

欧州RfGの各国への展開状況調査報告 (全体版)

2021年6月30日

電力広域的運営推進機関

1. 調査対象

- (1) 調査対象グリッドコード、規格
- (2) 調査対象国と各国グリッドコード(規則)

2. 欧州調査

- (1) 調査対象規程と各国の電圧階級との関係
- (2) 欧州のRfGにおける発電設備と地域の分類
- (3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
- (4) 規格調査：EN50549-1, EN50549-2

3. 欧州調査まとめ

- (1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ
- (2) 欧州各国間の比較
- (3) 欧州グリッドコード調査結果総括

1. 調査対象

(1) 調査対象グリッドコード、規格

- **RfG** (European Network Code on Requirements for Generators)と欧州各国グリッドコード
- **EN 50549-1**:2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1: Connection to the LV distribution system”
- **EN 50549-2**:2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 2: Connection to the MV distribution system”

1. 欧州調査

(2) 調査対象国と各国グリッドコード(規則)

国	グリッドコード名称（規則名称）	発行機関
英国	The Grid Code	National Grid ESO
アイルランド	EirGrid Grid Code	EirGrid (TSO)
ドイツ	Technical Connection Rules for High Voltage 他 VDE-AR-N 4130, 4105, 4100, 4120, 4110	VDE (ドイツ電気技術者協会)
スペイン	Proposal of order for establishing the required necessary techniques for the network connection,	REE (Red Eléctrica de España S.A.)
イタリア	Code for Transmission, Dispatching, Development and Security of the Grid	Terna
デンマーク	Technical Regulation 3.2.1, 3.2.2, 3.2.3, 3.2.5, 3.2.7, 3.3.1	Energinet (TSO)

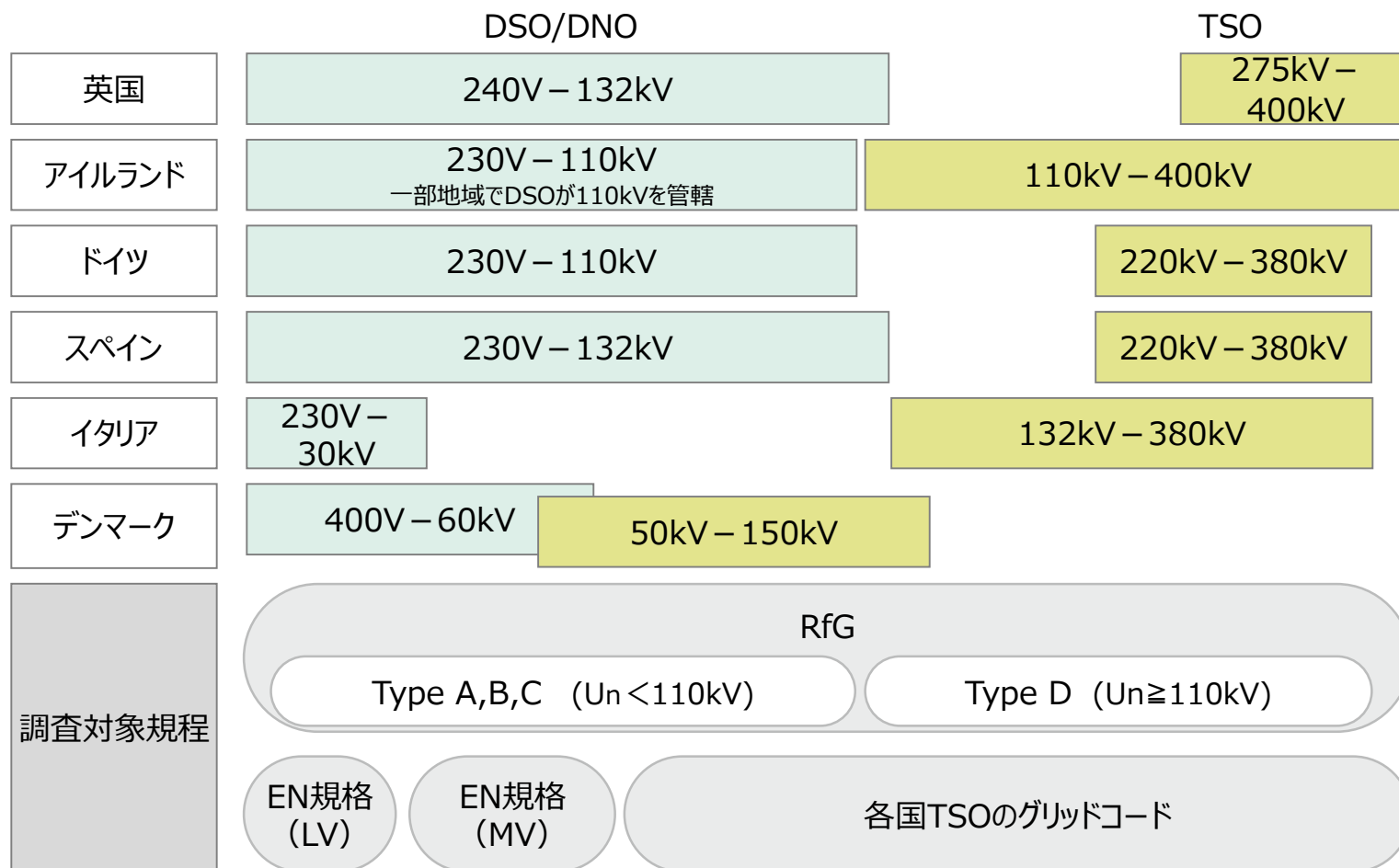
対象国選定理由

- 以下のように再生可能エネルギー電源（風力・太陽光）の導入が進む国々であること。
 - ・風力発電の導入量が多い国：ドイツ、イギリス、スペイン、デンマーク、アイルランド
 - ・太陽光発電の導入量が多い国：ドイツ、イタリア
- 再エネ導入が進む国でありながらイギリス、アイルランドは大陸との連系線容量が小さい。島国である日本も大陸との連系はなく、エリア間の連系線容量にも制限があることから、電力系統の特性・運用などに日本との類似性が考えられること。

2. 欧州調査

(1) 調査対象規程と各国の電圧階級との関係

欧州大ではRfGにより全電圧階級がカバーされ、各国では、特別高圧領域は各国TSOのグリッドコードにより、高圧（MV）及び低圧（LV）領域はEN規格によりカバーされる



2. 欧州調査

(2) 欧州のRfGにおける発電設備と地域の分類

欧州のRfGでは、発電設備と地域の分類があり、地域毎のグリッド及び発電設備構成の状況に応じて、規程や整定値が異なる

- 発電設備は下記の3つに分類される。
 - － 同期発電設備、非同期または直流発電設備（Power Park Module : PPM）、洋上PPM
- さらに、発電設備は、電圧と出力規模により、下記の4つに分類される。
 - － Type A、B、C、D
- 地域は、下記の5つに分類される。
 - － 欧州大陸、英国、北欧、アイルランド（北アイルランド含む）、バルト三国

－ 発電設備の分類 －

発電設備の分類	A	B	C	D
電圧階級※	110kV未満			110kV以上
欧州大陸	0.8kW～1MW	1～50MW	50～75MW	75MW～
英国				
北欧	0.8kW～1.5MW	1.5～10MW	10～30MW	30MW～
アイルランド	0.8kW～0.1MW	0.1～5MW	5～10MW	10MW～
バルト三国	0.8kW～0.5MW	0.5～10MW	10～15MW	15MW～

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type A/B/C/D (一部の項目除く)

RfG	Frequency ranges 13.1.a	Rate-of-change-of-frequency (RoCoF) withstand capability 13.1.b
英国	47.0～47.5Hz (20sec.) 47.5～48.5Hz (90min.) 48.5～49.0Hz (min.90min.) 49.0～51.0Hz (無制限) 51.0～51.5Hz (90min.) 51.5～52.0Hz (15min.)	±1Hz/sec. (時間窓500msec.)
アイルランド	47.5～49.0Hz (90min.) 49.0～51.0Hz (無制限) 51.0～51.5Hz (90min.)	±1Hz/sec. (時間窓500msec.)
ドイツ	47.5～49.0Hz (30min.) 49.0～51.0Hz (無制限) 51.0～51.5Hz (30min.)	±2Hz/sec. (時間窓500msec.)
スペイン	47.5～48.5Hz (30min.) 48.5～51.0Hz (無制限) 51.0～51.5Hz (30min.)	±2Hz/sec.
イタリア	47.5～49.0Hz (30min.) 49.0～51.0Hz (無制限) 51.0～51.5Hz (30min.)	±2Hz/sec.
デンマーク (DK2)	47.0～47.5Hz (10sec.) 47.5～49.0Hz (min.30min.) 49.0～51.0Hz (無制限) 51.0～51.5Hz (30min.) 51.5～52.0Hz (10sec.)	±2Hz/sec.
日本との相違	連続運転可能周波数：48.5Hz を超え50.5Hz 以下 運転可能周波数：47.5Hz 以上51.5Hz 以下 周波数低下時の運転継続時間は、48.5Hz では10 分程度以上、 48.0Hz では1 分程度以上とすること。	日本では要求なし。 (但し、FRT要件の一つとして周波数変化率上下限±2Hz/sec. での不要解列を防止する要求はある)

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type A/B/C/D（一部の項目除く）

RfG	Limited frequency sensitive mode – over-frequency (LFSM-O) 13.2	Constant output at its target active power value regardless of changes in frequency 13.3
英国	Start: 50.4Hz (default) Droop: 10% (default)	一定出力を維持すること
アイルランド	Start: 50.2Hz (default) Droop: 4% (default)	(要求なし)
ドイツ	Start: 50.2Hz (default) Droop: 5% (default)	(要求なし)
スペイン	Start: 50.2Hz (default) Droop: 5% (default)	(要求なし)
イタリア	Start: 50.2Hz (default) Droop: 2.6% (PPM) Droop: 4% (水力) Droop: 5% (その他)	一定出力を維持すること
デンマーク (DK2)	Start: 50.5Hz (default) Droop: 4% (default)	一定出力を維持すること
日本との相違	風力発電設備について、 「系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、 発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、 調定率は2～5%の範囲で指定する値とし、不感帯は0.2Hz 以下とする。」と要求している。	100MW以上のGT・GTCCについて、出力低下防止機能の具備 を要求している。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type A/B/C/D（一部の項目除く）

RfG	Maximum active power reduction at underfrequency 13.4	Conditions for admissible active power reduction from maximum output 13.5	Logic interface (input port) in order to cease active power output 13.6 [対象はType-A,B]	Automatic Connection 13.7 (Freq. range条件) (Time Delay条件)
英国	2 %P/Hz starting at 49.5Hz	大気温度25℃以下	SOからの信号受信後、5秒以内に有効電力出力を停止すること。	49.5 – 50.5Hz 5 min.
アイルランド	2 %P/Hz starting at 49.5Hz	ガスタービンの場合、大気温度10℃、相対湿度70%、大気圧1013hPaの条件	SOが要件を指定する権利を有している。	49.8 – 50.2Hz 5 min.
ドイツ	10 %P/Hz starting at 49.5Hz	ネットワークオペレータの承認に基づく条件	—	47.5 – 51.0Hz Default 10 min.
スペイン	10 %P/Hz starting at 49. Hz	大気温度25℃の条件	—	47.5 – 51.0Hz
イタリア	2 %P/Hz starting at 49.5Hz (ガスタービン) starting at 49Hz (その他)	ガスタービンはISO標準による条件	—	—
デンマーク	6 %P/Hz starting at 49 Hz	プラント仕様に基づく大気条件	- 発電設備運用者、electricity supply undertaking、その他プレイヤーとの通信インターフェースを設置すること。 - 停止信号を受信すること。	(DK1) 47.5 – 50.2Hz (DK2) 47.5 – 50. Hz
日本との相違	100MW以上のGT・GTCCについて49.0Hzまでは出力を低下しないよう要求がある。	日本では要求なし	日本では要求なし	日本では要求なし

2. 欧州調査

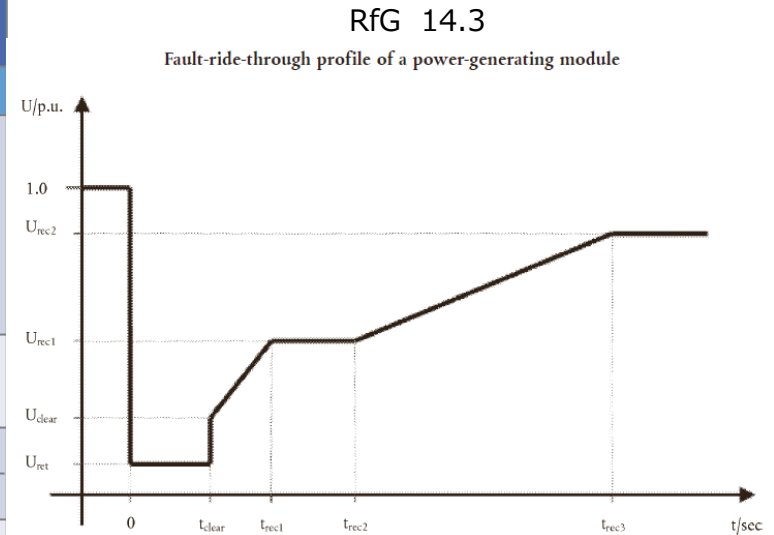
(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type B

RfG	Control active power output with an interface (input port) and remotely operation 14.2
英国	Type B - SOからの信号受信後、有効電力出力を削減すること。 - SOは必要に応じて遠隔操作に関する要件を指定すること。
アイルランド	1MW以上の発電機に対して、RSOが追加機器の要件を指定すること。
ドイツ	—
スペイン	Type B 信号受信後5秒以内に有効電力を停止もしくは削減すること。
イタリア	—
デンマーク	- 発電設備には発電設備運用者、electricity supply undertaking、その他プレイヤーとの通信インターフェースを設置すること。 - 停止信号を受信すること。
日本との相違	- 太陽光発電については、出力制御ルールが適用される場合において、通信機能をもつPCS(出力制御機能付きPCS)の設置が義務付けられている。 - 系統連系技術要件において、低圧・高圧・特別高圧連系の太陽光、風力発電については、「求めに応じて発電出力の抑制ができる機能を有する」ことが求められている。ただし遠隔制御とは限定していない。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type B/C/D (一部の項目除く)

RfG	Fault ride through "FRT" capability 14.3						
		Voltage parameters [pu]			Recovery time parameters [sec]		
		U _{ret}	U _{clear}	U _{rec2}	t _{clear}	t _{rec2}	t _{rec3}
英国		補足資料で図示					
アイルランド		補足資料で図示					
ドイツ	SPGM	0.3	0.7	0.85	0.15	0.7	1.5
	PPM	0.15	0.15	—	0.15	—	3
スペイン		補足資料で図示					
イタリア	SPGM	補足資料で図示					
	PPM	0.05	0.15	—	0.2	—	1.5
デンマーク (DK1)	SPGM	0.30	0.7	0.9	0.25	0.7	1.5
	PPM	0.15	0.15	0.9	0.25	0.25	1.5
デンマーク (DK2)	SPGM	0.30	0.7	0.9	0.25	0.9	1.5
	PPM	0.15	0.15	0.9	0.25	0.25	1.5
日本との相違	発電設備の種別ごとに定められる事故時運転継続要件 (FRT要件) あり。(詳細は系統連系規程 JEAC 9701 参照)						



Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of synchronous power-generating modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U _{ret}	0.05-0.3	t _{clear}	0.14-0.15 (or 0.14-0.25 if system protection and secure operation so require)
U _{clear}	0.7-0.9	t _{rec1}	t _{clear}
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1} -0.7
U _{rec2}	0.85-0.9 and ≥ U _{clear}	t _{rec3}	t _{rec2} -1.5

