

グリッドコードの整備について

2018年12月
資源エネルギー庁

グリッドコードに係る審議会での議論

- 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、「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」（再エネ大量導入・次世代電力NW小委）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。
- こうした状況を踏まえ、本日の系統WGでは、日本における系統連系に係る規定の体系や欧州のグリッドコードについて紹介すると共に、系統WGにおけるグリッドコードに係る議論の進め方についてご議論いただきたい。

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】

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) 検証委員会は、以下のとおり、短期・中長期それぞれにおいて、運用面・設備形成面における対応策を提言している。

(中略)

(工) 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）のレールの整定値等：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レール（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

(中略)

1. 緊急対策 (取りまとめ後に即座に実行に着手)

<防災対策 (ブラックアウト等の発生の最大限回避)>

「緊急対策」における防災対策は、現在、来年3月を運転開始予定として建設中の新北本連系線（合計連系容量60万kWから90万kWへの増強）の着実な完工・運転開始、来年2月を運転開始予定として建設中の石狩湾新港LNG火力発電所1号機の試運転活用前倒し（10月5日から実施済み）に加えて、第2章中で記載した、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、及び第3章に記載した、電力レジリエンス総点検（ネットワーク全体）の結果求められる対策が該当する。このため、ここでは当該記載は割愛する。

(中略)

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の最大限回避)>

(1) 北本連系線の更なる増強等の検討に着手することを始めとした、北海道におけるブラックアウト等の再発防止策

(中略)

また、検証委員会において、今後検証されるシミュレーション結果を踏まえ、周波数低下リレー（UFR）の整定値（負荷遮断量及び時限）の見直しや、最大規模発電所である苫東厚真火力発電所の適切な運用に必要な対策の検討を行う。さらに、検証委員会において、北海道エリアにおけるガバナフリー、自動周波数調整機能（AFC）、連系設備のマージン等の周波数制御機能の再評価を行った上で、必要な対策を検討する。

(中略)

(2) 供給サイドにおける対策

(中略)

③災害に強い再生可能エネルギーの導入促進

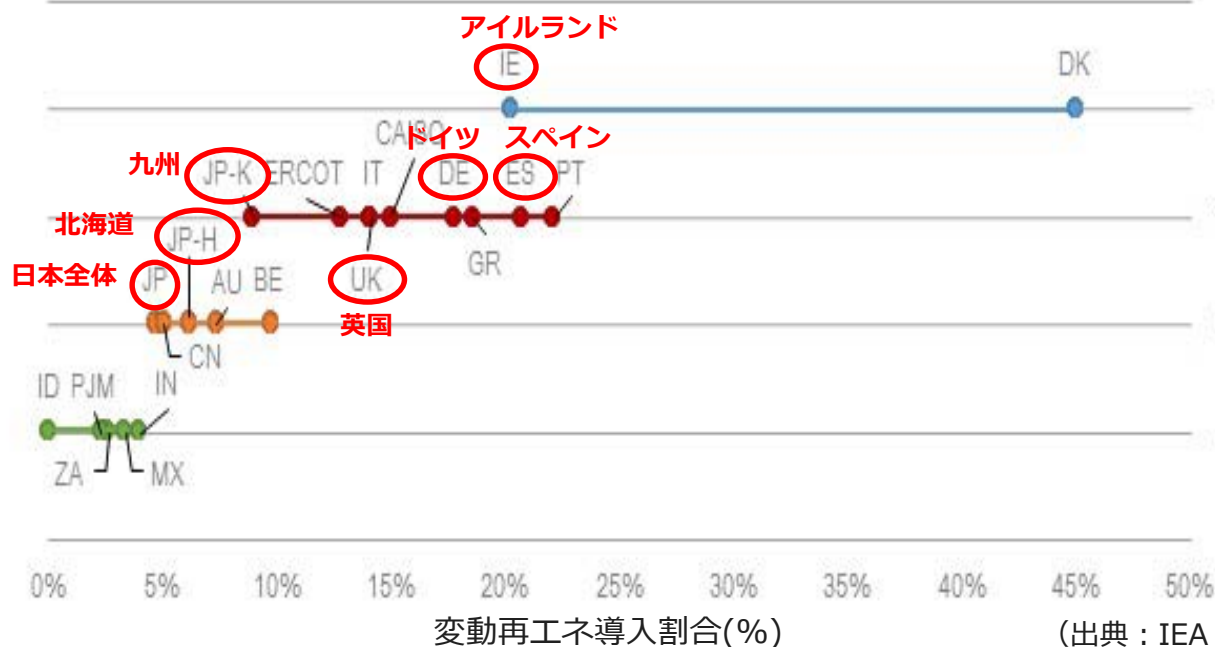
今般の北海道における大規模停電において、ほぼ全ての風力発電所は地震発生直後に解列したことも踏まえ、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる変動再エネ（太陽光、風力）について、周波数変動への耐性を高めるため、周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しを行う（グリッドコードの策定等）。

