検費用等(円)</b></p>

(注)これらは、一般電気事業者より提示された考え方及びP1の特記事項を前提とした試算方法の一例。

# 1. (2)各事業者の申請内容:託送料金原価及び単価への影響額

○調整コストに関する各社の託送料金/単価への影響金額は以下の通り

  制度変更に伴う変更項目
   制度変更に伴う追加項目
   省令に定められていない項目

項目		単位	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
周波数制御・需給バランス調整	A.固定費	億円/年	-9	+39	+91	+38	+8	+53	+23	+12	+33	+54	
	B.可変費		+59	+67	+213	+67	+20	+126	+55	+19	+84	+40	
その他	C.潮流調整		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	+1
	D.電圧調整		+0	-	+0	+0	-	-	-	-	-	+0.3	+30
	E.ポンプアップ		+1	-	+1	-	-	-	-	-	-	-	-
	F.ブラックスタート		+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0	+0.2	+0	+0.1	+6
	G.本土連系離島バックアップ		-	-	-	+0	-	-	-	-	-	+10	-
託送料金原価への影響額合計				+52	+106	+305	+106	+28	+179	+78	+31	+127	+133
調整コストの申請額		億円/年	125	209	626	231	67	346	139	67	212	151	
託送料金単価への影響		円/kWh	+0.16	+0.13	+0.11	+0.08	+0.10	+0.12	+0.13	+0.11	+0.15	+1.71	
年間流通対応需要		百万kWh	31,994	80,010	289,924	134,822	28,422	148,599	60,158	27,816	85,665	7,786	

注1:「0」は算出したが有効数字未満 出所:第12回電気料金審査専門会合資料、各社ヒアリング結果より事務局作成

第8回制度設計WG(平成26年9月18日)  
事務局資料より抜粋

## 論点1: 周波数制御・需給バランス調整に必要な調整力の量の考え方②

10

- 供給予備力の必要量に関するこれまでの考え方の中には、現在の一般電気事業制度の下、一般送配電事業のみならず、小売電気事業にとって必要となる量についても含まれている。
- したがって、第2弾改正実施に伴う電気事業類型見直し後は、一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要費用として認識していくことが必要ではないか。
- なお、これまでの考え方は、昭和62年以降基本的に見直されていないものであることから、第2弾改正実施から当分の間はともかく、広域機関設立後に直ちに再検討に着手していくこととしてはどうか。

### 現在の必要予備力の考え方

持続的需要変動対応	1~3%	循環的景気による需要変動を過去の実績から分析
偶発的需給変動対応	7%	水力の出力変動 ・過去の実績から水力の出力変動を確率的に織り込み 計画外停止 ・電源の計画外停止の実績を確率的に織り込み 需要変動 ・気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8~10% (※)	

(※)ここでは、長期断面での運用が想定されているため、H3需要(年間最大3日平均の需要)に対する8~10%の量ということになる。

出所 昭和62年6月 中央電力協議会

### 電気事業類型見直し後の方向性

#### 「持続的需要変動対応」:

- ◆循環的景気、すなわち長期的な景気変動に伴う需要変動に対応するためのものであり、基本的に、需要に応ずる供給力の確保は小売事業者の義務。
- ◆この部分については、原則、小売電気事業者が確保すべき予備力として整理することが適当ではないか。

#### 「偶発的需給変動対応」:

- ◆小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が含まれる。  
(例)
  - 一 小売事業者が、1週間後の100の需要予測に対し、発電事業者から100の供給力を調達する計画を有していた場合に、当該発電事業者において、計画外停止が発生し、当該発電事業者の発電計画が70となってしまった場合、当該小売電気事業者が、30の代替供給力を確保しなければならない。
  - 一 発電事業者が、1時間後の30分コマに対して、100の発電計画を有していた場合に、計画外停止が発生し、発電容量が70となってしまった場合、一般送配電事業者が、30の発電インバランス補給をしなければならない。
- ◆この部分については、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれていると考えることが適当ではないか。

# 1. (2)各事業者の申請内容:算定手法

- 沖縄電力を除く各事業者は、周波数制御機能を担う水力設備・火力設備の固定費のうち、偶発的需給変動対応に必要な予備力(年間最大3日平均の需要に対する7%)の設備容量に相当する費用を計上

各社の申請状況:偶発的需給変動対応に必要な予備力  
(年間最大3日平均の需要に対する比率)

算定方法

周波数制御・需給バランス  
調整業務を担う  
水力発電設備・  
火力設備の固定費<sup>1)</sup>



偶発的需給変動対応に  
必要な予備力  
(年間最大3日平均の需要  
に対する比率)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
従来	8%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	6.3%
今回	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	7%	独自の 方法で 算定
(再掲) 影響額	-9億 円	+39 億円	+91 億円	+38 億円	+8 億円	+53 億円	+23 億円	+12 億円	+33 億円	+54 億円

注1.「発電・送配電の設備区分見直し」考慮後  
出所:第1.2回電気料金審査専門会合資料、各社提示資料より事務局作成

# 1. (2)各事業者の申請内容:費用算定手法

○沖縄電力を除く各事業者の周波数制御・需給バランス調整(可変費)の算定方法は以下のとおり

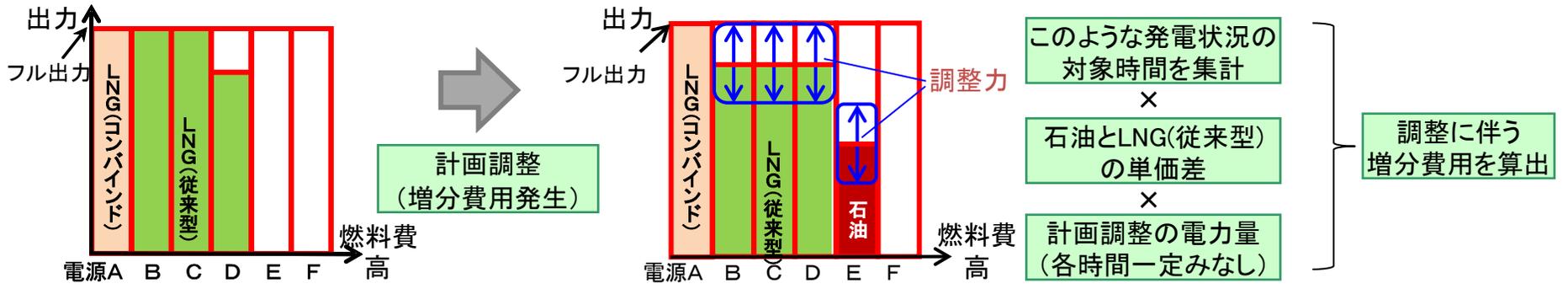
- ① 各年度の8760時間の持ち替え対象電源の稼働実績から、持ち替え区分を判定し、各区分ごとの年間時間数を集計
- ② 各年度の流通対応需要×年間の調整電力を8760時間で割り、1時間当たりの平均調整電力量を算定
- ③ ①×②に持ち替え区分に対応した単価差を乗じて、周波数制御・需給バランス調整により増加する燃料費(以下、「増分燃料費」という)を算定
- ④ 増分燃料費のうち、NWにとって必要な比率(9事業者とも1/2に設定)を乗じて周波数制御・需給バランス調整(可変費)として計上