Parameters for Figure 3 for fault-ride-through capability of power park modules

Voltage parameters (pu)		Time parameters (seconds)	
U _{ret}	0.05-0.15	t _{clear}	0.14-0.15 (or 0.14-0.25 if system protection and secure operation so require)
U _{clear}	U _{ret} -0.15	t _{rec1}	t _{clear}
U _{rec1}	U _{clear}	t _{rec2}	t _{rec1}
U _{rec2}	0.85	t _{rec3}	1.5-3.0

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type B/C/D (一部の項目除く)

12

RfG	Capability of reconnection after an incidental disconnection caused by a network disturbance 14.4.a			
	Frequency range	Voltage range	Gradient P	Minimum observation time
英国	49.5 – 50.5Hz	<110kV: 0.94 pu– 1.06 pu ≥110kV: 0.9 pu– 1.1 pu	≤300MW: no limit >300MW,<1000MW: ≤50MW/min. ≥1000MW: ≤40MW/min.	—
アイルランド	(個別に設定する) PPMIについては、50.2Hzを超えて連系できない			
ドイツ	Type A 47.5 – 50.1Hz Type B, C 47.5 – 50.2Hz Type D 47.5 – 51.0Hz	Type A 0.85 pu– 1.1 pu Type B, C 0.9 pu– 1.1 pu Type D 99 kV ≤ U ≤ 121 kV (110kV) 187 kV ≤ U ≤ 242 kV (220kV) 340 kV ≤ U ≤ 440 kV (400kV)	—	—
スペイン	47.5 – 51.5Hz	<220kV 0.9 pu– 1.1 pu ≥220, ≤300kV 0.85 pu– 1.15 pu >300, ≤400kV 0.85 pu– 1.1 pu	—	—
イタリア	Type B, C 49.9 – 50.1Hz Type D 47.5 – 50.2Hz	PPM 0.85 pu– 1.1 pu SPGM 0.9 pu– 1.118 pu	≤20 %/min.	≥30 sec.(Default) (0~900 sec.で選択可)
デンマーク(DK1)	47.5 – 50.2Hz	0.9 pu– 1.118 pu	≤20 %/min.	≥180 sec
デンマーク(DK2)	47.5 – 50.5Hz	0.9 pu– 1.1 pu	≤20 %/min.	≥180 sec
日本との相違	日本では要求なし			

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

RfGから各国への展開状況：Type B/C/D（一部の項目除く）

RfG	Automatic reconnection 14.4.b	Electrical protection schemes and settings 14.5.b
英国	- SOからの指示なしで、自動的に再連系できない。 - 但し、設備と人員の保護に係る要求事項(ECC.6.2.2.1.1、ECC.6.3.13.1、ECC.6.3.15.10(vi))が満たされていれば、自動的に再連系することができる。	次の項目について、SOと調整して保護スキームを設定しなければならない。 ①Protection of Interconnecting Connections ②Circuit-breaker fail Protection ③Loss of Excitation ④Pole-Slipping Protection ⑤Signals for Tariff Metering ⑥Commissioning of Protection Systems
アイルランド	(個別に設定する)	(個別に設定する)
ドイツ	Type A 14.4(a)で定められている周波数、電圧範囲において自動的に再連系できる。 Type B, C, D network operatorの許可なしに、自動的に再連系できない。	- 発電ユニットには次の保護装置を備えること。 ①電圧上昇保護 ②電圧低下保護 ③高周波数保護 ④低周波数保護 - デカップリング保護装置(decoupling protection equipment)は発電設備の変圧器の、低圧側に接続すること。
スペイン	—	HVDCシステムに関しては国家エネルギー委員会発行の基準*に準じている必要がある。 * Criterios Generales de Protección del sistema Eléctrico Peninsular Español
イタリア	—	発電設備運用者(Producer)がOperating Regulationsを策定するために準備したドキュメントに基づき、ProducerとTSOの合意により設定する。(Type D)
デンマーク	—	SOは発電モジュールの特性を考慮して、ネットワークを保護するために必要なスキームと設定を、発電設備運用者との調整、合意の上で指定する。 - 系統障害等からの発電設備の保護 - 発電設備の内部短絡からの保護 - 重大ではない状況で、発電設備が解列しないための保護
日本との相違	日本では要求なし	系統連系技術要件に保護装置の設置に関する要求あり。(系統保護のための短絡保護、地絡保護、系列数について)

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type B/C/D (一部の項目除く)

RfG	Information exchange 14.5.d			
	情報 受信者	送信周期	通信形式	項目数
英国	NGESO	1sec以内	—	6 (Type B, C, D)
アイルランド	(個別に設定する)			
ドイツ	(個別に設定する)			
スペイン	SO	二次調整力を提供する 発電機:マスターレギュ レータ(regulador maestro)の周期以下 それ以外: 12sec以内の SOが定める周期	ICCP-TASE2	2 (二次調整力を提供する発電機) 7 (出力50MW超の火力機(自家発電含む)) 4 (出力50MW超のその他の発電機) 4 (出力5MW超50MW以下の発電機) 2 (以上において再生可能電源の場合) 1 (出力1MW超の発電機)
イタリア	Terna (TSO)	伝送内容により0.2sec～ 15min.	IEC 60870-5-104/101プロ トコル	10 (回転機) 7 (風力発電) 7 (太陽光発電) 8 (電力貯蔵設備) 3 (調整力電源の追加情報)
デンマーク	TSO, DSO	機器状態に関する情報: 10msec. パラメータや出力に関す る情報: 1 sec.	COMTRADE IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems (Type C,D)	2 (Type A) 2 (Type B1) 15 (Type B(うち1MW以上)) 20 (Type C) 22 (Type D)
日本との相違	特高連系設備に対しては、スーパービジョン及びテレメータの設置を要求している。また、高圧についてもテレメータ設置を要求している。 伝送する情報について項目指定あり。			

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type B/C/D (一部の項目除く)

RfG	Information exchange 14.5.d (前ページの続き：情報項目の内訳)							
	項目数	系統連系 情報	有効電力	無効電力	力率	電圧	機器 /系統保護	その他
英国	6 (Type B, C, D)	1	1	1	—	1	—	2
スペイン	2 (二次調整力を提供する発電機)	—	—	—	—	—	—	2
	7 (出力50MW超の火力機(自家発電含む))	1	2	2	—	1	—	1
	4 (出力50MW超のその他の発電機)	1	1	1	—	1	—	(2)
	4 (出力5MW超50MW以下の発電機)	1	1	1	—	1	—	(2)
	1 (出力1MW超の発電機)	—	1	—	—	—	—	—
イタリア	10 (回転機)	2	3	3	—	2	—	5
	7 (風力発電)	1	2	2	—	2	—	4
	7 (太陽光発電)	1	2	2	—	2	—	4
	8 (電力貯蔵設備)	1	2	2	—	2	—	5
	3 (調整力電源の追加情報)	—	—	—	—	—	—	3
デンマーク	2 (Type A)	—	—	—	—	—	2	—
	2 (Type B1)	—	—	—	—	—	2	—
	15 (Type B(うち1MW以上))	2	4	3	3	1	2	—
	20 (Type C)	2	5	3	3	4	2	1
	22 (Type D)	2	6	4	3	4	2	1
日本との 相違	特高連系設備に対しては、スーパービジョン及びテレメータの設置を要求している。また、高圧についてもテレメータ設置を要求している。伝送する情報について項目指定あり。例えば、連系用遮断器の開閉状態、受電地点の有効電力、等があるが、力率や電圧までの情報は含まれていない。							

※イタリアでは1項目に複数の情報が記載されているため、前ページの項目数と本ページでの項目数は必ずしも一致しない

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Frequency stability capability of adjusting an active power setpoint in line with instructions 15.2.a	
	Time period to reach the adjusted active power set point	Tolerance applying to the new set point
英国	SOからの指示に従い、設定すること。	
アイルランド	10 min. + Ramp rate for the unit	PGM: maximum of 1 MW or 1% of dispatch quantity PPM: maximum of $\pm 3\%$ of registered capacity or ± 0.5 MW
ドイツ	4 – 40% Pmax/sec.	(個別に設定する)
スペイン	SPGM: 15 min. 風力発電: 2 min. 太陽光発電: 1 min.	$\pm 5\% P_n$
イタリア	—	定常状態: (Type C) $\pm 2\% P_n$ 、(Type D) $\pm 1\% P_n$ 過渡状態: $\pm 5\% P_n$
デンマーク	SPGM: $\geq 1\%$ of P_n /min. ※技術的必要性に応じて、10min.でも可 PPM: $\geq 20\%$ of P_n /min.	1分間の平均逸脱が $2\% P_n$ を超えてはならない。
日本との相違	火力、混焼バイオマス発電設備(特高連系、出力 ≥ 100 MW)に対して、LFC制御の機能として下記の変化速度を要求している。 LFC幅: 定格出力の5%以上 LFC変化速度: 定格出力の1%/min.以上 (GT・GTCCは 5%/min.以上)	

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Limited frequency sensitive mode – under-frequency (LFSM-U) 15.2.c	
	Frequency thresholds	Droops
英国	49.5Hz	10%
アイルランド	49.5Hz	4%
ドイツ	49.8Hz	5%
スペイン	49.8Hz	5%
イタリア	49.8Hz	2.6% (PPM) 4% (Hydro) 5% (other SPGM)
デンマーク	DK1: 49.8Hz DK2: 49.5Hz	5% 4%
日本との相違	日本では要求なし	

※上記数値はいずれも default値として記載されているもの。RfGにはdefault値の記載はないが下記のように設定範囲が記載されている。

RfG 15.2(c)

- the frequency threshold specified by the TSO shall be between 49,8 Hz and 49,5 Hz inclusive
- the droop settings specified by the TSO shall be in the range 2-12 %.

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Frequency sensitive mode 15.2.d					
	非感帯 (insensitivity)	不感帯 (dead band)	調定率	応動完了時間	応答開始時間許容値 (慣性力による応答は 除く)	全応答出力維持 時間最大値
英国	±15mHz	0mHz	3% – 5%	≤10sec	≤2sec (慣性力あり) ≤1sec (慣性力なし)	30min.
アイルランド	±15mHz	0 – ±15mHz	2% – 12% (Default 4%)	≤5sec (proposal)	No time delays	20min.
ドイツ	±10mHz	0 – ±200mHz	2% – 12%	≤30sec	≤1sec	15min.
スペイン	±10mHz	0mHz	2% – 12%	≤12sec	≤0.5sec	15min.
イタリア	±10mHz	0 – ±500mHz	2% – 12%	≤30sec	≤0.5sec	30min.
デンマーク	DK1: ±10mHz DK2: ±10mHz	DK1: 0 – ±200mHz DK2: 0 – ±500mHz	2% – 12%	≤30sec	As short as Possible	15min.
日本との相違	特高連系設備において「100MW以上の火力、混焼バイオについて、ガバナフリー運転機能を要求。調定率は5%以下とすること。GF幅は5%以上とすること。」を要求している。(その他の上記のような数値指定はなし)					

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Disconnecting load in case of underfrequency 15.2.f	Real-time monitoring of FSM 15.2.g
英国	SOと合意した周波数を下回る場合は負荷を解列できること。	(個別に設定する)
アイルランド	—	少なくとも次の信号が通信できる機器を設置すること。 - FSMのON/OFF - 有効電力の周波数応答に係る実際のパラメーター設定値 - 調定率とデッドバンド
ドイツ	- 要求された周波数を一定時間下回る場合は負荷を解列できること。 - 周波数範囲は45.0 – 50.0Hz内とする。 47.5Hz、100msec.を推奨値とする。	(個別に設定する)
スペイン	47.5 – 48.5Hzの周波数範囲が30分間以上継続する場合、或いは47.5Hzを下回った場合は解列できること。	RfGで要求されている項目に加え、予備電力 (potencia en reserva)の上昇・下降を受信し、記録できる機器を設置すること。
イタリア	—	—
デンマーク	49.0Hzを下回る場合は負荷を解列できること。	14.5(d)の要件に含む
日本との相違	「系統の安定度や周波数等が維持できないおそれがある場合には、自動で発電抑制または発電遮断もしくは発電増出力（揚水遮断含む）を行うこと」の記載あり。周波数低検出といった具体的な手段の指定は無いが、同等の要求機能と解釈できる。	日本では要求なし

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況 : Type C/D

RfG	Automatic disconnection when voltage at the connection point reaches levels 15.3	
	Voltage (LOW)	Voltage (HIGH)
英国	>300kV: $U < 0.9 \text{ pu (-)}$ 110kV – 275kV: $U < 0.9 \text{ pu (-)}$	>300kV $U > 1.05 \text{ pu (-): } 1.05 < U < 1.10 \text{ pu (15min.)}$ 110kV – 275kV: $U > 1.1 \text{ pu (-)}$
アイルランド	SPGM (Type C): $U \leq 0.87 \text{ pu (2.5sec.)}$ $U \leq 0.8 \text{ pu (0.7sec.)}$ PPM (Type C): $U \leq 0.87 \text{ pu (3sec.)}$ $U \leq 0.8 \text{ pu (1.1sec.)}$	PGMs (Type C): $U \geq 1.12 \text{ pu (0.7sec.)}$
ドイツ	220 kV, 400 kV: $U < 0.85 \text{ pu (-)}$	400 kV: $U > 1.1 \text{ pu (-)}$ 220 kV: $U > 1.15 \text{ pu (-)}$
スペイン	放射状配電 (Type B, C, D) $U < 0.85 \text{ pu (0.15sec.)}$	放射状配電 (Type B, C, D) $U \leq 1.15 \text{ pu, } U > 1.10 \text{ pu (1sec.)}$ $U > 1.15 \text{ pu (0.2sec.)}$
イタリア	SPGM (For MV): $U < 0.7 \text{ pu (0.15sec.)}$ $U < 0.85 \text{ pu (1.5sec.)}$ PPM (For MV): $U < 0.15 \text{ pu (0.2sec.)}$ $U < 0.85 \text{ pu (1.5sec.)}$	SPGM (For MV): $U > 1.1 \text{ pu (603sec.)}$ $U > 1.2 \text{ pu (0.6sec.)}$ PPM (For MV): $U > 1.1 \text{ pu (603sec.)}$ $U > 1.2 \text{ pu (0.6sec.)}$
デンマーク	Type C, D connected <110 kV: $U < 0.9 \text{ pu (60sec.)}$	Type C, D connected <110 kV: $U > 1.2 \text{ pu (100msec.)}$ $U > 1.15 \text{ pu (60msec.)}$ $U > 1.1 \text{ pu (60sec.)}$
日本との相違	不足電圧リレーによる保護解列の標準整定値 (系統連系規程 JEAC 9701-2019より) 低圧連系 : 80% (1sec.) 高圧連系 : 80~90% (0.5~2sec.)	過電圧リレーによる保護解列の標準整定値 (系統連系規程 JEAC 9701-2019より) 低圧連系 : 115% (1sec) 高圧連系 : 110~120% (0.5~2sec.)

