

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

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）

19

- 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。**

- 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

5

- 調整力の太宗を占める 100MW以上の新規電源・リプレース電源を対象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

7

■ 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力として利用。
GF幅※2	5%以上 (沖縄8%以上)	3%以上 (沖縄5%以上)	
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ル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

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。

- 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>	<u>4%以下</u>	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 <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
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	－	－	－	－

検討内容⑥

※ 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>	<u>4%以下</u>	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	-	<u>要</u> (4時間以内)	-
周波数変動補償 (不感帯)	<u>要</u> (±0.1Hz以内)	<u>要</u> (±0.1Hz以内)	<u>要</u> (±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	Type A	Type B	Type C	Type D
周波数安定性	周波数帯域	○	○	○	○
	限定的周波数検知モード - 周波数上昇(Limited Frequency Sensitive Mode - Overfrequency)	○	○	○	○
	周波数低下時の一定出力維持	○	○	○	○
	周波数低下時の最大出力からの出力低下の許容範囲	○	○	○	○
	有効電力出力停止のためのリモートスイッチオン・オフ	○	○		
	発電モジュールの自動的系統接続	○	○	○	○
	有効電力削減		○		
	有効電力の可制御性および制御範囲			○	○
	限定的周波数検知モード - 周波数低下(Limited Frequency Sensitive Mode - Underfrequency)			○	○
	周波数検知モード(Frequency Sensitive Mode)			○	○
	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			○	○
	周波数回復制御			○	○
	周波数応答のモニタリング			○	○
電圧安定性	発電モジュールの自動解列			○	
	電圧範囲				○

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

カテゴリー	要件	Type A	Type B	Type C	Type D
ロバスト性	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		○	○	
	定常状態安定度			○	○
系統復旧	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				○
	ネットワーク障害による偶発的解列後の再接続		○	○	○
	ブラックスタート			○	○
	単独運転に参加する機能			○	○
	迅速な再同期化機能			○	○
系統管理要件	制御スキーム及びセッティング		○	○	○
	電気保護スキーム及びセッティング		○	○	○
	電気保護スキームおよび制御装置構築の優先順位		○	○	○
	情報交換		○	○	○
	角周波数安定性及び制御不能性に関する自動解列			○	○
	動的系統挙動及び故障の記録・監視設備			○	○
	シミュレーションモデル			○	○
	系統の安定運用のための設備更新・追加			○	○
	有効電力の変化率			○	○
	変圧器中性点の設置方式			○	○
同期				○	

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＞

分類	求められる主な要件	連系電圧※1	設備容量			
			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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 	110kV未満	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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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 		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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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	<ul style="list-style-type: none"> ● 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>