また、太陽光や風力といった再エネの出力変動への迅速かつ効率的な対応等を可能とするネットワークのIoT化を推進する方策について検討するとともに、大規模停電等の災害時にも蓄電池等を組み合わせて地域の再生可能エネルギーを利活用するモデルの構築を進める。

併せて、家庭用太陽光を災害時に利用できるよう、まずは家庭向けに自立運転機能の周知徹底や情報提供に向けた取組を速やかに実施するとともに、メーカーによって仕様が一部異なっている点も踏まえて、自立運転機能の更なる利用容易化に向けた検討を進める。

- 国際エネルギー機関（IEA）によれば、自然変動再エネ導入比率にに関して4つの運用上のフェーズが存在する。
 - ・フェーズ1ではローカル系統での調整が必要となる。
 - ・フェーズ2では系統混雑が現れ始め、需要と変動再エネのバランスが必要となる。
 - ・フェーズ3では出力制御が起こり、柔軟な調整力や大規模なシステム変更が必要となる。
 - ・フェーズ4では変動再エネを大前提とした系統と発電機能が必要となる。
- フェーズ4にはアイルランドとデンマーク、フェーズ3には欧州各国（ドイツ、スペイン、英国等）、フェーズ2には北米・南米・アジア・オセアニアの各国が位置する。九州は再エネ導入が進む欧州各国と同じフェーズ3に位置する。
- 再エネの出力制御は、自然変動再エネが増えれば電力の需給バランスを保つために必然的に起きうるものであり、アイルランド（フェーズ4）やスペイン（フェーズ3）などでも行われている。

<各国の変動再エネ比率と運用上のフェーズ（2016）>



各フェーズの特徴
フェーズ4：特定の時間に再エネの割合が大きくなり安定性が重要になる
フェーズ3：需給の変動に対応できる調整力が必要となる
フェーズ2：オペレーターが認識できる負荷が発生
フェーズ1：系統に対して顕著な負荷無し

グリッドコードについて

- IEAによれば、**グリッドコード（Grid code）**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**」とされている。グリッドコードは、①接続コード、②運用コード、③計画コード、④市場コードに関するルールで構成されるが、**狭義にはグリッドコードが「接続コード」を指す場合もあり、本資料では「接続コード」をグリッドコードとする。**
- グリッドコードの位置づけは国によって異なり、**法的に位置づけられている国（例.豪州）**がある一方、**系統に接続する発電者のためのガイドライン及び適用可能な規則にとどまっている国（例.ドイツ等）**もある。
- また、グリッドコードは、**自然変動再エネの導入率上昇や導入量拡大に伴う電力システムのニーズの変化等に応じて継続的な見直し**が行われる。
- 多くの場合、規制機関はグリッドコードの草案作成をシステム運用者に求める。最初の草案を作成するためには、電力システムに関する十分なデータと適切なモデリングツールが必要である。