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Retain steady-state stability when operating at any operating point of the P-Q-capability diagram 15.4.a
英国	電力動揺発生時には、発電機性能曲線の範囲域内において安定運転状態を維持すること。
アイルランド	電力動揺発生時には、無効電力制御能力内の任意の運転点において安定運転状態を維持すること。
ドイツ	(不明)
スペイン	(不明)
イタリア	解列してはいけない運転範囲において、接続を維持する能力を保証するとともに、安定運転を行うこと。
デンマーク	—
日本との相違	日本では要求なし

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Capable of remaining connected to the network and operating without power reduction 15.4.b	Capability to take part in island operation 15.5.b
英国	単相または三相の自動回路再開路器によって接続され、電圧と周波数が通常運転の範囲内で維持されている限り、発電出力を維持できること。	- ブラックスタート契約でSOから要求されている場合、単独運転ができること。 - 電力が余剰になった場合、有効電力出力を減らすことができること。 - 単独運転中でもFSM、LFSM-Oの動作ができること。 - 単独運転の検出方法は発電設備運用者、SO、Relevant Transmission Licensee間で合意しなければならない。
アイルランド	—	—
ドイツ	—	- 系統事故が発生した場合、単独運転に切り替えることができる。 - 単独運転はnetwork operatorと契約上合意の上で行うこと。
スペイン	電圧と周波数が通常運転の範囲内にある限り、発電出力を維持できること。	—
イタリア	通常の系統運転条件下で、generator groupは、系統運転性能を低下させてはならない。	—
デンマーク	—	- 単独運転ができること。(Type D) - ESKCは動作ステータスを「アラート状態」に変更すること。 - 単独運転検出モジュールを備えたPMUデータにより、単独運転を検出すること。
日本との相違	日本では要求なし	日本では要求なし

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Quick re-synchronisation capability 15.5.c (所内単独運転可能時間)	Capable of disconnecting automatically when loss of angular stability or loss of control 15.6.a	Instrumentation for system management 15.6.b
英国	原動機の特性に応じて、SOが定めなければならない。	—	- 動的システムの障害記録と監視を行うための機器を設置すること。 - 電圧、有効電力、無効電力、周波数を記録すること。
アイルランド	4時間	(個別に設定する)	(個別に設定する)
ドイツ	2時間	(個別に設定する)	(個別に設定する)
スペイン	4時間	発電設備運用者はangular stabilityの喪失をSOに通知し、SOは分析・検証を行い、原因の特定及び調整を行うこと。(Type D)	供給品質のパラメーターとして、電圧フリッカ、高調波、アンバランスを設定すること。
イタリア	12時間	Type C：製品規格に従うこと。 Type D：製品規格に従うこと。100MVA以上のPGMについては、プロジェクトごとに設定すること。	Type C：検討中 Type D：A.7 of national NCに規定されている
デンマーク	0時間 (最小再同期時間は15分未満で設定されているため、houseload operationの要求がない)	- プラントには、angular stabilityの喪失を検出するための保護装置を設置すること。 - angular stabilityを喪失した場合、プラントの電源を一時的に切ること。 - 保護設定はFRTの機能に影響を与えないこと。	- アンシラリーサービスを行う場合、PMUを設置すること。 - グリッドに障害が発生した場合に、少なくとも、設備の電圧（各相）、電流（各相）、有効電力、無効電力、周波数、周波数偏差、同期発電機の数速度偏差、内部保護機能のアクティブ化に関する情報を記録できるよう、機器を設置すること。 - インシデントの10秒前からインシデントの60秒後までの測定値を記録すること。
日本との相違	日本では要求なし	特高連系設備について、脱調分離リレーを必要に応じ設置せよとの要求がある。	特高連系設備については、給電所等へ伝送する電気現象記録装置（自動オシロ装置、高調波監視記録装置等含む）の設置を要求している。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Simulation models 15.6.c
英国	- 連系要件へ準拠していることをシミュレーションにより示すこと。 - 次の項目について、シミュレーション結果を示すこと。①PSSチューニング、②電圧範囲全体のReactive Capability、③電圧制御と無効電力安定性、④Fault Ride Through and Fast Fault Current Injection、⑤LFSM、⑥電圧および周波数コントローラモデルの検証と妥当性確認、⑦HVDCシステムの副同期共振制御と電力振動減衰制御 - 同様の機器、設定条件下における代表的な設備導入に係る適切なシミュレーションによって、詳細な特性が示された機器証明書が提供される場合、SOはシミュレーション結果の提示に係る要求事項を緩和することができる。
アイルランド	- 送電システムユーザーは平衡状態(Plant in balanced)における、実効値 (root mean-square)を用いた、正相 (positive phase-sequence)の、時間領域(time-domain)にわたる、プラント動作を示すモデルを提供すること。 - TSOから指定された場合は、電磁過渡および高調波におけるプラント動作を示すモデルを提供すること。 - モデルの有効性を検証するために、次の項目について、Grid Code compliance testingの結果と比較して適切な結果が得られるか確認すること。①定常状態のReactive Capability、②電圧制御と無効電力安定性、③低電圧FRT、④高電圧FRT、⑤低周波数応答、⑥高周波応答、⑦その他、TSOから要求のあったもの
ドイツ	(個別に設定する)

次ページに続く

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Simulation models 15.6.c (前ページの続き)
スペイン	シミュレーションモデルはRfGに準ずること。
イタリア	- generator groupは、定常状態、不平衡モードにおける動作を考慮した電気機械的状态（RMSモデル）、電磁過渡状態（EMTモデル）における動作を示すシミュレーションを提供すること。 - モデルは、必要なパラメーターや伝達関数如果使用されていれば、Excelファイル、テキストファイル、ブロック図等、自由形式でよい。 - TSOは発電設備運用者に、シミュレーションの実行を要求できる。一般的に次の項目のように、compliance testingでの確認が難しい項目について要求される。①LFSM-O、LFSM-U、②FSM、③FRT機能、④系統攪乱後の有効電力の回復、⑤単独運転、⑥無効電力、⑦電力振動減衰制御
デンマーク	- 定格有効電力が10MW以上のType Cの同期、非同期発電設備運用者及びType Dの同期発電設備運用者は、静的シミュレーションモデル、動的シミュレーションモデル（RMSモデル）をTSOに提供すること。 - Type Dの非同期発電設備運用者は、静的シミュレーションモデル、動的シミュレーションモデル（RMSモデル）、過渡的シミュレーションモデル（EMTモデル）、高調波シミュレーションモデルをTSOに提供すること。 - 発電設備運用者は、シミュレーションモデルがcompliance testsの結果や試験・検証基準によって検証されていることを確認し、必要な書類を提供すること。 - 動的シミュレーションモデルは通常運転状態に適用され、発電設備が運転しうる全ての系統状態における、接続点での発電設備の静的、動的特性を示すこと。また、発電設備の無効電力（非同期発電設備の場合は有効電力も）の設定値変更や外的な事象に関連した、発電設備の静的、動的特性を示すこと。 - 静的シミュレーションモデルは通常運転状態に適用され、発電設備が運転しうる全ての静的な系統状態における、接続点での発電設備の静的、準静的特性を示すこと。 - 高調波シミュレーションモデルは通常運転状態に適用され、発電設備が運転しうる全ての静的な系統状態における、設備の高調波流出及び高調波インピーダンスを示すこと。
日本との相違	日本ではバリデーション(検証)と、認証された解析用モデルの提出は求めている。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

RfGから各国への展開状況：Type C/D

RfG	Installation of devices for system operation and devices for system security 15.6.d	Rates of change of active power output 15.6.e
英国	—	$\leq 300\text{MW}$: no limit $> 300\text{MW}, < 1000\text{MW}$: $\leq 50\text{MW}/\text{min.}$ $\geq 1000\text{MW}$: $\leq 40\text{MW}/\text{min.}$
アイルランド	TSOが系統運用や保安のために追加の設備導入が必要であると判断した場合、TSOと発電設備運用者は、その問題を調査し、適切な対応策に合意すること。	Can be site specific but not less than 1.5 % of maximum capacity.
ドイツ	—	$\text{SPGM: } \geq 4\%\text{Pmax}/\text{min.}$ $\text{PPM: } \geq 20\%\text{Pmax}/\text{min.}$ $\text{SPGM+PPM: } \leq 40\%\text{Pmax}/\text{min.}$
スペイン	HVDCシステムでは、制御機能や追加機器を設計する場合、SOから特に指示がない限りは、HVDCの所有者はHVDCシステムとその他の発電設備、及び機器との間の相互作用について調査を実施すること。	—
イタリア	—	$\geq 1\% \text{ Pn}/\text{min.}$ $\leq 20\% \text{ Pn}/\text{min.}$
デンマーク	SPGM - 系統保護機能はTSOが接続点の位置やプラント規模に応じて要求する。 - 発電設備運用者はTSOからの指示や保護リレーからの信号に基づき、0.1 – 4sec以内に有効電力の設定値を調整できる機能を備えること。 - 少なくとも、5つの異なる設定可能な調整範囲オプションを備えること。 PPM - 有効電力の下方調整指示に基づき、速やかに調整できる機能を備えること。調節は指示から1秒以内に開始され、指示の受領後10秒以内に完了すること。 - 少なくとも、5つの異なる設定可能な調整範囲オプションを備えること。	$\geq 1\% \text{ Pn}/\text{min.}$ $\leq 20\% \text{ Pn}/\text{min.}$ (但し最大60 MW/min.)
日本との相違	日本では要求なし	「風力発電設備において、5分間の最大変動幅は、発電所設備容量の10%以下とすること」の要求あり。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

RfGから各国への展開状況：Type D

RfG	Voltage ranges 16.2.a
英国	>300kV: 1.05 pu < U < 1.10 pu (15min.)
アイルランド	—
ドイツ	110kV–300kV: 1.118 pu–1.15 pu (30min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (30min.)
スペイン	110kV–300kV: 1.118 pu–1.15 pu (30min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (60min.)
イタリア	110kV–300kV: 1.118 pu–1.15 pu (60min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (60min.)
デンマーク	(DK1) 110kV–300kV: 1.118 pu–1.15 pu (60min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (60min.) (DK2) 110kV–300kV: 1.118 pu–1.10 pu (60min.) 300kV–400kV: 1.05 pu–1.10 pu (60min.)
日本との相違	日本では数値要求なし

※上の表は連続運転範囲(右の表でUnlimitedと表示された範囲)を超えて運転しなければならない範囲を示したものである。

RfG 16.2(a)

電圧階級：110kV–300kV

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited
	1,118 pu-1,15 pu	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,10 pu	Unlimited
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,118 pu	Unlimited

電圧階級：300kV–400kV

Synchronous area	Voltage range	Time period for operation
Continental Europe	0,85 pu-0,90 pu	60 minutes
	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	To be specified by each TSO, but not less than 20 minutes and not more than 60 minutes
Nordic	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	To be specified by each TSO, but not more than 60 minutes
Great Britain	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited
	1,05 pu-1,10 pu	15 minutes
Ireland and Northern Ireland	0,90 pu-1,05 pu	Unlimited

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

RfGから各国への展開状況：Type D

RfG	Wider voltage ranges or longer minimum time periods for operation 16.2.b	Terms and settings for automatic disconnection 16.2.c
英国	SOはRelevant Transmission Licensee、Network Operator、グリッドユーザーと調整し、規程より広い周波数変動、または規程より長い、周波数および電圧逸脱時の最小動作時間を承認してよい。	—
アイルランド	—	TSOの合意による
ドイツ	—	(15.3を参照)
スペイン	—	(15.3を参照)
イタリア	—	—
デンマーク	—	(15.3を参照)
日本との相違	日本では要求なし	系統連系技術要件に「系統事故等により周波数の異常上昇及び低下が懸念される場合は、当社の電源と協調をとった自動解列装置を設置していただくことがあります」の要求あり。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type D

RfG	Fault-ride-through capability 16.3						
		Voltage parameters [pu]		Recovery time parameters [sec.]			
		Urec1	Urec2	tclear	trec1	trec2	trec3
英国	補足資料で図示						
アイルランド	補足資料で図示						
ドイツ	補足資料で図示						
スペイン	補足資料で図示						
イタリア	SPGM	補足資料で図示					
	PPM	—	—	0.2	—	—	2.0($\leq 150\text{kV}$) 2.8($> 150\text{kV}$)
デンマーク (DK1)	SPGM	0.6	0.85	0.15	0.15	0.75	1.5
	PPM	0	0.85	0.15	0.15	0.15	1.5
デンマーク (DK2)	SPGM	0.6	0.9	0.15	0.15	0.75	1.5
	PPM	0	0.9	0.15	0.15	0.15	1.5
日本との相違	発電設備の種別ごとに定められる事故時運転継続要件（FRT要件）あり。（詳細は系統連系規程 JEAC 9701 参照）						

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type D

RfG	Synchronisation 16.4
英国	- 送電システムに直接接続されたすべてのPGM、またはType DのPGMの同期は、SOの指示に従わなければならない。 - 送電システムに直接接続されたすべてのPGM、またはType DのPGMは同期設備を備えなければならない。 - ECC.6.1.2で規定されている周波数範囲内で同期できなければならない。 - 同期設備による設定項目は、電圧、周波数、位相角範囲、相順、電圧および周波数の偏差を含まなければならない。
アイルランド	(個別に設定する)
ドイツ	(個別に設定する)
スペイン	el procedimiento de operación 12.2に規定されている。
イタリア	A.11 of national NCに規定されている。
デンマーク	(個別に設定する)
日本との相違	系統連系技術要件（特高連系）より ・発電設備の並解列時において、瞬時的に発生する電圧変動に対しても、常時電圧の±2%を目安に適正な範囲内に瞬時電圧変動を抑制する要求あり。 ・自動同期機能の設置要求あり。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
 RfGから各国への展開状況：Type B synchronous power-generating modules

Type Bの同期機
 電源が対象

RfG	Reactive power capability 17.2.a		Voltage control system 17.2.b	Providing post- fault active power recovery 17.3
英国	- 最大容量で動作する場合、特に合意がない限り、Grid Entry Point または User System Entry Pointにおいて、遅れ力率0.95～進み力率0.95の間で、連続運転しなければならない。 - 最大容量以外で動作する場合、HV Generator Performance Chartの制限内で連続運転しなければならない。		90%	as fast as possible
アイルランド	Distribution Code (DCC6.9) で無効電力要件を規定している。		90%	1sec.
ドイツ	—		Pre-fault value (Pre-fault valueが 80%～100%の場合は、 80%)	1 – 3sec.
スペイン	- 有効電力(P) – 無効電力(Q)図を規定している。 - Q/Pmaxのレンジは0.6		95%	1 – 3sec.
イタリア	LV Connection	Rectangular capability with $\cos \phi$ up to 0.95 (for reactive production and consumption)	Pre-fault value	as fast as possible
	MV Connection ($\leq 400\text{kW}$) *CEI0-16規格	$\cos \phi \geq 0.98$ (for reactive consumption) $\cos \phi \geq 0.9$ (for reactive production)		
	MV Connection ($> 400\text{kW}$) *CEI0-16規格	$\cos \phi \geq 0.98$ (for reactive consumption) $\cos \phi \geq 0.8$ (for reactive production)		
デンマーク	RfGの規程に伴う国内グリッドコードの変更はなく、従来の要件を保持している。		—	—
日本との相違	高・低圧連系設備について、「発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます」の要求あり。		特高連系設備については自動電圧調整器の設置要求があるが、高・低圧には要求していない。	日本では要求なし

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type C synchronous power-generating modules

Type Cの同期機
電源が対象

RfG	Supplementary reactive power capability 18.2.a	Reactive power capability at maximum capacity 18.2.b
英国	Non Embedded Customers System またはprivate networkと接続しているType C, DのSPGMに対し、接続点における補償無効電力を要求できる。	補足資料で図示
アイルランド	接続点に変圧器から離れている発電ユニットは、接続点と発電ユニット間のHVラインまたはケーブルの無効電力需要を補足するために、補償無効電力を提供すること。(TSOの Connection offer processによって要否が判断される。)	補足資料で図示
ドイツ	発電機ラインやケーブルの無効電力ニーズは、接続点でのReactive power capabilityに含まれる。	補足資料で図示
スペイン	接続点まで補償無効電力を、需要・供給に関わらず提供すること。	補足資料で図示
イタリア	synchronous generator groupの接続点と変圧器の高電圧端子の間にラインやケーブルがある場合、TSOの要求に応じて補償無効電力を提供すること。	補足資料で図示
デンマーク	発電設備運用者は、施設が解列されている、または有効電力を生成していない状況において、発電施設内インフラの無効電力を補償すること。	補足資料で図示
日本との相違	日本では要求なし	高・低圧連系設備について、「発電設備の逆潮流により低圧需要家の電圧が適正値を逸脱するおそれがあるときは、進相無効電力制御機能又は出力制御機能により自動的に電圧を調整する対策を行っていただきます」の要求あり。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違 RfGから各国への展開状況：Type D synchronous power-generating modules

