

太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う 解列の整定値等の見直し

2019年1月22日

電力レジリエンス等に関する小委員会 事務局

(参考) 電力レジリエンス小委のスケジュール

	今後のスケジュール	年内	来春	備 考
国	電力・ガス基本政策小委 (電力レジリエンスワーキンググループ他含む)	11/27 対策とりまとめ	5月※ 一定の結論	※ 未定
	広域系統整備委	12/4 小委設置・計画策定プロセス開始	1/25 3/8	
	調整力等委	12/7 小委設置	(月 1 回程度開催予定)	
	需給調整市場検討小委		1/24 (月 1 回程度開催予定)	需給調整市場の構築
	容量市場検討会	12/17	(月 1 回程度開催予定)	容量市場の早期開設
	電力レジリエンス小委	12/18 第 1 回	1/22 (今回) 2/22 3月 4月 5月まで※1 (※ 月 1 ～ 2 回程度を予定) 一定の結論※2	※1 未定 ※2 検討事項毎に議決
広域 機 関	①北本の更なる増強等の検討	12/18 進め方の提示・増強規模等	増強工事の具体化 効果の定量化 (工事費・工期の算定) (シミュレーションによる効果の確認)	
	②更なる供給力等の対応力確保策の検討 ・調整力公募における調整力の必要量の見直し等 ・容量市場（早期開設や取引される供給力の範囲拡大等）の検討 等	12/18 進め方の提示	1月 2月 3月 4月 ・各エリア供給信頼度 ・適用時期、需給検証の考え方 ・厳気象対応(1/2) ・厳気象対応(2/2) ・再エネ導入(1/2) ・稀頻度リスク(1/2) ・BS電源 ・稀頻度リスク(2/2) ・再エネ導入(2/2) ・早期開設（報告） ・費用負担の在り方	
	③レジリエンスと再エネ拡大の両立に資する地域 間連系線等の増強・活用拡大策等の検討 ・地域間連系線等の増強・活用拡大策の検討 ・需給調整市場の構築等、調整力の広域的な最適調達・ 運用のための制度整備の検討	12/18 需給調整市場に関する 検討状況を報告	地域間連系線等の増強・活用拡大策 に係る検討の方向性	需給調整市場検討小 委員会にて「需給調整 市場」の構築の着実な 実施に向け継続検討
	④太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う 解列の整定値等の見直し	12/18 進め方の提示	1月 3月 現状報告等 課題整理、対策の方向性策定	
	⑤停電コストの技術的な精査	12/18 進め方の提示	停電コストの精査 3月 4月 見直しの是非	

1. はじめに（これまでの経緯）

○広域機関と一般送配電事業者が2016年度に発生した60Hz系統（中西エリア※¹）における周波数低下事象を調査した結果、

- ①周波数変動を敏感に検出し、FRT※²要件非対応の太陽光発電が59.0Hz以上で不要解列する
- ②UFR※³の整定値が59.0Hz以上となっている一部の発電機が59.0Hz以上で解列する
- ③60Hz系統（中西エリア）は、地域間連系線等のN-2故障においても周波数を59.0Hz以上に維持する制御体系となっていることから、①②のような59.0Hz以上で解列する発電機の影響により、需給状況によっては中国九州間連系線のルート故障時に発電機が連鎖的に解列し60Hzの各エリアが系統分離するなど、**安定供給に支障を及ぼすおそれがあることが判明した。**

※1 中西エリア（北陸、中部、関西、中国、四国、九州の6エリア）

※2 FRT（Fault Ride Through：事故時運転継続）

※3 UFR（Under Frequency Relay：周波数低下リレー）

○このため、**2017年9月、60Hz系統の一般送配電事業者において、以下の対応を実施することとした**（第11回系統ワーキンググループ、第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で報告済み）。

- ・自家発や太陽光発電の**新設や設備更新時には、UFR整定を58.8Hz以下とすること**。【2017年9月時点で対応済】
- ・既設の**特別高圧連系の自家発等のUFR整定見直しに向け、発電事業者と個別協議を実施すること**。
- ・中国九州間連系線の運用容量については、60Hz地域の一般送配電事業者が必要時に系統保安ポンプ（揚水動力）の追加実施や潮流調整（相殺潮流）などを組み合わせた対策を実施することで、運用容量を維持すること。等

○**2018年9月の北海道胆振東部地震発生直後、風力発電機のほぼ全てが地震発生直後に周波数低下により停止した**（夜間の地震発生のため太陽光発電はなかった）。これを踏まえ、電力レジリエンスWGの中間取りまとめや北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する**検証委員会中間報告及び最終報告において、以下の評価・提言が行われた。**

- ・風力発電機の停止については、周波数が46.13Hzまで低下していく過程で周波数低下リレーが動作した結果であり、必ずしも問題はなかったと考えられる。
- ・しかしながら、**今後、大規模電源脱落等による周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しを行う。**

2. 本日の審議事項

- 前述の2016年度に発生した60Hz系統（中西エリア）における周波数低下事象や2018年9月に発生した北海道胆振東部地震直後における事象を踏まえると、下表のとおり、「**発電機のUFR整定値が高い**」、「**FRT要件に対応していない**」発電機が多いと、電力系統の故障等により周波数が一定の水準より低下した場合、**発電機の連鎖脱落を起こしやすい状況**といえる。
- 2011年3月に発生した**東日本大震災以前は**、各エリアにおける電源構成において、**UFR整定値が十分に低い大規模発電機が大半であり、分散型電源の影響は小さかったが、東日本大震災以降の再生可能エネルギーの急速な導入拡大によりその影響が無視できなくなってきた**。今後、再生可能エネルギーの主力電源化に向けて大量導入が見込まれることから、その影響はますます大きくなっていくと考えられる。
- このため、後述する「**新規連系発電機のUFR整定値の考え方**」、「**既連系発電機のUFR整定値の状況**」、及び「**FRT要件非対応の既連系発電機の状況**」に関する事務局からの報告を踏まえ、以下の事項についてご議論いただきたい。
 - ・ 現行ルール下での既連系発電機のUFR整定値見直しに係る今後の対応方針
 - ・ 系統連系技術要件の見直し等の是非