<自然変動再エネの導入段階に応じた技術的要件（例）>

	全段階	第一段階（フェーズ1）	第二段階（フェーズ2）	第三段階（フェーズ3）	第四段階（フェーズ4）
技術要件	- 保護システム - 電力品質 - 周波数および電圧の動作範囲 - 大型発電機の可視性と制御 - 大型発電機用通信システム	- 周波数上昇時の出力低減 - 電圧制御 - 大型ユニットのFRT能力	- 小規模（分散）ユニットのFRT機能 - 通信システム - VRE 予測ツール	- 周波数/有効電力制御 - 予備力供給のための低出力運転モード	- 一般的な周波数および電圧制御方式の統合 - 疑似慣性 - 周波数および電圧の自立制御

- 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。

①電気品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン（抜粋）

第2章 連系に必要な技術要件

第5節 特別高圧電線路との連系

6. 発電機運転制御装置の付加

原則として100kV以上の特別高圧電線路と連系する場合であって、系統安定化、潮流制御等の理由により運転制御が必要な場合には、発電設備等に必要な運転制御装置を設置する。

②系統連系規程（抜粋）

第2章 連携に必要な設備対策

第5節 特別高圧電線路との連系要件

10. 発電機運転制御装置の付加

(1) 運転制御装置の設置

100kV以上の特別高圧電線路においては、電力の安定供給確保の観点から他の電線路に比べて厳しい系統管理が求められる。したがって、100kV以上の特別高圧電線路に連系する発電設備等であって、系統安定化などの対策が必要な場合には、発電設備等の運転制御装置を設置する。ただし、100kV未満であっても連系する系統の条件によっては発電設備等の運転制御装置が必要となる場合がある。

(2) 運転制御装置に求められる機能の例

発電設備等に必要な運転制御装置に求められる機能には、以下に示すものなどがある。

a. 系統の安定度維持機能向上のための機能

- ・PSS : Power System Stabilizer
- ・超速応励磁自動電圧調整機能

b. 潮流制御や周波数調整のための機能

- ・ガバナフリー運転機能
- ・負荷周波数制御機能（LFC : Load Frequency Control）

③東京電力パワーグリッド 系統連系技術要件 (託送供給等約款別冊) (抜粋)

IV 発電者設備 (特別高圧)

14 発電機運転制御装置

(2) 周波数調整のための機能

火力発電設備については、以下の周波数調整機能を具備していただきます。

a ガバナフリー運転

タービンの調速機 (ガバナ) を系統周波数の変動に応じて発電機出力を変化させるように運転 (ガバナフリー運転) する機能を具備していただきます。

b AFC (Automatic Frequency Control : 自動周波数制御) 機能

当社からのAFC 信号に追従し、発電機出力を変動させる機能を具備していただきます。

c 周波数変動補償機能

系統の周波数変動により、ガバナで調整した出力を発電所の自動出力制御装置が出力指令値に引き戻すことがないように、ガバナによる出力変動相当を出力指令値に加算する機能を具備していただきます。

d DPC (Dispatching Power Control : 運転基準出力制御方式) 運転

当社からの出力指令値に発電機出力を自動追従制御する機能を具備していただきます。

e 出力低下防止機能

ガスタービンおよびガスタービンコンバインドサイクル発電設備 (GTおよびGTCC) については系統周波数の低下に伴い発電機出力が低下することから、周波数49.0Hz までは発電機出力を低下しない、もしくは一度出力低下しても回復する機能を具備していただきます。なお、具体的な発電設備の性能は、次のとおりです。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議を行うことがあります。