RfG	Automatic voltage regulator 19.2.b
英国	- 発電機励磁装置には連続で作動するAVRを備えること。 - Type DのSPGMはさらにPSSを設置すること。
アイルランド	Type DのSPGMにPSS機能の要件を規定している。
ドイツ	Type DのSPGMにPSS機能の要件を規定している。
スペイン	- Type DのSPGMにPSS機能の要件を規定している。 - 接続点で自動電圧調節システム(AVR)により制御すること。
イタリア	Type DのSPGMにPSS機能の要件を規定している。
デンマーク	Type DのSPGMにPSS機能の要件を規定している。
日本との相違	特別高圧発電設備にPSSの設置を要求している。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type B power park modules

RfG	Reactive power capability 20.2.a	
英国	- 最大容量で動作する場合、特に合意がない限り、Grid Entry Point または User System Entry Pointにおいて、遅れ力率0.95～進み力率0.95の間で、連続運転しなければならない。 - 最大容量以外で動作する場合、HV Generator Performance Chartの制限内で連続運転しなければならない。	
アイルランド	無効電力に関する配電規程を保持	
ドイツ	—	
スペイン	- 有効電力(P)－無効電力(Q)図を規定している。 - Q/Pmaxのレンジは0.6	
イタリア	PPM Connected at LV level	$Q_{\max} = \pm 48.43\% P_n$
	Wind farm Connected at MV level	$Q_{\max} = \pm 31.2\% P_n$
	PV Connected at MV level	$Q_{\max} = \pm 43.6\% S_n$ (if $P_n < 400\text{kW}$)
デンマーク	太陽光発電設備は、Q/Sn－P/Sn図およびU－Q/Sn図を規定している。(Type B, C, D)	
日本との相違	電圧の自動調整のための無効電力制御（進相運転、PCSの力率制御等による）の機能は要求しているが、無効電力の制御範囲に関して数値要求は無い。	

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type B power park modules

RfG	Providing fast fault current 20.2.b	
英国	補足資料で図示	
アイルランド	fault identification	$< 0.9\text{pu}$
	fault current rise time	$\leq 100\text{msec.}$
	fault current settlement time	$\leq 300\text{msec.}$
ドイツ	fault identification	$U < 90\% \text{ or } > 110\%$
	fault current	$D_i = k \times D_u; (2 \leq k \leq 6)$
	fault current rise time	$\leq 30\text{msec.}$
	fault current settlement time	$\leq 60\text{msec.}$
スペイン	—	
イタリア	HVDC converterはthree-phase symmetrical faultsが発生した場合、TSOが指定した条件に従い、fast fault currentを提供しなければならない。	
デンマーク	additional reactive current 供給線図を補足資料で図示	
日本との相違	日本では要求なし	

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type B power park modules

Type Bのインバータ
電源(PPM)が対象

RfG	TSO shall have the right to specify a requirement for asymmetrical current injection 20.2.c	Post-fault active power recovery 20.3.a, b			
		復帰有効電力の大きさ	復帰有効電力の精度	復帰開始時期(電圧基準)	復帰時間
英国	—	90%	—	—	as fast as possible
アイルランド	—	90%	—	90%	0.5sec.
ドイツ	fault currentの仕様は正相電流と逆相電流に適用される	Pre-fault value	—	90%	0.5 – 1.5sec.
スペイン	—	95%	—	85%	0.5 – 1.5sec.
イタリア	—	90%	±10%	85%	2sec.
デンマーク	—	電力制御は、少なくとも20%以上の勾配としなければならない。			5sec.
日本との相違	日本では要求なし	日本では要求なし			

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type C/D power park modules

RfG	Providing synthetic inertia during very fast frequency deviations 21.2.a, b	Supplementary reactive power capability 21.3.a	Reactive power capability at maximum capacity for PPM 21.3.b
英国	—	Non Embedded Customers System またはprivate networkと接続しているType C, DのPPM、HVDC設備に対し、接続点における補償無効電力を要求できる。	補足資料で図示
アイルランド	Not Mandatory	接続点に変圧器から離れている制御可能なPPMの場合、接続点とPPM間のHVラインまたはケーブルの無効電力需要を補足するために、補償無効電力を提供しなければならない。(TSOの Connection Offer processによって要否が判断される。)	補足資料で図示
ドイツ	No consideration	Reactive power capabilityは接続点において適用され、発電機ラインやケーブルの無効電力ニーズは、接続点でのReactive power capabilityに含まれる。	補足資料で図示
スペイン	—	補償無効電力を接続点まで需要・供給に関わらず提供すること。	補足資料で図示
イタリア	Type Dの風力発電についていくつかの要件あり	—	補足資料で図示
デンマーク	検討中	発電施設の所有者は、施設が解列されている、または有効電力を生成していない状況において、発電施設内インフラの無効電力を補償しなければならない。	補足資料で図示
日本との相違	日本では要求なし	日本では要求なし	電圧の自動調整のための無効電力制御（進相運転、PCSの力率制御等による）の機能は要求しているが、無効電力の制御範囲に関して数値要求は無い。

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違
RfGから各国への展開状況：Type C/D power park modules

RfG	Reactive power capability below maximum capacity for PPM 21.3.c
英国	補足資料で図示
アイルランド	補足資料で図示
ドイツ	補足資料で図示
スペイン	補足資料で図示
イタリア	少なくとも最大容量での無効電力能力を規定
デンマーク	補足資料で図示
日本との相違	日本では要求なし

2. 欧州調査

(3) RfGから各国への展開状況、日本(東京電力PG系統連系技術要件)との相違

RfGから各国への展開状況： offshore power park modules

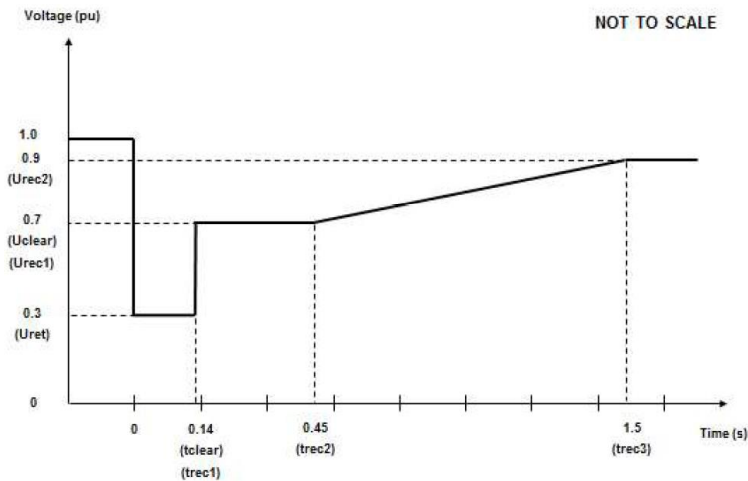
洋上風車発電が対象

RfG	Voltage stability requirements (Voltage Range) 25.1-3	Reactive power capability at maximum capacity for offshore PPM 25.5
英国	275kV 0.9 pu – 1.10 pu (Unlimited) 400kV 0.9 pu – 1.05 pu (Unlimited) 400kV 1.05 pu – 1.10 pu (15min.)	補足資料で図示
アイルランド	—	—
ドイツ	110kV – 300kV 1.118 pu – 1.15 pu (30min.) above 300kV 1.05 pu – 1.1 pu (30min.)	補足資料で図示
スペイン	110kV – 300kV 1.118 pu – 1.15 pu (60min.) 300kV – 400kV 1.05 pu – 1.1 pu (60min.)	—
イタリア	—	—
デンマーク	(DK1)110kV – 300kV 1.118 pu – 1.15 pu (60min.) (DK1)300kV – 400kV 1.05 pu – 1.1 pu (60min.) (DK2)above 300kV 1.05 pu – 1.1 pu (60min.)	—
日本との相違	日本では洋上風車を対象にした要求なし	日本では洋上風車を対象にした要求なし

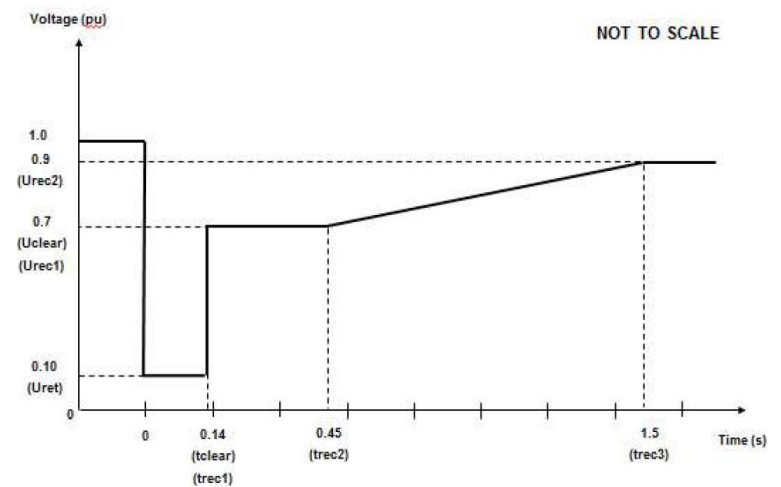
補足資料

RfGから各国への展開状況 補足資料 (14.3, 16.3 fault-ride-through capability)

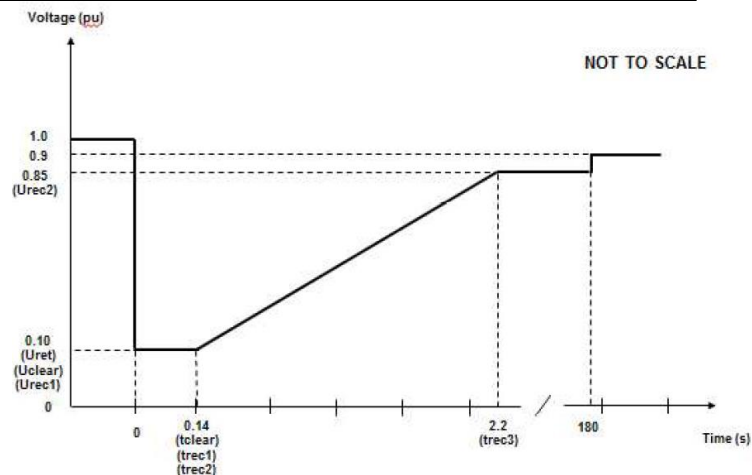
英国 SPGM (Type B)



英国 SPGM (Type C, D (<110kV))

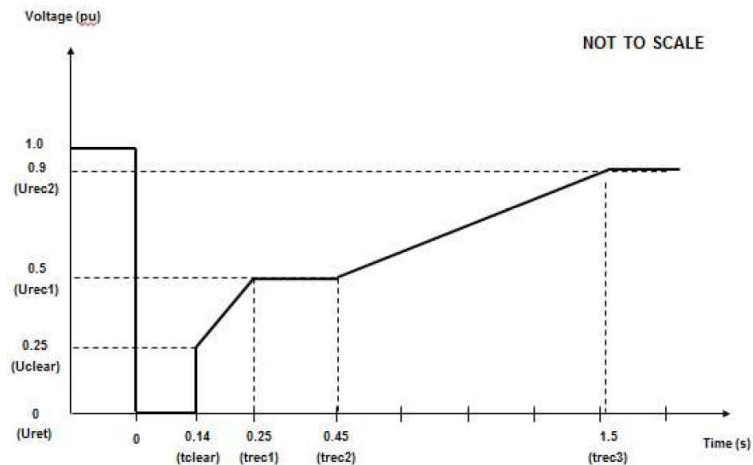


英国 PPM (Type B, C, D (<110kV))

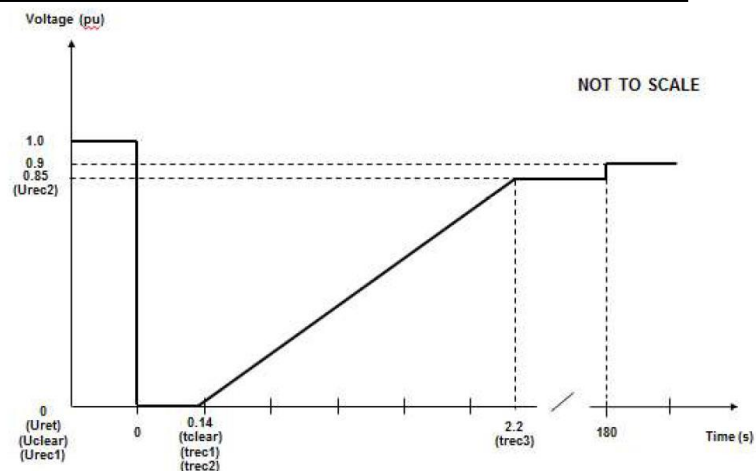


RfGから各国への展開状況 補足資料 (14.3, 16.3 fault-ride-through capability)

英国 SPGM (Type D ($\geq 110\text{kV}$))

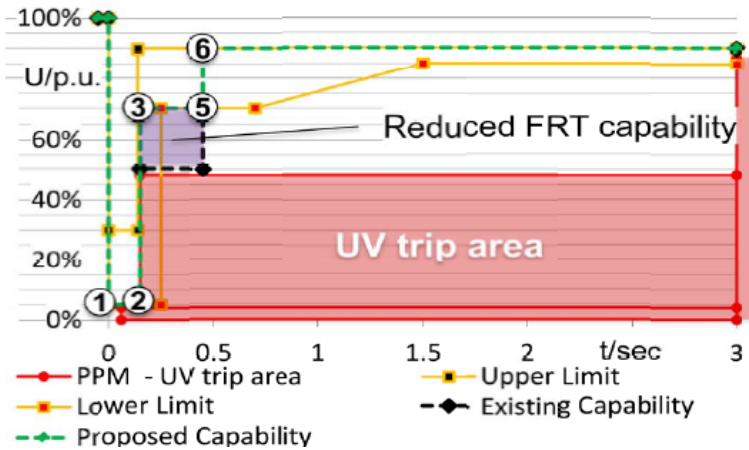


英国 PPM (Type D ($\geq 110\text{kV}$))

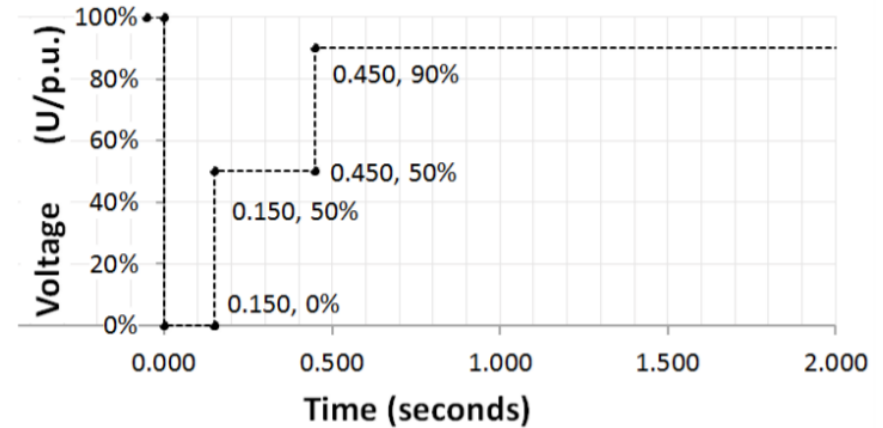


RfGから各国への展開状況 補足資料
(14.3, 16.3 fault-ride-through capability)