○参考:第12回制度設計WG(平成27年1月22日) 電気事業連合会資料抜粋

## 【費用算出のイメージ:④石油⇔LNG(従来型)の例】

[最経済運用を追求した発電計画]

[調整力確保のために調整した発電計画(実績)]



# 1. (2) 各事業者の申請内容:年間(8760時間)の各持ち替えパターン比率

B.周波数制御・  
需給バランス調整(可変費)

持ち替えパターン	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
揚水発電所 ⇒揚水発電所	—	—	2.7%	2.3%	—	7.6%	7%	0.8%	1.7%	独自の 方法で 算定
石油発電所 ⇒揚水発電所	0.3%	—	3.8%	11.6%	—	21.1%	14%	0.8%	15.6%	
LNG(従来)発電所 ⇒揚水発電所	—	—	—	7.4%	—	—	—	—	—	
石油発電所 ⇒石油発電所	76.1%	0.0%	0.1%	0.2%	79.9%	6.3%	11%	87.6%	18.2%	
LNG(従来型)発電所 ⇒石油発電所	—	4.9%	77.3%	7.3%	—	55.6%	55%	—	64.4%	
LNG(従来型)発電所 ⇒LNG(従来型)発電所	—	0.8%	2.3%	40.4%	—	3.1%	12%	—	0.1%	
LNG(CC)発電所 ⇒LNG(従来型)発電所	—	75.8%	13.8%	19.3%	—	6.3%	—	—	0.1%	
LNG(CC)発電所 ⇒LNG(CC)発電所	—	18.5%	—	11.5%	—	—	—	—	—	
石炭発電所 ⇒石油発電所	23.2%	—	—	—	8.5%	—	—	7.5%	—	
石炭発電所 ⇒LNG発電所	—	—	—	—	—	—	1%	—	—	
石炭発電所 ⇒石炭発電所	0.5%	—	—	—	11.6%	—	—	3.3%	—	

# 1. (2)各事業者の申請内容:持ち替えパターンの判定条件(例)

○沖縄電力除く各事業者は、主に以下のような判定条件を設けて、1時間毎の持ち替えパターンを設定

持ち替えパターン	判定条件の例(各社の申請内容より作成)
揚水発電所 ⇔揚水発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>揚水発電所並列状態 かつ 石油発電所が周波数制御等が可能な最大出力を上回る状態(以降フル運転状態と定義)</li> </ul>
石油発電所 ⇔揚水発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>揚水発電所並列状態 かつ LNG(従来型)フル運転状態</li> </ul>
石油発電所 ⇔石油発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>揚水発電所並列なし かつ LNG(従来型)フル運転状態</li> </ul>
LNG(従来型)発電所 ⇔石油発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>石油発電所が周波数制御が可能な出力値(以降、調整運転状態と定義) かつ LNG(従来型)調整運転状態</li> </ul>
LNG(従来型)発電所 ⇔LNG(従来型)発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>LNG(従来型)発電所調整運転状態 かつ LNG(CC)フル運転状態</li> </ul>
LNG(CC <sup>1)</sup> )発電所 ⇔LNG(従来型)発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>LNG(CC)発電所調整運転状態 かつ LNG(従来型)発電所調整運転状態</li> </ul>
LNG(CC)発電所 ⇔LNG(CC)発電所	<ul style="list-style-type: none"> <li>LNG(CC)発電所調整運転状態</li> </ul>

注1.コンバインドサイクルの略  
出所:第1.2回電気料金審査専門会合各社提示資料等

# 1. (2)各事業者の申請内容:年間流通対応需要に占める比率

○沖縄電力を除く各事業者は、年間流通対応需要に占める周波数制御・需給バランス調整等に要した比率を以下のように設定

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
年間流通 対応需要 に占める 調整電力量	7%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	独自の 方法で 算定
調整電力量に における 一般送配電事業者 が担う比率	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	50%	

出所: 第1,2回電気料金審査専門会合各社提示資料、各社ヒアリング結果より事務局作成

※流通対応需要: 一般送配電事業者の系統設備を通して供給されるすべての需要

# 1. (2)各事業者の申請内容:同一燃種間の値差

○各事業者は、同一燃種間では高値平均と安値平均の差分を設定している(揚水⇔揚水除く)

石油発電所⇔石油発電所で持ち替えが発生している状態(イメージ)

パターン	稼働状況	燃料単価
	<input type="checkbox"/> 持ち替え発生箇所	
石油発電所	A発電所①ユニット	調整運転 14.5円/kWh
	A発電所②ユニット	調整運転 14.0円/kWh
	B発電所①ユニット	調整運転 13.5円/kWh
	B発電所②ユニット	フル運転 13.0円/kWh
LNG(従来)発電所	C発電所①ユニット	フル運転 11.5円/kWh
	C発電所②ユニット	フル運転 11.0円/kWh
	D発電所①ユニット	フル運転 10.5円/kWh
	E発電所①ユニット	フル運転 10.0円/kWh

高

↑

↓

安

**b** 高値平均 14.25 円/kWh

**a** 全体平均 13.75 円/kWh

**c** 安値平均 13.25 円/kWh

**e** 高値平均 11.25 円/kWh

**d** 全体平均 10.75 円/kWh

**f** 安値平均 10.25 円/kWh

当該時間の単価差

- **b**石油の高値平均単価 - **c**石油の安値平均単価 = 1.00円/kWh

# 1. (2)各事業者の申請内容:他燃種間の値差

○各事業者は、燃種毎の平均値の差分で値差を設定(揚水との持ち替え除く)

石油発電所⇔LNG(従来型)発電所で  
持ち替えが発生している状態(イメージ)

パターン	稼働状況	燃料単価
石油発電所	A発電所 ①ユニット	停止 14.5円/kWh
	A発電所 ②ユニット	最低運転 14.0円/kWh
	B発電所 ①ユニット	調整運転 13.5円/kWh
	B発電所 ②ユニット	調整運転 13.0円/kWh
LNG(従来型)発電所	C発電所 ①ユニット	調整運転 11.5円/kWh
	C発電所 ②ユニット	調整運転 11.0円/kWh
	D発電所 ①ユニット	フル運転 10.5円/kWh
	E発電所 ①ユニット	フル運転 10.0円/kWh

