電力システム改革を踏まえた 一般送配電事業者が確保する調整力について

平成26年11月27日 電気事業連合会

安定供給の確保に係る事業者等の役割

- ○第2段階においてライセンス制が導入された以降も安定供給を維持するためには、各事業者等がそれぞれに 課された責務をしっかりと果たしていくことが求められます。
- ○特に、小売事業者が果たすべき役割は重要であり、自社顧客の需要に応じた供給力を確保するためのインセンティブとなるインバランス制度のあり方や、広域機関による指導・勧告などの仕組みが検討されてきました。
- ○一方で、一般送配電事業者についても、計画値同時同量制度の導入により、主に実需給断面での周波数維持や、エリアのセキュリティ(系統信頼度)確保といった重要な役割を担うこととなり、そのために必要となる調整力を確保し、運用する方法について検討されてきました。

事業者等	責務	安定供給における責務
小売事業者	自社需要に対する 供給力確保	■ 気温の変化等による需要の変動分も含めた自社顧客の最大需要に対応する 「供給能力」の確保
発電事業者	販売先に対する 契約上の供給責任	▶ 小売事業者との間で、電気の受給契約を結んでいる場合の供給義務▶ 一般送配電事業者との間で、需給調整等に使用する電気の供給契約を結んでいる場合の供給義務
一般送配電 事業者	エリアの周波数維持、 セキュリティ確保	■ 実需給断面での周波数制御、需給調整、セキュリティ確保に必要な調整力の確保■ オンライン制御可能な電源(小売事業者が確保した供給力の一部も含む)を用い、実需給断面で発生する需給変動に対応し、エリアの周波数を一定範囲に維持
電力広域的 運営推進機関	全国のアデカシーの管理	需給状況の監視において、過去の実績等に照らして需要に対する適正な供給力を確保する見込みがない事業者に対する指導・勧告需給ひつ迫状況において、会員の供給力の増加や、電気の使用抑制などの指示・要請など[業務規程]

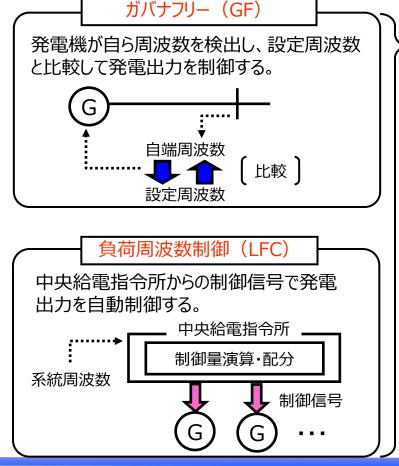
一般送配電事業者が実施する業務

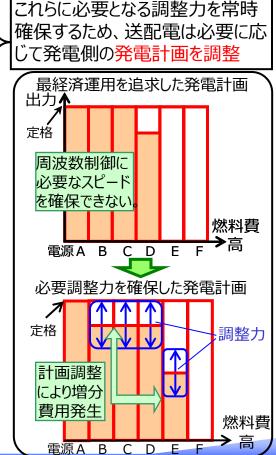
- ○一般送配電事業者は、エリアの周波数維持とセキュリティ確保に責任を負うことになります。
- ○周波数維持については、計画値同時同量制度の導入に伴い、30分以内の需給変動に対応する「周波数制御」と、発電・小売事業者がGC時点で確定した30分計画値と実績値の差分補正である「需給バランス調整」を行います。
- ○セキュリティ確保として、第8回WGでも示されたとおり、潮流調整や電圧調整など、エリアの系統信頼度を 維持するための業務を行います。

■ 一般送配電事業者が実施する主な業務(系統安定化業務)

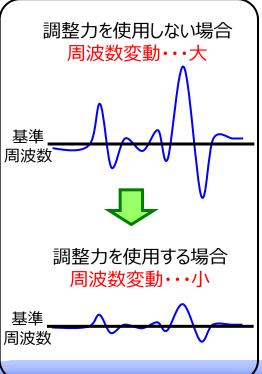
		業務	エリア内の必要予備力等(現行)
	周波数制御	時々刻々の需給変動の調整(30分以内)	年間計画策定時点で8~10% (偶発的需給変
周波数維持	需給バランス 調整	発電・小売事業者が確定した計画値(30分電力量)と実績値の差分の補正 ①電源脱落 ②需要見積もり誤差	動対応分7%)の予備力を確保しておくことで、実需給 断面に至るまでの安定供給を確保 ⇒シート3~5で検討 ⇒シート7~8で費用を概算
持		上記以外の差分要素 ③ F I T電源対策 ④大規模自然災害等の対策	現行の必要予備力の概念には織り込まれていない ⇒ 別途、しかるべき場で検討が必要
その他 (セキュリティ確保)		・潮流調整・系統保安ポンプ・電圧調整・ブラックスタート・系統安定化	系統の状況や、電源と需要の分布などにより異なる ⇒シート9~12で費用を概算