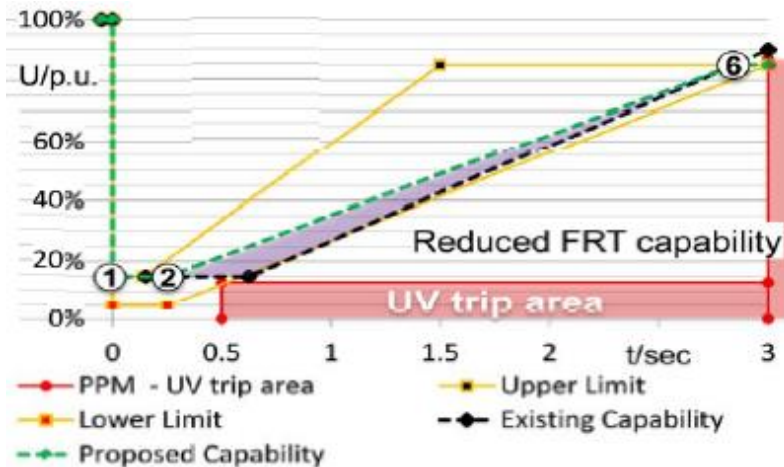
アイルランド SPGM (Type B, C, D (<110kV))



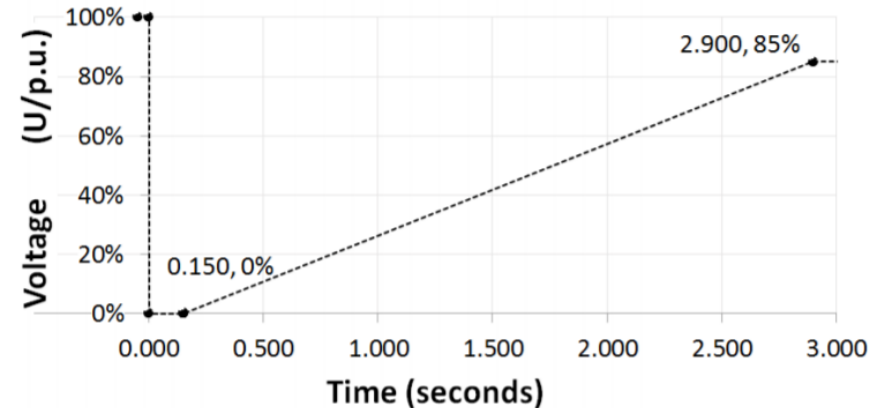
アイルランド SPGM (Type D (≥ 110 kV))



アイルランド PPM (Type B, C, D (<110kV))

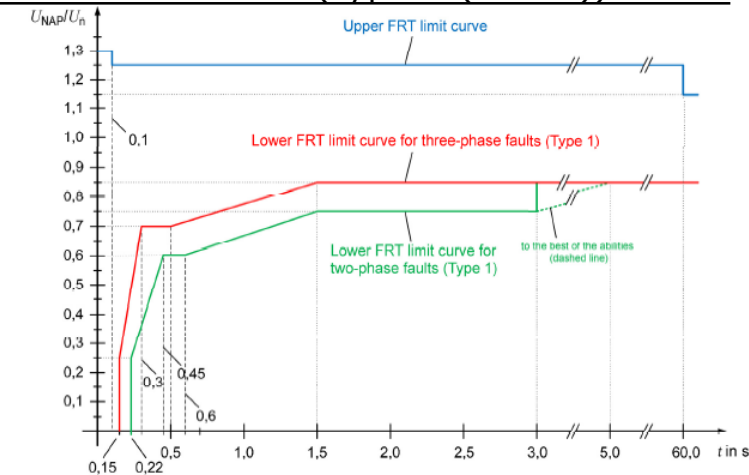


アイルランド PPM (Type D (≥ 110 kV))



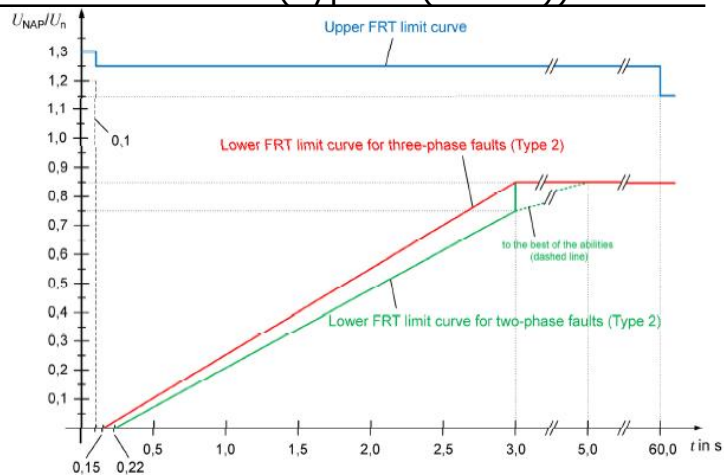
RfGから各国への展開状況 補足資料 (14.3, 16.3 fault-ride-through capability)

ドイツ SPGM (Type D (110kV))

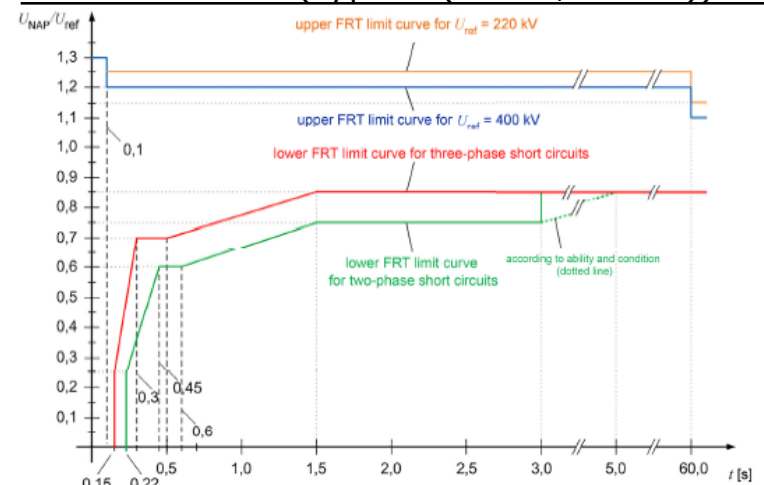


U_{NAP} = r.m.s. value of the present voltage at the network connection point

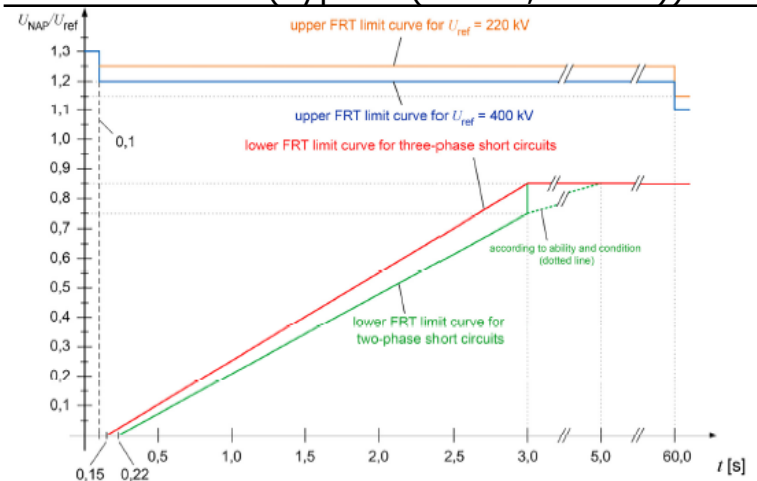
ドイツ PPM (Type D (110kV))



ドイツ SPGM (Type D (220kV, 400kV))

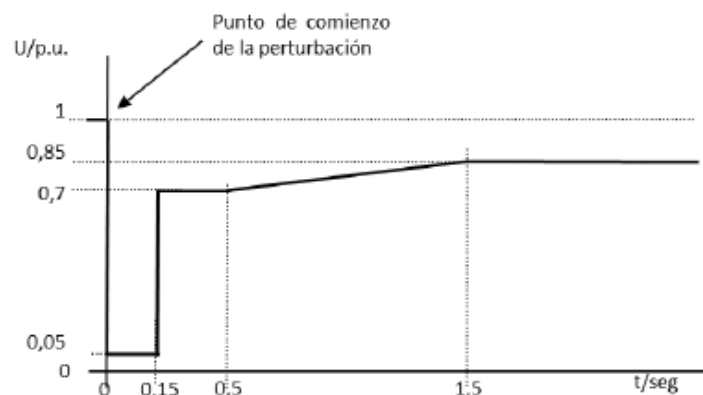


ドイツ PPM (Type D (220kV, 400kV))

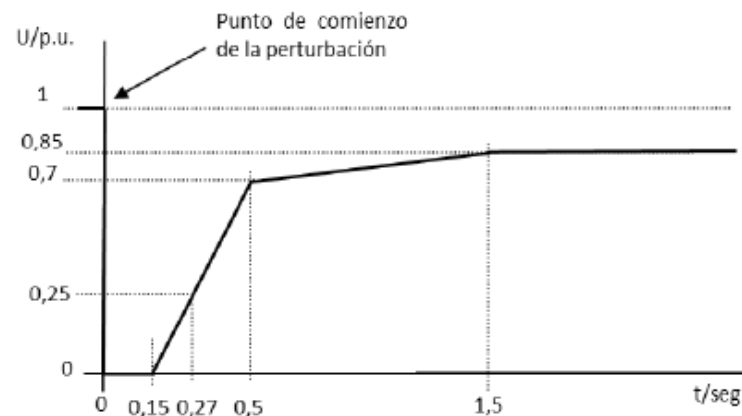


RfGから各国への展開状況 補足資料
(14.3, 16.3 fault-ride-through capability)

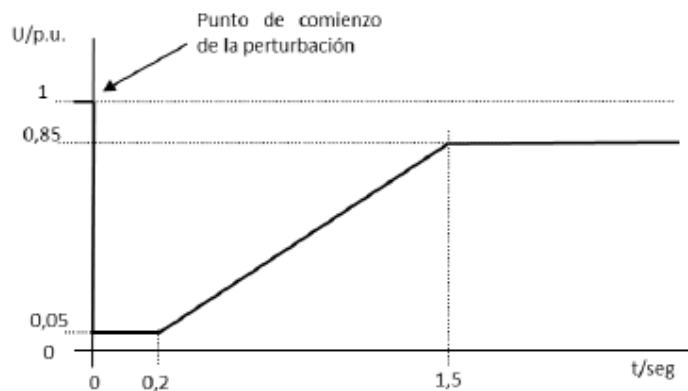
スペイン SPGM (Type B, C, D (<110kV))



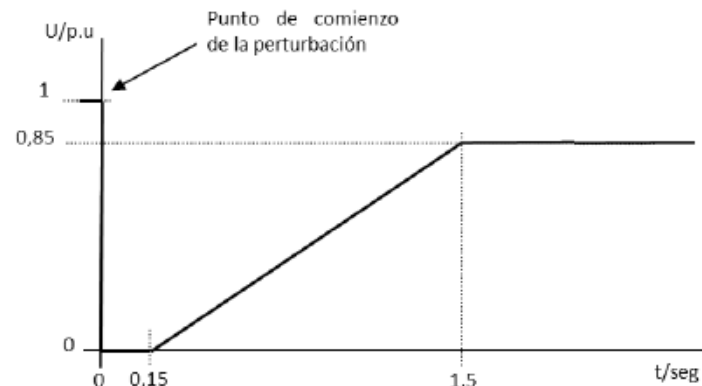
スペイン SPGM (Type D ($\geq 110kV$))



スペイン PPM (Type B, C, D (<110kV))

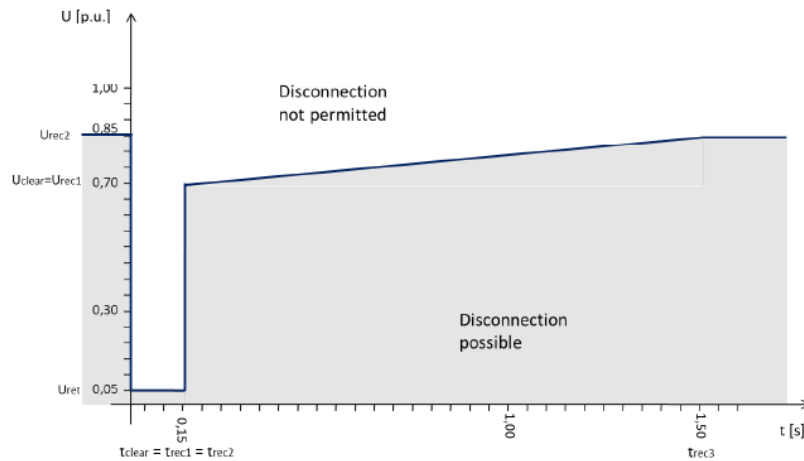


スペイン PPM (Type D ($\geq 110kV$))

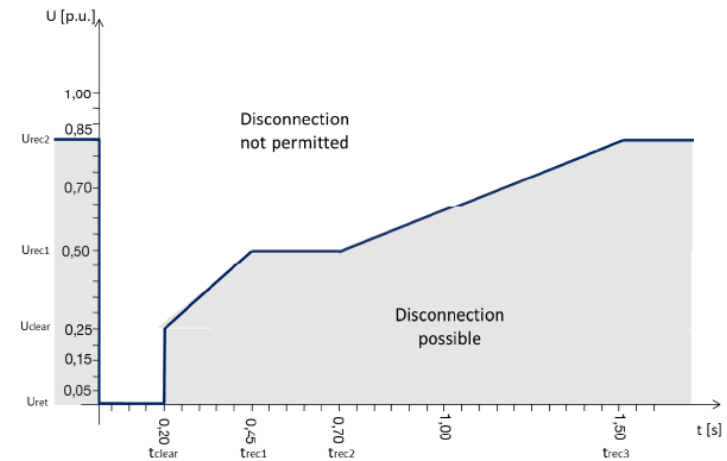


RfGから各国への展開状況 補足資料 (14.3, 16.3 fault-ride-through capability)

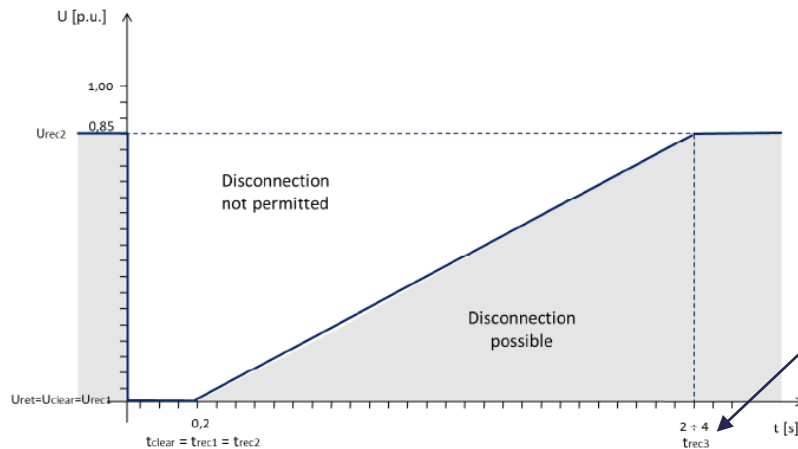
イタリア SPGM (Type C)



イタリア SPGM (Type D) - symmetrical faults



イタリア SPGM (Type D) - asymmetrical faults



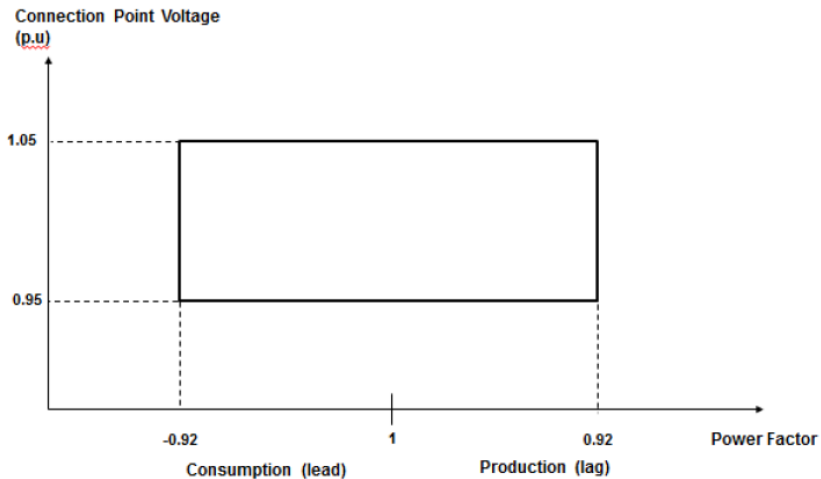
t_{rec3}

2.0 s ($V_n \leq 150$ kV)
2.8 s ($150 \text{ kV} < V_n \leq 220$ kV)
4.0 s ($V_n > 220$ kV)

