

制度変更等に係る論点について (調整力コスト)

平成27年11月13日

経 済 産 業 省
電力取引監視等委員会事務局

(参考)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

第7回電気料金審査
専門会合資料再掲

■ 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

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「本土連系離島バックアップ」を託送原価に算入することの妥当性

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

- 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
 - 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
 - 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

②可変費

- h. 増分燃料費の算定の前提となる調整電力量は適切か
 - i. 調整電力量が適切に算定されているか
 - ii. 小売電気事業に必要な量は除外されているか
- 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

③マストラン電源

- 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
 - 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ブラックスタート

- 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
 - 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

論点 a (固定費): 第7回の議論結果

- 第7回電気料金審査専門会合では、偶発的需給変動対応に必要な予備力が年間最大3日平均の需要に対する7%であることを前提に、7%のうち一般送配電事業者として確保すべき割合を議論すべきとの御意見を頂いた

論点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

第7回電気料金審査専門会合で頂いた主な御意見

- 7%という数字は制度設計WGで出されたものであり、現在、広域機関で議論しているが、この場で我々が動かせるものではない。我々は7%のうち、どれだけを送配電で確保すべきか、という論点を議論するものと理解している
- 7%という数字は法令で決まっているものではないが、制度設計WGで出されたもの。数字はそのままは動かさずに議論してはどうか。7%を全てNWで良いかということは論点として当然あり得ることである

論点 a (固定費): 対応方針

○7%には小売電気事業としての予備力(※)と一般送配電事業としての予備力が混在していることから、一般送配電事業者が託送料金原価として織り込む部分については、例えば、以下のような選択肢の中から検討をしてはどうか

(※)第186回通常国会 衆議院 経済産業委員会(平成26年4月25日)での電気事業法等の一部を改正する法律案の審議において、小売電気事業者が確保する供給能力の中には予備力が含まれるという旨の答弁が行われている。

(再掲) 論点 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

考え方

案1: 7%

偶発的需給変動対応に必要な予備力7%の全てを一般送配電事業に必要とする考え方

案2: 従来通り

偶発的需給変動対応に必要な予備力7%のうち、従来より事業者が設定している5%を一般電気事業者に必要なとする考え方(※)

案3: 7%の半分

可変費の調整電力量の算定(2分の1を一般送配電事業者負担分とする)に準じた考え方

留意点

小売りとして確保すべき偶発的需給変動対応に必要な予備力がゼロとなる

一定の実績評価がある

従来より各社が実績評価を行い設定していた比率(5%)を1.5%下回り、現在よりも確保する調整力が減少してしまう。

(※)なお、昭和62年の中央電力協議会による供給予備力必要量の検討結果では、北海道電力については、偶発的需要変動対応として9%が必要とされていたことを踏まえると、他社同様に小売分を差し引く場合、7%(9%−2%)が必要量となる。

(参考)電気事業法審議における国会答弁

第186回通常国会 衆議院 経済産業委員会（平成26年4月25日）電気事業法等の一部を改正する法律案

○國重委員

（略）この一項は、要するに、予備力の確保をしなければならない、小売事業者がそれは責務としてやらないといけないということですね、これはきのうもお話を事前にしていたんですけれども。そうすると、この文言の解釈というか、この二条の十二の一項の「供給能力を確保」の「供給能力」の中に、二項はちょっと除いて、まず一項に予備力を含むという理解でよろしいのでしょうか。

○上田政府参考人

委員御指摘のとおり、この法律の第二条の十二の「必要な供給能力を確保しなければならない。」の「供給能力」の中に供給予備力というものも当然含まれるものであると考えております。

○國重委員

明快な答弁をありがとうございます。

では、予備力を小売事業者が確保するということですが、どの程度の割合の予備力を確保しなければならないのか。（略）

○高橋政府参考人

お答え申し上げます。

（略）それから、その水準でございますけれども、小売電気事業者は、日々刻々変動する需要家の需要、天候、気候、電源の停止などのリスクを勘案しながら必要な供給予備力を確保することが必要でございます。これらのリスクはそれぞれの事業者の事業の内容によってさまざまでございますので、小売電気事業者が業務上確保すべき供給予備力の水準も一律には論じられないと思っております。そういう意味では柔軟な運用をしてみたいと考えてございます。

（改正電気事業法（平成26年法律第72号）抜粋）

第二条の十二 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

2 （略）

論点 b (可変費): 第7回の議論結果

○第7回電気料金審査専門会合では、持ち替えの判定要件について、調整力の確保以外の目的で行われている持ち替えを除外すべきといった御指摘を頂いた

論点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)