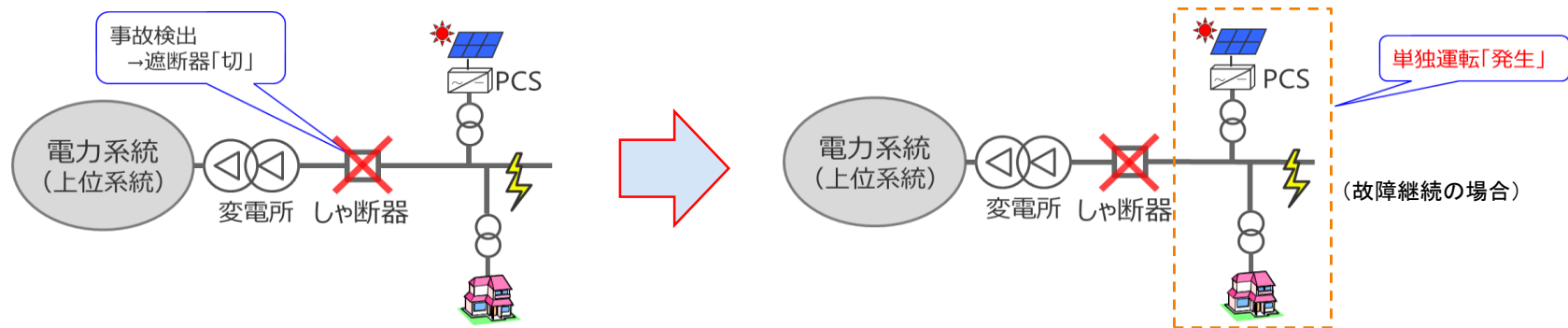
<発電機のUFR整定値>

- 発電機のUFRは、電力系統の周波数低下時（異常時）に発電機を解列させるための保護装置。タービン振動等による機器の損傷を回避する役割もある。この目的のためには整定値が高めの方が有利。しかし、設備故障等で供給力が不足すると周波数が低下するため、高めに設定されたUFRが動作して発電機が停止すると、更に供給力が不足し周波数の低下を助長することになる。
- このため、UFR整定値は、機器の保護が確実に確保できる範囲において極力低めに設定する必要がある。

<FRT要件>

- 電力系統の故障により系統が分離された場合には、人身・設備保安のため、その部分系統（単独系統）の発電機は自動的に停止させる必要がある。また、**上位系の系統擾乱時に、単独系統と誤判断して発電機が一斉停止すると、系統全体の電圧・周波数維持に大きな影響を与える可能性がある**。
- このため、**事故時にも運転を継続するようFRT要件が求められるようになった**。FRT要件非対応設備は周波数変化時等に発電機が停止しやすい状態にある。

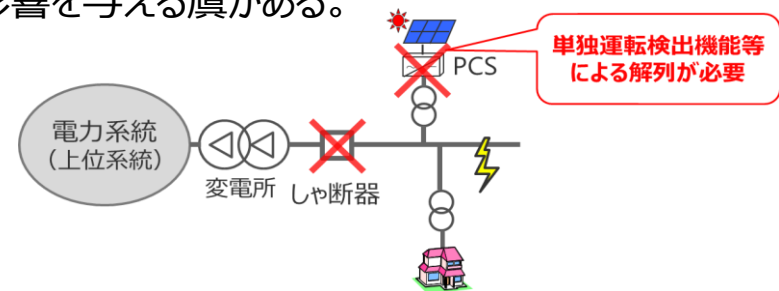
- 送配電系統において故障が発生した場合、当該系統の保護のため、送電用のしゃ断器が「切」となる。
この場合、当該線路に連系する発電設備が、分離された部分系統内で運転する状態を『単独運転』と言う。



- 系統故障発生時に、発電機が系統連系したまま運転を継続した場合、本来無電圧であるべき範囲が充電され、事故点の被害拡大や復旧遅れなどにより長時間停電に至る可能性がある。
また、単独運転は、人身および設備の安全に対する影響を与える虞がある。

(単独運転が継続する場合の問題)

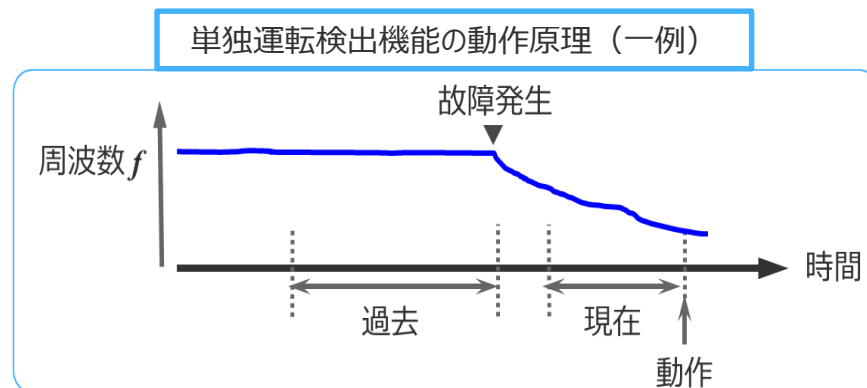
- ・公衆感電
- ・機器損傷の発生
- ・復旧作業、消防活動への影響



- このため、自家発や太陽光発電などの分散型電源は、単独運転を検出する機能や保護リレーなどを用いて、単独運転時に発電設備を自動的に解列することが、系統連系規程で定められている。