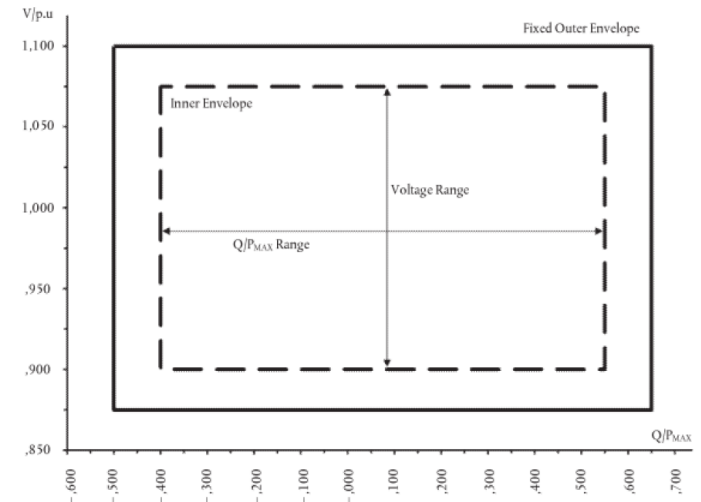
RfGから各国への展開状況 補足資料

(18.2(b) reactive power capability at maximum capacity)

英国 SPGM (Type C, D)



アイルランド SPGM (Type C, D)



アイルランド SPGM (Type C, D) パラメーター

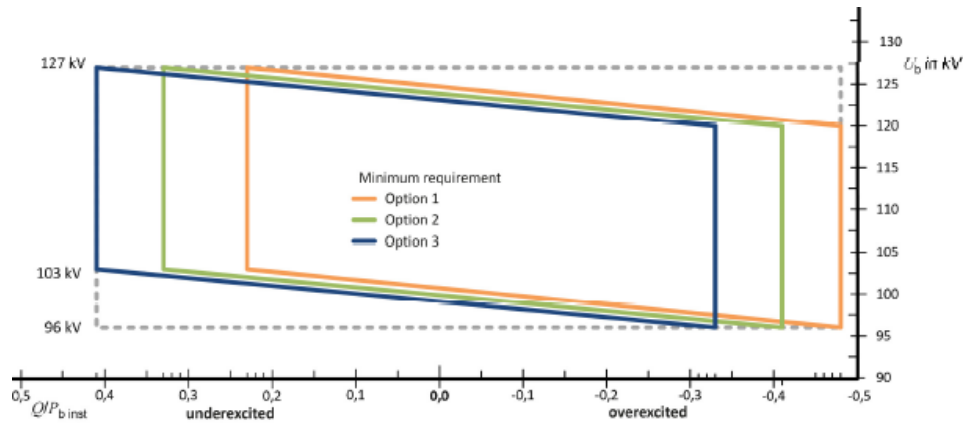
Connection Voltage	110kV, 220kV			
Parameter	Umin	Umax	Qmin/Pmax (lead)	Qmax/Pmax (lag)
Proposal	0.9	1.118	-0.5	0.52

Connection Voltage	400kV			
Parameter	Umin	Umax	Qmin/Pmax (lead)	Qmax/Pmax (lag)
Proposal	0.9	1.05	-0.5	0.52

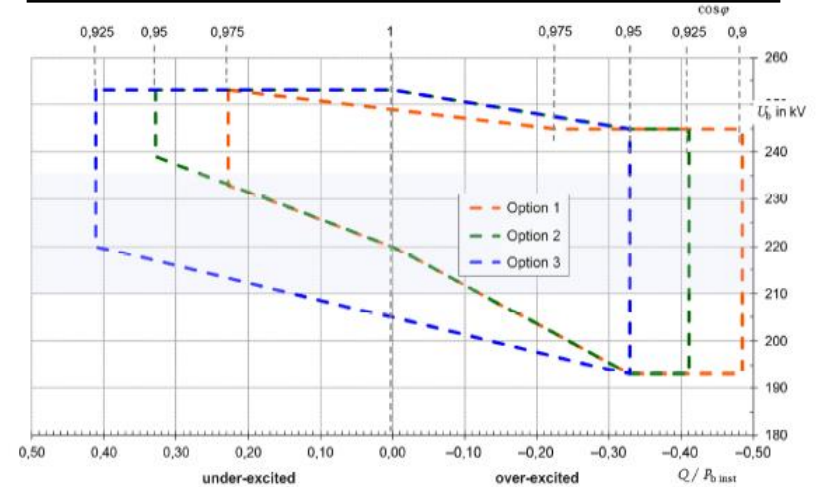
RfGから各国への展開状況 補足資料

(18.2(b) reactive power capability at maximum capacity)

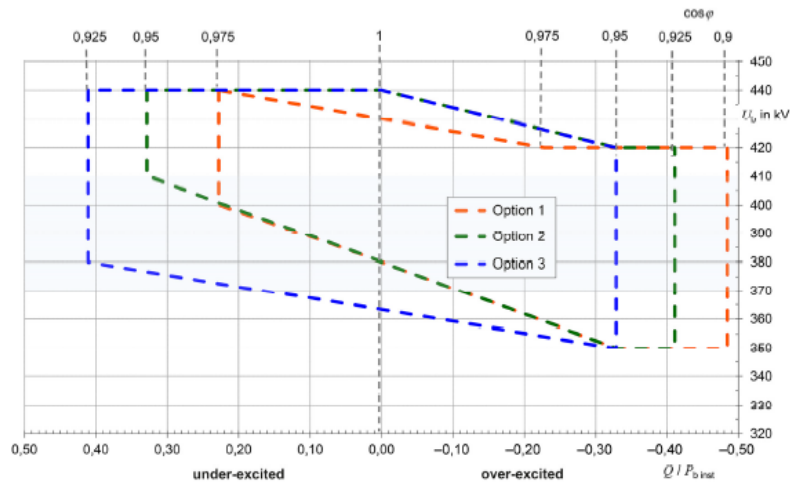
ドイツ PGM (Type D (110kV))



ドイツ SPGM (Type D (220kV))

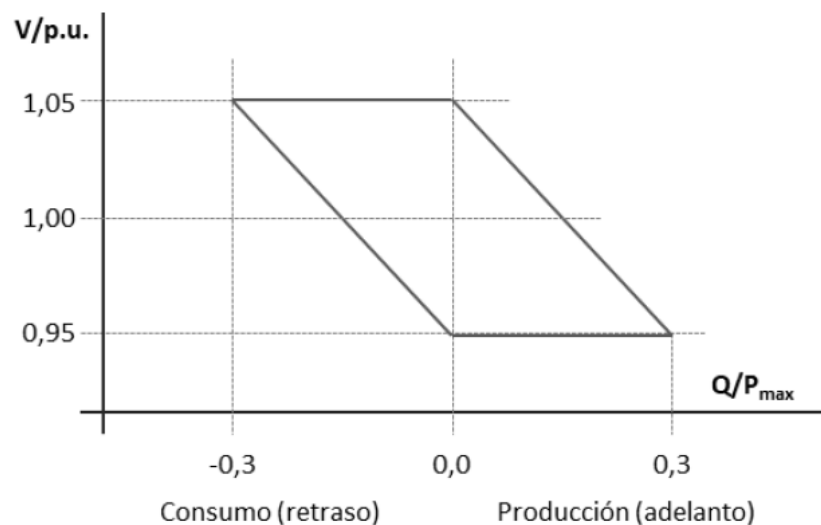
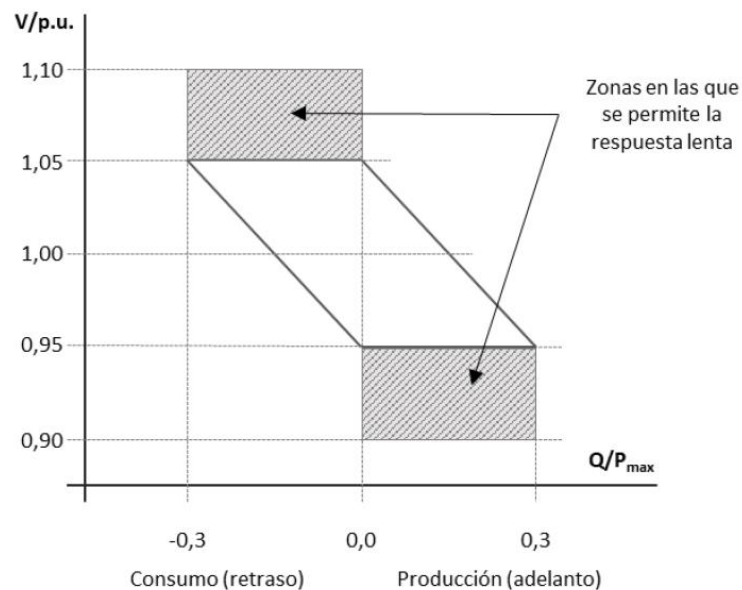


ドイツ SPGM (Type D (380kV))



RfGから各国への展開状況 補足資料

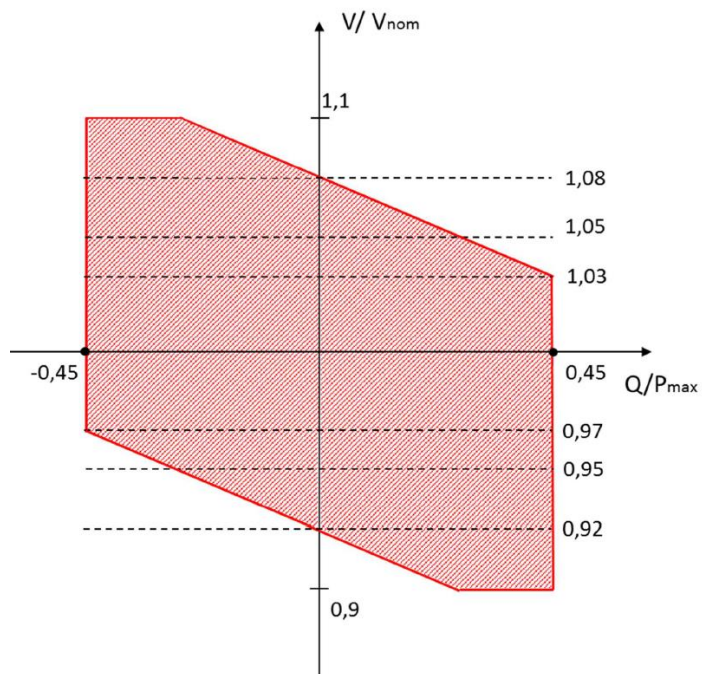
(18.2(b) reactive power capability at maximum capacity)

スペイン SPGM (Type C) - $P_{\max} < 15\text{MW}$ スペイン SPGM (Type C) - $P_{\max} \geq 15\text{MW}$ 

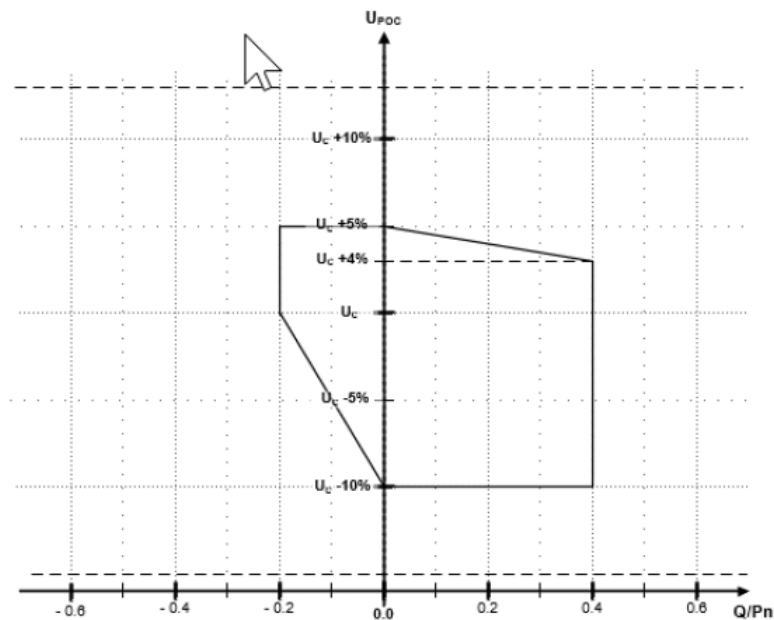
RfGから各国への展開状況 補足資料

(18.2(b) reactive power capability at maximum capacity)

イタリア SPGM (Type D)

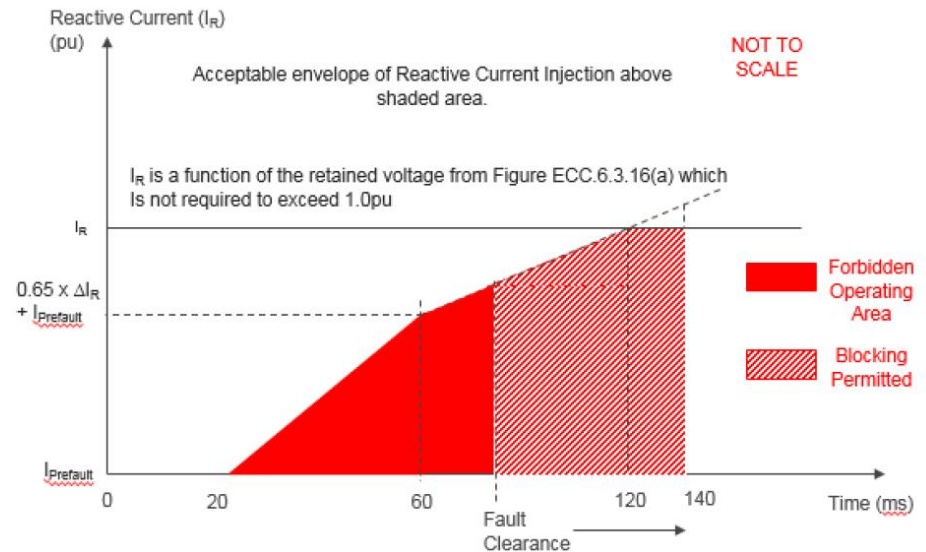
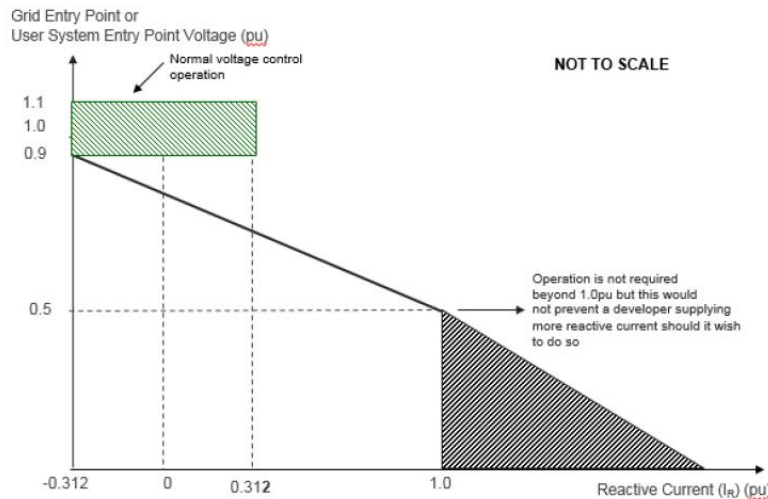