第7回電気料金審査専門会合で頂いた主な御意見

○持ち替えの判定要件について、部分負荷運転と部分負荷運転ならあてはめるという考え方なら、調整力のためとは言えないものまで含まれていると考えるべき。細かいものは個別審査で精査し、不必要なものがはじかれているかどうか確認しなければならない。

○LNGと石油の持ち替えについては、かなりの査定が入ることになる。また、LNGと石油の持ち替えで問題が発生するなら、LNGとLNGの持ち替えでも同じ問題が発生するのではないかという話を聞いたが、この点は整理をした上で考えたい

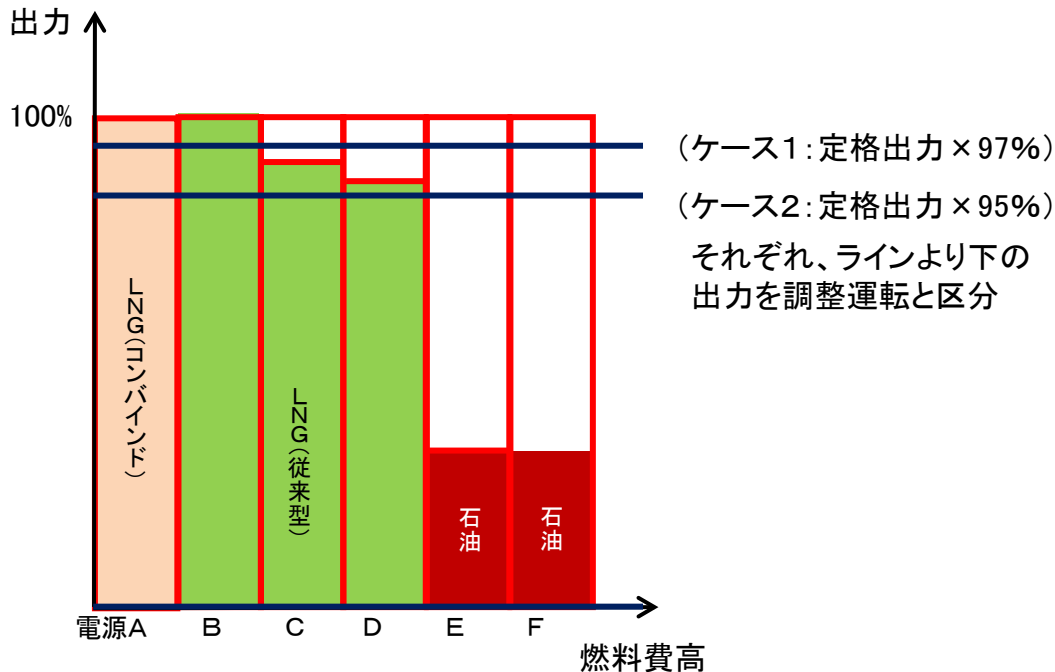
論点b - i

稼働状態の設定の違いによる 持ち替え区分の相違(イメージ)

- 調整運転状態の上限値、下限値が異なる場合、該当する持ち替え区分が異なる結果となる。
下図は上限が異なる場合の例

(ケース1) LNGと石油が調整運転であるため、LNG⇔石油の
持ち替え区分と判定(通常単価差大)

(ケース2) LNGがフル運転、石油が調整運転のため、
石油⇔石油の持ち替え区分と判定(通常単価差小)