- ○電力の需給は時々刻々と変動しており、一般送配電事業者が周波数変動を最小限に留めて基準周波数に維持するためには、系統に並列している発電機の予備力の一部として、必要となる調整力(GF、LFC)を常時確保する必要があります(現行のアンシラリーサービス)。
- ○第2段階以降、計画値同時同量制度が導入されたとしても、実需給断面での周波数制御は現状と変わる ものではなく、引き続き周波数を適正に維持するためには、一般送配電事業者が求めるスペックを有する調 整力を発電側から確保することが必要です。

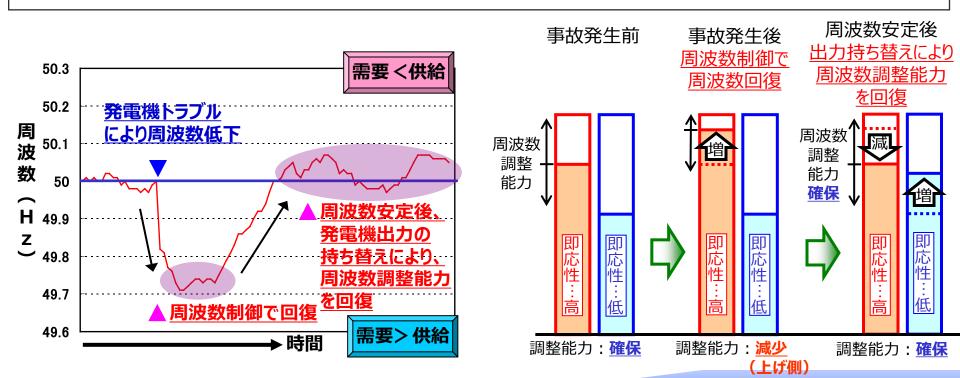




瞬時瞬時の需給変動に対し、 調整力を用いて発電出力を常に均 衡させ、周波数を一定範囲に維持



- ○現在、一般電気事業者は、エリア需要の急な増加や不慮の発電機トラブルに際して、一旦、周波数制御として確保した調整力の出力を増加させることで、急激に低下した周波数を回復させますが、その後も安定的な周波数を維持するため、調整力以外の予備力の出力増加や、供給力の追加起動、あるいは全国融通による他電力の余力受電などにより不足した供給力を補っております。
- ○第2段階以降、計画値同時同量制度が導入されることに伴い、一般送配電事業者は、実需給の1時間前(GC)に事業者が確定した発電および需要の計画値と、実需給で発生する発電および需要の実績値との差分を調整する業務(インバランス供給)を担うことになります。調整後も引き続き適正な周波数を維持できるよう、周波数制御の調整能力を回復する必要があるため一般送配電事業者は、こうした需給変動に伴うインバランス供給に備えた調整力を予め確保しておくことが必要となります。



- ○周波数制御と需給バランス調整に相当する調整力について、現状では偶発的需給変動に対応する予備力等 の容量が充当され、実需給時での安定供給を維持しております。
- ○電源の計画外停止や気温等による需給変動は、年間計画策定時等から実需給時点まで偶発的に発生しうると考えられますが、第2段階実施から当分の間は、計画時点において偶発的需給変動に応じる予備力等として必要とされる、H3需要(年間最大3日平均の需要)の7%に相当する容量を一般送配電事業者が年間計画時点で確保することが、最終的に実需給断面での安定供給維持のためには必要と考えています。(現在の必要予備力の考え方を踏襲)
 - (注)沖縄・離島は単独系統の特殊性を考慮した確保が必要
- ○なお、この必要予備力の考え方は、今後、広域機関設立後に再検討に着手していくとされており、一般送配電 事業者が確保する調整力の量も、その過程で再検討していくものと考えています。

(参考) 第8回制度設計WG 資料5-2抜粋

<u>現在の必要予備力の考え方</u>

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% (<u>*</u>)	

