火力発電設備等の周波数調整機能の具備について - 系統ワーキンググループからの検討要請に対する報告 -

2019年10月8日

電力広域的運営推進機関



- 第22回系統ワーキンググループでの整理を踏まえ、火力発電設備等が系統連系に際して 具備すべき周波数調整機能とその対象に関して系統連系技術要件(託送供給等約款 別冊)に記載する事項について、広域機関は一般送配電事業者から提案・相談を受け、 その内容の妥当性について、第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019年8月27日開催)において、検討を行った。
- 本日は、当該検討結果について、報告する。

出所:第22回系統WG資料9一部加工

19

系統連系技術要件における個別技術要件の検討の進め方(案)

- 本来、中長期の再エネ大量導入や電源構成等を見据えつつ、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電 技術によらない技術要件を定めることが望ましい。一方、再エネ大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であり、 再エネ大量導入・次世代NW小委員会の中間整理において、まずは風力発電、火力発電、バイオマス発電のグリット コード整備を進めることとされており、前述のとおり、早ければ2020年4月の適用開始に向けた「系統連系技術要件 (託送供給等約款別冊)」の変更の認可申請が想定される。
- 具体的検討の進め方については、第20回系統WG(2019年3月18日)において、以下の整理がなされたところ。
 - 実効性や手続きの適正性が担保されている「系統連系技術要件」をグリッドコードの中心に位置づけ、発電機の個別 技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定。
 - 個別技術要件の具体化は、機動性・適切性・透明性の確保の観点から、必要に応じて系統WG(資源エネルギー 方)で審議を行うが、より包括的かつ実効的審議を行う枠組みの構築を検討していく。具体的には、国をはじめとする関係機関・関係事業者が必要かつ相当な協力・支援を行うことにより、一つの組織(例えば、中立的な立場にある電力広域的運営推進機関(広域機関))に必要な体制整備(人員、予算等)を行い、体制整備の状況に応じ可能な範囲で、当該組織で原案作成・審議(系統WGでの審議の代替)を行うことを検討していく。
- 上記のスケジュール感等を踏まえ、少なくとも今年度内は以下のように進めることとしてはどうか。
 - ▶ 風力発電設備については、過去の系統WGにおいて、日本風力発電協会(JWPA)からの検討状況の報告を踏まえつつ風力発電機の技術要件(出力抑制、出力変化率制限等)について検討してきたことを踏まえ、系統WGで引き続き検討する。
 - ▶ 一方、火力発電機(一部混焼バイオマス発電機を含む)については、中立性に加え、調整力公募や需給調整市場の詳細検討を行ってきた実績に鑑み、広域機関で技術的な検討を行う。
- 加えて、第20回系統WGにおける整理に基づき、より包括的かつ実効的審議を行う枠組みの構築のために、国をはじめとする関係機関・関係事業者の協力・支援により、広域機関に所要の体制を整備し、検討を行っていくこととしてはどうか。

- 広域機関が受けた一般送配電事業者の提案・相談の主な内容は、以下の2点。
 - ▶ 100MW以上の新規電源・リプレース電源を対象(沖縄エリアは35MW以上)
 - 火力発電設備は周波数調整機能・仕様を要件化
 - ✓ 燃料種別・燃焼方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備等、その他発電設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議

出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 参考

周波数調整機能具備の対象

- 調整力の太宗を占める<u>100MW以上の新規電源・リプレース電源を対象</u>として周波数調整機能具備の要件化を検討。 (沖縄エリアは35MW以上)
- 火力発電設備は周波数調整機能の仕様を要件化し、具体的仕様は次頁以降に記載。 (燃料種別・燃焼方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備等、その他発電 設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議)



出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4参考

火力発電設備の調整機能・仕様

■ 火力発電設備の調整機能・仕様は、既存設備の調整機能および東京電力パワーグリッドの 要件を参考とし、以下のように設定した。

機能要件	GT・GTCC**1の仕様	その他火力※1の仕様	必要性
GF速度調定率	5%以下 北海道4%以下 沖縄4%以下	5%以下 北海道4%以下 沖縄4%以下	一次調整力として平常時の周波 数調整および緊急時の瞬動予備
GF幅 ^{※2}	5%以上 (沖縄8%以上)	3%以上 (沖縄5%以上)	力として利用。
LFC変化速度 ^{※2,4}	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次調整力①として短期的な需
LFC幅 ^{※2,4}	±5%以上 (沖縄±8%以上)	±5%以上	給インバランスの調整に利用。
EDC変化速度 ^{※2,4}	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次②・三次調整力としてメリット オーダーを考慮した発電機出力調整に利用。
EDC+LFC 変化速度 ^{※2,3,4}	10%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	火力発電設備はEDC・LFC両方の機能を具備する事が可能であるため、両機能を同時に利用する場合のスペックを要件化。

- ※1:GTはガスタービン、GTCCはガスタービンコンバインドサイクルの略。その他火力はGT・GTCC以外が該当。
- ※2:GF速度調定率以外の%表記は定格出力基準。
- ※3:現状、各社中給の指令方式の違いから、直ちに機能活用されないエリアも存在するが、調整力の広域運用等により将来的に 利用することも考慮し、全エリア統一して要件化。
- ※4:各社の制御システムによって異なる名称となる場合があり、LFCはAFCと同義、EDCはDPCと同義。

出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 参考

火力発電設備の調整機能・仕様

機能要件	GT・GTCCの仕様	その他火力の仕様	必要性
最低出力	50%以下	30%以下	中給からのEDC・LFC指令で調整機能が 活用可能となる制御範囲を要件化。
DSS機能具備	要 (8時間以内) 沖縄 要 (3.5時間以内)	無 沖縄 要 (4時間以内)	GT・GTCCのDSS機能は標準仕様であり、機能具備により、調整力として柔軟な運用が可能となるため要件化。その他火力のうち、特に石炭火力の場合は機能具備に伴い大幅なコスト増になると考えられるため、要件化しない。
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.2Hz以内) 北海道·沖縄 要 (±0.1Hz以内)	要 (±0.2Hz以内) 北海道·沖縄 要 (±0.1Hz以内)	GF動作後の出力を維持するための機能を 要件化。
出力低下防止	要	_	GT・GTCCは電源脱落時等の系統周波数 低下時に発電機出力が減少し、連鎖的に 周波数が低下する虞があるため、要件化。

- 広域機関(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会)では、以下の事項について、 検討を行った。
 - 1. 一般送配電事業者の提案・相談内容の妥当性の考え方 【検討内容①】
 - 2. 火力発電設備等の周波数調整機能の具備の要件化の必要性
 - 火力発電設備での周波数調整機能の具備の要件化の必要性【検討内容②】
 - 要件化の対象とするバイオマス発電設備【検討内容③】
 - 要件化の対象とする発電設備の容量【検討内容④】
 - 3. 具体的な周波数調整機能・仕様の妥当性【検討内容⑤・⑥】
 - 4. 既存の火力発電設備等への遡及適用の是非【検討内容⑦】

- 検討内容①:一般送配電事業者の提案・相談内容の妥当性の考え方
 - 電気事業法の託送供給義務等(オープンアクセス)の下、系統連系技術要件は「特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものではないこと」に適合することが同法上求められている。
 - そこで、一般送配電事業者の提案・相談内容について、以下の観点で妥当性の検討を行った。
 - ✓ 一般送配電事業者が周波数調整を行う際に必要とする機能や仕様を求めているか。
 - ✓ 発電事業者等が発電設備に周波数調整機能を具備し、かつ、仕様を満足する際に、過度な負担を求めないものとなっているか。

(余白)



- 検討内容②:火力発電設備での周波数調整機能の具備の要件化の必要性
 - 火力発電設備で機能の具備を要件化しない場合、多様な火力発電設備で機能を十分に維持できずに調整力の調達などに要する費用が増大するおそれがあること、最終的には周波数調整できなくなることが懸念されることから、社会的なコストの増大の回避につながる要件化が必要と整理した。
- 検討内容③:要件化の対象とするバイオマス発電設備
 - 混焼バイオマス発電設備(地域資源バイオマスを除く)は、下げ調整力不足となる際に火力と同等に扱われているなど、過度な負担は言えないことから、火力発電設備と同等に要件化することが妥当と整理した。
- 検討内容④:要件化の対象とする発電設備の容量
 - 対象を100MW以上とすることは、需給調整市場の商品の要件※と整合的であり過度 な負担とは言えないことなどから、要件化の対象として妥当と整理した。
 - ただし、沖縄エリアでは、他エリアと連系がないことから、現状の調整力と同等となる 35MW以上とすることはやむを得ない、と整理した。
- ※需給調整市場の商品の要件では、一部を除き、入札の最低容量を5MWとしている。一般送配電事業者の提案・相談は、例えば、LFC幅で5%以上としており、100MWの発電設備の5%が5MWになる。よって、要件を満たした発電設備は市場を通じて周波数調整に寄与できる。

- 検討内容⑤:火力発電設備で要件化する具体的な周波数調整機能・仕様
 - → 一般送配電事業者が必要な機能※¹を求めていることや、「ガスタービン及びガスタービンコンバインドサイクル(以下、GT及びGTCC)」と「その他」に区分した上で、発電設備本体※²に追加コスト不要で具備できる機能と仕様であるなど、過度な負担とは言えないことから、妥当と整理した。
 - ただし、北海道エリアと沖縄エリアでは、仕様等の一部で他のエリアより高機能な要件とするが、北海道エリアは他のエリアと直流連系であること、沖縄エリアは他のエリアと連系がないことからやむを得ない、と整理した。
- 検討内容⑥:火力発電設備(その他)に求める変化速度
 - 既存発電設備の仕様※3では発電事業者等に過度な負担※4となるおそれがあることから、現時点で要件化する仕様は「発電設備本体に追加コスト不要で具備できる仕様」が妥当、と整理した。
- ※1 ガバナフリー (GF) や負荷周波数制御 (LFC)、経済負荷配分制御 (EDC) など。
- ※2 発電機、タービン、ボイラーなど。
- ※3 例えば、既存設備にはLFCの出力変化速度が3%/分の設備があるが、一般送配電事業者の提案は1%/分である。
- ※4 既存発電設備が具備してきた仕様は発電設備本体※2を高機能なものにする必要があり、相当な費用を要することがある。

出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

	今回提案・相談 (北海道と沖縄を除く)	(参考) 東京電力PG (現行)	(参考) 本体に追加コスト不要で 具備できる仕様	(参考) 東京電力の例 (既存設備)
GF速度調定率	5%以下	5%以下	5%	5%
GF幅	5%以上	5%以上	5%	5%
LFC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	5%/分	5.5%/分
LFC幅	±5%以上	±5%以上	±5%	±8%
EDC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	5%/分	5.5%/分
EDC+LFC変化速度	10%/分以上	10%/分以上	10%/分	11%/分
最低出力※	50%以下	50%以下	50%	50%
DSS	要 (8時間以内)	要 (8時間以内)	8時間	6時間
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.2Hz以内)	(個別協議)	-	(記載なし)
出力低下防止	要	要	有	有

[※] 最低出力とは、EDC・LFCを活用可能な出力の下限のことをいう。

出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

	今回提案·相談 (北海道)	今回提案・相談 (沖縄)	今回提案・相談 (北海道と沖縄を除く)
GF速度調定率	<u>4%以下</u>	4%以下	5%以下
GF幅	5%以上	8%以上	5%以上
LFC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	5%/分以上
LFC幅	±5%以上	<u> ±8%以上</u>	±5%以上
EDC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	5%/分以上
EDC+LFC変化速度	10%/分以上	10%/分以上	10%/分以上
最低出力※	50%以下	50%以下	50%以下
DSS	要 (8時間以内)	要 <u>(3.5時間以内)</u>	要 (8時間以内)
周波数変動補償 (不感帯)	要 <u>(±0.1Hz以内)</u>	要 <u>(±0.1Hz以内)</u>	要 (±0.2Hz以内)
出力低下防止	要	要	要

[※] 最低出力とは、EDC・LFCを活用可能な出力の下限のことをいう。

出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 一部変更

	今回提案・相談 (北海道と沖縄を除く))	(参考) 東京電力PG (現行)	(参考) 本体に追加コスト不要で 具備できる仕様	(参考) 東京電力の例 (既存設備)
GF速度調定率	5%以下	5%以下	5%	5%
GF幅	3%以上	3%以上	3%	3%
LFC変化速度	1%/分以上	1%/分以上	1%/分	3%/分 検
LFC幅	±5%以上	±5%以上	±5%	±5% 討
EDC変化速度	1%/分以上	1%/分以上	1%/分	3%/分容
EDC+LFC変化速度	1%/分以上	1%/分以上	1%/分	3%/分
最低出力※	30%以下	30%以下	30%	30%
DSS	_	_	-	_
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.2Hz以内)	(個別協議)	-	(記載なし)
出力低下防止	_	_	_	_