発電機定格出力		250MW 以上	
		GT および GTCC	その他の火力発電設備
機能・仕様等	GF 調定率	5%以下	5%以下
	GF 幅 ^{※1}	5%以上(定格出力基準)	3%以上(定格出力基準)
	AFC 幅	±5%以上(定格出力基準)	±5%以上(定格出力基準)
	AFC 変化速度 ^{※2}	5%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)
	DPC 変化速度 ^{※2}	5%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)
	DPC+AFC 変化速度	10%/分以上(定格出力基準)	1%/分以上(定格出力基準)
	最低出力 ^{※3} (定格出力基準)	50%以下 DSS 機能具備 ^{※4}	30%以下

※1 GT および GTCC については負荷制限設定値までの上げ余裕値が定格出力の 5%以上、その他の発電機については定格出力の 3%以上を確保。定格出力付近などの満たせない出力帯について別途協議。

※2 定格出力付近のオーバーシュート防止や低出力帯での安定運転により満たせない場合には別途協議

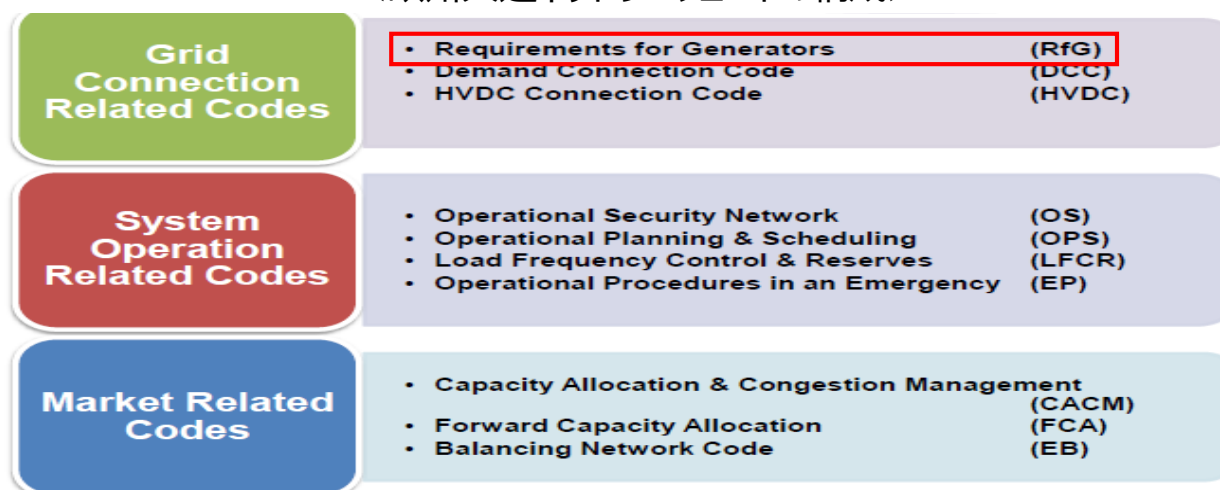
※3 気化ガス(BOG)処理などにより最低出力を満たせない場合には別途協議

※4 日間起動停止運転(DSS)は、発電機解列～並列まで 8 時間以内で可能なこと

欧州大でのグリッドコード策定の動き

- 欧州では、欧州委員会が2009年に採択した「第3次エネルギーパッケージ」に含まれる規制に基づき、**欧州全域の市場統合および自由な電力取引の実現**を目指して、**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」の策定**が進められている。
- 欧州のエネルギー分野の規制機関の連合体であるACER (Agency for the Cooperation of Energy Regulators)は、関連するステークホルダーを巻き込んだ透明性のあるプロセスの下でネットワークコードを策定するため、**ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity)** に**策定権限を付与**。
- 欧州共通ネットワークコードは、**送電事業全体に関わる3分野**（「**Grid Connection (系統連系)**」、「**System Operation (系統運用)**」、「**Market (電力市場)**」）をカバーし、**10のコード**で構成される。
- このうち、**再エネ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2016年5月に発効し、**EU各国は自国のグリッドコードをRfGに合致させる必要**がある。