□ 持ち替え発生箇所

**b** 高値平均  
14.25  
円/kWh

**c** 安値平均  
13.25  
円/kWh

**a** 全体平均  
13.75  
円/kWh

**e** 高値平均  
11.25  
円/kWh

**f** 安値平均  
10.25  
円/kWh

**d** 全体平均  
10.75  
円/kWh

当該時間の単価差

- **a**石油の平均単価  
- **d**LNG(従来型)の平均単価  
=3.00円/kWh

# 1. (2) 申請概要: 離島本土バックアップ

○九州電力及び中部電力は省令上で定められている調整力コストに加えて、本土と連系している離島のバックアップ費用を申請している(九州電力:五島列島、中部電力:神島)

## 【参考】本土連系離島(五島)における発電設備の概要

10

- 長崎の五島地区については、平成17年に海底ケーブルで本土と連系しておりますが、連系線事故時のバックアップ電源として、現在も3発電所(福江第二発電所、新有川発電所、宇久発電所)を残置しております。

### <五島系統の概要図>



### <本土連系離島バックアップ電源概要>

発電所名	認可出力	帳簿価額 (H26末実績)
福江第二発電所	21,000kW	2 億円
新有川発電所	60,000kW	14 億円
宇久発電所	3,000kW	0.3 億円
3箇所合計	84,000kW	16.3 億円

# 1. (2) 沖縄電力の申請概要

○調整コストについて、沖縄電力は他の9事業者と異なる方法で算定した結果に基づき申請を実施

## 沖縄電力の申請内容

## (参考)9事業者の申請内容

	沖縄電力の申請内容	(参考)9事業者の申請内容
周波数制御・需給バランス調整	固定費	<ul style="list-style-type: none"> <li>周波数制御機能を担う水力・火力設備の固定費のうち、偶発的需給変動対応に必要な予備力(年間最大3日平均の需要に対する7%)の設備容量に相当する費用を計上</li> </ul>
	可変費	<ul style="list-style-type: none"> <li>年間の流通対応需要に当日断面での必要予備率(5%)を乗じて調整電力量を算定し、その1時間あたりの平均値に一定の前提に従い判定された燃料間の単価差を乗じて増分燃料費を計上</li> </ul>
その他	潮流調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>一部の会社は潮流調整のための費用を周波数制御・需給バランス調整の可変費(持ち替え増分費用)に含めて計上(個別の特定が困難であるため)</li> </ul>
	電圧調整	<ul style="list-style-type: none"> <li>一部の会社は水力発電の調相運転を行うことによる費用を計上</li> </ul>
	マストラン電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>一部の会社は電圧維持に必要なマストラン電源について、小売供給には不要かつ周波数調整も行っていない時間を判定し、当該時間の最低負荷運転による燃料費の増加分を計上</li> </ul>
	系統保安ポンプアップ	<ul style="list-style-type: none"> <li>一部の会社は悪天候等による電源脱落時の広範囲停電を未然に防止するために行った、揚水発電所のポンプアップのための燃料費を計上</li> </ul>
	ブラックスタート	<ul style="list-style-type: none"> <li>供給区域全体での停電等の大規模停電に備え、ブラックスタート機能を有する発電設備の維持に係る費用を計上</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>悪天候、台風時の発電実績と、平常時の最経済な発電計画とを比較し、当該差異により発生した燃料費の増加分を計上</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>該当無し</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>系統事故時の電圧調整に必要なマストラン電源について、小売供給のために不要な時間を判定し、当該時間の最低負荷運転に必要な燃料費の増加分を計上</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>該当無し</li> </ul>	
	<ul style="list-style-type: none"> <li>全島停電が発生した場合に備え、ブラックスタート機能を有する発電設備(ガスタービン)を常時確保するために必要な費用を計上</li> </ul>	

出所: 各社提示資料及び各社ヒアリング結果より事務局作成

※GF(ガバナフリー)運転: 発電機自らが周波数を検出し、設定周波数と比較して発電出力を制御する運転

AFC(自動周波数制御)運転: 中央給電指令所からの制御信号で発電出力を自動制御する運転(後述のLFC(負荷周波数制御)も基本的に同じ)

# 1. (3) 論点 (沖縄電力以外の9事業者)

## 論点

需給バランス調整  
周波数制御・

### ① 固定費

- a. 偶発的需給変動対応に必要な予備力(年間最大3日平均の需要に対する7%)をすべて一般送配電事業者に必要な予備力とすることの妥当性

### ② 可変費

- b. 各社の設定している電源の持ち替えパターンは実態を反映しているか
- i. 電源の持ち替えの判定条件である発電設備の稼働状態は、各発電機の調整運転が可能な出力帯を踏まえて設定されているか
  - ii. 調整力の確保以外を目的とした出力の調整(物理的・経済的な制約等による出力の調整)による燃料費の増加分は除外されているか。  
(例えば、調整力の確保以外にも、LNGの調達状況、ガスタンクの容量等に起因して出力を調整することがあり得る)

- c. 増分燃料費の算定に用いている燃料間の単価差はメリットオーダーを反映して設定されているか

- d. 増分燃料費の算定の前提となる調整電力量は適切か
- i. 調整電力量として流通対応需要の5% とすることは適切か
  - ii. 一般送配電事業に必要な量と小売電気事業に必要な量を2分の1ずつ按分して、一般送配電事業にとって必要となる増分費用を算定することの妥当性

### ③ マストラン電源

- e. マストラン電源を並列することによる燃料費の増加分を託送原価に算入することの妥当性
- i. マストラン運転の目的は託送原価に算入することが適切なものであるか
  - ii. 小売電源や周波数制御等の機能も同時に担っている場合をどのように扱うべきか