[※] 最低出力とは、EDC・LFCを活用可能な出力の下限のことをいう。

(発電方式:その他、エリア:北海道及び沖縄)

出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

	今回提案・相談 (北海道)	今回提案・相談 (沖縄)	今回提案・相談 (北海道と沖縄を除く)
GF速度調定率	4%以下	4%以下	5%以下
GF幅	3%以上	<u>5%以上</u>	3%以上
LFC変化速度	1%/分以上	2%/分以上	1%/分以上
LFC幅	±5%以上	±5%以上	±5%以上
EDC変化速度	1%/分以上	2%/分以上	1%/分以上
EDC+LFC変化速度	1%/分以上	<u>2%/分以上</u>	1%/分以上
最低出力※	30%以下	30%以下	30%以下
DSS	_	要 <u>(4時間以内)</u>	_
周波数変動補償 (不感帯)	要 <u>(±0.1Hz以内)</u>	要 <u>(±0.1Hz以内)</u>	要 (±0.2Hz以内)
出力低下防止	_	-	_

※ 最低出力とは、EDC・LFCを活用可能な出力の下限のことをいう。

- 検討内容⑦:既存の火力発電設備への遡及適用の是非
 - 発電事業者等に過度な負担となるおそれがあることから、現時点での要件化の対象には既存設備を含めないことが妥当と整理した。

- 系統連系技術要件(託送供給等約款別冊)における火力発電設備(一部混焼バイオマス発電設備を含む)の周波数調整機能の要件化に関する一般送配電事業者の提案・相談内容について、広域機関(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会)において、前述のとおり、一部内容変更(混焼バイオマス発電設備(地域資源バイオマスを除く)を火力発電設備と同等に扱うこと)の条件付きで妥当と整理した。
- 今後、系統連系技術要件の改定に先立って、上記の整理を送配電等業務指針に反映していくこととする。

- 欧州全域共通の系統要件である「欧州共通ネットワークコード」は、ENTSO-E(European Network of Transmission System Operators for Electricity)により策定され、発電機・発電設備の系統接続に関するグリッドコードは「Grid Connection」の「RfG(Requirements for Generators)」に規定されている。
- 「RfG」は、広域機関(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会)において、今回、系統連系技術要件に要件化するのが妥当と整理した火力発電設備の周波数調整機能(GF、LFC、EDCなど)と比較すると、全体構成は異なるものの、例えば、要件化の対象設備はType C、Type Dに該当する50MW以上(大陸欧州及び英国の場合)であることなど、同様の要件が含まれている(下表の赤枠内。ただし、出力低下防止(下表では周波数低下時の一定出力維持に相当)のみ、Type A、Type Bを含め、0.8kW以上としている)。

出所:第19回 系統WG 資料5 をもとに作成

カテゴリー	要件	Туре А	Туре В	Туре С	Type D
	周波数帯域	0	0	0	0
	限定的周波数検知モード - 周波数上昇(Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency)	0	0	0	0
	周波数低下時の一定出力維持	0	0	0	0
	周波数低下時の最大出力からの出力低下の許容範囲	0	0	0	0
	有効電力出力停止のためのリモートスイッチオン・オフ	0	0		
	発電モジュールの自動的系統接続	0	0	0	0
周波数安定性	_有効電力削減		0		
	有効電力の可制御性および制御範囲			0	0
	限定的周波数検知モードー周波数低下(Limited Frequency Sensitive Mode - Underfrequency)			0	0
	周波数検知モード(Frequency Sensitive Mode)			0	0
	周波数低下時における負荷として機能可能な発電設備の負荷遮断			0	0
	周波数回復制御			0	0
	周波数応答のモニタリング			0	0
電圧安定性	発電モジュールの自動解列			0	
电压女及性	電圧範囲				0

凡例: □ 要件化する内容を含むもの

□ 東京電力パワーグリッドの現行の技術要件(特別高圧)で規定する事項を含むもの(周波数調整機能以外のもの)

出所:第19回 系統WG 資料5 をもとに作成

	<u></u>				
カテゴリー	要件	Туре А	Туре В	Туре С	Type D
	110kV以下に接続した発電モジュールのフォルト・ライド・スルー(FRT)機能		0	0	
ロバスト性	定常状態安定度			0	0
	110kV以上に接続した発電モジュールのフォルト・ライド・スルー(FRT)機能				0
	ネットワーク障害による偶発的解列後の再接続		0	0	0
系統復旧	ブラックスタート			0	0
术机 復口	単独運転に参加する機能			0	0
	迅速な再同期化機能			0	0
	制御スキーム及びセッティング		0	0	0
	電気保護スキーム及びセッティング		0	0	0
	電気保護スキームおよび制御装置構築の優先順位		0	0	0
	情報交換		0	0	0
	角周波数安定性及び制御不能性に関する自動解列			0	0
系統管理要件	動的系統挙動及び故障の記録・監視設備			0	0
7.196 G - Z X 11	シミュレーションモデル			0	0
	系統の安定運用のための設備更新・追加			0	0
	有効電力の変化率			0	0
	変圧器中性点の設置方式			0	0
	同期				0

/ 1179 - 女 T し 9 る 7 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1 1	凡例:□	要件化する内容を含むもの
------------------------------------------------------------------	------	--------------

□ 東京電力パワーグリッドの現行の技術要件(特別高圧)で規定する事項を含むもの(周波数調整機能以外のもの)

RfG (Requirements for Generators)

出所:第19回 系統WG 資料5 一部加工

- RfGの主な目的は、**EU内の電力取引の促進、系統信頼度の確保、再エネ系統統合の促進、競争促進、** 電力系統と電源の効率的利用。
- RfGは以下のような特徴を有する:
 - ➤ EU規制であるため欧州全土において拘束力を持つ。
 - 送電・配電系統の区別なく、電力システム全体に連系される電源全てが対象。
- RfGでは、**連系電圧・設備容量によって4分類に区分(Type A~D)**され、それぞれの区分に応じた連系要件が設定されている。**配電系統接続の小容量電源も規定要件に従う必要**(=0.8kW以上の発電設備全てに適用)。

<RfGにおける発電設備の区分>

			設備容量				
分類	求められる主な要件	連系電圧 *1	大陸欧州・ 英国	北欧	アイルランド・ 北アイルランド	バルト諸国	
Type A	● 運用範囲における基本的な機能● 系統運用に関する最小限の制御性と自動応答機能		0.8kW以上~ 1MW未満	0.8kW以上~ 1.5MW未満	0.8kW以上~ 0.1MW未満	0.8kW以上~ 0.5MW未満	
Type B	◆ より広範囲の自動応答、特定の系統イベントにする系統回復力に寄与する機能	110kV未満	1MW以上~ 50MW未満	1.5MW以上~ 10MW未満	0.1MW以上~ 5MW未満	0.5MW以上~ 10MW未満	
Type C	● 供給信頼度を確保するための主要なアンシラリーサー ビスを提供することを目的とした、高度に制御可能なリ アルタイムの自動応答機能		50MW以上~ 75MW未満	10MW以上~ 30MW未満	5MW以上~ 10MW未満	10MW以上~ 15MW未満	
Type D	系統全体の制御と運用に影響を持つ高圧接続発電設備に特化した規定国際連系系統の安定運用を確実にし、電源からのアンシラリーサービスの利用を欧州大で行うことを可能にする機能	110kV以上	75MW以上	30MW以上	10MW以上	15MW以上	

※1:連系電圧が110kV以上の場合、設備容量に関わらずType Dに分類される

(出典:平成30年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業(海外における再生可能エネルギー政策等動向調査))

- 欧州各国のグリッドコードにおいては、周波数調定率や出力変化率等の周波数調整機能に関する規定が存在している。
- 欧州各国のグリッドコードは、広域機関(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会)において、今回、系統連系技術要件に要件化するのが妥当と整理した火力発電設備の周波数調整機能(GF、LFC、EDCなど)と比較すると、全体構成は異なるものの、例えば、周波数調定率が3~5%であること(英国、アイルランド)など、同様の要件が含まれている(下表の枠内)。

出所:第19回 系統WG 資料5 一部加工

欧州各国における周波数調整に係るグリッドコード

14

■ 欧州各国では**周波数調定率や出力変化率等の周波数調整機能要件に関する規定**が存在。一方、**同期/ 非同期発電設備に対する追加的要件や洋上発電設備に対する追加的要件**等も存在。

< 欧州各国における周波数調整に係る主な要件> デンマーク ΕU アイルランド 限定的周波数低下/上昇感知モード 系統周波数が49.8Hz未満又 系統周波数が49.5~50.5Hz ・送電系統に連系する定格出力 限定的周波数低下/上昇感知モード (LFSM-U/O) 2MW超の電源は、高速応答 は50.2Hz超となった場合、系 の場合は、一定の有効電力出 周波数が閾値U以下又は閾値O以上の - 周波数が関値U以下又は関値O以上の 統連系電源は有効電力可変 力を維持する。その範囲を超え のガバナ(タービン調速機)及 場合、周波数の低下/上昇に応じて有効 場合、周波数の低下/上昇に応じて有効 モードに移行し、系統周波数の た場合に増減すべき有効電力 び負荷コントローラ、又は同等 電力を増加/減少させる。 電力を増加/減少させる。 - 閾値U、Oは49.5~49.8、50.2~ 低下/上昇に応じて有効電力を の系統周波数に対するカーブを の制御装置を備える必要がある 関値U、Oの標準値は49.8,50.2Hz (47.0~49.9、50.1~52.0Hzの解 50.5Hzの範囲でTSOが決定 増加/低減させる。 規定。 TSO側が行う一次周波数制御 囲でTSOが決定) 周波数感知モード (FSM) - 周波数調定率の標準値は6% 周波数調定率は2~5% 有効電力出力の変動により、 (一定の周波数変化から30 周波数が標準周波数近傍(50Hz±a)の 周波数感知モード (FSM) 周波数 場合、周波数の低下/上昇に応じて有効 (電源のタイプ (発電設備、 系統周波数制御に寄与する能 秒以内)、二次周波数制御 電力を増加/減少させる。 周波数が一定範囲内 (50Hz±a) の 調整機能 蓄電設備、発電+蓄電設備) 力を有する必要がある (15分以内) について規定し 場合、周波数の低下/上昇に応じて有效 - 有効電力の上下限(最大出力比±1.5 により異なる) ており、その方法の1つとして電 電力を増加/減少させる。 ~10%)、周波数不感带(0~ 周波数調定率は3~5% 源側の自動出力調整が位置 周波数の一定範囲及び周波数調定率 0.5Hz) 等はTSOが決定 は、地理的要因や電源オーナの意向を 付けられている 周波数変動△f/fに対する有効電力の 踏まえて決定される。 変動△P/Pの傾き、即ち周波数調定率 周波数調定率は3~5% カテゴリA2・B (11kW超~1.5MW (= (△f/f) / (△P/P)) (t, 2~ 以下)の電源にはLFSM-Oのみ、カ 12%の範囲でTSOが設定 テゴリC・D (1.5MW超又は連系電 タイプA・Bの電源にはLFSM-Oのみ、タ 圧100kV超) の電源には上記全て イプC・Dの電源には上記全てのモード のモードが適用される。 が適用される ・系統周波数の変化に応じた有効 系統周波数の変化に応じた有効 系統周波数の変化に応じた有 系統連系電源(小規模電源) 同期電源のガバナに関する要 電力の増減要件が規定されてい 効電力の増減要件が規定され 電力の増減要件が規定されている 除く)は、高速応答の周波数 件が規定されている 制御装置またはタービン速度ガ - 周波数応答を行わない不感帯 るが、その具体的な実装方法にご が、その具体的な実装方法につい ているが、その具体的な実装方 ガバナフリー 定格周波数±15mHz いては規定されていない ては規定されていない 法については規定されていない バナを設置する必要がある 系統周波数が49.8Hz未満また は50.2Hz超となった場合のガバ 周波数応答運転について、応答開 周波数応答運転について、応答開 FSM (Frequency WFPS (ウィンドファーム電力シ 周波数応答運転の応答開始時 始時間 (TSOが規定:最大2 始時間(1秒~5分)及びフル応 Sensitive Mode) 及び ステム) の周波数調整運転に 間は2秒以内、周波数設定値の 答時間 (10秒~6分) が、電源 誤差は0.01Hz以内、周波数調 秒)及びフル応答時間(TSOが LFSM (Limited ついて、周波数が一定範囲 種別(発電設備、蓄電設備、発 整率の誤差は1%以内と規定さ その他の 規定:最大30秒)が規定されて Frequency Sensitive (50Hz) ディスティック (50Hz) 電+蓄電) に規定 Mode) という周波数応答運 合の有効電力の増減カーブを 周波数調整 また、電源種別(風力、ガスエンジ 転モードの規定あり 運転 ン/タービン、蒸気タービン、水力) (これらのモードの定義・概要は 周波数調定率の標準値は4% に最低応答速度 (定格出力の4 ~66%/分) 又は応答開始時間 EU (RfG) と同様) であり、2~10%の範囲でTSO