論点b - ii

物理的・経済的な制約等による 出力の調整の具体例

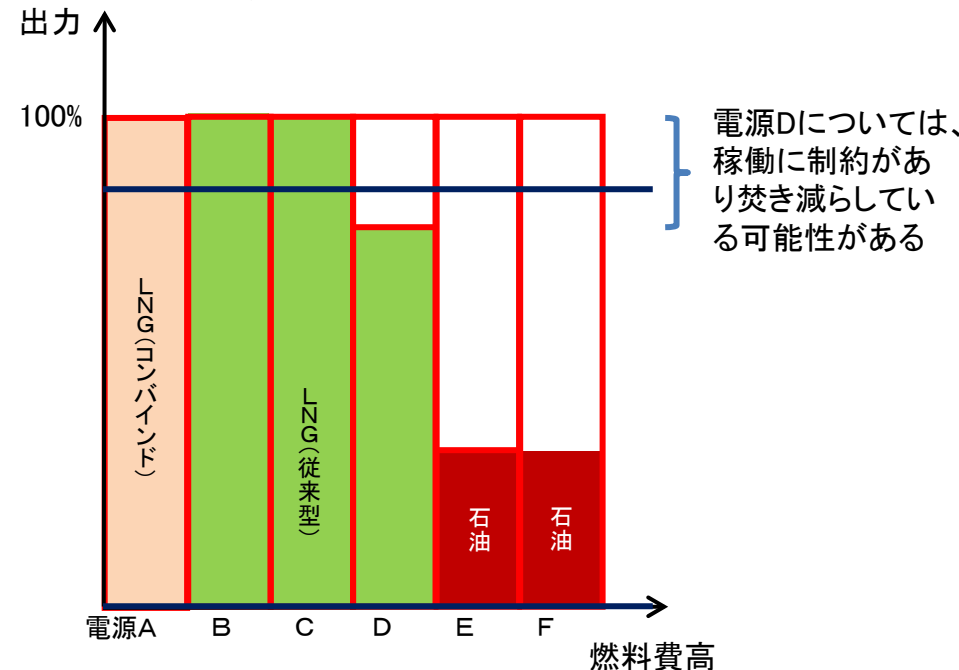
- LNGタンクの貯蔵制約等により、発電所をフル運転できない場合がある



貯蔵可能量



フル運転の必要量



論点 b-i (可変費): 対応方針

○持ち替え区分を判定する場合の発電設備の稼働状態(調整運転とする出力帯の範囲)の設定については、例えば、以下のような選択肢の中から検討をしてはどうか

	対応オプション		(参考)申請内容
	案1: 統一の基準(上限値、下限値)を設ける	案2: 発電所の運用実態に合わせる	
<p>(再掲)論点b-i</p> <p>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</p>	<p>調整運転とする出力帯の範囲</p> <p>原則、料金算定上の以下に統一して設定 【上限値】 定格出力値×95% (出力値が気温により季節変動する場合は考慮)</p> <p>【下限値】 最低出力値×105%</p>	<p>個々の発電所のスペック(GF,LFC)を踏まえ、調整運転が可能な出力帯を詳細に設定</p>	<p>事業者により異なり、上限値、下限値を設定していない事業者もあり。</p> <p>【上限値の例】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 定格出力×97% • 定格出力×95% 等 <p>【下限値の例】</p> <ul style="list-style-type: none"> • 最低運転×105% • 最低運転+10MW 等
メリット	<p>料金審査という観点では統一的な基準で公平に託送原価への算入額を定められる</p>	<p>発電所のユニットごとのスペック、各社の運用実態に近い</p>	—
デメリット	<p>調整電源の運用実態は会社やスペックにより異なるため、場合によっては運用実態と乖離する</p>	<p>判定条件の作りこみが煩雑であり、かつ、個々の発電所のスペックの検証は困難</p>	—

論点 b-ii (可変費): 対応方針

○物理的・経済的な制約が存在しないことについて立証ができない事業者の持ち替えの扱いは、例えば、以下のような選択肢の中から検討をしてはどうか

(再掲) 論点b-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

対応オプション

案1: LNGからの持ち替えはすべて認めない

案2: 発電所単位で制約を判断し、制約がある発電所からの持ち替えは認めない

物理的・経済的な制約が存在する場合の扱い

- LNG火力の部分負荷運転について、周波数制御・需給バランス調整を目的としているか、当該制約に起因するものかが判断できないため、持ち替えをすべて認めないこととする。

- LNGの部分負荷運転について、周波数制御・需給バランス調整を目的としているものに限定するため、制約の有無を発電所単位で判断し、当該発電所との持ち替えを認めないこととする。

メリット

- LNG火力の物理的、経済的な制約による部分負荷運転を完全に除外できる

- LNG火力の物理的、経済的な制約による部分負荷運転をより実態に近い形で除外できる

デメリット

- LNG火力の物理的、経済的な制約がない時間帯があつたとしても、除外されてしまう

- LNG火力の制約を正確に検証することは、事務負担が大きい

論点 C (可変費): 第7回の議論結果

○第7回電気料金審査専門会合では、増分燃料費の算定に用いている燃料間の単価差について、発電所のユニットごとの毎時間の運転状況を厳密に考慮した設定を行ってはどうかという御意見を頂いた