### ④ その他

- f. 九州電力・中部電力の「離島本土連系バックアップ」を託送原価に算入することの妥当性

# 1. (3) 論点(沖縄電力)

## 論点

需給バランス調整 周波数制御・	①固定費	<ul style="list-style-type: none"> <li>g. 周波数制御・需給バランス調整に必要なコストの算定は適切か             <ul style="list-style-type: none"> <li>i. 周波数制御・需給バランス調整に必要な設備容量の算定は適切か</li> <li>ii. 小売電気事業者が負担すべきコストは除外されているか</li> </ul> </li> </ul>
	②可変費	<ul style="list-style-type: none"> <li>h. 増分燃料費の算定の前提となる調整電力量は適切か             <ul style="list-style-type: none"> <li>i. 調整電力量が適切に算定されているか</li> <li>ii. 小売電気事業に必要な量は除外されているか</li> </ul> </li> <li>i. 増分燃料費の算定に用いている燃料間の単価差はメリットオーダーを反映して設定されているか</li> </ul>
	③マストラン電源	<ul style="list-style-type: none"> <li>j. マストラン電源を並列することによる燃料費の増加分を託送原価に算入することの妥当性             <ul style="list-style-type: none"> <li>i. マストラン運転の目的は託送原価に算入することが適切なものであるか</li> <li>ii. 小売電源や周波数制御等の機能も同時に担っている場合をどのように扱うべきか</li> </ul> </li> </ul>
	④ブラックスタート	<ul style="list-style-type: none"> <li>k. ブラックスタートに必要となる発電設備に係る固定費の算定は適切か             <ul style="list-style-type: none"> <li>i. ガスタービン発電機について、小売電源や周波数制御等の目的での利用に相当する費用はブラックスタート費用から除かれているか</li> </ul> </li> </ul>

## 2. 発電・送配電の設備区分見直し

# (参考) 新たなライセンス制の導入等による変更のポイント

## <前提計画>

**<需要想定>**  
 経済指標や生産動向等をもとに一般電気事業者の供給区域内の電力需要を想定したもの

**<設備投資計画>**  
 送配電設備等の拡充・改良工事計画。減価償却費や事業報酬算定の基礎となる

**<経営効率化計画>**  
 電気事業者が、自主的取り組みとして、経営効率化の内容をステークホルダーに示したもの

**<人員計画>**  
 事業に必要な人員の採用や配置、退職に関する計画。人件費算定の基礎となる

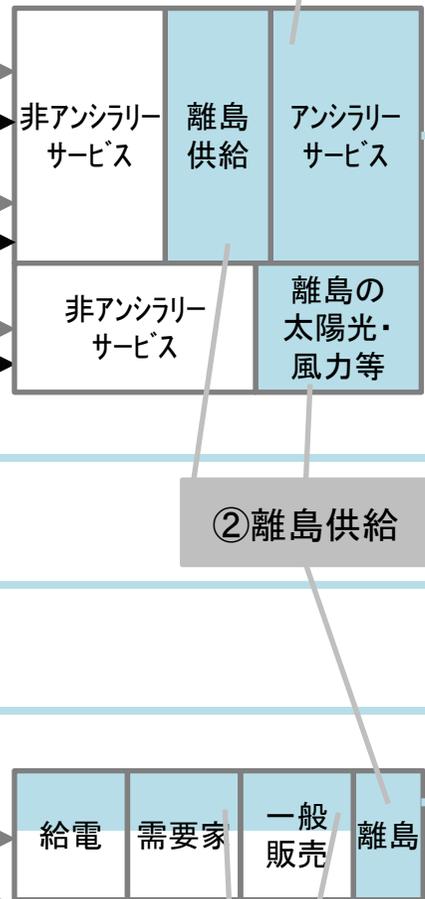
## <総原価の算定>

人件費
燃料費
修繕費
減価償却費
事業報酬
公租公課
その他 (諸経費・控除収益等)

## ④ 発電・送配電の設備区分見直し

水力
火力
新エネ
送電
変電
配電
販売
一般管理
保留原価

## <託送原価の抽出>



## ③ 調整力コスト

## ② 離島供給

## ⑤ 小売・配電の業務区分見直し

## ① 事業報酬率

NW関連(託送原価)

非NW関連

## 2. (1) 発電・送配電の設備区分見直しの概要

### (ア) 見直しの背景

- ・改正電気事業法において、一般送配電事業は「自らが維持し、及び運用する送電用及び配電用の電気工作物によりその供給区域において託送供給及び発電量調整供給を行う事業」と定義された

### (イ) 発電・送配電の設備区分見直しの概要

- ・上記改正を踏まえ、管理会計上の資産区分についても、発電所における送配電機能を有する設備に関する見直しの必要性が生じた

## 2. (2) 各社の申請概要：発電・送配電の設備区分見直しの考え方

○各事業者とも発電所としての機能を無くした場合においても、託送供給に必要となる設備の考え方を基本に、発電設備、送配電設備、共用設備の仕分けを行い申請がなされている

○その上で、減価償却費及び事業報酬等の一部を発電設備から送配電設備に振り替える

現状

今後

考え方

- 発電所内の設備は全て発電設備（＝託送原価への算入はなし）

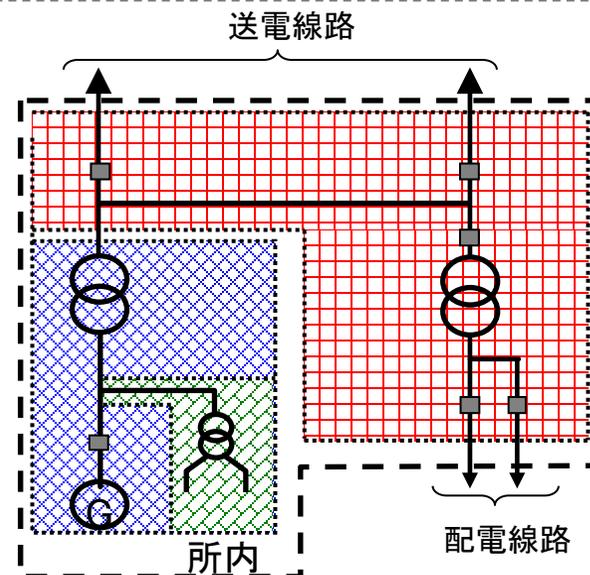
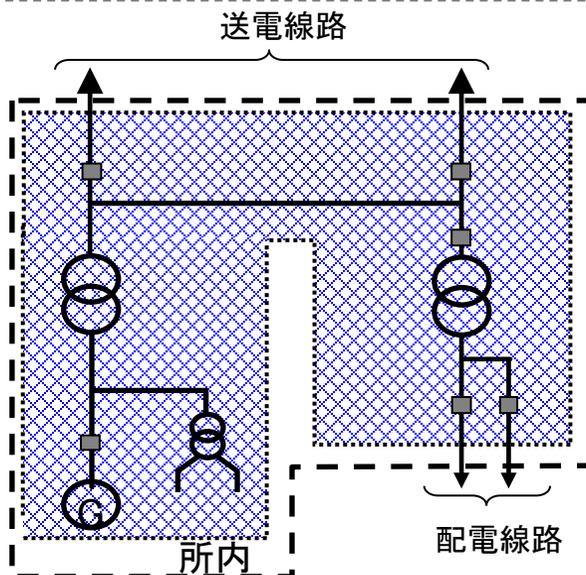
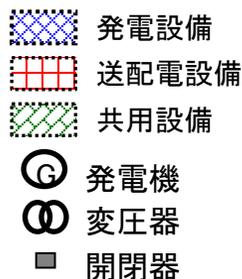
- 「発電所としての機能を無くした場合においても、託送供給に必要となる設備」を送配電設備と整理
- 上記、送配電設備並びに発電設備の両者に資する設備を共用設備と整理