(出典:平成30年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業 (海外における再生可能エネルギー政策等動向調査)

東京電力パワーグリッドの現行の系統連系技術要件における発電者設備に関する規定事項は、以下のとおり。火力発電設備の周波数調整機能については、発電者設備(特別高圧)中の「14発電機運転制御装置」に記載されている。

出所:東京電力パワーグリッド系統連系技術要件(託送供給約款 別冊)

- ●発電者設備(低圧)
- 1 発電設備の種類
- 2 電気方式
- 3 力率
- 4 電圧変動対策
- 5 保護装置
- 6 単独運転防止対策
- 7 発電設備解列箇所
- 8 直流流出防止対策
- 9 電力品質に関する対策

- ●発電者設備(高圧)
- 1 電気方式
- 2 力率
- 3 電圧変動対策
- 4 短絡電流抑制対策
- 5 保護装置
- 6 自動負荷制限
- 7 単独運転防止対策
- 8 バンク逆潮流の制限
- 9 発電設備解列箇所
- 10 線路無電圧確認装置
- 11 直流流出防止対策
- 12 発電機昇圧用変圧器
- 13 電力保安通信設備
- 14 電力品質に関する対策

- ●発電者設備(特別高圧)
- 1 電気方式
- 2 力率
- 3 電圧変動対策
- 4 短絡·地絡電流抑制対策
- 5 保護装置
- 6 自動負荷制限および発電抑制・増出力
- 7 系統周波数異常防止対策
- 8 単独運転防止対策
- 9 発電設備解列箇所
- 10 再閉路方式
- 11 線路無電圧確認装置
- 12 直流流出防止対策
- 13 発電機の過渡リアクタンス
- 14 発電機運転制御装置
- 15 連転可能周波数
- 16 発電機昇圧用変圧器
- 17 中性点接地装置
- 18 電力保安通信設備
- 19 電力品質に関する対策
- 20 系統解析装置

(余白)



第42回調整力及び需給バランス評価等 に関する委員会 資料 4

火力発電設備等の周波数調整機能の具備について

2019年8月27日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局



- 国の審議会(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)の中間整理(第1次)では、「将来的には、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらないグリッドコードを実現していくことが望ましい」が、「再生可能エネルギーの大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であることを踏まえ、まずは新規の火力発電・バイオマス発電が具備すべき調整機能を特定し、その具体的水準を定める必要がある」と整理されている。
- また、国の他の審議会(新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ)では、「再エネ及び火力発電の個別技術要件は原則として『系統連系技術要件(託送供給等約款別冊)』に規定する」と整理され、さらに、早ければ2020年4月の適用開始に向けた『系統連系技術要件』の変更の認可申請が想定されること等を踏まえ、「少なくとも今年度内は、火力発電機(一部混焼バイオマス発電機を含む)については、中立性に加え、調整力公募や需給調整市場の詳細検討を行ってきた実績に鑑み、広域機関で技術的な検討を行う」と整理されている。
- これらを踏まえて、広域機関は、発電設備が系統連系に際して具備すべき周波数調整機能※とその対象に関して系統連系技術要件に記載する事項として、一般送配電事業者が検討した事項の提案・相談を受けた。
- 本日は、火力発電機(一部混焼バイオマス発電機を含む)について、その提案・相談内容の妥当性をご議論いただきたい。
- ※一般送配電事業者が必要とする調整機能には、周波数調整機能や電圧調整機能などがあり、電圧調整などは、既に系統連系技術要件(託送供給約款別冊)に記載がある。



12

(参考)再工ネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理(第1次)(抜粋)

IV. 適切な調整力の確保

出所: 第22回 系統WG 資料9

1. 再生可能エネルギー・火力の調整力向上(グリッドコードの整備)

自然変動再工ネ(太陽光・風力)の導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動、予測誤差、電力の低需要期における需給バランス等に対応するための調整力の必要性が高まっている。例えば、北海道エリアでは、風力発電の出力変動に対応可能な調整力が不足しているため、風力発電設備(出力20kW以上)は、蓄電池等を通じた短周期及び長周期の出力変動対策を講じることが前提となっている。国際エネルギー機関(IEA)によれば、自然変動再エネの導入率に応じて、電力システムで求められる対応が高度化するとされており、日本においても、今後、風力発電が有する制御機能や柔軟性を有する火力発電・バイオマス発電の調整力としての重要性がいっそう高まっていくことが想定される。また、風力発電の制御機能を有効に活用することによって、蓄電池の必要量やそれに要するコストを低減しつつ、効率的な風力発電の導入拡大を進めることができる。

将来的には、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらないグリッドコードを実現していくことが望ましいが、再生可能エネルギーの大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であることを踏まえ、まずは新規の風力発電が具備すべき調整機能(出力抑制、出力変化率制限等)や火力発電・バイオマス発電が具備すべき調整機能(最低出力、自動周波数制御(AFC)機能、日間起動停止運転(DSS)等)を特定し、その具体的水準を定める必要がある。また、既存の火力発電・バイオマス発電についても、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、同様の調整機能を具備することを促していくとともに、これらの検討を踏まえつつ太陽光発電等、他の電源についても併せて検討していく必要がある。

【アクションプラン】

- 風力のグリッドコード整備については、スピード感をもって成案化を進め、まずは全国大で適用可能な要件の早期ルール化・適用 開始を目指す。
 - 【➡資源エネルギー庁、日本風力発電協会、一般送配電事業者(1~2年程度でルール化/2021年度以降順次導入)】
- 火力発電及びバイオマス発電については、調整における「柔軟性」を確保するため、先行して協議が行われている九州・四国に限らず、全国大で、最低出力や出力変化速度などの要件について具体的な検討を進める。
 - 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、発電事業者】
- 太陽光発電など他の電源のグリッドコードについても、並行して検討を進める。
 - 【→資源エネルギー庁】

※本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青:既に実施済み・継続実施中のもの、 緑:具体的なスケジュールが決まっているもの、赤:基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

(参考)再工ネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理(第2次)(抜粋)

13

出所:第22回 系統WG 資料9

Ⅲ-2. 適切な調整力の確保

1. 再生可能エネルギーの出力制御量の低減に向けた方策

(3) 火力発電等の最低出力の引下げ

自然変動再工ネ(太陽光・風力)の導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動等に追随可能な調整力の必要性が高まり、日本においても、今後、自然変動再工ネが有する制御機能や柔軟性を有する火力発電等の調整力としての重要性が一層高まっていくことが想定される。このような状況を踏まえ、火力発電・バイオマス発電については、中間整理(第1次)において、具備すべき調整機能(最低出力、自動周波数制御(AFC)機能、日間起動停止運転(DSS)等)を特定し、その具体化に向けた検討を進める方針を取りまとめた。また、既存の火力発電・バイオマス発電についても、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、同様の調整機能を具備することを促していく必要があるとの考え方も示したところである。

【中間整理(第1次)アクションプラン】

- 火力発電及びバイオマス発電については、調整における「柔軟性」を確保するため、先行して協議が行われている九州・四国に限らず、全国大で、最低出力や出力変化速度などの要件について具体的な検討を進める。
 - 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、発電事業者】

九州エリアでは、九州電力が優先給電ルールに基づく電源皿(火力等)の出力制御対象事業者(18社)に対して出力制御指令への確実な対応を要請している。このうち12社については出力制御時に定格出力の30%以下への引下げに合意済みであるが、その他の6社(火力1社、混焼バイオマス2社、専焼バイオマス3社)は発電設備の技術的制約により、2018年末時点の最低出力は55~80%に留まっている。これらの事業者は、3年かけて最低出力引下げによる発電機への影響等を分析し、最終的に50%への引下げを目指しているが、他の事業者との公平性や太陽光・風力の出力制御の低減等の観点から、発電事業者は、可及的速やかに(少なくとも)最低出力50%への引下げを図るべきである。

※本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青:既に実施済み・継続実施中のもの、 緑:具体的なスケジュールが決まっているもの、赤:基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

(参考) 再工ネ大量導入・次世代電力NW小委 中間整理(第2次) (抜粋)

14

出所:第22回系統WG資料9

Ⅲ-2. 適切な調整力の確保

2. グリッドコードの整備

前述のとおり、自然変動再エネの導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動等に対応するための調整力の必要性が高まり、電力システムで求められる対応が高度化することから、日本においても、今後、自然変動再エネが有する制御機能や柔軟性を有する火力発電・バイオマス発電の調整力としての重要性が一層高まっていくとの認識の下、自然変動再エネ自身も必要な調整機能を具備するよう、グリッドコードの整備に向けたアクションプランを取りまとめたところである。

その際、将来的には、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらないグリッドコードを実現していくことが望ましいものの、再生可能エネルギーの大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であることを踏まえ、まずは新規の風力発電が具備すべき調整機能(出力抑制、出力変化率制限等)を特定し、そのグリッドコードを具体化するとともに、これらの検討を踏まえつつ、太陽光発電など他の電源についても併せて検討を進めていく必要性についても確認したところである。

【中間整理(第1次)アクションプラン】

- 風力のグリッドコード整備については、スピード感をもって成案化を進め、まずは全国大で適用可能な要件の早期ルール化・適用 開始を目指す。
 - 【➡資源エネルギー庁、日本風力発電協会、一般送配電事業者(1~2年程度でルール化/2021年度以降順次導入)】
- 太陽光発電など他の電源のグリッドコードについても、並行して検討を進める。
 - 【➡資源エネルギー庁】

こうした中、前述の電力レジリエンスワーキンググループにおいて、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策について議論が行われた。その中間取りまとめ(2018年11月)においても、自然変動再エネについて、周波数変動への耐性を高めるための対応を行うこととされたところ、こうした状況も踏まえつつ、再生可能エネルギーの大量導入を見据えたグリッドコードを整備していく必要がある。

【アクションプラン】

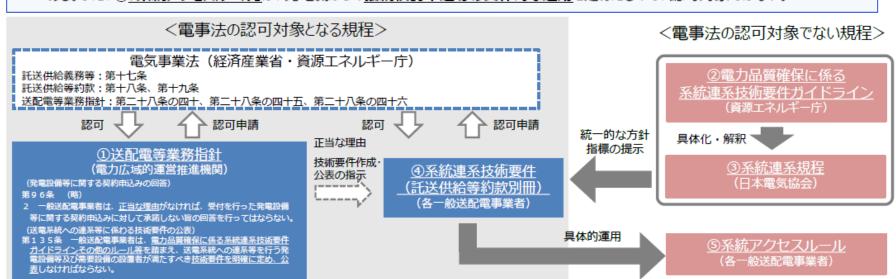
- グリッドコードの体系の在り方、各種電源に求めるべき要件や制御機能、既設電源への対応等について検討を進める。
 - 【➡資源エネルギー庁、一般送配電事業者、各業界団体等】

※本小委員会で整理された事項を枠内に「アクションプラン」として記載し、それぞれ検討・実施主体を明記している。色分けについては、青:既に実施済み・継続実施中のもの、緑:具体的なスケジュールが決まっているもの、赤:基本的な考え方が整理されており今後詳細を議論していくもの、としている。

出所:第20回系統WG資料1

日本における系統連系に係る現行の規程

- 日本における系統連系に係る規程は、電気事業法第17条に規定する託送供給義務等(オープンアクセス)の下、大きく分けて、「送配電等業務指針」、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」、「系統連系規程」、「系統連系技術要件(託送供給等約款別冊)」、「系統アクセスルール」、から構成されている。
- 電力広域的運営推進機関が定める①「送配電等業務指針」は、一般送配電事業者及び送電事業者が行う送配電等業務(託送供給の業務その他の変電、送電及び配電に係る業務)の実施に関する基本的な事項等を定めるもので策定及び変更にあたっては、経済産業大臣の認可を受ける必要がある。当該指針において、一般送配電事業者は系統連系の技術要件を明確に定め、公表しなければならない旨定めている。
- 資源エネルギー庁が定める②「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」は、系統連系を可能とするために必要な要件のうち、 電圧、周波数等の電力品質を確保していくための事項等についての考え方を整理したものである。日本電気協会が定める③「系統連系 規程」は、②の内容を具体化すると共に連系検討に携わる実務者向けに電気設備の技術基準の解釈を示したものであり、②・③ともに、④ に対し全国統一的な方針を示すものである。
- ④「系統連系技術要件(託送供給等約款別冊)」は、上記に基づいて、発電事業者が一般送配電事業者と発電量調整供給契約を締結する際に遵守すべき系統連系に係る技術要件を定めたものであり、策定及び変更にあたっては、経済産業大臣の認可を受ける必要がある。また、⑤「系統アクセスルール」は、発電側からの接続検討申込等の具体的な運用を定めたもので、認可対象ではない。