＜欧州共通ネットワークコードの構成＞



(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）)

- 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	● 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	● 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	● 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））

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)	○	○	○	○
	周波数変化率	○	○	○	○
	目標有効電力値での一定出力維持	○	○	○	○
	周波数低下時の最大出力からの有効電力削減	○	○	○	○
	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			○	○
	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			○	○
	限定的周波数検知モード - 周波数低下 (Frequency Sensitive Mode - Underfrequency)			○	○
	発電モジュールの自動解列			○	
電圧安定性	電圧範囲				○
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			○	○
	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				○
系統復旧	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				○

(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）)

■ 欧州におけるグリッドコードの位置づけや策定主体は各国によって異なる。例えば、ドイツでは業界規格の色合いが強い一方、英国では規制機関が策定プロセスに関与しており法的強制力を有する。

＜欧州各国におけるグリッドコードの位置づけ＞

	EU	ドイツ	英国	アイルランド	デンマーク
規則名	COMMISSION REGULATION (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators	Technical Connection Rules for Medium-Voltage (E VDE-AR-N 4110)	The Grid Code	Eirgrid Grid Code	Technical Regulation 3.2.5 for Wind Power Plants above 11 kW
法的位置付け	法的拘束力のあるEU規制 EU域内の発電設備の系統連系について、直接適用される	業界規格であり、法令に比べ強制力は緩い	政府（Ofgem（ガス電力市場規制庁））が策定に関与しており、強い強制力を有する	TSO（Eirgrid）が定めたコードであり、一定の拘束力を有する	法令に基づきTSO（Energinet）が定めたコードであり、一定の拘束力を有する
管轄組織	欧州委員会	VDE（ドイツ電気技術者協会）	National Grid（TSO）	EirGrid（TSO）	Energinet（TSO）
改訂プロセス	- ACER（欧州「補償」規制協力機関）に、ENTSO-E、TSO、事業者、需要家等、またはACER自身が改訂を提案 - ACERが、市場参加者、TSO、需要家、規制当局等のステークホルダーにコンサルテーションを実施 - ACERが修正に関する提案書を作成し、欧州委員会に提出 - 欧州委員会がACERの提案、及び関連委員会の意見を踏まえ、修正案を確定 - 欧州委員会が同修正案をEU理事会と欧州議会に提出 - EU理事会と欧州議会の承認後、欧州委員会が最終確定版を公表	- VDE内のFNN（系統技術/運用フォーラム）がドラフト版を策定 - VDEがドラフト版を公表し、ドラフト版への異議申立受付 - パブリック・コンサルテーション - プレリリース版の欧州委員会への提出 - 欧州委員会による通知 - VDE技術標準規則への統合（上記は全電圧階級で共通）	- National Gridが改訂の提案書を公開 - WGを開催し、関係者が討議 - WGのコンサルテーション文書とパブリックコメント回答票を公開 - 同コメントを踏まえコード管理者が詳細を検討し、詳細なコンサルテーション文書とコメント回答票を公開 - 改訂に関する最終報告書案を作成し、外部専門家パネルで審議 - National Gridが同報告書をOfgemに提出 - Ofgemが報告書を審査し、決定文書を公開 - 同文書に従い、National Gridがコードを改訂し、公開	- EirgridのGrid Code Review Panel（GCRP、規制当局や発電事業者等で構成）が改訂案を検討 - 規制機関（CRU）による承認を要する	- Energinetが、関係者（配電・小売事業者、市場参加者等）と協議しつつ草案を作成 - パブリック・コンサルテーションを実施 - パブリックコメントについてEnerginet、配電・小売事業者、機器メーカー、業界団体等から成るWGで検討 - 業界団体(Dansk Energi)との調整 - 規制当局（DERA→2018年7月以降はDUR：Danish Utility Regulator）が承認
主要項目	- 運転を継続すべき周波数・時間 - 周波数上昇・低下時の有効電力低減・増加（周波数感知モード：LFSSM-O/U、FSM） - 周波数変化率に対する有効電力の変化率（ドループ） - 電圧低下時のFRT要件 - 無効電力の供給 - 解列後の再接続	- 運転を継続すべき周波数・電圧・時間 - 周波数上昇・低下時の有効電力低減・増加 - 電圧低下時のFRT要件 - 電圧変化時の無効電力供給 - 多大な電圧変化時の有効電力制限 - 系統及び電源の保護	- 運転を継続すべき周波数・時間 - 周波数上昇・低下時の有効電力低減・増加（周波数感知モード：LFSSM-O/U、FSM） - 周波数変化率に対する有効電力の変化率（ドループ） - 連系点の電圧、高調波、不平衡、フリッカ - 電圧低下時のFRT要件 - 無効電力の供給 - 系統及び電源の保護、ブラックスタート	- 運転を継続すべき周波数・時間 - 周波数上昇・低下時の有効電力低減・増加 - ガバナ調定率 - 電圧低下時のFRT要件 - 無効電力の供給 - 給電指令対応電源の出力増減速度 - 最低負荷率の要件 - 運転予備力の要件	- 運転を継続すべき周波数・電圧・時間 - 周波数上昇・低下時の有効電力低減・維持 - 周波数変化率に対する有効電力の変化率（ドループ） - 連系点の直流成分、不平衡、電圧変動、フリッカ、高調波 - 電圧低下時のFRT要件 - 出力変化率の制限 - 無効電力、力率、電圧の制御 - 強風時の出力漸減（ストーム制御） - 周波数・電圧変動時の保護・解列