第7回電気料金審査専門会合で頂いた主な御意見

論点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

○事務局資料4スライド18、19について、たとえばスライド18では、単価の高い順にA①、A②、B③までが調整運転で、単価の安いB②がフル運転になっている。この場合、調整運転になっていないB②のユニットの単価まで、増分費用の計算をする単価に含まれる理由はどのように解釈をしたらいいのか。

(東京電力からの説明内容)

○調整運転のA①②、B①、この三つの単価をベースに差分を計算すべき、フル運転のB②は関係ないのにB①②の平均とA①②の平均を比較して差分をとるのはどういうことなのかという指摘と理解。実際の動きとしては、一つの電源だけが必ず部分負荷ということは生じていない。それぞれの時間で様々な動きがある中ではどういう原因かを見極められない。様々なユニットをどう判断するのか、それを閾値の考え方として作ろうとする中で、今回、はこういう動き方をしていたら揚水と揚水、これだったら揚水と石油、これをモデルとして決めて、その中でどのグループに入るかを計算している。したがって複数のユニットで何らかの不経済運転が発生している中で割り切って計算している。

(参考)各事業者の申請内容:燃種間の単価差の設定

○計算の簡便性のために、単価差の設定では1時間毎の発電所の稼働状況は考慮しておらず、年間ベースでの平均となっている

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	燃料単価	燃料単価
石油発電所	A発電所①ユニット	調整運転	14.5円/kWh	b 高値平均 14.25 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	c 安値平均 13.25 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	e 高値平均 11.25 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	f 安値平均 10.25 円/kWh
	E発電所①ユニット	フル運転	10.0円/kWh	
				d 全体平均 13.75 円/kWh

$$\text{単価差: } \text{b} - \text{c} = 14.25 - 13.25 = 1.00(\text{円/kWh})$$

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	燃料単価	燃料単価
石油発電所	A発電所①ユニット	停止	14.5円/kWh	b 高値平均 14.25 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	c 安値平均 13.25 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	e 高値平均 11.25 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	f 安値平均 10.25 円/kWh
	E発電所①ユニット	フル運転	10.0円/kWh	
				d 全体平均 10.75 円/kWh

$$\text{単価差: } \text{a} - \text{d} = 13.75 - 10.75 = 3.00(\text{円/kWh})$$

論点 C (可変費): 対応オプション

○持ち替えパターン毎の単価差の設定について、運用実態の反映、事務コストを勘案した上で、例えば以下のような選択肢の中から検討をしてはどうか

(再掲) 論点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しているか

■ フル運転
■ 調整運転
■ 停止/最低運転

対応オプション

	案1: 申請通り	案2: 他燃種間の単価差の考え方を修正	案3: 1時間毎の詳細分析
<p>単価差の設定イメージ (同一燃種)</p>	<p>高値平均</p> <p>安値平均</p>	<p>左記同様</p>	<p>実際の稼働電源ごとに単価差を設定</p>
<p>単価差の設定イメージ (他燃燃種)</p>	<p>石油 全体平均</p> <p>LNG(従来) 全体平均</p>	<p>石油 安値平均</p> <p>LNG(従来) 高値平均</p>	
<p>運用実態の反映</p>	△	案1よりも運用実態を反映 △ ~ ○	最も運用実態を反映 ○
<p>事務コスト</p>	○	軽微 (算定式のパラメータを変更するのみ)	膨大 (1時間毎の電源の稼働状況を確認し、単価差を設定)
<p>単価差への影響</p>	×	案1よりも低下 ○	電源の稼働状況(定検等)によっては単価差が増加する時間もある △

論点 d (可変費) 及び e (マストラン電源): 第7回の議論結果及び対応方針

○第7回電気料金審査専門会合では、調整電力量として流通対応需要の5%とすることや、一般送配電事業と小売電気事業で必要量を2分の1ずつ按分することの根拠についてご指摘を頂いた。