出所:第20回系統WG資料1

系統連系に係る各規程の関連性及び特性

7

く各規程の関係性>

	法令に基づく規程	ガイドライン
国等	(電気事業法) ① 送配電等業務指針	②電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン
事業者	④ 系統連系技術要件(託送供給等約款別冊)	③ 系統連系規程⑤ 系統アクセスルール

<各規程の特性>

	実効性	手続きの 適切性	変更等の 機動性	当該分野 の専門性	統一性	
① 送配電等業務指針 (電力広域的運営推進機関)	0	0	Δ	Δ	0	統
② 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン (資源エネルギー庁)	0	0	Δ	Δ	0	性を
③系統連系規程 (日本電気協会)	0	0	Δ	0	0	— 補 完
④ 系統連系技術要件(託送供給等約款別冊) (各一般送配電事業者)	0	0	0	0	※地域的な 差異が必要	
⑤ 系統アクセスルール(各一般送配電事業者)	Δ	Δ	0	0	Δ	

出所:第20回系統WG資料1一部加工

グリッドコードの制度的体系や具体的要件の検討の進め方①(案)

(1)制度的体系について

- IEAによれば、グリッドコードとは「**電力システムや市場に接続された資産が遵守しなければならない幅広い一** 連のルールを網羅した包括的な条件であり、その制定目的は費用対効果と信頼性の高い電力システム運用 を支援すること」であって、狭義には「接続コード」を指す。海外のグリッドコード策定プロセスは国ごとに異なるが、 大枠として送配電事業者が提案し、規制機関によって承認されるケースが多い。
- 日本では、電気事業法第17条に規定する託送供給義務等(オープンアクセス)の下、系統連系に係る一連の規程(「送配電等業務指針」、「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」、「系統連系規程」、「系統連系技術要件」、「系統アクセスルール」)に基づいて、再工ネを含む発電事業者と一般送配電事業者の電力量調整供給及び電気的接続が確保されている。再エネの導入拡大に伴い、今後も多様な発電事業者の参入が見込まれることを踏まえ、実効性や手続きの適正性が担保されている「系統連系技術要件」を軸とする上記規程をグリッドコードと位置づけ、再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会の中間整理等を踏まえた再エネ及び火力発電の個別技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定することとしてはどうか。
- 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」は、各社が定める「系統連系技術要件」について、必要な事項を整理し、指標を提示するものであるが、元来コージェネレーション等の分散型電源の系統連系を目的として定められたガイドラインであり、必ずしも再エネ大量導入に即した内容が盛り込まれていない(変動再エネ導入に伴う調整力の必要性、既設電源を含めた適用等)、「系統連系技術要件」や「系統アクセスルール」との関連性が不明確等の課題があることから、再エネ・火力発電の技術要件の検討と並行して、同ガイドラインの必要な改定を行うべきではないか。
- なお、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらない技術要件を定めることが望ましいが、再エネの大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であることを踏まえつつ、**各種電源の特性に配慮した技術要件を検討**していくこととしてはどうか。

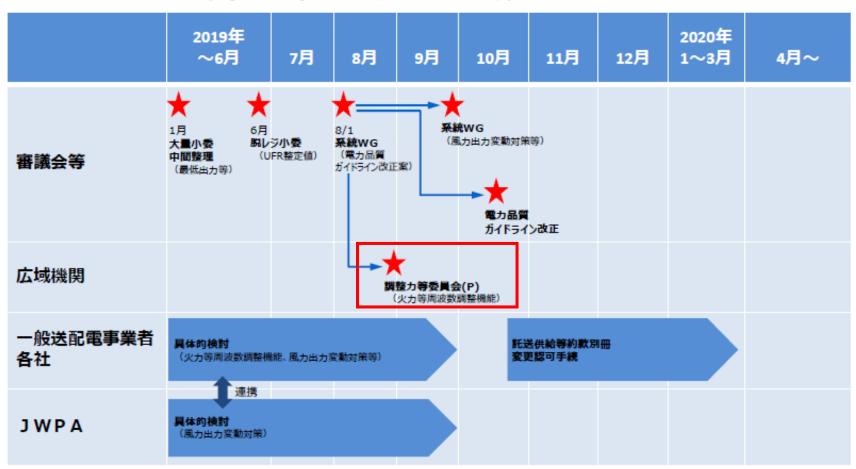
出所:第22回 系統WG 資料9 一部加工

系統連系技術要件における個別技術要件の検討の進め方(案)

- 本来、中長期の再エネ大量導入や電源構成等を見据えつつ、電力ネットワークの最適利用の観点から電源種や発電技術によらない技術要件を定めることが望ましい。一方、再エネ大量導入のための調整力確保は待ったなしの課題であり、再エネ大量導入・次世代NW小委員会の中間整理において、まずは風力発電、火力発電、バイオマス発電のグリッドコード整備を進めることとされており、前述のとおり、早ければ2020年4月の適用開始に向けた「系統連系技術要件(託送供給等約款別冊)」の変更の認可申請が想定される。
- 具体的検討の進め方については、第20回系統WG(2019年3月18日)において、以下の整理がなされたところ。
 - 実効性や手続きの適正性が担保されている「系統連系技術要件」をグリッドコードの中心に位置づけ、発電機の個別 技術要件は原則として「系統連系技術要件」に規定。
 - ▶ 個別技術要件の具体化は、機動性・適切性・透明性の確保の観点から、必要に応じて系統WG(資源エネルギー庁)で審議を行うが、より包括的かつ実効的審議を行う枠組みの構築を検討していく。具体的には、国をはじめとする関係機関・関係事業者が必要かつ相当な協力・支援を行うことにより、一つの組織(例えば、中立的な立場にある電力広域的運営推進機関(広域機関))に必要な体制整備(人員、予算等)を行い、体制整備の状況に応じ可能な範囲で、当該組織で原案作成・審議(系統WGでの審議の代替)を行うことを検討していく。
- 上記のスケジュール感等を踏まえ、少なくとも今年度内は以下のように進めることとしてはどうか。
 - 風力発電設備については、過去の系統WGにおいて、日本風力発電協会(JWPA)からの検討状況の報告を踏まえつつ風力発電機の技術要件(出力抑制、出力変化率制限等)について検討してきたことを踏まえ、系統WGで引き続き検討する。
 - ▶ 一方、火力発電機(一部混焼バイオマス発電機を含む)については、中立性に加え、調整力公募や需給調整市場の詳細検討を行ってきた実績に鑑み、広域機関で技術的な検討を行う。
- 加えて、第20回系統WGにおける整理に基づき、より包括的かつ実効的審議を行う枠組みの構築のために、国をはじめとする関係機関・関係事業者の協力・支援により、広域機関に所要の体制を整備し、検討を行っていくこととしてはどうか。

出所:第22回系統WG 資料9 一部加工

(参考) 当面のグリッドコード検討スケジュール (イメージ)



出所:第22回 系統WG 資料9

電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドラインの改正について

- 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」(以下、「電力品質ガイドライン」)は、元来コージェ ネレーション等の分散型電源の系統連系を目的として定められたガイドラインであり、必ずしも再エネ大量導入 に対応した内容が盛り込まれていない。
- 例えば、電圧階級毎に電圧変動対策や不要解列防止等について規定されているが、自然変動再エネの導入 量に応じて具備すべき自然変動再エネ自身による出力変動対策や火力等による周波数変動対策に関する規 定が存在しない。また、既に系統連系している発電設備に対する技術要件の適用のあり方が明確化されてい ない。
- 各種電源の技術要件等については、第20回系統WGの議論を踏まえ、原則として各一般送配電事業者の 「系統連系技術要件」に規定していくが、**「電力品質ガイドライン」と(当該ガイドラインの内容を具体化した)** 「系統連系規程」が一体となって各社が定める「系統連系技術要件」の統一的な方針及び標準的な指標を 提示していること、再エネ大量導入・次世代NW小委員会の中間整理(第1次・第2次)のアクションプラン に基づき、早ければ2020年4月の適用開始に向けた「系統連系技術要件」の変更に係る認可申請が想定 されることを鑑みれば、「系統連系技術要件」の変更に先立って、これまでの審議会における整理(上記中間 整理(第1次・第2次)、脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会の整理)の内容を踏まえつつ、 まずは「電力品質ガイドライン」を再エネ導入拡大を踏まえた内容に見直すべきではないか。

※なお、必要に応じて、現行の系統連系技術要件に含まれる保安規制についても整理を行う。

<参考:近年における電力品質ガイドラインの主な改正事項>

改正年	改正事項
2013年	電圧調整等の措置をとる発電設備について、バンク逆潮流を可能とする制限緩和
2015年	電力広域的運営推進機関の設立に伴う文言修正
2016年	電気事業法改正による事業類型の変化対応、事故時運転継続(FRT)要件の追加等



■ 国の審議会(新エネルギー小委員会 系統ワーキンググループ)では、「『系統連系技術要件』の変更に先立って、これまでの審議会における整理の内容を踏まえつつ、まずは『電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン』を再エネ導入拡大を踏まえた内容に見直すべきと整理され、現在、同ガイドライン改正案がパブリックコメント中。

https://search.e-gov.go.jp/servlet/Public?CLASSNAME=PCMMSTDETAIL&id=620219008&Mode=0

出所:第22回系統WG資料9

電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン改正の方向性(案) 10

● 「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」の改正の方向性(案)は以下の通り。

項目	現行ガイドライン	改正の方向性(案)
ガイドラインの目的	元来コージェネレーション等の分散型電源の系統連系を目的として定められたガイドラインであり、必ずしも再エネ大量導入に対応した内容が盛り込まれていない。	再工ネ大量導入に対応した内容を盛り込むべきではないか。 (例えば、再エネ拡大に伴い自然再エネの制御機能の活用や火力発電の柔軟性の確保の必要性等)
適用の範囲	既に系統連系している既設発電設備へのルー ルの適用のあり方が明確化されていない。	発電設備のリプレースや装置の切替時、系統 運用に支障を来すおそれがある場合等に最新 の要件を適用することを明確化すべきではない か。
最低出力	火力・バイオマス発電設備の最低出力は明記 されていない。	再エネ大量導入・次世代NW小委員会の中間整理の内容を踏まえつつ、最低出力については既設発電設備も含め「技術的に合理的な範囲で最大限抑制し、少なくとも50%を上回らない」ことをまずは明記してはどうか。
調整機能の具備	火力発電設備等(特高連系)については、 系統安定化や潮流制御等に必要な制御装 置の具備を求めている。	再工ネ導入拡大に伴って必要性が一層高まる周波数調整機能の具備についても明確に求めていてこととしてはどうか。 上記に加えて、自然変動再工ネ電源については、再工ネ自身のさらなる導入を実現するため、出力変動緩和機能(出力変化率制限機能等)の具備等の対策を求めていくこととしてはどうか。

- 一般送配電事業者の提案・相談の内容は、以下の通りである。
 - 100MW以上の新規電源・リプレース電源を対象(沖縄エリアは35MW以上)
 - > 火力発電設備は周波数調整機能の仕様を要件化
 - ✓ 燃料種別・燃焼方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備等、その他発電設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議

出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 参考

周波数調整機能具備の対象

- 調整力の太宗を占める<u>100MW以上の新規電源・リプレース電源を対象</u>として周波数調整機能具備の要件化を検討。 (沖縄エリアは35MW以上)
- 火力発電設備は周波数調整機能の仕様を要件化し、具体的仕様は次頁以降に記載。 (燃料種別・燃焼方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備等、その他発電 設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議)



出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 参考

火力発電設備の調整機能・仕様

■ 火力発電設備の調整機能・仕様は、既存設備の調整機能および東京電力パワーグリッドの 要件を参考とし、以下のように設定した。

機能要件	GT・GTCC ^{※1} の仕様	その他火力※1の仕様	必要性	
GF速度調定率	5%以下 北海道4%以下 沖縄4%以下	5%以下 北海道4%以下 沖縄4%以下	一次調整力として平常時の周波 数調整および緊急時の瞬動予備	
GF幅 ^{※2}	5%以上 (沖縄8%以上)	3%以上 (沖縄5%以上)	力として利用。	
LFC変化速度 ^{※2,4}	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次調整力①として短期的な需給インバランスの調整に利用。	
LFC幅 ^{※2,4}	±5%以上 (沖縄±8%以上)	±5%以上		
EDC変化速度 ^{※2,4}	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次②・三次調整力としてメリット オーダーを考慮した発電機出力調 整に利用。	
EDC+LFC 変化速度 ^{※2,3,4}	10%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	火力発電設備はEDC・LFC両方の機能を具備する事が可能であるため、両機能を同時に利用する場合のスペックを要件化。	