デンマーク SPGM (Type C)



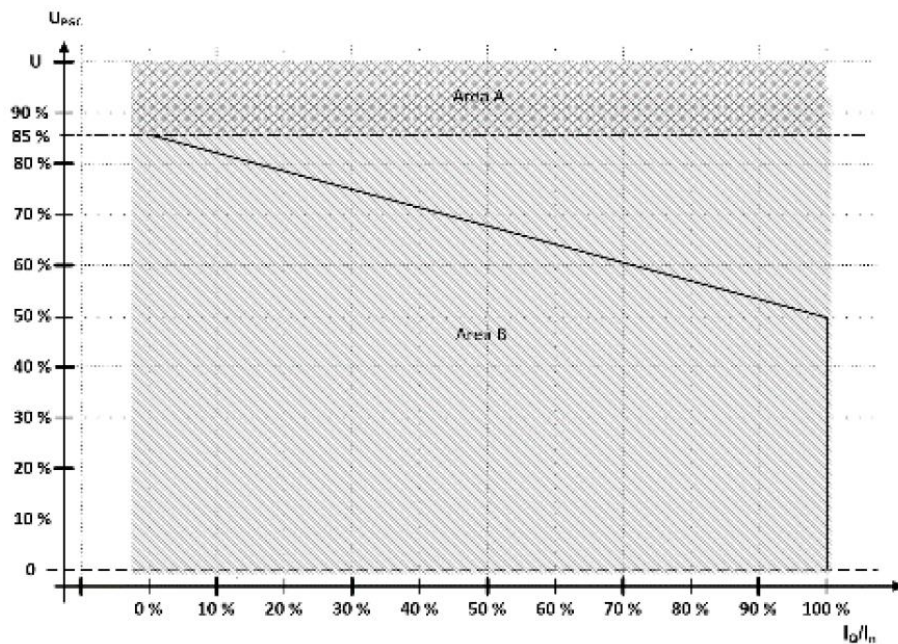
RfGから各国への展開状況 補足資料 (20.2(b) providing fast fault current)

英国 PPM (Type B, C, D)

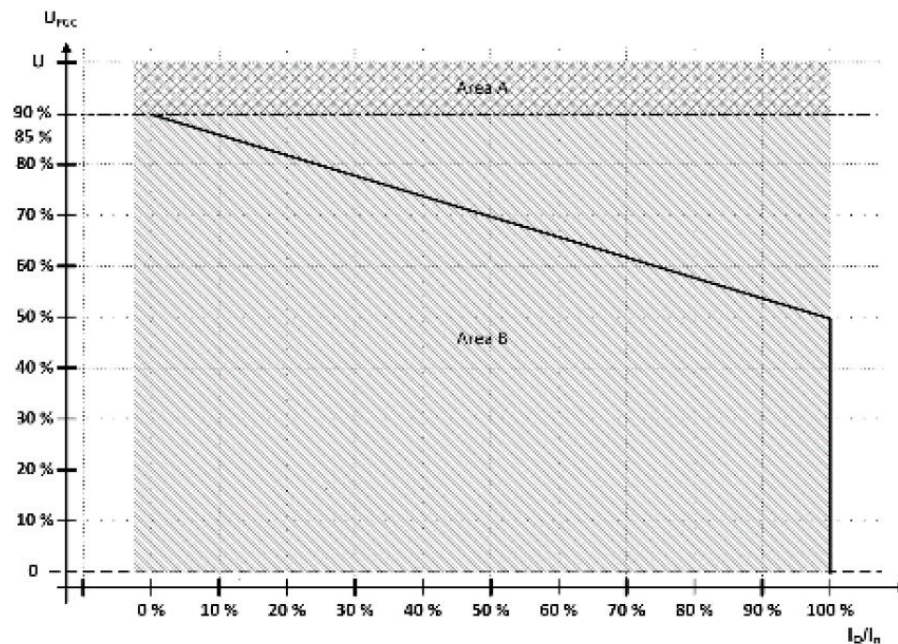


RfGから各国への展開状況 補足資料
(20.2(b) providing fast fault current)

デンマーク DK1 PPM (Type B)



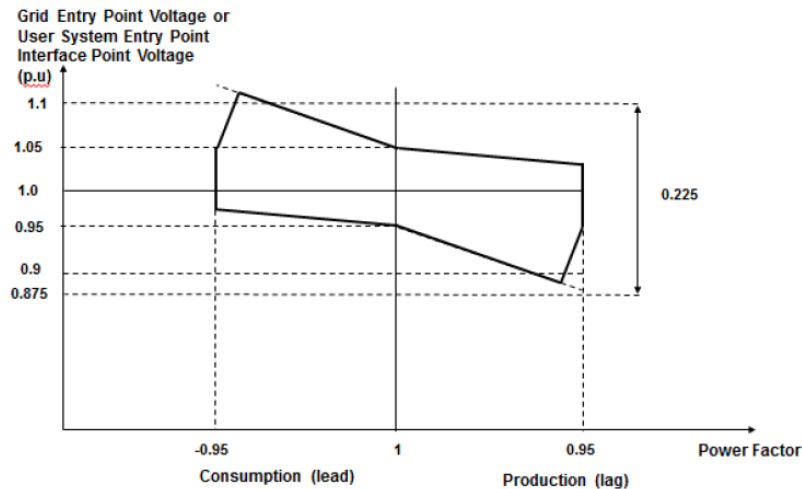
デンマーク DK2 PPM (Type B)



RfGから各国への展開状況 補足資料

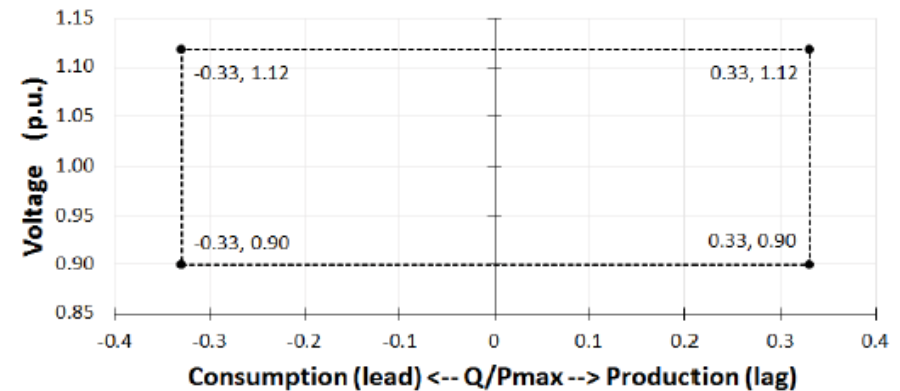
(21.3(b) Reactive power capability at maximum capacity for PPM)

英国 PPM (Type C, D)



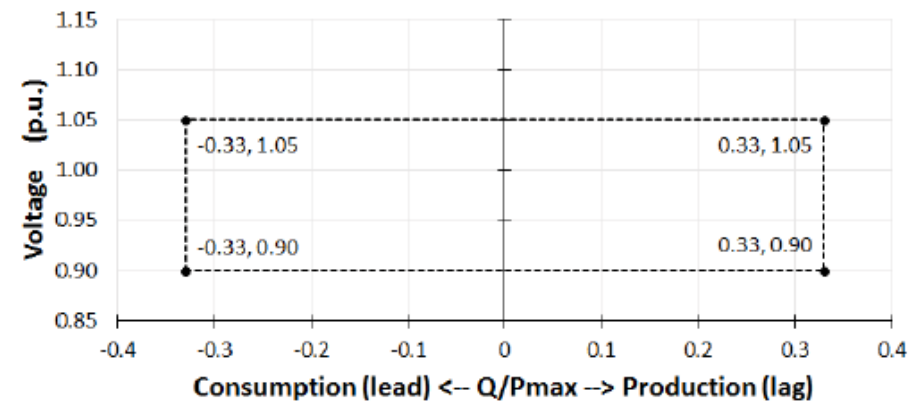
アイルランド PPM (Type D (110, 220kV))

110kV and 220kV Connection Voltage



アイルランド PPM (Type D (400kV))

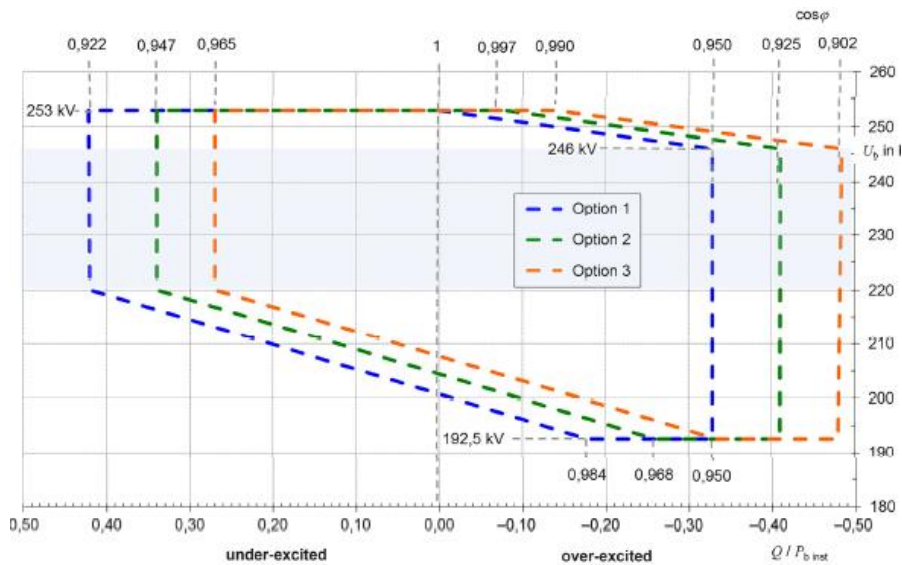
400kV Connection Voltage



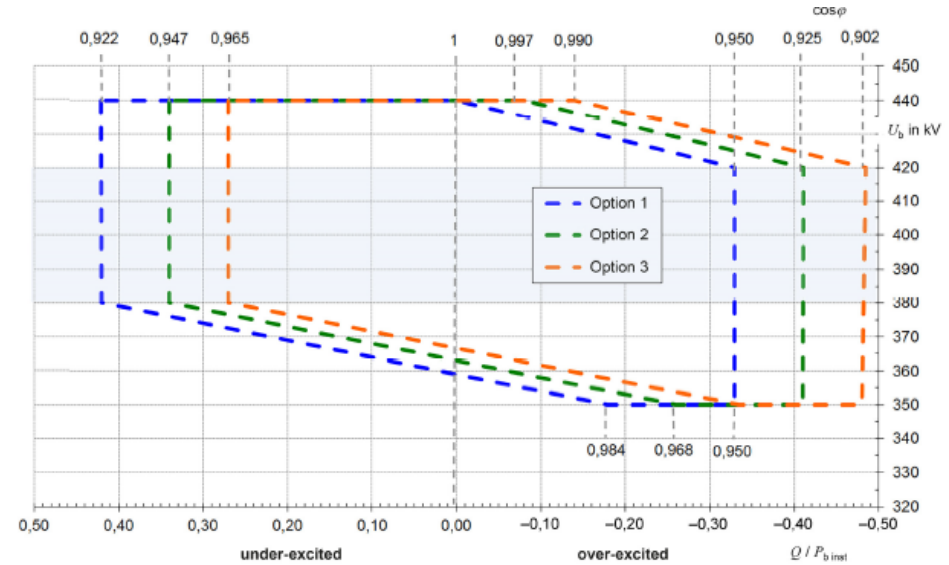
RfGから各国への展開状況 補足資料

(21.3(b) Reactive power capability at maximum capacity for PPM)

ドイツ PPM (Type D (220kV))



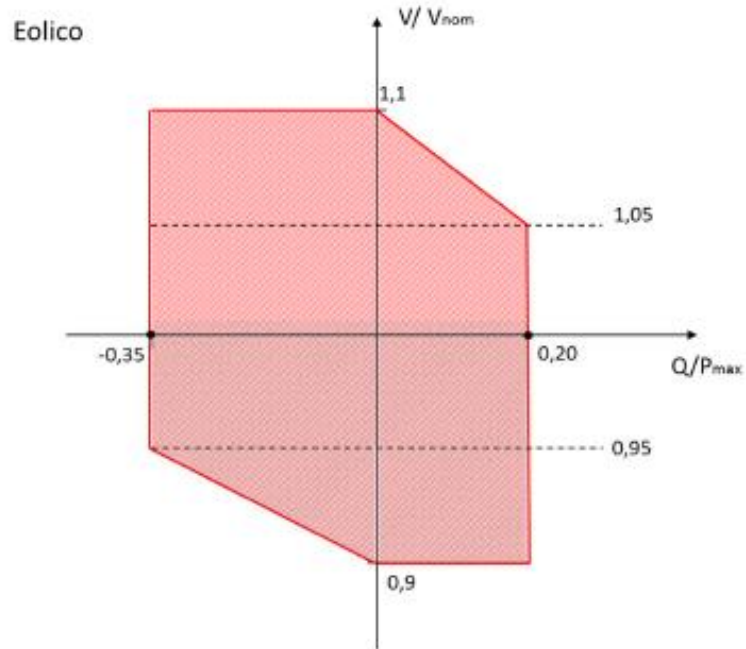
ドイツ PPM (Type D (380kV))



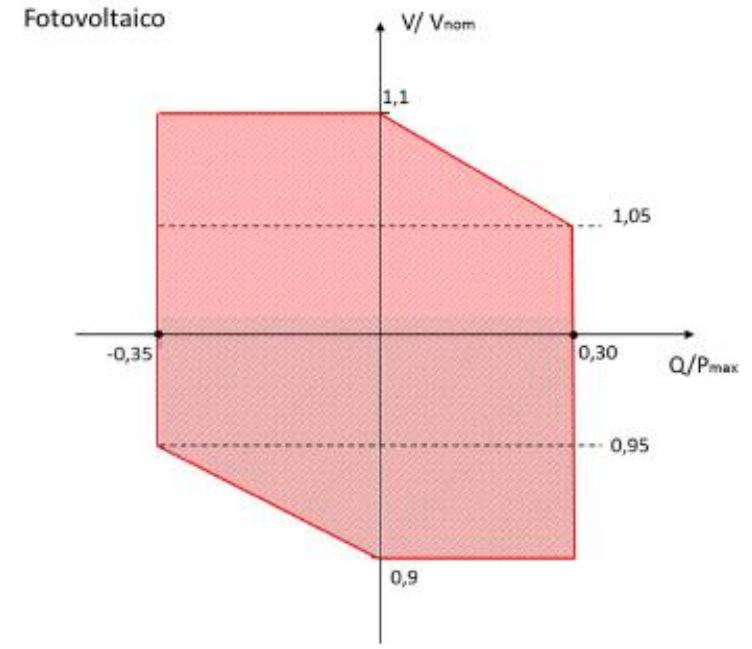
RfGから各国への展開状況 補足資料

(21.3(b) Reactive power capability at maximum capacity for PPM)