① 単独運転検出機能の動作

- 一部のPCSの単独運転検出機能（受動的方式、FRT非対応）が、系統故障時の周波数変化を敏感に検出し、太陽光発電が解列することが判明した。



- PCSの単独運転検出機能（受動的方式）の動作原理（一例）は「過去」と「現在」の平均周波数の差が整定値を超えた際に動作する。

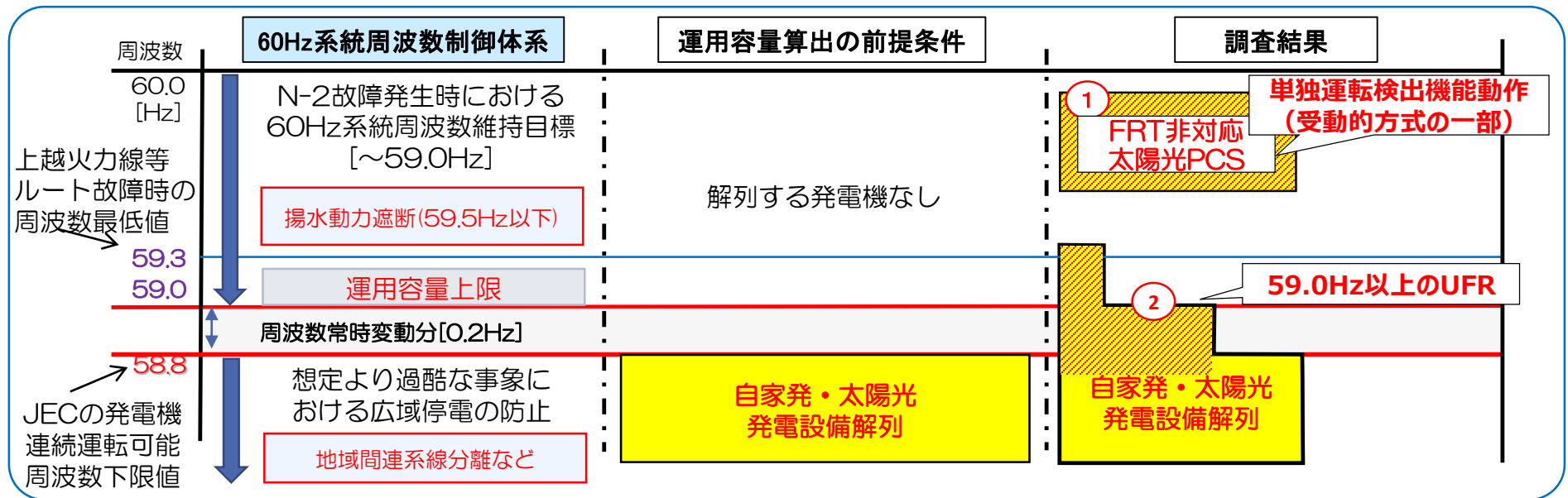
- なお、平成23年8月の系統連系規程の改定で、周波数変化率2Hz/s以内を運転継続範囲とするFRT（事故時運転継続）要件が追加されており、幸田碧南線および上越火力線のルート断故障時の周波数変化は、FRT要件の運転継続範囲であることを確認した。

② 周波数低下リレー（UFR）の整定値

- 周波数低下時に、安定的に単独運転に移行するための条件となっている場合など、お客さま個々の事情により、一部の自家発においてUFRの整定値が59.0Hz以上であった。
また、調査の過程において、一部のPVについては単独運転を検出するためのUFRが、整定刻みの制約がある場合に、単独運転の防止を考慮して59.0Hzに整定されていることが判明した。

○中国九州間連系線ルート故障への影響

- ・60Hz系統は、地域間連系線等のN-2故障においても、周波数を59.0Hz以上に維持する制御体系となっており、中国九州間連系線の運用容量は、この周波数低下限度から設定されている。
- ・このため、軽負荷期の昼間帯で全域において日射（＝太陽光発電出力）が多く、かつ中国九州間連系線の中国向き潮流が運用容量近くであった場合、揚水動力の遮断量によっては、同線のルート故障時に周波数が59.0Hzまで低下し、UFRが59.0Hz整定の太陽光発電や自家発などを解列し、更なる周波数低下により60Hzの各エリアが系統分離する等、安定供給に支障を及ぼす虞がある。



第2章 北海道大規模停電に係る検証・評価

1. 検証委員会の中間報告

(2) 中間報告の概要

③再発防止策

(中略)

(エ) 北海道エリアにおける運用上の中長期対策

(中略)

- 発電機（風力、太陽光）のリレーの整定値等：周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、風力発電機、太陽光発電機それぞれの周波数低下リレー（UFR）の整定値が運転周波数の下限に設定されているかどうか、また、最新のFRT要件（事故時に運転を継続するための要件）を満たしているかどうかを確認し、そうでない場合は、適切な対策を講じる必要がある。加えて、風力発電機、太陽光発電機それぞれのUFRの整定値及びFRT要件について、まずもって北海道から系統連系技術要件の見直しの是非を検討する必要があると考えられる。当該見直しの検討については、まずは北海道エリアの特性も踏まえ、関係機関・関係者（事業者、事業者団体、広域機関）において対応を検討する必要がある。

第4章 今後の対策パッケージ

2. 中期対策（取りまとめ後に即座に検討に着手）

<防災対策（ブラックアウト等の発生 of 最大限回避）>

(2) 供給サイドにおける対策

③ 災害に強い再生可能エネルギーの導入促進

今般の北海道における大規模停電において、ほぼ全ての風力発電所は地震発生直後に解列したことも踏まえ、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる変動再エネ（太陽光、風力）について、周波数変動への耐性を高めるため、周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しを行う（グリッドコードの策定等）。

第4章 再発防止策について

2. 地震発生からブラックアウトに至るまでに発生した事象の原因を踏まえた対策（ブラックアウト再発防止策）

(4) 北海道エリアにおける運用上の中長期対策

(ア) 2019年2～3月の石狩湾新港発電所や新北本連系設備の運転開始後に最大規模発電所である苫東厚真発電所が脱落した場合

③発電機（風力、太陽光）のリレーの整定値等

発電機のUFRの整定値については、現行の電気事業法又は送配電等業務指針において詳細な定めはなく、一般送配電事業者ごとに託送供給等約款別冊の系統連系技術要件に基づき発電事業者との協議の上、設定されている。