- %1:GTはガスタービン、GTCCはガスタービンコンバインドサイクルの略。その他火力は $GT\cdot GTCC$ 以外が該当。
- ※2:GF速度調定率以外の%表記は定格出力基準。
- ※3:現状、各社中給の指令方式の違いから、直ちに機能活用されないエリアも存在するが、調整力の広域運用等により将来的に利用することも考慮し、全エリア統一して要件化。
- ※4:各社の制御システムによって異なる名称となる場合があり、LFCはAFCと同義、EDCはDPCと同義。

出所:第42回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4 参考

火力発電設備の調整機能・仕様

8

機能要件	GT・GTCCの仕様	その他火力の仕様	必要性
最低出力	50%以下	30%以下	中給からのEDC・LFC指令で調整機能が 活用可能となる制御範囲を要件化。
DSS機能具備	要 (8時間以内) 沖縄 要 (3.5時間以内)	無 沖縄 要 (4時間以内)	GT・GTCCのDSS機能は標準仕様であり、 機能具備により、調整力として柔軟な運用 が可能となるため要件化。 その他火力のうち、特に石炭火力の場合は 機能具備に伴い大幅なコスト増になると考 えられるため、要件化しない。
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.2Hz以内) 北海道·沖縄 要 (±0.1Hz以内)	要 (±0.2Hz以内) 北海道·沖縄 要 (±0.1Hz以内)	GF動作後の出力を維持するための機能を 要件化。
出力低下防止	要	_	GT・GTCCは電源脱落時等の系統周波数低下時に発電機出力が減少し、連鎖的に周波数が低下する虞があるため、要件化。

(余白)

出所:第6回 電気料金審査専門会合 資料7 一部加工

系統連系技術要件で求める機能・仕様について

8

- 今回、系統連系技術要件で求める需給調整・周波数制御に関する機能・仕様については、発電 事業者への過度な負担にならないよう配慮しています。
 - 機能具備による発電設備本体(発電機、タービン、ボイラ等)への追加コストは、原則かからないと考えられます。
 - ✓ GTCCについては、火力電源入札WGおよびRFC(意見募集)を通じて確定した「平成26年度電力卸供 給入札募集要綱」と同じです。
 - ✓ その他の火力発電機(石炭発電機を想定)については、出力変化速度を1%/分としています。
 - DPC・AFC信号を受信して応答させるための機能を設計段階で考慮した場合、費用の増加は数百万円程度(全体建設費数千億円の0.01%程度)と考えられます。
- ※ DPCとAFCは東京電力パワーグリッドの用語であり、本資料ではそれぞれEDCとLFCと記載している。

出所:第8回 電気料金審査専門会合 資料3-2

■ 系統連系技術要件と現状の当社の最新発電機のスペックは以下の通りです。

項目		GT及びGTCC ^{※1}		その他の火力発電設備※2	
項日		系統連系技術要件	千葉3-3T(50万kW)	W) 系統連系技術要件 広野6T(60万k	
	GF調定率 ^{※3}	5%以下	5%	5%以下	5%
	GF幅	5%以上	5%	3%以上	3%
機能	AFC幅	±5%以上	±8%	±5%以上	±5%
	AFC変化速度	5%/分以上	5.5%/分	1%/分以上	3%/分
仕様等	DPC変化速度	5%/分以上	5.5%/分	1%/分以上	3%/分
	DPC+AFC変化速度	10%/分以上	11%/分	1%/分以上	3%/分
	最低出力	50%以下 DSS機能8時間以内	50% 6時間	30%以下	30%

- ※1 系統連系要件と比較し、当社最新GTCCの方がAFC幅や各種変化速度において高スペックとしておりますが、メーカ限定になる虞があることから、今回の系統連系技術要件においては、火力電源入札WGおよびRFC(意見募集)を通じて確定した「平成26年度電力卸供給入札募集要綱」と同様としています。
- ※2 系統連系要件と比較し、当社最新石炭発電機の方が各種出力変化速度を高スペックとしておりますが、発電機建設コスト増加となる虞があることから、今回の系統連系技術要件においては、発電機基本設定にて対応可能な出力変化速度1%/分に設定しています。
- ※3 GF調定率とは、周波数変動の基準周波数比率に対してガバナが100%応動する値です。(50Hz系統におけるGF調 定率5%とは、周波数が2.5Hz低下した時に、ガバナが100%応答し、出力が100%上昇することを意味します)

- 系統連系技術要件は、電気事業法第17条に規定する託送供給義務等(オープンアクセス)の下、発電事業者が一般送配電事業者と発電量調整供給契約を締結する際に遵守すべき系統連系に係る技術要件を定めたものであり、「特定の者に対して不当な差別的取り扱いをするものではないこと」でなければならない。
- そこで、一般送配電事業者の提案・相談内容について、以下の観点で妥当性をご議論いただくこととしてはどうか。
 - 一般送配電事業者が周波数調整を行う際に必要とする機能や仕様を求めているか。
 - 発電事業者などが発電設備に周波数調整機能を具備し、かつ、仕様を満足する際に、 過度な負担を求めないものとなっているか。

○電気事業法

(託送供給義務等)

第十七条 一般送配電事業者は、<u>正当な理由がなければ、その供給区域における託送供給</u>(振替供給にあつては、小売電気事業、一般送配電事業若しくは特定送配電事業の用に供するための電気又は第二条第一項第五号ロに掲げる接続供給に係る電気に係るものであって、経済産業省令で定めるものに限る。次条第一項において同じ。)を拒んではならない。

- 2 一般送配電事業者は、その電力量調整供給を行うために過剰な供給能力を確保しなければならないこととなるおそれがあるときその他<u>正当な</u>理由がなければ、その供給区域における電力量調整供給を拒んではならない。
- 4 一般送配電事業者は、発電用の電気工作物を維持し、及び運用し、又は維持し、及び運用しようとする者から、当該発電用の電気工作物と当該一般送配電事業者が維持し、及び運用する電線路とを<u>電気的に接続すること</u>を求められたときは、当該発電用の電気工作物が当該電線路の機能に電気的又は磁気的な障害を与えるおそれがあるときその他正当な理由がなければ、当該接続を拒んではならない。

(託送供給等約款)

第十八条 一般送配電事業者は、その供給区域における託送供給及び<u>電力量調整供給(以下この条において「託送供給等」という。)に係る料金その他の供給条件について、経済産業省令で定めるところにより、託送供給等約款を定め、経済産業大臣の認可を受けなければならない。これを変更しようとするときも、同様とする。</u>

- 2 <u>一般送配電事業者は、前項の認可を受けた託送供給等約款以外の供給条件により託送供給等を行ってはならない</u>。ただし、その託送供給等約款により難い特別の事情がある場合において、経済産業大臣の認可を受けた料金その他の供給条件により託送供給等を行うときは、この限りでない。
- 3 経済産業大臣は、第一項の認可の申請が次の各号のいずれにも適合していると認めるときは、同項の認可をしなければならない。
- 万 特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと。
- 六 前各号に掲げるもののほか、公共の利益の増進に支障がないこと。

○電気事業法に基づく経済産業大臣の処分に係る審査基準等(抄)

第1 審查基準

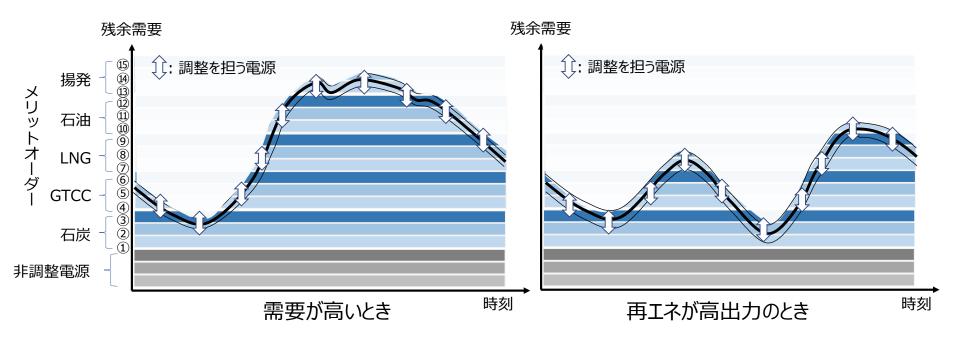
(11) 第18条第1項の託送供給等約款の認可及び変更の認可

第18条第1項の託送供給等約款の認可及び変更の認可に係る審査基準については、同条第3項に認可の基準が定められているところであり、より具体的には、「一般送配電事業託送供給等約款料金審査要領」(別添1)のとおりとする。

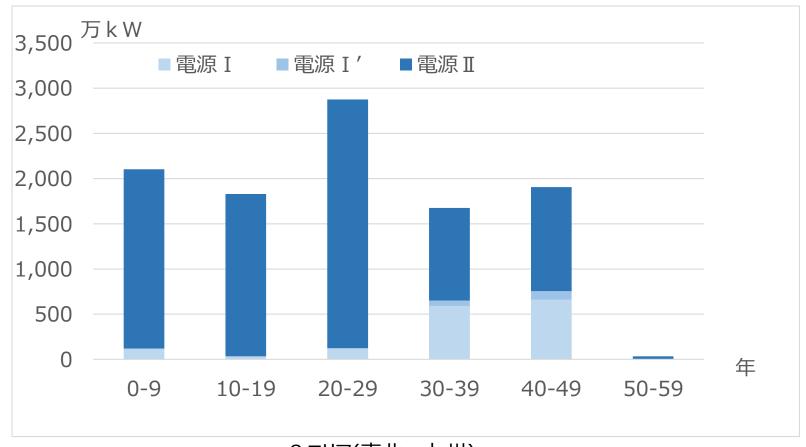


- 一般送配電事業者の提案・相談内容は、火力発電設備では周波数調整機能の具備を 要件化する、としている。
- 火力発電設備では、夏季や冬季の高需要などにより、火力が分担する需要が多くなる状況や、再エネの高出力などにより、火力が分担する需要が少なくなる状況があり得る。その一方で、発電設備は卸取引などによりメリットオーダーで運用されることから、火力が分担する需要に応じて、多様な火力発電設備が周波数調整を担う。
- また、周波数調整機能を具備した火力発電設備には、高経年設備が相当な容量で存在している。機能の具備を要件化しないままでは、今後の火力発電設備の新設やリプレースにより機能を具備しない設備が導入され、機能を具備する高経年設備と置き換わってしまい、機能を具備する発電設備が減少するおそれがある。
- これらを踏まえると、火力発電設備に対して周波数調整機能の具備を要件化しない場合、 多様な火力発電設備で機能を十分に維持できずに調整力の調達などに要する費用が増大 するおそれがあり、最終的には周波数調整できなくなることが懸念される。
- よって、火力発電設備に周波数調整機能の具備を要件化することにより、調整力を合理的に調達することや確実に調達できることになり、言い換えれば、社会的なコストの増大の回避に繋がるので、火力発電設備での周波数調整機能の具備は必要、と考えてよいか。

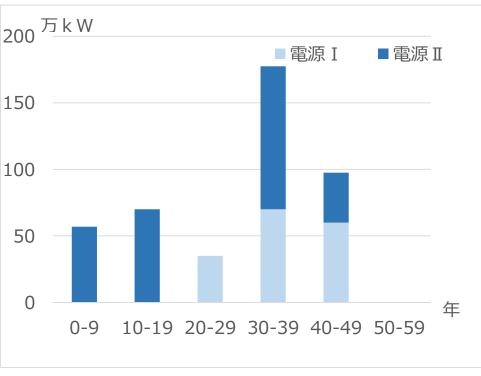
- 火力発電設備は卸取引などによりメリットオーダーで運用されることから、夏季や冬季の高需要などにより火力が分担する需要が多くなる状況や、再エネの高出力などにより火力が分担する需要が少なくなる状況に応じ、多様な発電設備が周波数調整を担う。
- 周波数調整を担う発電設備が一部に限定されると、卸取引でのメリットオーダーによらずに周波数調整を担う発電設備が増え、結果的に調整力の調達などに係るコストが増大することになる。

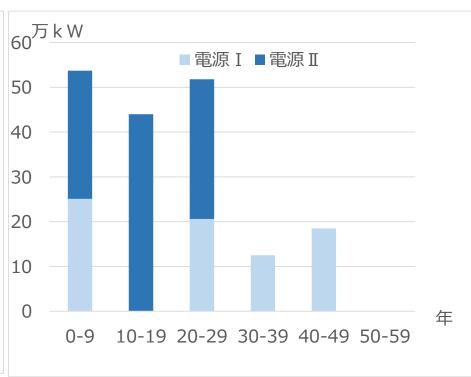


- 周波数調整機能を具備した火力発電設備には、高経年設備が相当な容量で存在している。
- 機能の具備を要件化しないままでは、今後の火力発電設備の新設やリプレースにより機能を 具備しない設備が導入され、機能を具備する高経年設備と置き換わってしまい、機能を具 備する発電設備が減少するおそれがある。