○論点d及び論点eについては、事業者からの追加説明を踏まえて、本日、改めて御議論頂くこととしたい

論点d及びe

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

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

第7回電気料金審査専門会合で頂いた主な御意見

【論点dについて】

○(固定費を算定する場合に前提となっている)7%は一定の根拠資料に基づいているが、5%や1/2の根拠は何か

【論点eについて】

○特に御意見は頂かなかった

論点 f (その他): 第7回の議論結果

○第7回電気料金審査専門会合では、本土連系離島バックアップを託送料金に織り込む場合、省令上で本申請内容が解釈可能である必要があるというご指摘を頂いた。

第7回電気料金審査専門会合で頂いた主な御意見

論点f

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

○本土連系離島バックアップについては、もともとだと思ふ反面、我々の判断で勝手に託送料金に乗せていいのかよく分からない。制度設計WGで離島と同じ扱いという話になっていたならよいが、後出しじゃんけんのような形で出てきたものを我々が入れていいのか。離島は本土とつながっていないという形で明確に定義し、特別扱いしたが、これを認めては陸の孤島のようなところまで含めるのかなど收拾が付かなくなる可能性もある。他方で、入れなくていいのかという問題もある。本土とつながないほうがよいとなるとインセンティブが働かなくなる。今回は託送料金に入れなくとも、次回には、制度設計専門会合で議論した上で入れるべき。

○託送料金に含んで良いものかどうか、法令で読めるかどうか、個別審査で検討したい

○連系線をつなぐか、燃料を運ぶか、どちらが安いのか費用対効果の問題もあるのではないか

○発電設備だが託送料金に入れてよいものとして限定列挙されているのではないか

(九州電力による説明)

○これを託送ではなく発電設備のままにしておくと、発電・小売側からは無駄な設備としてすぐ廃止となってしまう

(中部電力による説明)

○三重県の神島をブラックスタートの機能として位置づけている。神島には海底ケーブルが1回線しかないため、島にある非常用電源を使うという特殊性がある

論点 f (その他): 対応方針

○九州電力からの今般の申請において託送料金原価に算入することは困難ではないか。

九州電力からの説明

- 九州電力は、系統事故時等により長期の供給支障が生じる可能性がある地域(本土連系離島を含む)をすべてを特定しており、系統事故時等においては、発電機車を用いて供給することとしている。
- しかし、五島列島についてのみ、需要規模が大きく社内の発電機車を全台用いても供給が困難であり、また、供給可能な台数の発電機車を備えることや追加で海底ケーブルを敷設することはかえってコスト高となってしまう。
- このように、五島列島の発電設備の費用は、送配電設備のバックアップとして発生しているものであり、第9条第1項第1号のアンシラリーサービス費用として整理は困難であるものの、第3条第1項「一般送配電事業等を運営するに当たって必要であると見込まれる原価」に含まれ、その発生要因から送電費として託送料金原価に算入することが可能ではないか。

対応方針

- 五島列島の発電設備の費用は、七部門整理をした場合、火力発電に起因して発生している費用であるため、明らかに火力発電費に配分される(現行で発電費に計上されている費用について送電費への振り替えを認めるには、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での議論が必須だが、本件については取り扱われていない)。
- 省令第9条第1項第1号によれば、火力発電費の中で託送原価に計上されるものは離島供給費及び調整力コストに限定され、五島列島の発電設備の費用はいずれにも該当しないため、九州電力の主張を受け入れることは困難ではないか。
- また、中部電力より、神島の内燃力設備について、ブラックスタート機能を有する設備として託送料金原価に算入している旨の説明があったが、実態は九州電力と同じ海底ケーブル遮断時のバックアップであり、同様の理由から託送料金原価への算入は困難ではないか。

(参考) 託送供給等約款料金の算定に関する省令

託送供給等約款料金の算定に関する省令(抜粋)

第三条 平成二十六年改正法附則第九条第一項に規定する一般電気事業者(以下単に「一般電気事業者」という。)は、託送供給等約款料金を算定しようとするときは、四月一日又は十月一日を始期とする一年間を単位とした将来の合理的な期間(以下「原価算定期間」という。)を定め、当該原価算定期間において一般送配電事業等(一般送配電事業及び発電事業(その一般送配電事業(最終保障供給を行う事業を除く。))の用に供するための電気を発電するものに限る。)をいう。以下同じ。)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(以下「原価等」という。)を算定しなければならない。

2 (略)

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)

(参考) 沖縄電力の申請概要

第7回電気料金審査専門会合資料再掲

○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

周波数
制御・
需給
バランス
調整

固定費

- 周波数調整機能を有する火力発電設備の容量とH3需要(年間最大3日平均の需要)発生時に小売電源として確保する設備容量との差分を、GF・AFC運転の出力調整幅、電源脱落対応として最大発電設備出力、需要見積もり誤差の合計として費用に計上

- 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

可変費

- 過去の需要実績と実際に並列していた電源による最経済な発電計画を作成し、周波数制御等のため当該発電計画に一定の変更を行うと仮定して燃料費の増加分を計上

- 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

潮流調整

- 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

- 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)

