

第10回 制度設計ワーキンググループ
事務局提出資料
～送配電部門の調整力確保の仕組みについて～

平成26年11月27日(木)

○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)	○	—	

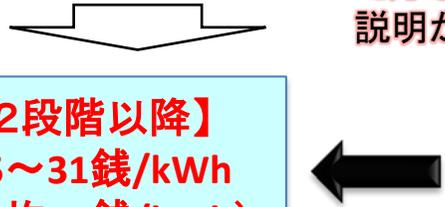
【特記事項】

- 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。

(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。

【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)



1. 周波数 制御業務	必要な容量(kW) (注1) × 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) + 出力調整の上げしろを確保しておくための費用(円) (注3)
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、純粋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	\sum_h 潮流調整に要した電力量 (kWh/h)(注4) × 増分単価 (円/kWh)(注5)
(潮流調整)	<p>(注4) 平成〇年度に、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、純粋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)

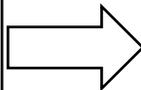
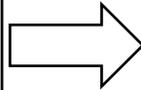
3. その他	
(電圧調整)	<p>【水力発電所の調相運転による電圧調整を行う場合】</p> $\sum_h \text{無効電力供給量 (kVar}\cdot\text{h/h)} \text{ (注6)} \times \text{無効電力供給量に対する電力損失率 (kWh/kVar}\cdot\text{h)} \text{ (注7)}$ $\times \text{調相運転時の電力単価 (円/kWh)} \text{ (注8)}$ <p>(注6) 平成○年度に実際に調相運転を実施し、供給した無効電力量(例えば時間単位。) (注7) 無効電力供給を行う際に発生する電力損失率(例えば電源毎。) (注8) 各時間の電力単価</p> <p>【特定の地域の発電所の稼働により電圧調整を行う場合】</p> $\sum_h \text{電圧調整に要した電力量 (kWh/h)} \text{ (注9)} \times \text{増分単価 (円/kWh)} \text{ (注10)}$ <p>(注9) 平成○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○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)	$\sum_h \text{ポンプアップに要した電力量 (kWh/h)} \text{ (注11)} \times \text{ポンプアップ実施時の電力単価 (円/kWh)} \text{ (注12)}$ <p>(注11) 平成○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)	設備の減価償却費(円) + 点検費用等(円)

(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。

- 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 <ul style="list-style-type: none"> 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 <ul style="list-style-type: none"> 気温などによる需要変動を確率的に織り込み
合計	8～10% (※)	



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)

- －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。
- －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。

(※)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

○下記の費用のうち、「◆」を付した部分(赤色)については、発電事業者又は小売事業者がインバランスを発生させた際に生ずる費用であるため、この部分の費用はインバランス料金として回収しつつ、過不足については別途調整する仕組みを講じることが適当ではないか。

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	○	—	15～20銭/kWh (平均16銭/kWh)
2. 需給バランス調整業務	○	◆	
3. その他			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】

- ・第2段階以降のインバランス料金は、市場価格ベースの料金となるため、必要費用に対して回収が不足する場合も、余剰となる場合もあり得る。
- ・インバランス供給に係る収支については、託送収支とは切り分けて厳格に管理することが必要。また、必要に応じて、公平性の観点等も踏まえつつ、託送料金やインバランス料金等において収支を調整する仕組みを講じることとする。

- 平成25年度、一般電気事業者9社の託送料金収入、インバランス料金収入及びアンシラリーサービス取引費用は以下のとおり。
- 総需要の8%相当の固定費を設定している北海道を除き、現行、系統利用者(一般電気事業者の社内取引も含む。)は、単純平均で、11銭/kWh～14銭/kWhのアンシラリーサービス費を負担している計算となる。

平成25年度	託送(収益)			社内取引(収益)		託送料金収入	インバランス 料金収入	費用(百万円)	
	接続供給 託送収益	(変動範囲内 発電収益)	(変動範囲外 発電収益)	基準託送供 給料金相当 額取引収益*	(変動範囲内・ 外発電相当額 取引収益)			アンシラリー サービス 取引費用	単価 (円/kWh)
北海道	905	58	16	200,037	13,949	186,919	14,023	6,924	0.23
東北	3,244	243	128	495,419	37,066	461,226	37,437	9,367	0.12
東京	56,465	5,159	1,521	1,576,882	162,187	1,464,480	168,867	30,646	0.11
中部	7,304	512	275	696,941	61,900	641,558	62,687	15,486	0.12
北陸	40	2	0	150,795	10,667	140,166	10,669	3,381	0.12
関西	16,722	1,689	451	778,281	71,278	721,585	73,419	16,635	0.11
中国	2,566	160	54	337,480	25,554	314,278	25,768	8,217	0.14
四国	312	22	8	169,558	11,974	157,866	12,004	3,794	0.14
九州	3,613	286	128	478,539	38,834	442,904	39,248	9,622	0.11

【備考】

1. 出所:各社公表の平成25年度送配電部門収支公表資料「第2表 社内取引明細表」及び「第4表 送配電部門収支計算書」
2. 基準託送供給料金相当額等取引収益*については、地帯間購入電源費取引収益・他社購入電源費取引収益を含めない場合の額。
3. 託送料金収入＝接続供給託送収益－変動範囲内・外発電収益＋基準託送供給料金相当額等取引収益*－社内取引(変動範囲内・外発電相当額取引収益)
4. インバランス料金収入＝託送(変動範囲内・外発電収益)＋社内取引(変動範囲内・外発電相当額収益)
5. 単価については、アンシラリーサービス取引費用を、平成25年度託送供給等収支における送電・高圧配電関連需要で割ったもの。
6. 金額については、端数処理により必ずしも一致しない場合がある。
7. 沖縄については、託送実績がない。