北海道エリア

沖縄エリア

- 一般送配電事業者の提案・相談内容は、バイオマス発電設備は個別協議、としている。
 - 一般送配電事業者の提案・相談
 - 燃料種別・燃焼方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備等、その他発電設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議
- 他方、バイオマス発電設備のうち、混焼バイオマス発電設備(地域資源バイオマスを除く)は、下げ調整力不足となる際に火力と同等に扱われていることを踏まえ、火力と同様に、機能具備を要件化することが一案となるか。
- 以下の得失を踏まえると、混焼バイオマス発電設備(地域資源バイオマスを除く)を火力発電設備と同等として要件化することは、過度な負担とは言えないことから、妥当と考えてよいか。

「混焼バイオマス(地域資源バイオマスを除く)は 要件化」とする考え方

- 再エネの大量導入を踏まえて、より多くの発電設備に周波数調整機能の具備を求めるには対象となる電源種別が増えることが望ましい
- 混焼バイオマス(地域資源バイオマスを除く)は 周波数調整機能を具備してきた実績がある
- 混焼バイオマス(地域資源バイオマスを除く)は、 下げ調整カ不足となる際などに、火力と同様の 位置づけであることと整合している

「混焼バイオマスを個別協議」とする考え方

• バイオマスは、混焼バイオマスを含め、燃料や燃焼方式の違いにより、仕様の統一が困難である

<新たな抑制指令順位のイメージ>(2016年4月~)

- a. 一般送配電事業者があらかじめ確保する調整力(火力等)(電源 I)及び一般送配電事業者からオンラインでの調整ができる火力発電等(電源 II)の出力抑制 (注1)及び揚水式発電機の揚水運転
- b. 一般送配電事業者から**オンラインでの調整ができない火力発電等**(電源Ⅲ)の出力抑制 (注1,2,3)
- c. 連系線を活用した広域的な系統運用(長周期広域周波数調整)
- d. バイオマス電源 (注4) の出力抑制
- e. 自然変動電源(太陽光・風力) (注5) の出力抑制
- f. 電気事業法に基づく広域機関の指示(緊急時の広域系統運用)
- q. 長期固定電源 (注6) の出力抑制
- (注1) 火力発電にはバイオマス混焼発電(地域資源バイオマスを除く)を含む。鉄鋼や製紙工場等における自家発電の余剰電力等の経済活動に伴って出力が発生する等の要因により出力を調整できないものは対象外とする。
- (注2) 原則、発電事業者に差損が発生しない範囲内で発電計画の変更を指令すものとするが、必要に応じて、発電事業者に差損が発生する場合にも指令できるものとする。
- (注3) オンライン調整が可能な電源であっても、一般送配電事業者からオンライン指令する契約をしない場合には「電源Ⅲ」に含まれる。
- (注4) バイオマス専焼の出力抑制後に地域資源バイオマスの出力抑制(出力制御が困難なものを除く)を行う。
- (注5) FIT対象電源、FIT対象外電源は同列。ただし、FIT対象電源内の出力制御はFIT関連法令等により規定。
- (注6) 長期固定電源とは、原子力、水力(揚水式を除く)及び地熱発電所を指す。
- (※) 小売電気事業者、発電事業者は、市場の活用等により計画値同時同量の達成を目指すため、メリットオーダーの実現が達成されていく。しかし、それでもなお発生すると見込まれる再工ネ発電量の予測誤差やインバランス等に対応するために、一般送配電事業者は、基本的にメリットオーダーで調整し、高コストの電源から抑制指令を行うことになる。
- (※) a.に位置づけられている調整力(電源 I、電源 II)を活用してもなお、供給が需要を上回り、一般送配電事業者が確保している調整力では調整しきれないおそれがある場合は、b以下の指令を行う。
- (※) b (電源Ⅲの出力抑制)とc (連系線を活用した広域的な系統運用)の順位については、仮に、(c)連系線を活用した広域的な系統運用の実施後に(b)オンラインでの調整が出来ない火力発電等(電源Ⅲ)の抑制指令を行うとした場合、実務上、運用が間に合わない場合がありうること、オンライン調整が可能であっても、一般送配電事業者からのオンライン指令を受け入れる契約をしない電源も存在することを踏まえ、bを上位にすることとした。

出所) 第3回 電力・ガス事業分科会 電力基本政策小委員会 (2015.12.10) 資料5 3ページをもとに作成 http://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_kihon/pdf/003_05_00.pdf

- 一般送配電事業者の提案・相談内容は、100MW以上(沖縄エリアでは35MW以上) の発電設備を対象設備としている。
- 他方、現状で東京電力PGが250MW以上の発電設備を対象に要件化、あるいは個別協議の対象としていることを踏まえ、対象設備を250MW以上とすることが一案となるか。
- 以下の得失を踏まえると、要件化の対象を「100MW以上(沖縄を除く)」とすることは、一般送配電事業者の必要性に応えていること、かつ、他のルールなどと整合的で過度な負担とは言えないことから、妥当と考えてよいか。

「250MW以上を対象」とする場合(沖縄を除く)

「100MW以上を対象」とする場合(沖縄を除く)

- 小規模電源での投資を抑制するには閾値が大き いことが望ましい
- 今回の提案・相談内容での投資(制御装置に 係わるものに限る)は、数百万円程度と試算さ れている
- 再エネの大量導入を踏まえて、より多くの発電設備を対象に周波数調整機能を具備することを求めるには閾値がより小さいことが望ましい
- 需給調整市場の商品の要件※と整合的であり、 機能を具備した発電設備が市場を通じて周波 数調整に寄与できることから、閾値が小さすぎるこ とはない
- ※需給調整市場の商品の要件では、一部を除き、入札の最低容量を5MWとしている。一般送配電事業者の提案・相談は、例えば、LFC幅で5%以上としており、100MWの発電設備の5%が5MWになる。
- (参考) ここでは、周波数調整機能の具備を要件化する発電設備に言及している。優先給電ルールによる抑制は、周波 数調整機能の有無にかかわらず、100MW未満の発電設備を含めて対象となる。



沖縄エリアでは、現状で調整力としている発電設備の容量と同等となる35MW以上(他のエリアより小容量)としているが、沖縄エリアは他のエリアと連系がないことからやむを得ない、と考えてよいか。

(参考) 商品の要件の見直し

第11回需給調整市場検討小委員会 資料3をもとに作成 33

	一次調整力	二次調整力①	二次調整力②	三次調整力①	三次調整力②
英呼称	Frequency Containment Reserve (FCR)	Synchronized Frequency Restoration Reserve (S-FRR)	Frequency Restoration Reserve (FRR)	Replacement Reserve (RR)	Replacement Reserve-for FIT (RR-FIT)
指令·制御	オフライン (自端制御)	オンライン (LFC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン (EDC信号)	オンライン
監視	オンライン (一部オフラインも可※2)	オンライン	オンライン	オンライン	専用線: オンライン 簡易指令システム: オンライン
回線	専用線 ^{※1} (監視がオフラインの場合は不要)	専用線※1	専用線※1	専用線※1	専用線 または 簡易指令システム
応動時間	10秒以内	5分以内	5分以内	15分以内*3	45分以内
継続時間	5分以上**3	30分以上	30分以上	商品ブロック時間(3時間)	商品ブロック時間(3時間)
並列要否	必須	必須	任意	任意	任意
指令間隔	- (自端制御)	0.5~数十秒※4	1~数分※4	1~数分※4	30分
監視間隔	1~数秒※2	1~5秒程度※4	1~5秒程度※4	1~5秒程度※4	1~30分 ^{※5}
供出可能量 (入札量上限)	10秒以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のGF幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (機器性能上のLFC幅 を上限)	5分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	15分以内に 出力変化可能な量 (オンラインで調整可能 な幅を上限)	45分以内に 出力変化可能な量 (オンライン(簡易指令 システムも含む)で調整 可能な幅を上限)
最低入札量	5 M W (監視がオフラインの場合は1MW)	5MW ^{*1,4}	5MW ^{*1,4}	5MW ^{*1,4}	専用線: 5 MW 簡易指令システム: 1 MW
刻み幅 (入札単位)	1kW	1kW	1kW	1kW	1kW
上げ下げ区分	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ	上げ/下げ

^{※1} 簡易指令システムと中給システムの接続可否について、サイバーセキュリティの観点から国で検討中のため、これを踏まえて改めて検討。

^{※2} 事後に数値データを提供する必要有り(データの取得方法、提供方法等については今後検討)。

^{※3} 沖縄エリアはエリア固有事情を踏まえて個別に設定。

^{※4} 中給システムと簡易指令システムの接続が可能となった場合においても、監視の通信プロトコルや監視間隔等については、別途検討が必要。

^{※5 30}分を最大として、事業者が収集している周期と合わせることも許容。

以上の整理を踏まえて、一般送配電事業者の提案・相談について、要件化の対象を下表のように見直すこととしてはどうか。

一般送配電事業者の提案・相談

- ▶ 100MW以上の新規電源・リプレース電源を対象
- > 火力発電設備は周波数調整機能の仕様を要件化
 - ✓ 燃料種別・燃焼方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備等、その他発電設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議



見直し案

- ▶ 100MW以上の新規電源・リプレース電源を対象
- 火力発電設備<u>(地域資源バイオマス以外の混焼バイオマスを含む)</u>は周波数調整機能の仕様を要件化
 - ✓ 燃料種別・燃焼方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備<u>(地域資源バイオマス以外の混焼バイオマスを除く)</u>等、その他発電設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議

- 一般送配電事業者の提案・相談は、一般送配電事業者が周波数調整を行う際に必要とする、GFやLFC、EDCなどの機能を求めている。また、旧一般電気事業者の発電部門の火力発電設備が具備してきた機能と仕様、あるいは、発電設備本体(発電機、タービン、ボイラーなど)に追加コストがかからずに具備できる機能と仕様であり、過度な負担とならずに対応できる。
 - → 一般送配電事業者の提案・相談は、東京電力パワーグリッドが定める現行の系統連 系技術要件で火力発電設備に求める機能と仕様を参考に、「ガスタービン及びガスター ビンコンバインドサイクル(以下、GT及びGTCC)」と「その他」に区分して、一部を見直 したものである。
- これらの点から、一般送配電事業者の必要性に応えていること、過度な負担とは言えないことから、妥当、と考えてよいか。
- なお、北海道エリアと沖縄エリアでは機能と仕様の一部で、他のエリアより高機能な、既設の発電設備と同等の機能を要件化しているが、北海道エリアは他のエリアと直流連系であること、沖縄エリアは他のエリアと連系がないことから、一般送配電事業者の必要性に応えるにはやむを得ない、と考えてよいか。

(参考) ここでは要件化する周波数調整機能の仕様に言及しているが、再生可能エネルギーの大量導入のための調整力 確保の観点では発電設備がより高機能な仕様を具備することを期待したい。



(余白)

- 火力発電設備(GT及びGTCC)で要件化する機能と仕様(北海道と沖縄を除く)は下表のとおり。
- 発電設備本体(発電機、タービン、ボイラーなど)に追加コスト不要で具備できる仕様であり、また、既存設備と同等の仕様である。

	今回提案・相談 (北海道と沖縄を除く)	(参考) 東京電力PG (現行)	(参考) 本体に追加コスト不要で 具備できる仕様	(参考) 東京電力の例 (既存設備)
GF速度調定率	5%以下	5%以下	5%	5%
GF幅	5%以上	5%以上	5%	5%
LFC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	5%/分	5.5%/分
LFC幅	±5%以上	±5%以上	±5%	±8%
EDC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	5%/分	5.5%/分
EDC+LFC変化速度	10%/分以上	10%/分以上	10%/分	11%/分
最低出力※	50%以下	50%以下	50%	50%
DSS	要 (8時間以内)	要 (8時間以内)	8時間	6時間
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.2Hz以内)	(個別協議)	-	(記載なし)
出力低下防止	要	要	有	有

[※] 最低出力とは、EDC・LFCを活用可能な出力の下限のことをいう。

- 火力発電設備(GT及びGTCC)で要件化する機能と仕様(北海道、沖縄の場合)は 下表のとおり。
- 北海道エリアは他のエリアと直流連系であること、沖縄エリアは他のエリアと連系がないことから、 それぞれの機能がより動作しやすい仕様である。