(※)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

○一般送配電事業者が実施する系統安定化業務には発電事業者から提供を受ける必要のある機能があり、その提供者に対して費用を適切に支払えるような制度的な手当てが必要となります。

■ 一般送配電事業者が発電事業者から機能の提供を受ける業務

	業務
周波数制御・ 需給バランス調整	・瞬時の需給変動に伴う周波数変動に対する調整力を確保し、周波数を一定範囲に制御 ・電源トラブルや需要増加(減少)に応じた発電機の出力調整
その他	・管轄エリアの信頼度を維持するために行う業務 潮流調整 電圧調整 系統安定化 系統保安ポンプ ブラックスタート

周波数制御、需給バランス調整に必要な調整力に相当する容量は、供給余力としてあらかじめ確保しておくことが必要です。

費用は、エリアのH3需要(年間最大3日平均の需要)発生時に必要となる供給余力を、年間計画時点で確保するものとして試算します。

【試算の考え方】

O 費用は、周波数制御・需給バランス調整に供給余力を提供する水力、火力等の設備の固定費。

【試算例】

費用: (周波数制御機能を担う水力・火力設備の固定費 [減価償却費等])

× (出力調整幅相当 [最大需要の7%相当])

〔東京の例〕

①現行原価ベース:(981億円 + 3979億円)× 9.04%* = 449億円(16銭/kWh)

3.56,800MW [1] \times 7% \div (7,128MW[2] + 36,823MW[3]) = 9.04 %

[1] H24~26年度のH3需要(年間最大3日平均の需要)の平均値

[2],[3] H24~26年度8月末時点の周波数制御機能を有する水力、火力発電設備の発電出力平均値

②H25実績ベース: H25アンシラリー取引費用305億円※×(7%/5%)= 427億円(15銭/kWh)

※第8回制度設計WG資料

【現時点での試算(概算) 】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社平均	沖縄
周波数制御・ 需給バランス調整	20	17	15	17	17	16	19	19	16	16	97
(参考) 現行回収分	23	12	11	12	12	11	14	14	11	12	25

- (注)・上記はH25年度実績(第8回制度設計WG資料)ベースでの試算値。沖縄は単独系統の特殊性を考慮
 - ・ネガワットについても、発電機による調整と同等の機能を有すれば、需給バランス調整に活用できる仕組みとすることを指向

周波数制御等のためには、あらかじめ制御に必要となる調整力を確保するため、出力調整の上げ代を多数の電源に分散させることになります。このため、発電側として各時点で最経済となる計画から、一般送配電事業者が部分負荷運転となる発電機を増やすことにより、結果として最経済運転と比較して増分費用が発生します。

この部分負荷に伴う増分費用については、電源構成等に依存するので、各エリアにより異なるものの、過去の実績等を勘案し、試算していくことになります。

【試算の考え方】

O 費用は、発電側として最経済な発電計画を一般送配電事業者が調整することによる増分燃料費等を試 算。

【試算例】

費用: (発電計画を調整した時間)×(各時間で調整した電力量)×(増分費用の単価)

のうち、一般送配電事業者が周波数制御等のために計画を調整した分を特定

【現時点での試算】

発電側としての最経済計画と一般送配電事業者が調整した結果との差分を取り、一般送配電事業者の調整分を特定するといった方法等が考えられますが、引き続き、納得性のある試算方法を検討してまいります。

費用の試算(潮流調整)

潮流調整は、広範囲停電を未然防止するために必要となることがあり、系統の状況や発電機の運転状況、需要の状況、雷や台風などの天候の状況に応じて、必要により、実施しております。

その費用は過去の実績から試算できると考えております。

【試算の考え方】

- O 必要量は、過去実績に基づき、悪天候(雷、台風等)時や系統操作時等における信頼度維持のため、 発電機出力を持ち替えて潮流調整を実施した量を計上。
- o 費用は、上記潮流調整に伴う増分費用(増分燃料費等)を試算。

【試算例】

(1) 広域停電未然防止のための潮流調整

費用 : (悪天候に伴い潮流調整を実施した日数)×(平均的な持ち替え電力量)×(持ち替えの増分単価)

〔東京の例〕 3日[1]×1600万kWh×2.5円/kWh[2]=1.2億円

[1] 台風対策実施回数(H25年度)

[2] ACC(改良型LNGコンバイドサイクル)とLNGコンベンショナル, LNGコンベンショナルと油機の差し替え加重単価

(2) 系統操作に伴う潮流調整

費用: (系統切替操作時の電圧位相差の調整実施時間)×(平均的な持ち替え電力量)×(持ち替えの増分単価)