	EU	ドイツ	英国	アイルランド	デンマーク
周波数調整機能要件	<ul style="list-style-type: none"> 限定的周波数低下/上昇感知モード (LFSM-U/O) : <ul style="list-style-type: none"> 周波数が閾値U以下又は閾値O以上の場合、周波数の低下/上昇に応じて有効電力を増加/減少させる。 閾値U、Oは49.5～49.8、50.2～50.5Hzの範囲でTSOが決定 周波数感知モード (FSM) <ul style="list-style-type: none"> 周波数が標準周波数近傍(50Hz±0)の場合、周波数の低下/上昇に応じて有効電力を増加/減少させる。 有効電力の上下限（最大出力比±1.5～±10%）、周波数不感帯（0～0.5Hz）等はTSOが決定 周波数変動Δf/fに対する有効電力の変動ΔP/Pの傾き、即ち周波数調定率（=（Δf/f）/（ΔP/P））は、2～12%の範囲でTSOが設定 タイプA・Bの電源にはLFSM-Oのみ、タイプC・Dの電源には上記全てのモードが適用される 	<ul style="list-style-type: none"> 系統周波数が49.8Hz未満又は50.2Hz超となった場合、系統連系電源は有効電力可変モードに移行し、系統周波数の低下/上昇に応じて有効電力を増加/低減させる。 周波数調定率は2～5%（電源のタイプ（発電設備、蓄電設備、発電+蓄電設備）により異なる） 	<ul style="list-style-type: none"> 系統周波数が49.5～50.5Hzの場合は、一定の有効電力出力を維持する。その範囲を超えた場合に増減すべき有効電力の系統周波数に対するカーブを規定。 有効電力出力の変動により、系統周波数制御に寄与する能力を有する必要がある 周波数調定率は3～5% 	<ul style="list-style-type: none"> 送電系統に連系する定格出力2MW超の電源は、高速応答のガバナ（タービン調速機）及び負荷コントロール、又は同等の制御装置を備える必要がある TSO側が行う一次周波数制御（一定の周波数変化から30秒以内）、二次周波数制御（15分以内）について規定しており、その方法の1つとして電源側の自動出力調整が位置付けられている 周波数調定率は3～5% 	<ul style="list-style-type: none"> 限定的周波数低下/上昇感知モード (LFSM-U/O) : <ul style="list-style-type: none"> 周波数が閾値U以下又は閾値O以上の場合、周波数の低下/上昇に応じて有効電力を増加/減少させる。 閾値U、Oの標準値は49.8、50.2Hz（47.0～49.9、50.1～52.0Hzの範囲でTSOが決定） 周波数調定率の標準値は6% 周波数感知モード (FSM) <ul style="list-style-type: none"> 周波数が一定範囲内（50Hz±0）の場合、周波数の低下/上昇に応じて有効電力を増加/減少させる。 周波数の一定範囲及び周波数調定率は、地理的要因や電源オーナーの意向を踏まえて決定される。 カテゴリA2・B（11kW超～1.5MW以下）の電源にはLFSM-Oのみ、カテゴリC・D（1.5MW超又は連系電圧100kV超）の電源には上記全てのモードが適用される。
ガバナフリー運転	<ul style="list-style-type: none"> 系統周波数の変化に応じた有効電力の増減要件が規定されているが、その具体的な実装方法については規定されていない 	<ul style="list-style-type: none"> 系統周波数の変化に応じた有効電力の増減要件が規定されているが、その具体的な実装方法については規定されていない 	<ul style="list-style-type: none"> 系統連系電源（小規模電源除く）は、高速応答の周波数制御装置またはタービン速度ガバナを設置する必要がある 	<ul style="list-style-type: none"> 同期電源のガバナに関する要件が規定されている 周波数応答を行わない不感帯：定格周波数±15mHz 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ナの動作 	<ul style="list-style-type: none"> 系統周波数の変化に応じた有効電力の増減要件が規定されているが、その具体的な実装方法については規定されていない
その他の周波数調整運転	<ul style="list-style-type: none"> 周波数応答運転について、応答開始時間（TSOが規定：最大2秒）及びフル応答時間（TSOが規定：最大30秒）が規定されている 	<ul style="list-style-type: none"> 周波数応答運転について、応答開始時間（1秒～5分）及びフル応答時間（10秒～6分）が、電源種別（発電設備、蓄電設備、発電+蓄電）に規定 また、電源種別（風力、ガスエンジン/タービン、蒸気タービン、水力）に最低応答速度（定格出力の4～66%/分）又は応答開始時間が規定 	<ul style="list-style-type: none"> FSM (Frequency Sensitive Mode) 及び LFSM (Limited Frequency Sensitive Mode) という周波数応答運転モードの規定あり （これらのモードの定義・概要はEU (RfG) と同様） 	<ul style="list-style-type: none"> WFPS（wind farm電力システム）の周波数調整運転について、周波数が一定範囲（50Hz近傍）をはずれた場合の有効電力の増減カーブを規定 周波数調定率の標準値は4%であり、2～10%の範囲でTSOが決定 	<ul style="list-style-type: none"> 周波数応答運転の応答開始時間は2秒以内、周波数設定値の誤差は0.01Hz以内、周波数調定率の誤差は1%以内と規定されている

(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）)

- 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 バック逆潮流の制限
- 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 運転可能周波数
- 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