このため、北海道電力の系統連系技術要件では、特別高圧系統の運転限界周波数を下限47.0Hz、上限51.5Hzと定めており、系統事故等により周波数が運転限界周波数を外れた場合、自動的に解列する機能を具備するようにしているものの、実際の整定値は必ずしも、その下限値に設定されているものではない。現状、太陽光発電機は約7割、風力発電機は約5割が47.0Hzより高い周波数で遮断される（図表4－43参照）。また、動作時限も大多数が1秒である。

図表4－43 北海道エリアの太陽光・風力発電機のUFR整定値

【シミュレーション設定値】			
（太陽光）		（風力）	
周波数	遮断量比率	周波数	遮断量比率
49Hz	14.2%	49Hz	33.8%
48.5Hz	27.3%	48.5Hz	1.9%
47.5Hz	26.9%	47.5Hz	15.7%
47Hz	31.7%	47Hz	48.6%
合計	100%	合計	100%

○風力

風力発電機のほぼ全て（17万kW）が今回の地震発生直後に周波数低下により停止した。
今回の地震発生直後の風力発電機の停止については、周波数が46.13Hzまで低下していく過程で当該機能が発揮された結果であり、必ずしも問題はなかったと考えられる。
しかしながら、今後、大規模電源脱落や系統分離による周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、ひいてはブラックアウトを極力回避するため、まずもって北海道エリアにおいてから、個別の風力発電機のUFRの整定値が運転限界周波数の下限に設定されているかどうか、また、最新のFRT要件（事故時に運転を継続するための要件）を満たしているかどうかを確認し、そうでない場合は、適切な対応を講じる必要があると考えられる。
加えて、風力発電機のUFRの整定値及びFRT要件について、まずもって北海道から系統連系技術要件の見直しの是非を検討する必要があると考えられる。

○太陽光

今回の地震発生時は夜間であったため、太陽光発電はなかったが、当面の再発防止策を検討する際に想定した極めて厳しい断面である再エネ高出力時は太陽光発電が相当量ある。
したがって、風力発電機と同様、今後、大規模電源脱落や系統分離による周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、ひいてはブラックアウトを極力回避するため、まずもって北海道エリアにおいてから、個別の太陽光発電機のUFRの整定値が運転限界周波数の下限に設定されているかどうか、また、最新のFRT要件（事故時に運転を継続するための要件）を満たしているかどうかを確認し、そうでない場合は、適切な対応を講じる必要があると考えられる。
加えて、太陽光発電機のUFRの整定値及びFRT要件について、まずもって北海道から系統連系技術要件の見直しの是非を検討する必要があると考えられる。

上記の風力、太陽光の系統連系要件の見直し検討については、まずは北海道エリアの特性も踏まえ、関係機関・関係者（事業者、事業者団体、広域機関）において対応を検討する必要があると考えられる。
電力レジリエンスワーキンググループ中間取りまとめにおいて、取りまとめ後に即座に実行に着手する「緊急対策」の一つとして、検証委員会の中間報告で提言された北海道における大規模停電（ブラックアウト）の再発防止策（上記対策を含む。）が挙げられているとともに、取りまとめ後に即座に検討に着手し、来春までを目途に一定の結論を得る「中期対策」の一つとして、太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しが挙げられている。

(余 白)

- 現行の各社の系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）における発電機の運転周波数の下限値を調査した。**
- その結果は下表のとおりであり、**主にJEC-2130（同期機）やJEAC9701（系統連系規程）に基づいて設定しているものの、同一周波数で交流連系しているエリアにおいても運転周波数の下限値はばらつきがある。また、太陽光や風力、自家発といった電源種別による区別はない。**
- 既連系発電機のUFR整定値の状況については後述するが、**幅を持った記載に基づいて協議により決定していることもあり、必ずしも運転周波数の下限値に設定されていない。**

		北海道	東北	東京	中部	北陸
系統連系技術要件の 下限値 (低下側)	特別高圧	運転限界周波数 47.0Hz	周波数低下時の 運転継続条件 48.0Hz（1分以上）	UFR整定値は原則 47.5Hz	連続運転可能周波数 58.5Hz	周波数低下時は 57.0Hz（5秒以上）
	高圧	記載なし	連続運転可能周波数 48.5Hz	記載なし	記載なし	記載なし
	低圧	記載なし	連続運転可能周波数 48.5Hz	記載なし	記載なし	記載なし

		関西	中国	四国	九州	沖縄
系統連系技術要件の 下限値 (低下側)	特別高圧	周波数低下時の 運転継続条件 57.0Hz（2秒） 小容量の運転可能周波 数下限58.8Hz	運転可能周波数 57.0Hz（2秒）	運転可能周波数 57.5Hz（60秒）	周波数低下時の 運転継続条件 57.5Hz （45秒以上）	運転可能周波数 58.0Hz
	高圧	連続運転可能周波数 58.8Hz	記載なし	運転可能周波数 58.5Hz（連続）	記載なし	運転可能周波数 58.0Hz
	低圧	連続運転可能周波数 58.8Hz	記載なし	運転可能周波数 58.5Hz（連続）	記載なし	記載なし

- 現在、系統連系技術要件等の見直しは実施していないものの、新規に連系する発電機のUFR標準整定値は、JEC-2130（同期機）やJEAC9701（系統連系規程）の下限值に準拠して、下表のとおり、同一周波数で交流連系している各エリア毎に考え方を統一したところである。なお、高低圧に関しては、現行のJEACの下限値を更に引き下げ可能かどうかについて、JEACの改定も視野に入れ継続的に検討を行う。
- ただし、北海道の特別高圧については、他エリアと交流連系しておらず、系統容量も小さく周波数変動が生じやすいことや現行の系統連系技術要件の下限値を踏まえて、JECやJEACの下限値より低い値としている。

		北海道	東北	東京	中部	北陸
UFR標準 整定値※	特別高圧	47.0Hz以下	47.5Hz	同左	57.0Hz	同左
	高圧	FRT要件適用 47.5Hz FRT要件非適用 48.5Hz	同左	同左	FRT要件適用 57.0Hz FRT要件非適用 58.2Hz	同左
	低圧	高圧と同じ	同左	同左	高圧と同じ	同左