電圧調整

- 該当無し

- 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

マストラン
電源

- 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

- 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

系統保安
ポンプアップ

- 該当無し

- 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

ブラック
スタート

- 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

- 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

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) 沖縄電力の申請内容の問題点

○沖縄電力は、調整コストの各項目について独自の算定方法を用いているが、合理性を欠く点が見られる。このため、算定方法を他9社の申請内容に合わせることを原則として査定を行ってはどうか。

申請内容の問題点

申請金額

	申請内容の問題点	申請金額
周波数 制御・ 需給 バランス 調整	固定費 <ul style="list-style-type: none"> 託送料金に織り込んでいる固定費は、周波数調整機能を有する火力発電設備の容量と小売電源として確保する設備容量の差分から算定されており、必要量に基づく算定となっていない。 一般送配電事業と小売電気事業の一体運用であり、小売電源としての利用があるにも関わらず、すべて一般送配電事業負担としている。 GF、LFC、最大発電設備出力を年間一定で設定している 電源脱落対応として、最大発電設備出力に相当する予備力を確保しているにも関わらず、別途需要見積もり誤差対応に必要な予備力についても計上している。 (需要規模に見合わない)大型電源の導入により小売側にメリットがあるにも関わらず、系統への負担はすべて一般送配電事業となっている。 	<ul style="list-style-type: none"> 託送原価: 7,200百万円 託送単価: 0.91円/kWh
	可変費 <ul style="list-style-type: none"> 系統規模に比較して多数の電源が並列され、原則すべてが調整運転となっているため、持ち替えに伴う電力量が非常に大きく算定されている。 1時間ごとの需要実績と並列電源から持ち替えに伴う電力量を推定計算しており、必要量に基づく算定となっていない。 過去3年で大きな需要変動がないにも関わらず、持ち替えに伴う電力量が2倍以上となっており、計算結果が実態と乖離している。 	<ul style="list-style-type: none"> 託送原価: 4,000百万円 託送単価: 0.51円/kWh
その他	潮流調整 <ul style="list-style-type: none"> 上記の可変費項目の増分燃料費と同様、潮流調整が必要となった時間帯の需要実績と並列電源から持ち替え電力量を推定計算しており、必要量に基づく算定となっていない。 	<ul style="list-style-type: none"> 託送原価: 148百万円 託送単価: 0.02円/kWh
	マストラン 電源 <ul style="list-style-type: none"> マストラン電源が周波数調整・需給バランス制御のための調整運転も行っている場合を考慮していない。 	<ul style="list-style-type: none"> 託送原価: 3,037百万円 託送単価: 0.39円/kWh
	ブラック スタート <ul style="list-style-type: none"> ブラックスタート機能を有するガスタービン発電設備のコストについて、停電時に発電設備の起動に必要な設備の維持に係る費用以外の部分も計上している 	<ul style="list-style-type: none"> 託送原価: 647百万円 託送単価: 0.08円/kWh

論点 g (固定費) : 対応方針案

○周波数制御・需給バランス調整業務に必要な固定費については、例えば、以下の事務局案(案1)に加えて、今回沖縄電力より提示のあった方法(案2)について、沖縄電力からの説明を踏まえて検討してはどうか。

(参考)
申請内容

算定方法

対応オプション

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¹⁾



偶発的需給変動対応に必要な予備力



周波数調整機能を有する発電所の認可出力

※周波数調整機能を有する発電所の認可出力に対する、必要な予備力の比率を算定

考え方

案1: 9社の水準+3%を予備力として固定費を算定

- 小規模独立系統であることを鑑み、他社水準に、系統容量の3%²⁾を考慮(但し、合計は固定費相当予備力(7%)の一般送配電事業者負担分の検討結果により変動)

注2: 3%は電力広域的運営推進機関の送配電等業務指針で規定されている、地域間連系線の融通期待量

案2: 9社と同様の方法で計算した予備力により固定費を算定

- 他の9事業者が申請に当たり採用した予備力(7%)の根拠である、昭和62年の中央電力協議会で行われた計算と同様の方法で、沖縄電力に必要な偶発的需給変動対応のための予備力を算定し、当該予備力に基づき固定費を計上。