〔東京の例〕 5時間(10回×0.5時間)×20万kWh×7.2円/kWh[3]=0.07億円

[3] ACCと油機の差し替え単価

【現時点での試算(概算)】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社平均	沖縄
0	0	0.1	0.2	0.4	0.05	0.5	0	0.2	0.1	2.1

電圧調整は、お客さまにお届けする電気の電圧を一定の範囲に維持すること等のために必要となることがあり、 系統の状況や発電機の運転状況、需要の状況、雷や台風等の天候の状況に応じて実施しております。 必要量は各エリアの状況により異なるものの、その費用を過去の実績から試算できると考えております。

【試算の考え方】

- O 必要量は、過去実績に基づき、水力発電所の調相運転時の電力損失分や、電圧調整を目的とした発電機の運転を計上。
- o 費用は、上記電力損失や発電機運転に伴う増分費用(燃料費等)から試算。

【試算例】

費用: (最大調相運転時の無効電力に対する電力損失の比率)×(調相運転実績:無効電力量)

× (調相運転時の電力単価)

あるいは

(電圧調整を目的とした発電機運転実績)×(発電運転の増分単価)

〔東京の例〕 0.029kWh/kVar·h×6,500万kVar·h×14.59円/kWh[1]=0.27億円(0.01銭/kWh)

[1] H25年度JEPX夜間平均単価

【現時点での試算(概算) 】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	関西 中国		九州	9社 平均	沖縄
9	0	0.01	0.01	0.02	0	0	0	0.03	0.3	74

系統保安のためのポンプアップは、軽負荷時での流通設備事故等に伴う電源脱落時の広範囲停電を未然に防止するために必要となることがあり、系統の状況や発電機の運転状況、需要の状況、雷や台風などの天候の状況に応じて、必要により、実施しております。

必要量は各エリアの状況により異なるものの、その費用を過去の実績から試算できると考えております。

【試算の考え方】

- O 必要量は、過去実績に基づき、台風等の悪天候や電源線等供給設備の作業等に伴い、夜間等の軽負 荷時間帯に系統保安目的でポンプアップした量を計上。
- O 費用は、上記ポンプアップ時に要した増分費用(ポンプアップの原資となったために抑制できなかった燃料費等)を試算。

【試算例】

費用: (系統保安のためのポンプアップを実施した日数) × (平均的なポンプアップ動力量)

×(ポンプアップ原資の単価)

〔東京の例〕 3日[1]×780万kWh×16.5円/kWh[2]=3.8億円(0.1銭/kWh)

[1] 台風対策実施回数(H25年度)

[2] H25年度JEPX平均単価

【現時点での試算(概算)】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社 平均	沖縄
1.5	0	0.1	0.05	0	0.2	0	0	0	0.1	0

ブラックスタート機能は、広範囲の停電が起こった際に、外部電源を必要とせず発電することができ、早期に停電を解消するために必要であり、系統の状況等に応じ、各エリアで必要な設備を設置しております。 費用は、機能維持に要するものから試算することができます。

【試算の考え方(ブラックスタート)】

○ 広域的な停電発生時にブラックスタートする発電所における、当該機能のための設備固定費および点検費用等から試算。

【試算例(ブラックスタート)】

費用: (既設設備の減価償却費) + (点検費用等)

〔東京の例〕 0.04億円+0.07億円=0.1億円(0.004銭/kWh)

【現時点での試算(概算)】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社 平均	沖縄
0.04	0.003	0.004	0.01	0.01	0.03	0.03	0.01	0.02	0.01	1.2

-般送配電事業者が発電事業者から機能の提供を受ける業務とコストの考え方

	業務	アンシラリーコストの考え方
周波数制御・ 需給バランス 調整	瞬時の需給変動に伴う周波数変動に対する 調整力を確保し、周波数を一定範囲に制御電源トラブルや需要増加(減少)に応じた発 電機の出力調整	エリア最大電力発生時に必要となる調整力を、年初段階で確保するための費用調整力の供出を求めることで生じる発電計画の調整による部分負荷運転等に伴う増分費用
その他	 管轄エリアの信頼度を維持するために行う業務 潮流調整 系統保安ポンプ 電圧調整 ブラックスタート 系統安定化装置(※1) 	電圧調整、ブラックスタートを行うための設備を設置、 維持するための費用潮流調整、電圧調整、系統保安ポンプ、ブラックス タートを行うための増分費用