		関西	中国	四国	九州	沖縄
UFR標準 整定値※	特別高圧	57.0Hz	同左	同左	同左	同左
	高圧	FRT要件適用 57.0Hz FRT要件非適用 58.2Hz	同左	同左	同左	同左
	低圧	高圧と同じ	同左	同左	同左	同左

※動作時限については、自動再閉路時間と協調が取れる範囲の最大値とする。
【協調が取れる範囲の最大値】 高圧・低圧：系統連系規程の整定範囲最大の2秒 特別高圧：高低圧に準じて2秒以上

日本における系統連系に係る規程

7

- 日本における系統連系に係る規定には、大きく分けて以下4つの規程が存在する。

①電気品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

系統連系を可能とする必要な要件のうち、電圧、周波数等の電力品質を確保していくための事項及び連絡体制等について考え方を整理したもの。資源エネルギー庁電力・ガス事業部作成。

②系統連系規程

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及び上記①の内容を具体的に示したもの。日本電気協会作成。

③系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）

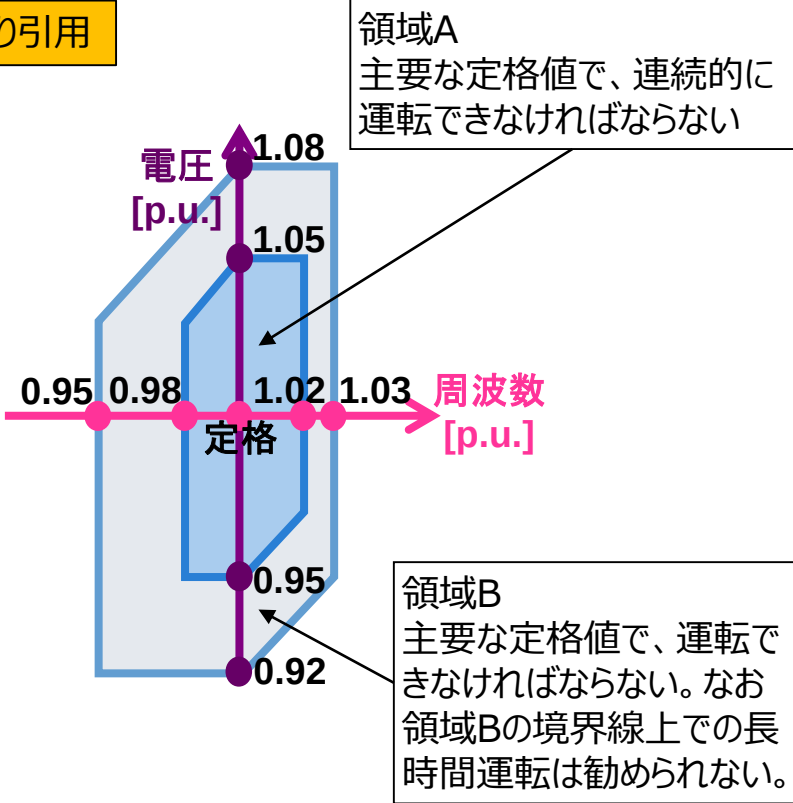
上記①・②に基づき、接続／振替供給契約および発電量調整供給契約の要件として、電力各社の系統との連系にあたり必要な技術要件を定めたもの。託送供給等約款の別冊として一般送配電事業者が作成。

④系統アクセスルール

発電設備または需要設備を電力系統に連系する際の基本的な事項を定め、これに係わる業務を適性かつ円滑に行うことを目的とするもの。上記③に準ずる規程として一般送配電事業者が作成。

電気学会技術報告第1393号より引用

- 同期機
JEC-2130-200「同期機」によれば、同期機は0.98～1.02pu内の周波数に対し、主要な定格値において連続的に運転して、実運用上支障があってはならず、0.95～1.03pu内の周波数変動に対しては、主要な定格値で運転して実運用上支障があってはならないとされている。
- 太陽光
技術的には任意の周波数で運転することが可能であるが、JEAC9701（系統連系規程）において周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーの動作範囲が定められており、PCSはこれをもとに運転可能な周波数範囲を決めている。
- 風力
JEC2130（同期機）およびJEC2137（誘導機）により、定格周波数の-5～+3%の範囲で主要な定格値で運転して実用上支障があってはならないと規定されており、これが連続運転における運転可能周波数となる。



JEC-2130(同期機)の場合

系統連系規程より引用

	高圧配電線との連系要件 整定範囲例		
	検出レベル	検出時限	備考
6. 周波数低下リレー UFR	48.5 (47.5※) ~49.5Hz ／58.2 (57.0※) ~59.4Hz	0.5~2秒	離島など特殊事情がある場合には個別検討とする。 ※FRT要件の適用を受ける発電設備の場合

- 中西エリアにおける周波数低下事象を受け、2017年9月末時点における各エリアの既連系発電機のUFR整定値を調査した。その際、各エリアの系統連系技術要件（託送供給等約款別冊）の連続運転可能周波数の下限値に基づき、
 - ・ 50Hz系統においては、48.5Hz（▲3%）を超過するもの
 - ・ 60Hz系統においては、最大の58.8Hz（▲2%）を超過するものについてまとめた（太陽光とそれ以外（風力、自家発等）という条件で集約）。
- その結果、一部の自家発において周波数低下時に安定的に単独運転に移行するための条件となっている場合や、整定刻みの制約がある場合、機器保護を優先している場合などにおいて、
 - ・ 中西エリアにおいて、太陽光のUFR整定値が、58.9Hz以上（▲1.1Hz）となっている（＝運転周波数の下限に設定されていない）発電機が多い
 - ・ 沖縄を除き、特別高圧の風力他のUFR整定値が、高めとなっている発電機の容量が大きいことが分かった。