※国によっては電圧階級別・電源種毎のグリッドコードが存在するが、表中では代表的なグリッドコードを記載

（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	- 限定的周波数低下/上昇感知モード (LFSSM-U/O)： - 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) - 周波数が標準周波数近傍(50Hz±α)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LFSSM-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	- 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）	- 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%	- 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ラ、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%	- 限定的周波数低下/上昇感知モード (LFSSM-U/O)： - 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) - 周波数が一定範囲内（50Hz±α）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LFSSM-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	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	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	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	- 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	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	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	- 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	FSM（Frequency Sensitive Mode）及びLFSSM（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）	- WFPS（ウィンドファーム電力システム）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	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、周波数調整率の誤差は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））

■ 再エネ電源の導入が進む欧州各国では、**自然変動再エネ（風力・太陽光）**に対しても**最大出力抑制機能**や**周波数調定率制御機能**、**FRT等の制御機能等の具備**が求められている。

＜欧州各国で自然変動電源に求められる主な要件＞

	E U	ドイツ	英国	アイルランド	デンマーク
最大出力抑制機能 (Active/real power control)	有 • Type A、B、C、Dの発電設備は、システムの周波数変動が生じた場合に出力制御が必要	有 • DSOの要請に応じ出力制御を行う • 多大な電圧変動が生じた場合、有効電力を最大10%削減する	有 • 出力抑制機能を含むPower System Stabilizer（PSS）を備える（送電系統）	有 • ウィンドファームは、有効電力制御と周波数応答を可能にするWind Farm Control Systemを備える • 同Systemは、TSOからの指令後10秒以内に制御を実行する	有 • 出力抑制は、指令を受けてから2秒以内に開始し、10秒以内に終える