	今回提案·相談 (北海道)	今回提案·相談 (沖縄)	今回提案・相談 (北海道と沖縄を除く)
GF速度調定率	4%以下	4%以下	5%以下
GF幅	5%以上	<u>8%以上</u>	5%以上
LFC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	5%/分以上
LFC幅	±5%以上	<u>±8%以上</u>	±5%以上
EDC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	5%/分以上
EDC+LFC変化速度	10%/分以上	10%/分以上	10%/分以上
最低出力※	50%以下	50%以下	50%以下
DSS	要 (8時間以内)	要 <u>(3.5時間以内)</u>	要 (8時間以内)
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.1Hz以内)	要 <u>(±0.1Hz以内)</u>	要 (±0.2Hz以内)
出力低下防止	要	要	要

[※] 最低出力とは、EDC・LFCを活用可能な出力の下限のことをいう。

- 火力発電設備(その他)で要件化する機能と仕様(北海道と沖縄を除く)は下表のとおり。
- 発電設備本体(発電機、タービン、ボイラーなど)に追加コスト不要で具備できる仕様であり、既存設備に比べて変化速度が小さく、調整能力の低い仕様であり、既存設備が具備してきた仕様を求めることが一案となるか(論点6)。

	今回提案・相談 (北海道と沖縄を除く))	(参考) 東京電力PG (現行)	(参考) 本体に追加コスト不要で 具備できる仕様	(参考) 東京電力の例 (既存設備)
GF速度調定率	5%以下	5%以下	5%	5%
GF幅	3%以上	3%以上	3%	3%
LFC変化速度	1%/分以上	1%/分以上	1%/分	3%/分
LFC幅	±5%以上	±5%以上	±5%	±5%
EDC変化速度	1%/分以上	1%/分以上	1%/分	3%/分
EDC+LFC変化速度	1%/分以上	1%/分以上	1%/分	3%/分
最低出力※	30%以下	30%以下	30%	30%
DSS	_	_	-	_
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.2Hz以内)	(個別協議)	-	(記載なし)
出力低下防止	_	-	-	_

[※] 最低出力とは、EDC・LFCを活用可能な出力の下限のことをいう。

- 火力発電設備(その他)で要件化する機能と仕様(北海道、沖縄の場合)は下表のとおり。
- 北海道エリアは他のエリアと直流連系であること、沖縄エリアは他のエリアと連系がないことから、 それぞれの機能がより動作しやすい仕様である。

	今回提案·相談 (北海道)	今回提案・相談 (沖縄)	今回提案・相談 (北海道と沖縄を除く)
GF速度調定率	4%以下	4%以下	5%以下
GF幅	3%以上	<u>5%以上</u>	3%以上
LFC変化速度	1%/分以上	<u>2%/分以上</u>	1%/分以上
LFC幅	±5%以上	±5%以上	±5%以上
EDC変化速度	1%/分以上	<u>2%/分以上</u>	1%/分以上
EDC+LFC変化速度	1%/分以上	<u>2%/分以上</u>	1%/分以上
最低出力※	30%以下	30%以下	30%以下
DSS	_	要 <u>(4時間以内)</u>	_
周波数変動補償 (不感帯)	要 <u>(±0.1Hz以内)</u>	要 <u>(±0.1Hz以内)</u>	要 (±0.2Hz以内)
出力低下防止	-	-	_

[※] 最低出力とは、EDC・LFCを活用可能な出力の下限のことをいう。

- 一般送配電事業者の提案・相談は、火力発電設備(その他)の変化速度について、火力発電設備が標準的に具備できる仕様である。
- 旧一般電気事業者が設置してきた発電設備の仕様に比べて変化速度が小さいが、以下の得失を踏まえると、発電事業者などに過度な負担となることが懸念されるので、現時点で要件化する仕様は「発電設備本体に追加コスト不要で具備できる仕様」が妥当と考えてよいか。

「既設機が具備してきた仕様」とする考え方

再エネの大量導入を踏まえ、発電設備にはより 高機能な周波数調整機能の具備を求めることが 望ましい

既設機が具備してきた仕様は発電設備本体 (発電機、タービン、ボイラーなど)を高機能なも のにする必要があり、相当な費用を要する

「発電設備本体に追加コスト不要で具備できる 仕様」とする考え方

- 発電設備本体(発電機、タービン、ボイラーなど)を高機能にする投資が不要となる
- 要件を充足する際の追加的な費用は、GFや LFC、EDCの機能を実現する制御装置などに要 する費用(数百万円程度と試算されている)に 止めることができる

(参考) ここでは要件化する周波数調整機能の仕様に言及しているが、再生可能エネルギーの大量導入のための調整力 確保の観点では発電設備がより高機能な仕様を具備することを期待したい。



- 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(第1次)では、「既存の火力発電・バイオマス発電についても、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、同様の調整機能を具備することを促していくと整理されている。
- 一般電気事業者の提案・相談は、対象設備を新規電源やリプレース電源としているが、以下の得失を踏まえると、発電事業者などに過度な負担となることが懸念されるので、現時点での要件化の対象には既存設備を含めず、「新設とリプレースを対象」とすることが妥当と考えてよいか。

「既存の設備を含めて対象」とする考え方 「新設とリプレースを対象(既存設備に遡及適用 しない)」とする考え方 ・ 再エネの大量導入を踏まえて、より多くの発電設 備を対象に周波数調整機能を具備することを求めるには、既存の発電設備を対象に含めることが 望ましい

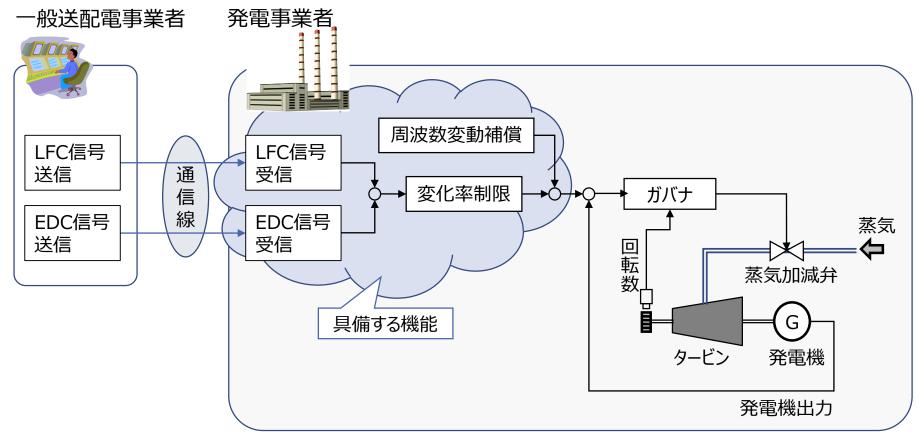
(参考) ここでは、周波数調整機能の具備を要件化する発電設備に言及しているが、再生可能エネルギーの大量導入の ための調整力確保の観点では既存設備が周波数調整機能を具備することを期待したい。



■ 一般送配電事業者の相談・提案の通りにGFやLFC,EDCなどの要件を満たすには、LFC信号やEDC信号を受信して処理する機能などの具備が必要となる。

(参考) 通信線との接続は、周波数調整に参加する際に実施する※。

※当面(需給調整市場創設前)は調整力公募に応じる際に、需給調整市場創設後は市場に参加する際に、必要となる。





- 周波数調整機能の要件化などに係わる一般送配電事業者の提案・相談内容は、以下の 観点から、概ね妥当と考えられるのではないか。
 - 火力発電設備に対して周波数調整機能の具備を要件化しない場合、十分な周波数調整機能を維持できず、周波数調整できなくなる懸念があること
 - ▶ 一般送配電事業者が周波数調整で必要とする機能や仕様を求めていること
 - 発電設備本体に追加コストを要しない仕様であり、現時点で過度な負担となるおそれを回避していること
- ただし、混焼バイオマス発電設備(地域資源バイオマスを除く)は、優先給電ルールとの整合などを踏まえ、火力発電設備と同等に扱うことが妥当と考えられるのではないか。
- 系統連系技術要件はこれらを踏まえて改定することが妥当と考えられるのではないか。

今後の課題

周波数調整機能に係る具体的な要件や仕様などは、電源構成などの系統状況の変化や、 周波数調整や需給調整に係る新たな知見の取得、発電設備などに係わる新たな技術の導 入などに応じて、適宜に見直していくことが必要である。



第42回調整力及び需給バランス評価等 に関する委員会 資料 4 参考

周波数調整機能具備の要件化について

2019年8月27日

送配電網運用委員会

周波数調整機能具備の要件化について

- 周波数調整機能の具備について、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アクションプランでは、『火力発電及びバイオマス発電については、調整における「柔軟性」を確保するため』、『全国大で、最低出力や出力変化速度などの要件について具体的な検討を進める』と整理。
- これを受け、周波数調整機能の具備の要件化を検討した。

(3) 火力発電等の最低出力の引下げ

自然変動再エネ(太陽光・風力)の導入拡大に伴い、急激な出力変動や小刻みな出力変動等に追随可能な調整力の必要性が高まり、日本においても、今後、自然変動再エネが有する制御機能や柔軟性を有する火力発電等の調整力としての重要性が一層高まっていくことが想定される。このような状況を踏まえ、火力発電・バイオマス発電については、中間整理(第1次)において、具備すべき調整機能(最低出力、自動周波数制御(AFC)機能、日間起動停止運転(DSS)等)を特定し、その具体化に向けた検討を進める方針を取りまとめた。また、既存の火力発電・バイオマス発電についても、再生可能エネルギーの大量導入時代に適切に対応できるよう、同様の調整機能を具備することを促していく必要があるとの考え方も示したところである。

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(2019/1/28) 中間整理(第2次)

【中間整理(第1次)アクションプラン】

- ◆ 火力発電及びバイオマス発電については、調整における「柔軟性」を確保するため、先行して協議が行われている九州・四国に限らず、全国大で、最低出力や出力変化速度などの要件について具体的な検討を進める。
 - 【→資源エネルギー庁、一般送配電事業者、発電事業者】

(参考) 第20回系統ワーキンググループ(2019/3/18)資料1

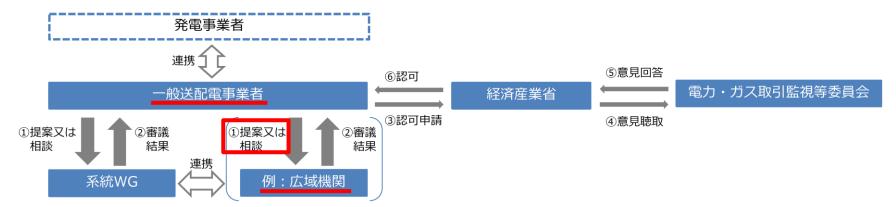
グリッドコードの制度的体系や具体的要件の検討の進め方②(案) 11

(2)技術要件の検討の進め方について

- 必要な技術要件の具体化にあたっては、機動性・適切性・透明性を確保する観点から、必要に応じて系統WG(資源エネル <u>ギー庁)での審議</u>を経て、「系統連系技術要件」に反映することとしてはどうか。
- また、今後、グリッドコードの整備の技術的内容等の審議等をより包括的かつ実効的に行う枠組みを構築することを検討してはどうか。 具体的には、以下の2つの事項を検討してはどうか。
 - ① **国、一般送配電事業者、日本電気協会、発電事業者、メーカー等関係機関・関係事業者が必要かつ相当な協力・支 援**を行い、一つの組織(例えば、中立的な立場にある電力広域的運営推進機関)に当該業務に必要な体制整備(人員、 予算等)を行うこと。
 - ②①の体制整備の状況に応じ可能な範囲で、当該組織で原案作成·審議(系統WGでの審議の代替)を行うこと。
- また、その「系統連系技術要件」の実効性をより確保するための仕組みについても検討していくべきではないか。

<「系統連系技術要件」の変更に係る基本的な流れ>

- 「系統連系技術要件」の変更にあたっては、経済産業大臣への託送供給等約款変更認可申請または変更届出を要する。
- また、上記申請の審査に当たっては、電力・ガス取引監視等委員会(監視等委員会)への意見聴取を要する。
- 上記申請は約款に定める「料金その他の供給条件(電気事業法施行規則第十八条各号に列挙する事項の全部又は一部)」を変更するためのもので、必ずしも料金変更を伴うものではない。
- 一般送配電事業者は、上記申請時、系統WGにおける審議結果を用いて技術要件の必要性を説明。(なお、資源エネルギー庁及び広域機関の 了解が得られた場合に限り、例えば広域機関で代替審議することも可とする。)



周波数調整機能要件の設定にあたっての考え方

- 周波数調整機能要件の設定にあたって、調整力の広域調達・広域運用が行われること、ならびに発電事業者への負担影響も踏まえ、<u>可能な範囲で統一した要件として検討</u>を行った。
- また、具体的な周波数調整機能要件の検討にあたっては、<u>既存設備の調整機能および東京電力パワーグリッドの現行の系統連系技術要件を参考</u>とした。
- 将来の電力品質への影響を確認するため、<u>現状の電源構成や供給計画を前提とした</u> 周波数調整機能面でのシミュレーション評価を実施し、品質維持が可能であることを確 認した。
- なお、今回の要件設定については、供給計画上の既存設備が当面維持されることを前提として検討しており、<u>今後、電源構成が大きく変われば、必要に応じ内容を見直すことを検討</u>する。