<既連系発電機のUFR整定値（2017年9月末時点）：連続運転可能周波数の下限値超過のもの> 一部サンプリング調査による推定を含む

		北海道エリア		東北・東京エリア		中西エリア		沖縄エリア		合 計	
		太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他	太陽光	風力他
特別高圧	容量(万kW)	0	83	2	335	10	※142	0	0	12	560
	戸数(件)	3	36	45	158	115	327	0	0	163	521
高圧	容量(万kW)	7	18	21	41	152	49	0	0	180	108
	戸数(件)	394	265	846	1,474	9,314	2,815	0	0	10,554	4,554
低圧	容量(万kW)	3	0	20	0	533	10	0	0	556	11
	戸数(件)	5,774	685	40,470	2,002	729,027	105,454	0	0	775,271	108,141
合計	容量(万kW)	9	101	43	376	695	203	0	0	747	679
	戸数(件)	6,171	986	41,361	3,634	738,458	108,607	0	0	785,990	113,227

※ 中西エリアの特別高圧の「風力他」の容量については、UFRレーの遮断地点や自家発の発電実績等から系統に及ぼす影響量（発電機出力や同時停止すると考えられる負荷を考慮して設備容量から差し引いたもの）を算出。

- 一般送配電事業者において、事業者と定期点検等に合わせた整定変更の個別協議を速やかに始めることとし、以下のとおり対象範囲を拡大して対応中。
 - ・2017年9月：中西エリアの特別高圧（58.9Hz以上）について整定変更の個別協議を開始
 - ・2018年9月：東エリア※の特別高圧（48.6Hz以上）、全エリアの高圧（見直し効果が相対的に大きい49.1Hz以上（50Hz系統）や59.1Hz以上（60Hz系統）に整定されているものに限る）に拡大
- ※ 東エリア（北海道、東北、東京の3エリア）
- 2017年9月から取り組んでいる中西エリアの特別高圧のUFR整定変更の進捗状況は下表のとおりで、個別協議の進捗率64%のうち、変更済みの事業者は全体の27%である。なお、2019年度末の対応完了(変更不可を除き整定変更完了)を目指し、整定変更の個別協議を継続している。

【中西エリア：整定が58.9Hz※¹以上の発電機】

特 高 系		2017年 9 月末			2018年12月末		
		太陽光	風力他	合 計	太陽光	風力他	合 計
影響量※ ²	(万kW)	10	142	152	2	104	106
	(件)	115	327	442	96	228	324

※ 1 中西エリアの系統連系技術要件における連続運転可能周波数下限値（最大58.8Hz）に基づき設定。
※ 2 中西エリアの特別高圧の「風力他」については、UFリレーの遮断地点や自家発の発電実績等から系統に及ぼす影響量（発電機出力や同時停止すると考えられる負荷を考慮して設備容量から差し引いたもの）を算出。

【中西エリア：特高系UFR整定変更の進捗状況】

対象件数	2018年12月末進捗				
	変更済み	変更待ち	変更不可	協議中	計
442（件）	118（件） 27（%）	37（件） 8（%）	53（件） 12（%）	73（件） 17（%）	281（件） 64（%）

- 2018年9月から取り組んでいる**東エリアの特別高圧の取組状況は下表のとおり。**
- 東北・東京エリアにおいては、**個別協議の進捗率35%のうち、変更済みの事業者は全体の5%である。なお、2020年度末の対応完了(変更不可を除き整定変更完了)を目指し、整定変更の個別協議を継続している。**
- 特別高圧について、中西エリアを含め、発電機の不要解列が防止できることや電力系統の安定運用に資することを説明しても、発電事業者の整定変更のインセンティブが働かない理由は主に、「費用負担が発生すること」や「法的な義務ではないこと」であった。**

【北海道エリア：整定が48.6Hz以上※¹の発電機】

一部サンプリング調査による推定を含む

特 高 系		2017年9月末			2018年12月末		
		太陽光	風力他	合 計	太陽光	風力他	合 計
設備量	(万kW)	0	83	83	0	83	83
	(件)	3	36	39	3	36	39

※ 1 系統連系技術要件における連続運転可能周波数下限値（48.5Hz）に基づき設定。

【東北・東京エリア：整定が48.6Hz以上の発電機】

一部サンプリング調査による推定を含む

特 高 系		2017年9月末			2018年12月末		
		太陽光	風力他	合 計	太陽光	風力他	合 計
設備量	(万kW)	2	335	337	2	331	333
	(件)	45	158	203	45	148	193

【北海道、東北・東京エリア：特高系UFR整定変更の進捗状況】

エリア	対象件数	2018年12月末進捗				
		変更済み	変更待ち	変更不可	協議中	計
北海道	39（件）	0（件） 0（%）	0（件） 0（%）	0（件） 0（%）	0（件） 0（%）	0（件） 0（%）
東北・東京	203（件）	10（件） 5（%）	3（件） 1（%）	35（件） 17（%）	24（件） 12（%）	72（件） 35（%）

- 2018年9月から取り組んでいる**全エリアの見直し効果が相対的に大きい高圧の取組状況は下表のとおり。**
- 2018年9月から取り組んでいる特別高圧のUFR整定変更の進捗状況は下表のとおりで、**個別協議の進捗率51%のうち、変更済みの事業者は全体の13%である。**なお、**2019年度末までの個別協議完了を目指している。**
- 高圧については、「メーカ以外での整定変更を認めていない機種があり、定期点検の予定もないため費用負担を求められる」、「事業者の説明しても、電力システムの知識が乏しく、理解を得るのが非常に難しい」、「変更可との回答を受領しても確実な整定変更に向けては、一般送配電事業者による継続したフォローが必要と考えられ、相当のマンパワーを要する」など、協議にあたっては特別高圧とは異なる課題も存在している。

【北海道エリア：整定が49.1Hz以上※2の発電機】							
配電系（高圧）		2017年9月末			2018年12月末		
		太陽光	風力他	合 計	太陽光	風力他	合 計
設備量	（万kW）	0.4	3.4	3.8	0.4	3.4	3.8
	（件）	50	39	89	50	39	89