周波数調定率制御機能 (Frequency droop control)	有 • 周波数変動 $\Delta f/f$ に対する有効電力の変動 $\Delta P/P$ のカーブを規定 • ドループ = $(\Delta f/f) / (\Delta P/P) = 2\sim 12\%$ の範囲でTSOが規定	有 • 系統周波数が50.2Hzより上昇した場合、及び49.8Hzより低下した場合の、有効電力の低下/上昇カーブについて規定	有 • ドループ = $(\Delta f/f) / (\Delta P/P) = 3\sim 5\%$ （送電系統）	有 • ウィンドファームの周波数応答システムは、系統周波数に応じて有効電力を制御する • ドループ $((\Delta f/f) / (\Delta P/P))$ は、2～10%（標準：4%）の範囲内でTSOにより設定される	有 • 系統周波数が変動した場合、風力/太陽光発電設備は周波数応答（全ての風力/太陽光発電設備）及び周波数制御（大出力発電設備のみ）を行う • 周波数応答のドループ $((\Delta f/f) / (\Delta P/P))$ は、2～10%（標準：4%）の範囲内とする
FRT (Fault Ride Through)	有 • （Type Aの電源と直流連系の洋上非同期発電設備を除く）全てのタイプの電源について、FRTの時間－系統電圧カーブを規定している	有 • Type 1（同期発電機）、Type 2（その他発電機）の発電設備について、FRTの時間－系統電圧カーブを規定している	有 • 電源の規模・種類別にFRTの時間－系統電圧カーブを規定している（送電系統）	有 • Grid CodeのWFPS1.4「Fault Ride Through requirements」において、ウィンドファームに属する風力発電設備のFRTの時間－系統電圧カーブを規定 • ESBのDistribution CodeもGrid Codeと同じFRTカーブを採用している	有 • 定格出力1.5MW超（カテゴリC・D）の風力/太陽光発電設備は、連系点の電圧が風力で20%（PVで10%）の水準になっても少なくとも風力で0.5秒間（PVで0.25秒間）は運転及び連系を継続する • FRTの時間－系統電圧カーブを規定

（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））

＜欧州各国で自然変動電源に求められる主な要件（続き）＞

	EU	ドイツ	英国	アイルランド	デンマーク
出力変化率 制限機能 (Active power ramp/change rate limitation)	無	有 出力変化率を、定格出力の0.33%/秒以上、0.66%/秒以下に収める	無	有 - Wind Farm Control Systemは、出力変化率（Ramp rate）の制御機能を有する - 出力変化率は、TSOから運転日の120日前までに通知される	有 - 出力変化率制限（ランプ制御）は、指令を受けてから2秒以内に開始し、10秒以内に終える - ランプ制御は通常、最大出力抑制及びデルタ制御と組み合わせて行われる - 出力変化率の最大標準値：100kW/秒
イナーシャ 制御機能 (Synthetic inertia control)	有 - Type C・Dの非同期電源（パワーパーク）は、周波数安定化のために本機能を備えるようTSOが規定できる。具体的な規定は各TSOに委ねられている - Type Aを除く全ての電源は、もし可能ならば、本機能を備える	無	無	無	無
ストーム 制御機能 (Storm control)	無	無	無	無	有 カテゴリC・D（※定格出力1.5MW超）の風力発電プラントは、カットアウト風速を超える前に、有効電力を抑制する
その他 調整機能の例 (従来型電源と同等の機能を求められる等)	- 周波数が50Hzから上昇/下降した場合に運転を継続すべき時間（秒/分） - 電圧変動時の無効電力制御 - 解列後の再接続 - 故障後の有効電力回復 - 系統及び電源の保護	- 運転を継続すべき周波数・電圧・時間 - 電力品質（電圧変動等）、保護協調等 - 電圧変動時の無効電力制御	- 運転を継続すべき周波数・時間（送電系統） - 電力品質（高調波、不平衡、フリッカ等）、無効電力、単独運転、保護協調等（配電系統） - 風力発電機はIEC 61400-12に従いフリッカ・テストを行う（配電系統）	- 運転を継続すべき周波数・時間 - 電力品質（電圧変動、フリッカ、高調波、力率等）、単独運転、保護協調等 - 電圧変動時の無効電力制御	- 運転を継続すべき周波数・電圧・時 - 電力品質（直流成分、不平衡、電圧変動、フリッカ、高調波） - 無効電力制御、力率制御、電圧制御 - 周波数・電圧変動時の保護・解列