周波数調整機能具備の対象

- 調整力の太宗を占める<u>100MW以上の新規電源・リプレース電源を対象</u>として周波数調整機能具備の要件化を検討。(沖縄エリアは35MW以上)
- <u>火力発電設備は周波数調整機能の仕様を要件化</u>し、具体的仕様は次頁以降に記載。 (燃料種別・燃焼方式等を考慮する必要のあるバイオマス発電設備等、その他発電 設備については、統一仕様の設定が困難と考えられるため個別に協議)

<要件化の対象を100MW以上とする考え方>

(調整力確保の確実性の観点)

▶ 火力、バイオマス等の出力合計のうち、100MW以上の発電機等の出力合計の割合が、 全エリアで概ね90%程度(エリア毎では70~90%程度)を占めており、これらを機能具備の 対象とすることで、調整力の確保が可能と考えられる。

(需給調整市場への供出の観点)

ightharpoonup 需給調整市場の参加要件として最低入札量 $5\,\mathrm{MW}$ であること、連系要件で検討している $G\,\mathrm{F}\,\mathrm{fil}$ ・ $L\,\mathrm{F}\,\mathrm{C}\,\mathrm{fil}$ が $3\sim5\,\%$ であることから、周波数調整機能を具備する電源は、 $1\,0\,0\,\mathrm{MW}$ 以上とした。

(最低容量:100[MW]×LFC幅:5[%]=最低入札量:5[MW])

(余白)

火力発電設備の調整機能・仕様

■ 火力発電設備の調整機能・仕様は、既存設備の調整機能および東京電力パワーグリッドの 要件を参考とし、以下のように設定した。

機能要件	GT・GTCC ^{※1} の仕様	その他火力※1の仕様	必要性
GF速度調定率	5%以下 北海道 4 %以下 沖縄 4 %以下	5%以下 北海道4%以下 沖縄4%以下	一次調整力として平常時の周波 数調整および緊急時の瞬動予備
GF幅 ^{※2}	5%以上 (沖縄8%以上)	3%以上 (沖縄5%以上)	力として利用。
LFC変化速度 ^{※2,4}	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次調整力①として短期的な需
LFC幅 ^{※2,4}	±5%以上 (沖縄±8%以上)	±5%以上	給インバランスの調整に利用。
EDC変化速度 ^{※2,4}	5%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	二次②・三次調整力としてメリット オーダーを考慮した発電機出力調 整に利用。
EDC+LFC 変化速度 ^{※2,3,4}	10%/分以上	1%/分以上 (沖縄2%/分以上)	火力発電設備はEDC・LFC両方の機能を具備する事が可能であるため、両機能を同時に利用する場合のスペックを要件化。

- % 1 : G T はガスタービン、G T C C はガスタービンコンバインドサイクルの略。その他火力はG T・G T C C 以外が該当。
- ※2:GF速度調定率以外の%表記は定格出力基準。
- ※3:現状、各社中給の指令方式の違いから、直ちに機能活用されないエリアも存在するが、調整力の広域運用等により将来的に利用することも考慮し、全エリア統一して要件化。
- ※4:各社の制御システムによって異なる名称となる場合があり、LFCはAFCと同義、EDCはDPCと同義。

火力発電設備の調整機能・仕様

機能要件	GT・GTCCの仕様	その他火力の仕様	必要性
最低出力	50%以下	30%以下	中給からのEDC・LFC指令で調整機能が 活用可能となる制御範囲を要件化。
DSS機能具備	要 (8時間以内) 沖縄 要 (3.5時間以内)	無 沖縄 要 (4時間以内)	GT・GTCCのDSS機能は標準仕様であり、機能具備により、調整力として柔軟な運用が可能となるため要件化。 その他火力のうち、特に石炭火力の場合は機能具備に伴い大幅なコスト増になると考えられるため、要件化しない。
周波数変動補償 (不感帯)	要 (±0.2Hz以内) 北海道·沖縄 要 (±0.1Hz以内)	要 (±0.2Hz以内) 北海道·沖縄 要 (±0.1Hz以内)	GF動作後の出力を維持するための機能を 要件化。
出力低下防止	要	_	GT・GTCCは電源脱落時等の系統周波数 低下時に発電機出力が減少し、連鎖的に 周波数が低下する虞があるため、要件化。

周波数調整機能の評価について

- <u>供給計画の電源構成などを前提</u>として、将来の需給バランスを策定し、確保される調整力によって将来の負荷変動や再生可能エネルギーの出力変動に追従可能かシミュレーションを実施。
- 揚水発電機の追加並列等により調整力の確保が可能となり、<u>出力変動に追従可能</u>であることを確認。

主な対応事項等と周波数調整機能の評価結果 〔評価の凡例: ○は追従可能、×は追従不可〕

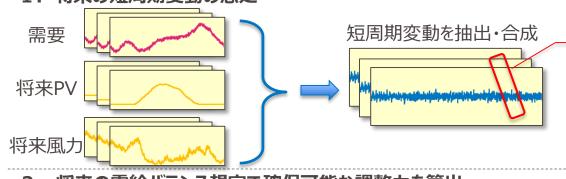
		北 海 道	東北	東京	中部	北 陸	関 西	中国	<u>匹</u> 国	九州	沖縄
調整	発電機出力持ち替え	_	√	√	√	√	√	√	√	√	√
対応事項 対応事項	火力発電機の追加並列	_	√	_	_	_	_	_	_	_	√
応保	水力発電(揚発含む)の追加並列	√	√	√	√	√	√	√	√	√	_
項た	可変速揚水の追加並列	√	_	√	_	_	√	_	_	√	_
めの	定速揚水の追加並列	_	√	√	√	_	_	√	√	_	_
	周波数調整機能の評価		0	0	0	0	\bigcirc	0	\circ	0	

[※] 電源構成や発電機の運転状況等の違いにより対応事項は異なる。

(参考) 周波数調整機能の評価について

- 短周期変動(①)を想定し、電源持ち替え、揚水発電の追加並列等の対応も織り込んだ うえで、供給計画ベースのバランスを策定して、将来断面で確保可能な調整力(②)を算出。
- 全時間帯で出力変動に追従可能(②≥①)であることを確認。

1. 将来の短周期変動の想定



将来断面の①短周期変動を想定

2. 将来の需給バランス想定で確保可能な調整力を算出

実績から調整力確保が厳しい 将来の電源構成※に見直し 断面を選定 2027年 関西エリアGW想定 2017年 関西エリアGW実績 16,000 16,000 14,000 14,000 12,000 12,000 10,000 10,000 8,000 8,000 6,000 6,000 4,000 4,000 2,000 2,000 | 調整電源 計 四四原子力 計 ∞∞非調整電源 計 再エネ 計 ※供給計画(H30) ■■■揚水式発電 ---揚水運転 Tリア需要

②調整力≥①短周期変動となることを確認

(参考) 火力発電設備の調整機能・仕様

■ 東京電力パワーグリッドの現行要件と異なる箇所は、<u>要件化対象とする電源容量、周波数変動補償機能の不感帯設定</u>。また、北海道・沖縄に関しては個別事情を踏まえた仕様とした。

*北海道・沖縄は別仕様

	G Tおよび	GTCC	その他の火	力発電設備
機能要件	東京電力パワーグリッドの 現要件(250MW以上)	今回要件化 (100MW*以上)	東京電力パワーグリッドの 現要件(250MW以上)	今回要件化 (100MW*以上)
GF速度調定率	5%以下	5%以下*	5%以下	5%以下*
GF幅	5%以上	5%以上*	3%以上	3%以上*
LFC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	1%/分以上	1%/分以上*
LFC幅	±5%以上	±5%以上*	±5%以上	±5%以上
EDC変化速度	5%/分以上	5%/分以上	1%/分以上	1%/分以上*
EDC+LFC変化速度	10%/分以上	10%/分以上	1%/分以上	1%/分以上*
最低出力	50%以下	50%以下	30%以下	30%以下
DSS機能具備	要(8時間以内)	要(8時間以内*)	無	無*
周波数変動補償 (不感帯)	要	要 (±0.2Hz*以内)	要	要 (±0.2Hz*以内)
出力低下防止	要	要	_	_

(参考) 北海道エリアの要件設定の考え方

- 北海道エリアについては、<u>系統容量が小さい</u>ことにより、<u>需要変動や電源脱落に対する周波数変動が大きい</u>ことから、50Hz及び60Hz同期系統よりも周波数調整目標範囲を広くせざるを得ない状況である。
- 北海道胆振東部地震に伴う大規模停電を踏まえ、国や広域機関での検証・提言および 北海道電力社内検証委員会の検討結果として、負荷側UFR遮断量追加や発電側UFR整 定見直しなどのブラックアウト対策をはじめとした電力レジリエンス強化の取り組みを進めており、 この中では既存設備の現状スペックが前提となっている。
- 今回の要件設定において、他エリアと統一すると周波数調整機能の低下につながる項目については既存設備と同等のスペックを要件とした。

(参考) 沖縄エリアの要件設定の考え方

- 沖縄エリアは小規模独立系統であり、周波数調整および需給バランス調整機能を有する発電機台数、および常時並列している発電機台数(5~9台)が少ないことから、並列する全ての電源で需給調整を行う必要。
- 周波数調整機能具備の電源容量を100MWとした場合、<u>調整電源が小規模な非調整電源に置き換わり、調整電源の占める割合が大幅に低下して需給調整に支障をきたす懸念</u>があることから、要件化の対象となる電源容量は、既存設備との平仄を踏まえ、既存調整電源の最低の電源容量である35MW以上とした。
- 今後、周波数調整機能が既存設備のスペックより劣る(又は、具備しない)電源に置き換わってきた場合、下記のとおり電力品質に直接影響を与えることから、既存設備と同等のスペックを要件とした。

(既存スペックより劣る電源に置き換わった場合の電力品質への影響)

- ✓ 電源脱落事故時に対応する瞬動予備力(GF速度調定率、GF幅)のスペック低下により、 系統周波数の低下幅が大きくなり、負荷遮断量が増大する虞。
- ✓ 一旦停電が発生すると、系統周波数の回復にあわせて停電を解消していくが、変化速度が低下することにより停電復旧に時間を要する。
- ✓ 既存設備よりスペックの劣る電源の割合が増えることで周波数安定度が低下し、電源脱落に伴う 電源の連鎖脱落の懸念が増大する。

(参考) 不感帯設定の考え方

(不感帯設定)

- ▶ 発電機によって、G F 動作後の出力を維持しない周波数帯(不感帯)が異なると、 制御の偏りが発生することから広域連系系統では統一した値を設定することが望ましい。
- ▶ 常時の周波数運用管理値(±0.2 H z)を超えている状況ではGFで調整した 出力を維持する必要があること、および既存設備の不感帯の平均は概ね±0.2 H z であることを踏まえ、不感帯設定を±0.2 H z 以内とする。
- ▶ なお、北海道、沖縄エリアは<u>系統規模が小さい</u>ことから<u>擾乱に対し周波数変動が大きくなり易い</u>こと、<u>既存設備の不感帯で現状の周波数品質を維持</u>できていることを考慮し、 不感帯を他エリアと比べて小さい±0.1 H z 以内とする。

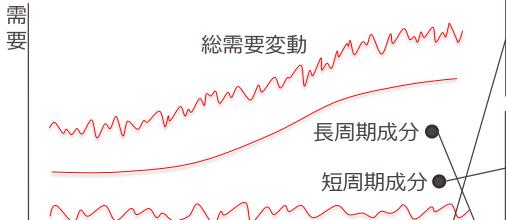
(参考) 各周期成分に対応する出力調整機能

■ 電力需要や自然変動電源の変動は、様々な周期成分があり、変動の大きさや変動 周期に応じてGF、LFC、EDCといった調整機能が必要。

(周期成分)

- ~数十秒(下図の微小変動分に相当) ⇒ G F
- ~数分程度(下図の短周期成分に相当)⇒ LFC
- ~数十分程度(下図の長期成分に相当)⇒ EDC

第6回電気料金審査専門会合(2015.10.22)資料7一部修正



GF

系統周波数の変動に対応するため、タービンの調 速機(ガバナ)により、自動的に発電機出力を制 御

LFC

ガバナフリーでは対応しきれない変動に対応するため、中給から送信される制御信号に従い発電機出力を制御

E D C

自動出力周波数制御では対応しきれない変動に対応するため、中給から送信される出力指令値に発電出力を制御

時間

微小変動分

(出典) NEDO再生可能エネルギー技術白書