対象コスト

• -

- 減価償却費
- 事業報酬 等

設備区分イメージ



## 2. (2) 各社の申請概要：託送原価への影響額

○発電・送配電の設備区分見直しに伴う託送原価への影響は、沖縄電力を除く各事業者とも概ね0.01円/kWh前後

○沖縄電力は発電・送配電の設備区分見直しの必要がある設備はなし

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	
託送原価への影響額	+4 億円/年	+7.3 億円/年	+8 億円/年	+9.6 億円/年	+2.8 億円/年	+5 億円/年	+7 億円/年	+4 億円/年	+10 億円/年	
託送単価への影響額	+0.01円 /kWh	+0.01円 /kWh	+0.00円 /kWh	+0.01円 /kWh	+0.01円 /kWh	+0.00円 /kWh	+0.01円 /kWh	+0.02円 /kWh	+0.01円 /kWh	
(参考)対象発電所数 <sup>1)</sup>	火力発電所	6	3	5	2	4	1	7	3	7
	水力発電所	33	124	51	89	64	69	52	36	46
	新エネ	—	4	—	—	—	—	—	—	2

1.送配電設備を保有する発電所数

出所：第1.2回電気料金審査専門会合資料、各社提示資料

## 2. (2) 各社の申請概要：共用設備の按分

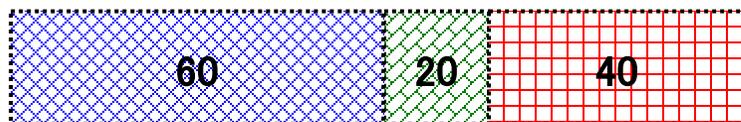
○各社、発電所毎の発電設備及び送配電設備の建設費比で共用設備を按分している

 発電設備  
 送配電設備  
 共用設備

### 共用設備按分前

- 発電所毎に発電設備、共用設備、送配電設備を特定

発電所A



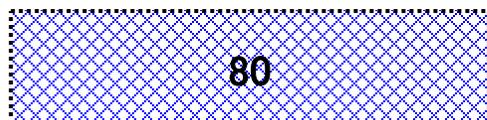
60:40で  
按分

発電所B

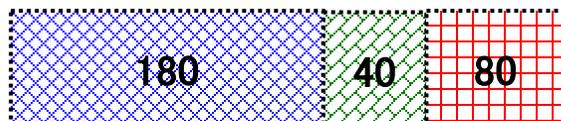


40:40で  
按分

発電所C

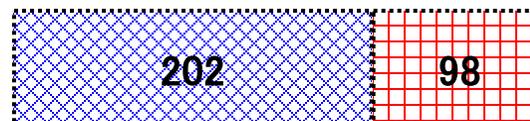
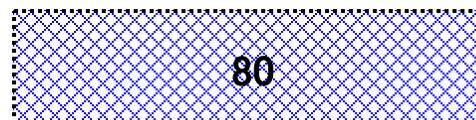
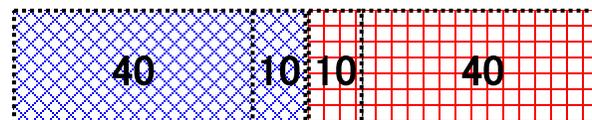
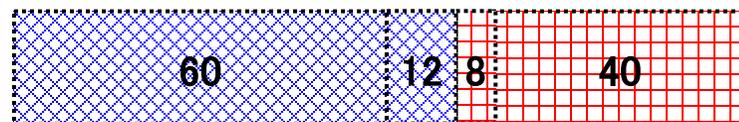


合計



### 共用設備按分後

- 発電所毎に発電設備、送配電設備の比率を用いて共用設備を按分



## 2. (3) 各社の申請概要：減価償却費算定方法

○発電所内の設備を細かく区分して算定した「個別積み上げ計算」と発電所全体の減価償却費を簿価比で按分する「一括簡便計算」を採用している事業者が存在する

### 個別積み上げ計算

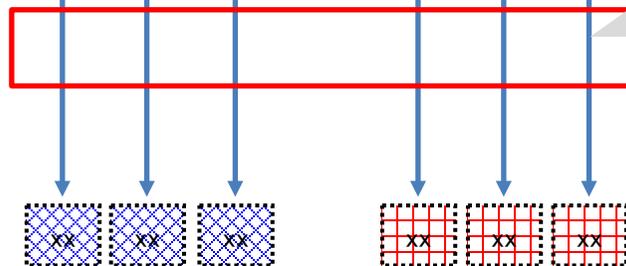
簿価イメージ

発電設備  
送配電設備



個々の  
設備毎に  
減価償却費  
を算定

減価償却費  
イメージ



### 一括簡便計算



発電所全体で  
算定した減価償却費  
を簿価比で按分



事業者

•北海道、東北、中部、北陸、中国

•東京、関西、四国、九州

## 2. (4) 論点

### 論点

#### ①設備区分

- a. 主な設備区分の見直しパターン(次頁)以外に送配電設備として整理されているパターンはあるか。ある場合、合理的な考え方で発電設備と送配電設備を整理しているか

#### ②計算手法

- b. 共用設備を合理的な考え方(発電所ごとの発電設備と送配電設備の比率)で発電設備と送配電設備に按分しているか
- c. 発電設備及び送配電設備の減価償却費の算定において、個別積み上げ計算を採用していない場合(簡便的な一括計算)、個別積み上げ計算よりも送配電設備の減価償却費が上回ることはないか