- 周波数制御・需給バランス調整業務に必要な予備力を、周波数調整機能を有する火力発電設備の容量と小売電源として確保する設備容量の差分から算定

託送原価への算入額

- 託送原価:: 2,459百万円
- 託送単価: 0.31円/kWh (偶発的需給変動対応に必要な予備力(7%)をすべて一般送配電事業の負担とした場合)

- 託送原価:: 4,600百万円
- 託送単価: 0.59円/kWh (偶発的需給変動対応に必要な予備力をすべて一般送配電事業の負担とした場合)

- 託送原価:: 7,200百万円
- 託送単価: 0.92円/kWh

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

論点 h 及び i (可変費): 対応方針

○周波数制御・需給バランス調整のための増分燃料費については、例えば、以下の事務局案(案1、案2)に加えて、今回沖縄電力より提示のあった方法(案3)について、沖縄電力からの説明を踏まえて検討してはどうか。

(参考)
申請内容

算定方法(※)

対応オプション

1時間当たりの
平均調整電力量

※流通対応需要×5%(年間の調整電力比率)÷8760時間×1/2
(一般送配電事業負担分)

×

各持ち替え区分ごとの
年間時間数

※各年度の8760時間の火力電源の稼働実績から、持ち替え区分を判定して集計

考え方

×

持ち替え区分ごとの
単価差

(※)各社は平成24年～26年の3年平均で計上

託送原価への
算入額

案1: 左記の算定方法を用いて、平成24年～26年の3年の増分燃料費を算定し、3年平均で計上

- 他社と同様の方法で、増分燃料費を算定

- 託送原価:: 1,925百万円
- 託送単価: 0.24円/kWh

案2: 左記の算定方法を用いて、平成26年単年の増分燃料費を算定して計上

- 他社と同様の方法で、増分燃料費を算定するが、電源構成の変化を反映(吉の浦火力運開のメリットを一定程度託送料金にも反映)

- 託送原価:: 1,739百万円
- 託送単価: 0.22円/kWh

案3: 左記の計算方法のうち、調整電力量については、沖縄において需給直前に必要となる予備力を反映して算定

- 他社と同様の方法で、増分燃料費を算定するが、調整電力量については、沖縄において需給直前に必要となる予備力を考慮

※案2同様、平成26年単年で算定

- 託送原価:: 2,700百万円
- 託送単価: 0.35円/kWh

- 1時間ごとの需要実績と並列電源から持ち替え電力量を推定計算

- 託送原価:: 4,035百万円
- 託送単価: 0.52円/kWh

論点 j (マストラン電源): 対応方針

○マストラン電源の稼働による増分燃料費については、例えば、以下の事務局案(案1)に加えて、今回沖縄電力より提示のあった方法(案2)について、沖縄電力からの説明を踏まえて検討してはどうか。

(参考)
申請内容

算定方法

対応オプション

マストラン電源として稼働するために必要な電力量

×

マストラン電源を稼働するために持ち替えた電源間の単価差

内容
考え方

案1

案2

マストラン電源に必要な電力量を下記の方法で算定

マストラン電源の稼働時間数(※1)

×

最低負荷運転相当の電力量

※1: 以下の時間帯を控除
 ・周波数制御・需給バランス調整を行っている時間帯
 ・小売の供給力として必要と考えられる時間帯

マストラン電源の稼働時の、最低負荷運転相当の電力量

×

2分の1(※2)

※2: 周波数制御、需給調整の調整電力量と同様に、小売電気事業と一般送配電事業で2分の1に按分

マストラン電源の稼働時間(※3)