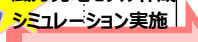
（出典：平成30年度新興国等におけるエネルギー使用合理化等に資する事業（海外における再生可能エネルギー政策等動向調査））

本日は議論いただきたい事項

- 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。

(参考) 風力発電のグリッドコード策定に向けたスケジュール

18

No.	実 施 項 目	2017年度	2018年度		2019年度		2020年度以降	備 考
		下期	上期	下期	上期	下期		
1	制御機能確認試験							・既存風車を用いた実系統における制御機能確認試験により、有効電力・周波数制御特性を測定・把握
2	周波数シミュレーション等による有効性を確認							・JWPAおよび研究機関が実施予定 ・IEC61400-21-1をベースに測定し、各制御機能単独と、組み合わせた場合の総合特性を把握し、周波数安定化に寄与することを確認
3	各機能の特性と有効性を報告 適用に向けた協議（各解析の実施）							・JWPAにて、欧州先行事例を参考に、新規建設WFに実装する標準制御機能・仕様を策定
			  風力発電モデル作成 シミュレーション実施		  ルール化(※)		① 平常時解析について、既存の標準的な風力発電モデルをベースに、上記パラメータを適用し、モデル構築+シミュレーションを実施	
			  風力発電モデル作成 シミュレーション実施		  ルール化(※)		② 事故時解析について、詳細な検討のために新たな詳細な風力発電モデルを構築し、シミュレーションを実施	
					  風力発電モデル作成 シミュレーション実施		③ 瞬時時解析について、数十μsオーダーの解析に耐える詳細モデルを構築、シミュレーションを実施 (瞬時値解析はプロジェクトベースの解析を想定。必要に応じて行う。)	
4	有効電力・周波数制御機能の装備							・新規建設WFには標準装備とするよう、JWPAが各メーカーに制御機能の装備を徹底させる。
5	制御機能を活用し実運用							・3年程度の猶予期間を見て、2021年度以降、順次導入（但し、導入開始時期については、メーカーの対応可能時期及び系統の形成状況等を考慮して決定）

制御機能	機能の概要	機能導入の効果
周波数調定率制御機能 (周波数ドループ)	設定された不感帯を超えて周波数が上昇した場合に、設定した傾き（調定率）に従い、出力を自律的に低減させ、周波数が復帰した場合は逆に出力を増加させる機能	周波数上昇（電力余剰）時に自律的に出力を抑制することから、電力系統における短周期（～数分）の周波数変動抑制（周波数安定化）に寄与する
最大出力抑制機能	出力を設定された上限値以内に抑制する機能	- 電力系統の調整力（下げ代）不足や、局地的な送電線過負荷の解消に寄与する。 - 短周期領域の必要調整力の低減、必要送電線熱容量の削減、周波数調整電源や蓄電池の容量削減、等にも期待。
出力変化率制限機能	出力の増減時に出力変化率を設定された値以内に制限する機能（但し、出力可能値以下の領域）	通常運転中やカットアウト後のカットイン時の出力変動量を緩和する。短周期領域の出力変動量抑制＝必要調整力の低減、周波数調整用電源や蓄電池の容量削減、出力制御量削減、等にも期待
ストーム制御	風速が増加し、カットアウト風速（25m/s）以上になっても急激に停止せず、風速の増加に応じて緩やかに出力を低減し、一定風速以上（30m/s）で出力をゼロにする機能	最大出力からゼロへの急激な変化を防止できることから、周波数変動抑制に寄与する。
イナーシャ制御	系統事故に伴う周波数低下時に、風車の回転エネルギーを電気エネルギーに変換し、出力を一定時間（5～10秒程度）増加運転を行う機能	- 電力系統事故時の、過渡安定性維持に寄与する。 - 一般発電設備の必要連系量（慣性力不足対応）の低減、インバータ電源の接続容量拡大、等も期待。