※2 49.0Hz整定のUFリレー動作に至らない周波数（UFリレーによる連鎖脱落を回避する）

【東北・東京エリア：整定が49.1Hz以上の発電機】							
配電系（高圧）		2017年9月末			2018年12月末		
		太陽光	風力他	合 計	太陽光	風力他	合 計
設備量	（万kW）	2.9	14.5	17.4	2.9	14.5	17.4
	（件）	125	197	322	125	197	322

【中西エリア：整定が59.1Hz以上※3の発電機】

一部サンプリング調査による推定を含む

配電系（高圧）		2017年9月末			2018年12月末		
		太陽光	風力他	合 計	太陽光	風力他	合 計
設備量	（万kW）	6.1	1.9	8.0	4.9	1.0	5.9
	（件）	522	25	547	408	18	426

※3 59.0Hz整定のUFリレー動作に至らない周波数（UFリレーによる連鎖脱落を回避する）

【沖縄エリア：整定が59.1Hz以上の発電機】

一部サンプリング調査による推定を含む

配電系（高圧）		2017年9月末			2018年12月末		
		太陽光	風力他	合 計	太陽光	風力他	合 計
設備量	（万kW）	0	0	0	0	0	0
	（件）	3	0	3	2	0	2

【見直し効果が相対的に大きい高圧のUFR整定変更の進捗状況】

エリア	対象件数	2018年12月末進捗				
		変更済み	変更待ち	変更不可	協議中	計
北海道	89（件）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）
東北・東京	322（件）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）
中西	547（件）	121（件） 22（％）	322（件） 59（％）	11（件） 2（％）	36（件） 7（％）	490（件） 90（％）
沖縄	3（件）	1（件） 33（％）	0（件） 0（％）	0（件） 0（％）	2（件） 67（％）	3（件） 100（％）
合計	961（件）	122（件） 13（％）	322（件） 34（％）	11（件） 1（％）	38（件） 4（％）	493（件） 51（％）

- 中西エリアにおける周波数低下事象を受け、2017年9月末時点における**各エリアのFRT要件非対応の発電機**（2011年8月の改定により、系統連系規程に追加されたFRT要件に対応していない発電機）を調査した。
- その際、**不要解列するのは受動的方式※の単独運転検出機能であることが分かったため、通常、この方式が用いられない特別高圧連系や風力の調査は省略し、配電系の太陽光に絞って調査した。**
- ※単独運転移行時の需要と供給の不均衡による電圧位相や周波数などの急変を検出する方式
- その結果は下表のとおりであり、以下を踏まえ、**PCS取替の個別協議は行わないこととした。**
- ・ FRT要件非対応設備は、**全国で約110万件もある。**

・ FRT要件は、既存設備には**遡及しない前提で審議・承認され規定化に至った経緯がある。**

・ FRT要件に対応するには、**基本的にPCSの取替が必要である。**
(低圧PCS(4kW)30万円/台とすると、低圧の機器代だけでも800万kW÷4kW×30万円÷6千億円必要)

・ PCSの設計寿命は10~20年程度であり、**PCS取替に従い順次対応されていくことから、発電事業者に「PCS取替やPV廃止時に一般送配電に連絡していただくことを継続的に周知する」**こととしている。

<FRT要件非対応の既連系太陽光発電機（2017年9月末時点）>

		北海道エリア		東北・東京エリア		中西エリア		沖縄エリア		合 計	
		FRT対応	非対応	FRT対応	非対応	FRT対応	非対応	FRT対応	非対応	FRT対応	非対応
高圧	容量(万kW)	32.7	19.8	308.6	186.9	553.4	339.6	3.2	1.8	898.0	548.1
	戸数(件)	745	521	6,900	4,373	15,020	9,832	161	105	22,826	14,831
低圧	容量(万kW)	17.4	10.6	385.5	267.4	827.6	520.2	14.4	9.5	1,244.9	807.8
	戸数(件)	21,265	14,853	537,508	377,847	985,110.9	679,935	14,495.2	10,528	1,558,379	1,083,163
合計	容量(万kW)	50.1	30.4	694.2	454.3	1,381.0	859.8	17.6	11.4	2,142.9	1,355.9
	戸数(件)	22,010	15,374	544,408	382,220	1,000,131	689,767	14,656	10,633	1,581,205	1,097,994

6. 審議事項①（現行ルール下での既連系発電機のUFR整定値見直しに係る今後の対応方針） 21

- 中西エリアにおける周波数低下事象を受け、**まずはUFR整定値見直し効果の大きい対象を選定し**、特別高圧については、「50Hz系統の48.6Hz以上、60Hz系統の58.9Hz以上」、高圧については、「50Hz系統の49.1Hz以上、60Hz系統の59.1Hz以上」の**既連系発電機について個別協議している（次頁の表の青塗部分）**。
- 今後は、レジリエンスの観点**を踏まえ、**現在対応中の周波数帯以外の部分（次頁の表の緑・赤塗部分）**についても、**対応を検討する必要があるのではないか。**
- 次頁の表の青塗部分**である、特別高圧の「50Hz系統の48.6Hz以上や60Hz系統の58.9Hz以上に整定されているもの」及び見直し効果が相対的に大きい**一部の高圧の「50Hz系統の49.1Hz以上や60Hz系統の59.1Hz以上に整定されているものに限る」**については、費用負担等の問題があり対応不可となるケースがあるものの、**引き続き一般送配電事業者と発電事業者が協力して整定変更に取り組んでいくことでよい**か。
- また、**次頁の表の緑塗部分**である、対象発電機数が相対的に少ない**特別高圧の「北海道エリアの47.1Hz～48.5Hz、東北・東京エリアの47.6Hz～48.5Hz、60Hz系統の57.1Hz～58.8Hz」**については、**レジリエンス対応として追加で個別協議に取り組むことでよい**か。
- 他方、**次頁の表の赤塗部分**である、見直し効果が相対的に小さい**その他の高圧の「50Hz系統の47.6Hz～49.0Hzや60Hz系統の57.1Hz～59.0Hzに整定されているものに限る」**や**低圧については、件数が多い割に1件当たりの容量が小さく実効性が低い蓋然性が高いことから、個別協議は現実的ではない。**
このため、即座に個別協議の取組を行うこととせず、特別高圧や見直し効果が相対的に大きい一部の高圧の進捗等を踏まえ、今後検討することとしてはどうか。