# (参考) 発電・送配電の設備区分見直しの主なパターン

○発電所内の設備が託送原価算定上、送配電設備と整理される主なパターンを以下に示す

発電所から直接  
配電線が延びている場合

- 発電所の機能が無くとも、他の発電所で発電した電気を送電線を通じて、配電線に提供可能

送電線の引き込みが  
 $\Pi$ 分岐<sup>1)</sup>となる場合

- 発電所の機能が無くとも、送電線の一部として機能

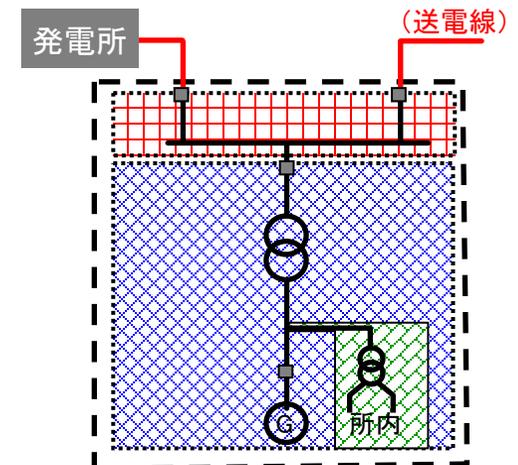
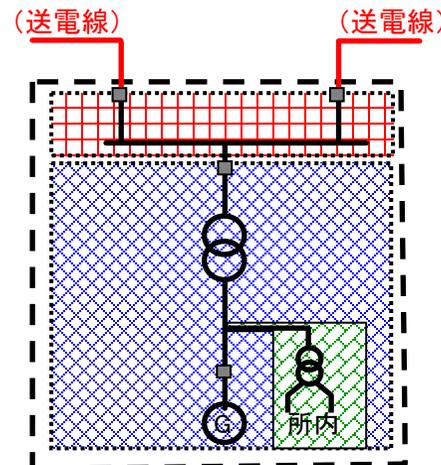
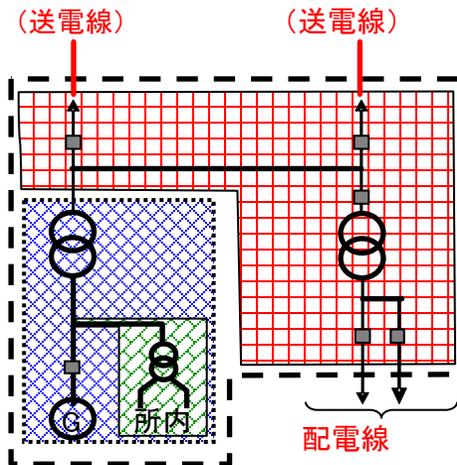
$\Pi$ 分岐の接続先が  
他の発電所の場合

- 発電所の機能が無くとも、送電線の一部として機能

考え方

設備区分  
イメージ

- 送配電設備
- 発電設備
- 共用設備



### 3. 小売・配電の業務区分の見直し

# (参考) 新たなライセンス制の導入等による変更のポイント

## <前提計画>

**<需要想定>**  
 経済指標や生産動向等をもとに一般電気事業者の供給区域内の電力需要を想定したもの

**<設備投資計画>**  
 送配電設備等の拡充・改良工事計画。減価償却費や事業報酬算定の基礎となる

**<経営効率化計画>**  
 電気事業者が、自主的取り組みとして、経営効率化の内容をステークホルダーに示したもの

**<人員計画>**  
 事業に必要な人員の採用や配置、退職に関する計画。人件費算定の基礎となる

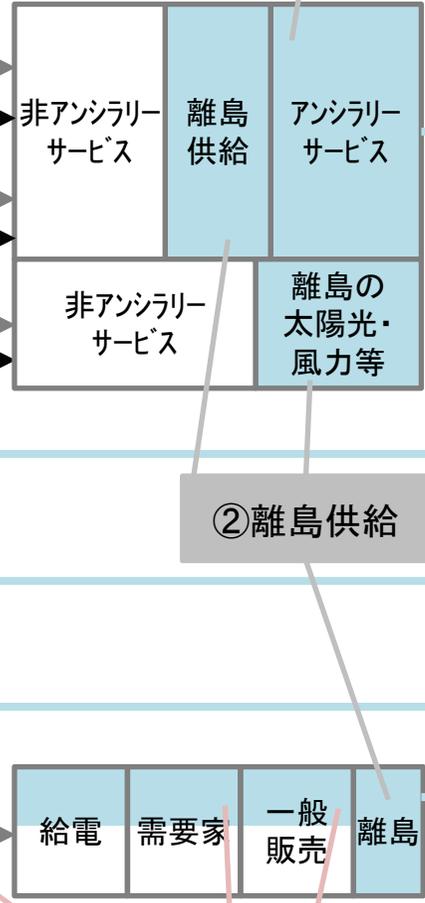
## <総原価の算定>

人件費
燃料費
修繕費
減価償却費
事業報酬
公租公課
その他 (諸経費・控除収益等)

## ④ 発電・送配電の設備区分見直し

水力
火力
新エネ
送電
変電
配電
販売
一般管理
保留原価

## <託送原価の抽出>



## ③ 調整力コスト

## ② 離島供給

## ⑤ 小売・配電の業務区分見直し

## ① 事業報酬率

NW関連(託送原価)

非NW関連

### 3. (1) 小売・配電の業務区分の見直しの概要①

#### (ア) 小売・配電の業務区分の見直しの概要

- ・営業所等で営業部門と配電部門が一体的に行っている業務について、業務の性質・内容に応じて小売電気事業に関連する業務と一般送配電事業に関連する業務に分類、再整理

#### (イ) 見直しの背景

- ・新たなライセンス制の導入に伴い一般送配電事業と小売電気事業の業務を厳密に切り分ける必要が生じたことから、託送料金の算定のため、小売・配電の業務区分の見直しを実施

### 3. (1) 小売・配電の業務区分の見直しの概要②(1/2)

- これまで電力会社ごとにまちまちに整理されていた営業所等の業務について、新たなライセンス制導入に伴い、業務区分を標準化していくことが必要
- そこで、営業所等の業務内容について、事業者との議論等を踏まえ、標準的な業務及び業務区分(NW、小売、共通)を以下のように設定

	業務内容	具体的な業務内容	整理の考え方	業務区分
1 契約受付	① 申込受付	<ul style="list-style-type: none"> <li>窓口にて、需要家(電気工事店含む)から供給設備工事、契約負荷設備変更等を伴う電気使用契約申込書を受付。申込書の記載内容を確認するとともに、受付内容のシステムへ登録</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>受付内容にNWと小売の要素が混在しているため</li> </ul>	共通
	② 工程管理 (供給検討、工事手配等)	<ul style="list-style-type: none"> <li>引込線や柱上変圧器など供給に必要な配電設備形成にあたり、設備設計・選定を行うとともに、工期の調整や工事の手配・管理を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送配電設備形成のために必要な業務のため</li> </ul>	NW
	③ 負担金算定	<ul style="list-style-type: none"> <li>供給工事において工事費負担金が発生する場合には、負担金を算定し請求</li> </ul>		NW
	④ 契約審査	<ul style="list-style-type: none"> <li>契約全般の内容について、適切に処理されたか(供給工事が完了したか、工事負担金が発生する場合にはその受領が完了したか等)審査を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>申込に付随して生じる業務であることから、申込受付と同様に共通</li> </ul>	共通
	⑤ 異動登録・照合	<ul style="list-style-type: none"> <li>契約及び設備に係る情報についてシステムへの登録を行うとともに、登録内容の確認を実施</li> </ul>		共通
2 異動出向・調査	① 異動出向	<ul style="list-style-type: none"> <li>引越に伴う通電開始施工業務など、現場に出向し、配電設備の施工業務を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送配電設備に係る作業を目的とした出向のため</li> </ul>	NW
	② 竣工調査(保安調査)	<ul style="list-style-type: none"> <li>顧客の電気設備が電気事業法に基づく保安規定に適合しているかの調査を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>送配電設備に係る調査業務であるため</li> </ul>	NW
	③ 契約調査	<ul style="list-style-type: none"> <li>実施された工事結果が、契約内容と齟齬がないか現場での配電設備の調査を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>温水器契約における温水器確認業務は小売契約に付随する確認業務であり、その他は託送契約における確認業務のため、共通に整理</li> </ul>	共通