(※1) 系統安定化装置の設置・維持のための費用は、装置を必要とする原因者に応じて負担(今回試算ではアンシラリーコストの外数扱い)

年間計画時点で確保する調整力を7%相当とした場合のアンシラリーコスト概算

(全生 // -/ // - /

	(銭/kWh <i>)</i>
	電力各社での試算結果 (9社平均:沖縄除き)
周波数制御・需給バランス調整(※1)	16
(参考)現行回収分 ^(※2)	12
その他	0.6
合計	17

- (注)過去実績や設備固定費等を元に試算(単価は試算した費用をH25年度エリア需要端電力量実績で割ったもの)
- (※1) インバランス料金を除く
- 従来の固定費に加え、調整力を常時確保するための発電計画の調整に要する増分費用も別途必要(今後、試算方法を検討)
- (※2) 現行は周波数制御に要する固定費のみをアンシラリーコストとして回収。H25年度実績を記載(第8回制度設計WG資料ベース)

[参考] 系統安定化業務に要する費用(各社内訳)

□年間計画時点で確保する調整力を7%相当とした場合のアンシラリーコスト概算

(銭/kWh, [億円])

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社 平均	沖縄
周波数制御・ 需給バランス調整(※1)		20	17	15	17	17	16	19	19	16	16	97
	(参考)現行回収分 (※2)	23	12	11	12	12	11	14	14	11	12	25
	その他	11	0.003	0.3	0.3	0.4	0.3	0.5	0.01	0.2	0.6	77
	潮流調整	0	0	0.1	0.2	0.4	0.05	0.5	0	0.2	0.1	2.1
	電圧調整	9	0	0.01	0.01	0.02	0	0	0	0.03	0.3	74
	系統保安ポンプ	1.5	0	0.1	0.05	0	0.2	0	0	0	0.1	0
	ブラックスタート	0.04	0.003	0.004	0.01	0.01	0.03	0.03	0.01	0.02	0.01	1.2
	合計	31 [約90]	17 [約130]	15 [約430]	17 [約220]	17 [約50]	16 [約240]	20 [約120]	19 [約50]	16 [約140]	17 [約160]	174 [約130]

- (注)・合計欄の下段の[]は、今回試算した費用の総額を示す(単位:億円)
 - ・過去実績や設備固定費等を元に試算(単価は試算した費用をH25年度エリア需要端電力量実績で割ったもの)
 - ・四捨五入の関係で合計が合わないことがある
- (※1) インバランス料金を除く。沖縄は単独系統の特殊性を考慮 従来の固定費に加え、調整力を常時確保するための発電計画の調整に要する増分費用も別途必要(今後、試算方法を検討)
- (※2) 現行は周波数制御に要する固定費のみをアンシラリーコストとして回収。H25年度実績を記載(第8回制度設計WG資料ベース)

【今回の整理】

- ○第2段階においてライセンス制、計画値同時同量が導入されることで、一般送配電事業者は、 周波数制御、需給バランス調整、およびエリアのセキュリティ確保に責任を負うことになります。
- ○ライセンス制のもと、年間計画時から実需給断面に至るまで従来相当の供給信頼度を維持するためには、各事業者等がそれぞれに課された責務を全うすることを前提に、一般送配電事業者が、当面、年間計画時点で7%相当の調整力を確保することが必要と考えられます。 (なお、広域機関設立後、必要予備力の考え方は再検討に着手していくとされており、一般送配電事業者が確保する調整力の量も、その過程で再検討していくものと考えています)
- ○また、一般送配電事業者が実施する系統安定化業務には、発電事業者から提供を受ける必要のある機能があるため、その提供者に対して費用を適切に支払えるような制度的な手当が必要となります。 (今回、当該機能の確保にかかる概算費用を試算)

【今後の課題】

- F I T電源の急増により、自然変動電源による出力変動が大幅に拡大することが見込まれることから、一般送配電事業者が確保すべき調整力の量や、その調整力保有に必要な発電設備確保を可能とする制度についても、早急に検討を進めることが必要であると考えます。
- ○なお、大規模自然災害に伴う複数電源の同時停止などに備えた対応のあり方についても、別途、 検討が必要であると考えます。
- ○また、小売事業者の供給力確保状況等をしかるべきタイミングで検証すると共に、必要に応じて、 一般送配電事業者が確保する調整力やその他制度のあり方を見直すなどの対応を行うことが 肝要であると考えます。