（参考）低圧のUFR整定変更費用は、技術員派遣費用が3万円/件程度とすると約240億円（約80万件）。

(参考) 現行ルール下での既連系発電機のUFR整定値見直しの現状及び今後の見通し 22

	特別高圧		高圧		低圧	
	整定Hz	対応状況	整定Hz	対応状況	整定Hz	対応状況
北海道 エリア	48.6以上	対応中	49.1以上	対応中	49.1以上	今後対応を検討
	47.1~48.5	今回対応要否 審議	47.6~49.0	今後対応を検討	47.6~49.0	
	47.0以下	対応不要	47.5以下	対応不要	47.5以下	対応不要
東北・ 東京 エリア	48.6以上	対応中	49.1以上	対応中	49.1以上	今後対応を検討
	47.6~48.5	今回対応要否 審議	47.6~49.0	今後対応を検討	47.6~49.0	
	47.5以下	対応不要	47.5以下	対応不要	47.5以下	対応不要
中西 エリア	58.9以上	対応中	59.1以上	対応中	59.1以上	今後対応を検討
	57.1~58.8	今回対応要否 審議	57.1~59.0	今後対応を検討	57.1~59.0	
	57.0以下	対応不要	57.0以下	対応不要	57.0以下	対応不要
沖縄 エリア	58.9以上	対象無し	59.1以上	対応中	59.1以上	対象無し
	57.1~58.8	今回対応要否 審議	57.1~59.0	今後対応を検討	57.1~59.0	今後対応を検討
	57.0以下	対応不要	57.0以下	対応不要	57.0以下	対応不要

7. 審議事項②（系統連系技術要件の見直し等の是非）

- 現行の系統連系技術要件において、発電機のUFR整定値については主にJEC-2130（同期機）やJEAC9701（系統連系規程）に基づきして設定しているが、周波数の検出レベル及び検出時限は協議により決定することを前提に幅を持った値としており、必ずしも下限値に設定されていなかった。**
- 今後の再生可能エネルギー大量導入を見据え、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、系統WG等の国の審議会において、自然変動再エネや火力発電等が具備すべき調整機能を特定し、その具体化として、グリッドコードの整備を進める方針が決定されている。今後、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整理される予定であり、こうした対応にあわせて、各一般送配電事業者の系統連系技術要件を改定すれば、UFR整定値の検出レベル及び検出時限に対して強制力を有することになるが、グリッドコードの整備および系統連系技術要件の改定には相当の時間（数年）を要する可能性があると考えられる。**
- 前述のとおり、既連系発電機の整定変更の個別協議の結果、整定変更に応じる発電事業者等も数多く存在することも踏まえると、一般送配電事業者は、特別高圧・高圧・低圧における周波数下限値について、スライド12に示したUFR整定値の検出レベル及び検出時限に速やかに改正し、新規連系を検討する発電事業者等の協力を促す必要があるのではないか。**
- このため、まずは、現状どおり協議を前提とするものの、「系統側の要求値」とした位置づけで、一般送配電事業者の公表ルールである「系統アクセスルール」を速やかに改定する等により整定値を明確化するとともに、最終的には系統連系技術要件に反映することとしてはどうか。**

(参考) 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力NW小委 中間整理 (抜粋) 2

IV. 適切な調整力の確保

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、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。

グリッドコードの整備について

76

- 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従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の調整力としての重要性がいつそう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、本小委員会の中間整理（2018年5月）において、自然変動再エネや火力発電等が具備すべき調整機能を特定し、その具体化に向けた検討を進めることとされた。
- また、平成30年北海道胆振東部地震による北海道全域にわたる大規模停電（ブラックアウト）を踏まえ、新たに設置された「電力レジリエンスワーキンググループ」（電力レジリエンスWG）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、その中間取りまとめ（2018年11月）において、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。
- 今後、再エネ大量導入を見据えたグリッドコードを整備していくためには、グリッドコードの体系のあり方、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整理する必要がある。

本日も議論いただきたい事項

17

- 自然変動再エネの導入拡大に伴い、自然変動再エネの制御機能や柔軟性を有する火力発電の重要性がますます高まっていくことが予想される。また、災害の多い日本においては、コスト等も考慮しつつ、分散性も高く、災害への耐性が強い再生可能エネルギーの導入を含め、系統全体のレジリエンスを強化していくことが不可欠。
- こうした状況を踏まえ、再エネ大量導入・次世代電力NW小委や電力レジリエンスWGにおいて、グリッドコードの整備に向けた検討を進めることとされたところ、次の事項についてご議論いただきたい。
 - 日本のグリッドコードはどのような体系の下で整理していくべきか。
 - 風力・太陽光発電や火力発電等にどのような要件を求め、どのような制御機能等の具備を求めていくことが適当か。
 - 足下の再エネ電源比率は16%（2017年）であるが、長期エネルギー需給見通し（エネルギーミックス）における再エネ導入水準（22～24%）やその先を見据えた要件を設定すべきか。また、数値基準を含む要件は誰が、どのように設定すべきか。
 - 既設電源も一定の役割を果たしていくべきか。その場合、どのように対応を求めていくべきか。

(4) 具体的な検討スケジュール (案)

- 一般送配電事業者10者と広域機関が一体となり、関係事業者とともに合理的な対策について協議し、検討を進めていくこととしてはどうか。

- 1月
 - ・ 既連系設備のUFR整定値及びFRT要件非対応設備の状況報告
 - ・ 新規連系設備のUFR整定値
 - ・ 系統連系技術要件等の見直しの是非

- 3月
 - ・ 既連系設備のUFR整定値及びFRT要件非対応設備の連系量を踏まえた課題整理と対応の方向性
 - ・ 必要により系統連系技術要件等の見直し案提示
 - ・ 今後の進め方及びスケジュール報告

〔 以降 今回の審議内容踏まえた対策の実施 〕