### 3. (1) 小売・配電の業務区分の見直しの概要②(2/2)

	業務内容	具体的な業務内容	整理の考え方	業務区分
3	既契約管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>①契約是正・廃止中管理等</li> <li>• 新增設受付以外の電気の供給に係る契約管理についての業務</li> <li>• 顧客の電気の使用実態が契約内容と適合していない場合に是正を行う契約是正業務、料金プランのコンサル業務等</li> <li>• 入居者がおらず、電気需給契約を廃止しているアパートなどで電気の使用がないかの廃止中管理業務</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 契約是正、料金プランコンサルは、小売契約に係る業務であり、廃止中管理業務は、NWに係る業務であることから、共通に整理</li> </ul>	共通
4	停電周知	<ul style="list-style-type: none"> <li>①停電周知・停電割引・公衆事故防止PR</li> <li>• 工事停電における事前周知(はがき送付等)及び故障停電における広報車やHP等を通じた住民への周知</li> <li>• 停電による制限・中止時間に応じた託送料金の割引対象範囲の検討。公衆保安のためのテレビやポスターによるPR活動</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 停電や公衆事故防止等に係る業務のため</li> </ul>	NW
5	電話受付	<ul style="list-style-type: none"> <li>①営業所受付・コールセンター</li> <li>• 営業所・コールセンターにおいて、電話で受付けた屋内停電・引越・料金・支払等に関する問合せについて対応する業務</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• NW・小売両方の問合せについて対応する業務のため</li> </ul>	共通
6	検針	<ul style="list-style-type: none"> <li>①指示数確認</li> <li>• メーターで計量された検針指示数(電気使用量)の現場確認業務</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 検針業務は、NW業務のため</li> </ul>	NW
		<ul style="list-style-type: none"> <li>②検針結果通知(検針票投函)</li> <li>• 検針指示数(電気使用量)のお知らせ(検針票)の投函業務</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 検針結果の通知は、小売料金の通知業務でのため</li> </ul>	小売
7	集金	<ul style="list-style-type: none"> <li>①算定・請求</li> <li>• 小売料金の算定、請求業務(振込用紙の発行、問合せ対応など)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 小売料金の算定・請求に係る業務のため</li> </ul>	小売
		<ul style="list-style-type: none"> <li>②収納</li> <li>• 口座振替、クレジット、振込用紙による集金等、電気料金の回収・収納業務</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 小売料金の収納に係る業務のため</li> </ul>	小売
		<ul style="list-style-type: none"> <li>③督促</li> <li>• 小売料金の支払が延滞している顧客に対する支払いの督促</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 小売料金の支払督促業務であるため</li> </ul>	小売
		<ul style="list-style-type: none"> <li>④停止</li> <li>• 料金未払者への対抗手段として、停止予告、供給停止を実施</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 供給停止予告・供給停止は、送配電業務であるため</li> </ul>	NW
8	調定	<ul style="list-style-type: none"> <li>①料金計算</li> <li>• 小売料金の算定計算業務</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 小売料金の算定に係る業務のため</li> </ul>	小売

### 3. (1)小売・配電の業務区分の見直しの概要③

- 業務量調査の結果に基づき、契約受付・異動出向・調査などの各業務ごとにNW、小売に要している業務量(人工)を算出し、すべて直課となる業務を除く全業務の業務量を集計することにより、帰属・配賦計算を行う際のNW、小売の人員数比を算出する
- 算出した人員数比等、各費目に関連するドライバーを用いて、販売費をNW分、小売分に配分する。この際も、販売費の中で直課できるものはまず直課を行い、できないものについてドライバーを用いて帰属・配賦計算を行う

#### A 人員数比率算定イメージ

(単位;人工)

業務内容	需要家費		一般販売費		合計
	NW	小売	NW	小売	
1 契約受付					
① 申込受付	100	80			
② 工程管理 (供給検討、工事手配等)	50				
③ 負担金算定	30				
④ 契約審査	50	40			
⑤ 異動登録・照合	50	40			
2 異動出向・調査					
① 異動出向	90				
② 竣工調査 (保安調査)	70				
③ 契約調査	60	48			
...	...				
その他	...				
合計	600	400	10	990	2000
比率	60%	40%	1%	99%	-

#### B 各費目のNW分の特定イメージ

(単位;億円)

販売費	A	B	C	D=A-B-C	ドライバー	E※	F=D*E	G=D*(1-E)	H=B+F
	総額	NW直課	小売直課	非直課分		NW比率	NW帰属・配賦	小売帰属・配賦	NW合計
需要家費									
給与手当	150	0	0	150	人員数比	60%	90	60	90
委託検針費	200	180	20	0	---		0	0	180
...									
一般販売費									
給料手当	200	0	0	200	人員数比	1%	2	198	2
消耗品費	130	10	20	100	人員数比	1%	1	99	1
減価償却費	300	0	0	300	床面積比	2%	6	294	6
...									