×

最低負荷運転の電力量

※3以下の時間帯を控除
 ・小売の供給力として必要と考えられる時間帯

託送原価への
算入額

託送原価: 616百万円
託送単価: 0.07円/kWh

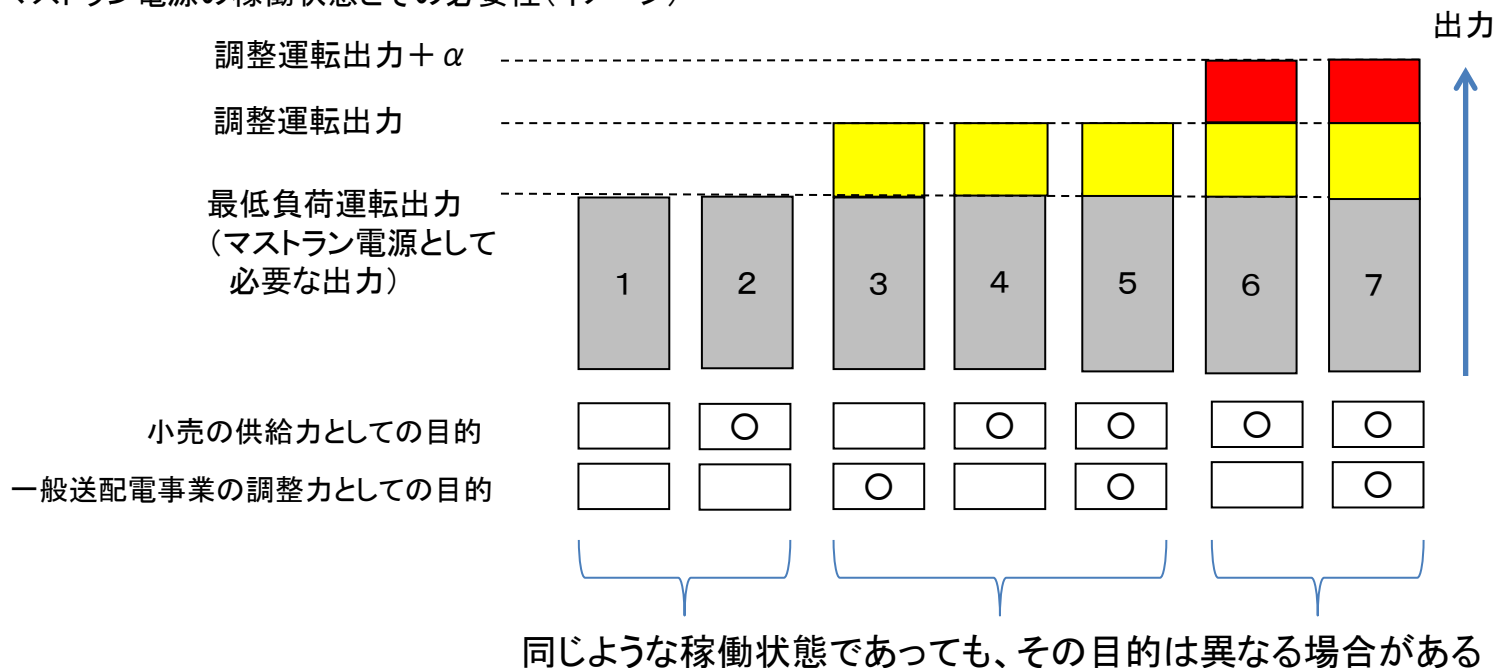
託送原価: 1,032百万円
託送単価: 0.13円/kWh

託送原価: 3,037百万円
託送単価: 0.39円/kWh

論点 j (マストラン電源): 対応方針

○稼働している電源の目的は様々であり、その目的を小売事業、一般電気事業で厳密に特定することは困難。

マストラン電源の稼働状態とその必要性(イメージ)



案1

案2

マストラン電源としての電力量算定のために設定した仮定

- 稼働の目的を以下の仮定をおいて設定
 - (ア) 需要 > マストラン電源以外の定格出力の場合は、小売の供給力確保の目的で稼働と仮定
 - (イ) 調整運転出力の場合は、調整力確保の目的で稼働と仮定
- 上記以外の時間帯のみが、マストラン電源の稼働によるコストの増加として、電力量を算定(上記の1のみを対象)

- 稼働の目的を、小売電気事業と一般送配電事業で厳密に区分することはできないとして、マストラン電源の最低負荷運転の電力量を2分の1ずつ按分。(1~7全てが対象)

○潮流調整、ブラックスタートについても他9社と同様の算定手法に統一してはどうか

潮流調整

- 周波数制御、需給バランス調整による増分燃料費を他社同様の方法で算定した場合、潮流調整の費用は周波数制御、需給バランス調整による増分燃料費の内数となるため個別の計上は行わないこととしてはどうか。

	事務局案	申請内容
託送原価への算入額	託送原価: - 託送単価: -	託送原価: 148百万円 託送単価: 0.02円/kWh

ブラックスタート

- ブラックスタート機能を有する発電設備のうち、停電時に発電設備の起動に必要な設備の維持に係る費用のみを計上することとしてはどうか。

	事務局案	申請内容
託送原価への算入額	託送原価: 18百万円 託送単価: 僅少	託送原価: 647百万円 託送単価: 0.08円/kWh

※潮流調整とブラックスタートについては、沖縄電力からも事務局案と同じ内容の案が提示されているため、事務局案のみを記載