業務量比率に基づき  
別途算定した比率

### 3. (2) 各社の申請の概要①

○各社の業務のNW,小売への区分は、基本的に標準的な業務区分の整理に沿った形で行われている  
 ○整理が異なる点についても、NW、小売が含まれているものについてあえて小売側に整理をしているものであり、NWに寄せられているものはない

業務内容		標準	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
1.契約受付	①申込受付	共通	共通										
	②工程管理 (供給検討、工事手配)	NW	NW										
	③負担金算定	NW	NW				共通		NW				
	④契約審査	共通	共通				小売		共通				
	⑤異動登録・照合	共通	共通										
2.異動出向 ・調査	①異動出向	NW	NW		共通	NW		共通	NW			共通	
	②竣工調査 (保安調査)	NW	NW		共通	NW	小売		NW				
	③契約調査	共通	共通				該当業務なし		共通			小売	
3.既契約管理	①契約は正・ 廃止中管理等	共通	共通										
4.停電周知	①停電周知・停電割引・ 公衆事故防止PR	NW	NW										
5.電話受付	①営業所受付・ コールセンター	共通	共通										
6.検針	①指示数確認	NW	NW										
	②検針結果通知 (検針票投函)	小売	小売										
7.集金	①算定・請求	小売	小売										
	②収納	小売	小売										
	③督促	小売	小売		該当業務 無し <sup>1)</sup>	小売							
	④停止	NW	NW										
8.調定	①料金計算	小売	小売										
その他		-	共通								小売		

1. 東京電力は督促を実施せずに停止予告を出している

出所:各社に対するヒアリング結果より事務局作成

### 3. (2) 各社の申請の概要②

- 各社の従来の業務区分がまちまちであったことから、託送原価が増加する影響が出る電力会社と減少する影響が出る電力会社がある
- 北海道電力、中部電力において、託送料金の増加影響が大きくなっている

#### 各社の業務内容毎の影響額

業務内容	単位	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
1. 契約受付	円/kWh	+0.12	+0.05	+0.01	+0.11	+0.04	+0.03	+0.08	+0.06	+0.08	+0.10
2. 異動出向・調査	//	+0.05	+0.04	+0.01	-	+0.00	-0.00	+0.02	-0.00	+0.02	-
3. 既契約管理	//	+0.04	+0.01	+0.02	+0.06	+0.00	+0.01	+0.02	+0.00	+0.02	+0.00
4. 停電周知	//	+0.07	+0.04	+0.01	+0.02	-0.01	+0.00	+0.01	+0.01	+0.01	-
5. 電話受付	//	+0.07	+0.02	-0.01	+0.02	-0.01	+0.01	-0.03	+0.00	+0.02	+0.01
6. 検針	//	+0.01	-0.03	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.03	-0.00	-0.01	-0.02
7. 集金	//	-0.24	-0.12	-0.06	-0.09	-0.07	-0.11	-0.11	-0.12	-0.15	-0.20
8. 調定	//	-0.01	-0.01	-0.02	-0.02	-0.01	-0.01	-0.01	-0.01	-0.03	-0.05
9. その他	//	+0.00	+0.00	-	+0.01	+0.03	+0.02	+0.01	+0.00	+0.05	-
合計	//	+0.12	+0.00	-0.05	+0.09	-0.05	-0.07	-0.04	-0.06	+0.01	-0.16
影響額合計	億円	+38	+1	-132	+113	-13	-103	-22	-17	+6	-12

注) その他の業務の例示: 上記各業務の本社・支社でのサポート業務、システム関連費用、省エネコンサル等

四捨五入の関係で、合計が一致しない場合がある

(出所: 第2回電気料金審査会合における各社提出資料)

### 3. (3) 契約受付各業務の各社の申請概要

- 契約受付の各業務について、各電力会社の今回の業務区分は、基本的に一致している
- 東京電力は、従来より工程管理・負担金算定業務を配電部署が行いNWに整理していたため、当見直しでの託送原価への影響が小さく、その他の電力会社では、従来これらの業務を小売に整理していたため、託送原価への影響が比較的大きくなっている

#### 契約受付の各業務の概要及び各社の今回・従来業務区分

業務	業務の概要	各社の今回の業務区分※	託送原価へ増加影響 各社の従来業務区分		
			NW	共通	小売
①申込受付	・窓口にて、需要家(電気工事店含む)から供給設備工事、契約負担設備変更等を伴う電気使用契約申込書を受付。申込書の記載内容を確認するとともに、受付内容のシステムへ登録	共通	-	-	10社
②工程管理	・引込線や柱上変圧器など供給に必要な配電設備形成にあたり、設備設計・選定を行うとともに、工期の調整や工事の手配・管理を実施	NW	東京	-	他9社
③負担金算定	・供給工事において工事費負担金が発生する場合には、負担金を算定し請求	NW (北陸のみ 共通)	東京	-	他9社
④契約審査	・契約全般の内容について、適切に処理されたか(供給工事が完了したか、工事負担金が発生する場合にはその受領が完了したか等)審査を実施	共通 (北陸のみ 小売)	-	-	10社
⑤異動登録・照合	・契約及び設備に係る情報についてシステムへの登録を行うとともに、登録内容の確認を実施	共通	-	-	10社

注)

※ 今回の業務区分

北陸：負担金算定 当業務に含まれる1年未満契約の顧客への料金請求業務のみ小売に区分しているため、負担金算定を共通に区分

：契約審査 当業務には、小売契約の審査の要素のみを集計、NWの要素のある審査業務は、申込受付に反映

(出所：電気料金審査会合における各社提出資料、各社へのヒアリングの結果に基づき事務局作成)

### 3. (4) 既契約管理業務の各社の申請概要

- 既契約管理業務について、各電力会社の今回の業務区分は一致している
- 従来と今回で業務区分をほとんど変えていない北陸電力・四国電力・沖縄電力の3社については、託送原価への影響はほとんどなく、その他の7社については、増額となる影響が生じている

#### 既契約管理業務の概要及び各社の今回・従来業務区分

業務	業務の概要	各社の今回の業務区分 ※1	託送原価へ増加影響 各社の従来業務区分		
			NW	共通 ※2	小売
既契約管理	<ul style="list-style-type: none"> <li>・新増設受付以外の電気の供給に係る契約管理についての業務</li> <li>・顧客の電気の使用実態が契約内容とに適合していない場合には是正を行う契約是正業務、料金プランのコンサル業務等</li> <li>・入居者がおらず、電気受給契約を廃止しているアパートなどで電気の使用がないかの廃止中管理業務。</li> </ul>	共通	-	<ul style="list-style-type: none"> <li>・北陸</li> <li>・四国</li> <li>・沖縄</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・他7社</li> </ul>

注)

※1 今回の業務区分 廃止中管理業務(NW)、料金コンサル(小売)等両方の要素が含まれるため、共通に区分

※2 従来業務区分 北陸・四国・沖縄 廃止中管理業務(NW)、契約是正等(小売)

(出所: 電気料金審査会合における各社提出資料、各社へのヒアリングの結果に基づき事務局作成)

### 3. (5) 論点

- (ア) 営業所等の各業務のNW、小売、共通への整理は標準的な業務区分に沿ったものとなっているか
- (イ) 営業所等に関連するその他の業務についても、その業務内容に応じて適切にNW、小売、共通に区分されているか  
(その他の業務の例: 営業所の各業務の本社・支社でのサポート業務、システム関連費用、省エネコンサル等)
- (ウ) 各業務のNW、小売の整理に基づき、適切にドライバー(人員数比等)が算定されているか  
また、その結果に基づくドライバーを用いて費用の按分計算が適切に行われているか