イタリア PPM (Type C) - 風力発電



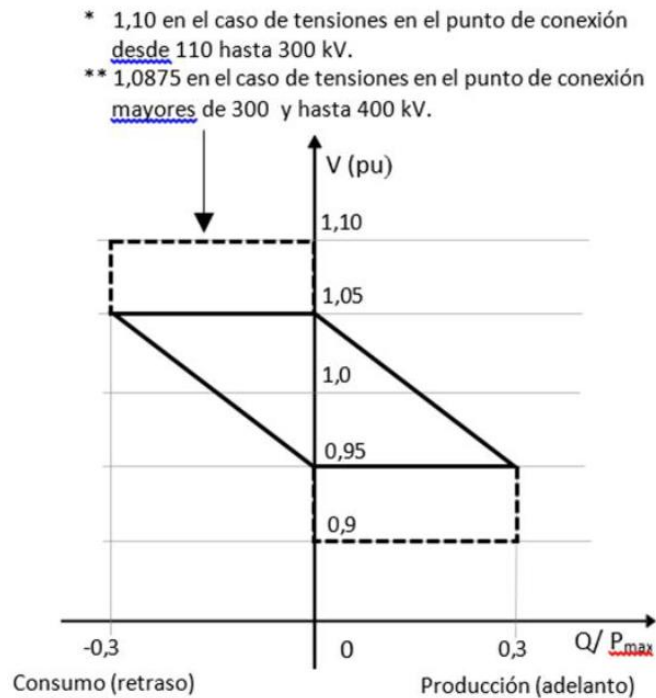
イタリア PPM (Type C) - 太陽光発電



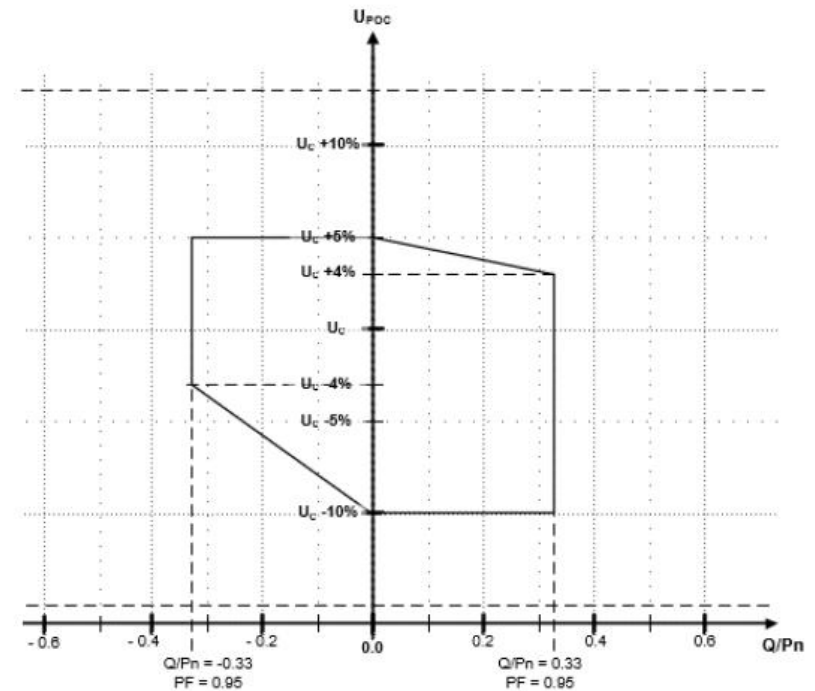
RfGから各国への展開状況 補足資料

(21.3(b) Reactive power capability at maximum capacity for PPM)

スペイン PPM (Type D)



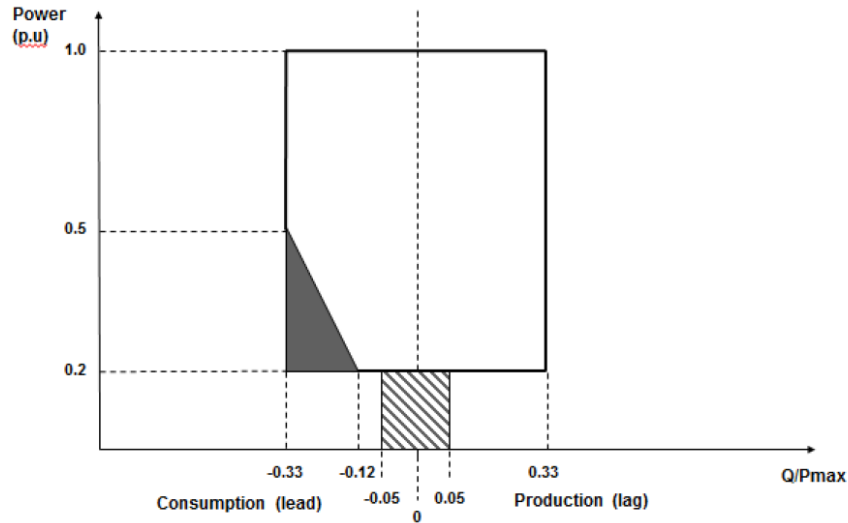
デンマーク PPM (Type C)



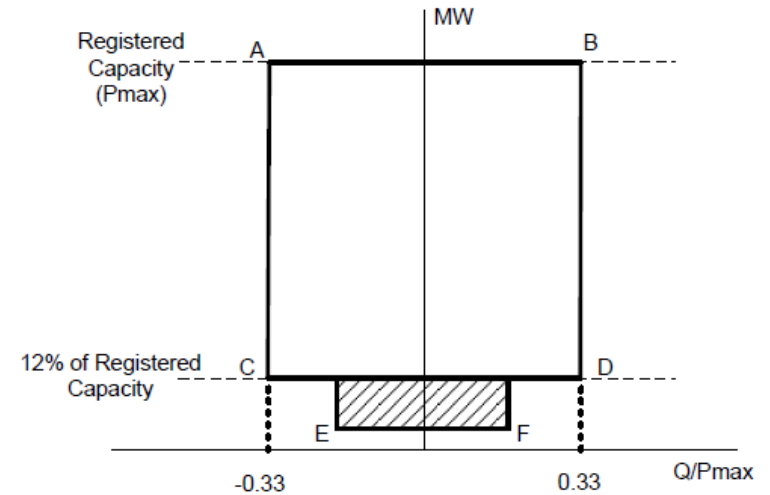
RfGから各国への展開状況 補足資料

(21.3(c) reactive power capability below maximum capacity for PPM)

英国 PPM (Type C, D)



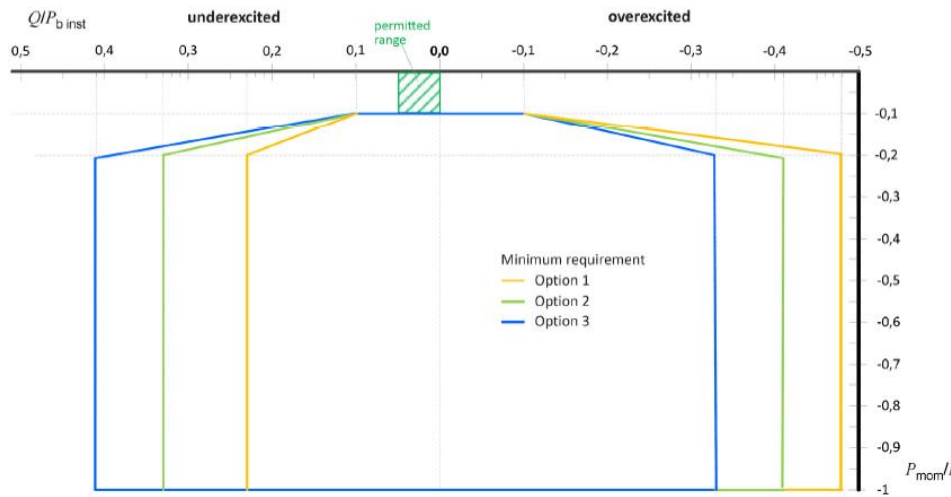
アイルランド PPM (Type D)



RfGから各国への展開状況 補足資料

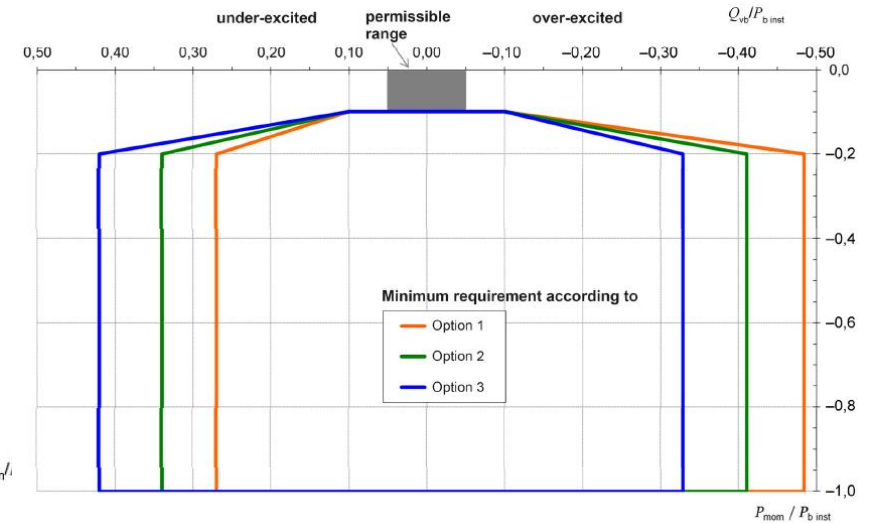
(21.3(c) reactive power capability below maximum capacity for PPM)

ドイツ PGM (Type D (110kV))



in the passive sign convention system

ドイツ PPM (Type D (220, 380kV))

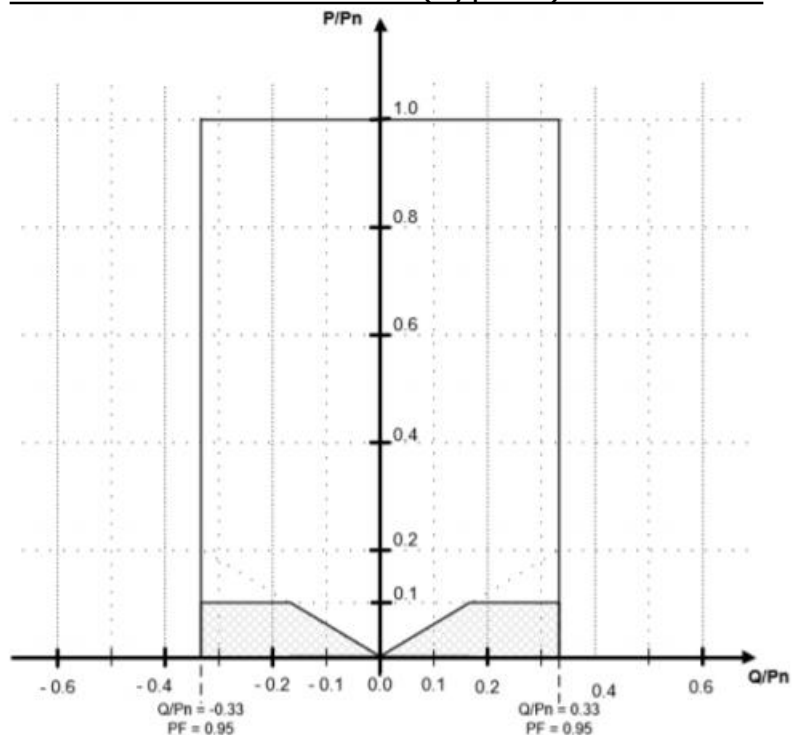


in the passive sign convention system

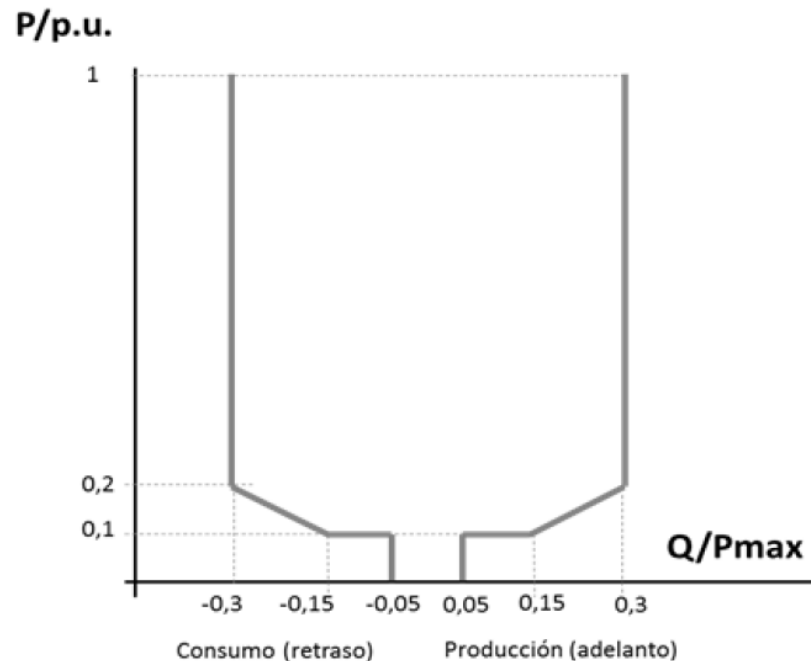
RfGから各国への展開状況 補足資料

(21.3(c) reactive power capability below maximum capacity for PPM)

スペイン PPM (Type D)



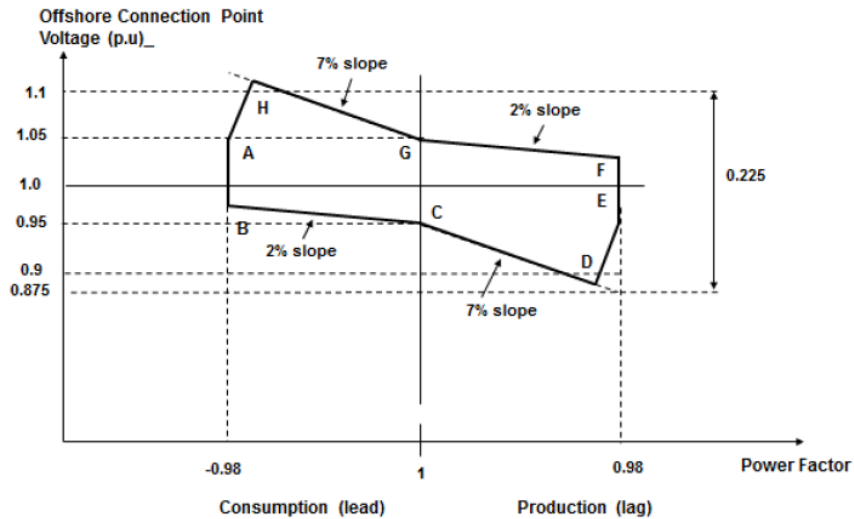
デンマーク PPM (Type D)



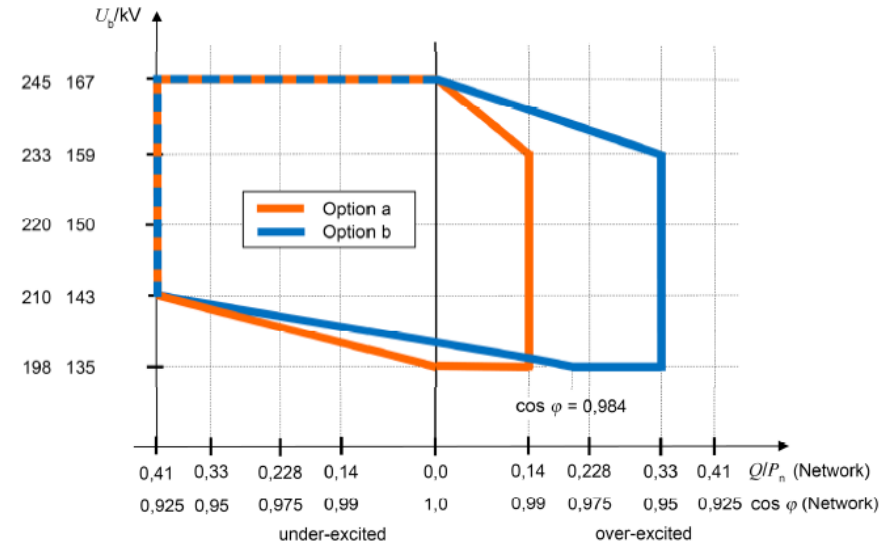
RfGから各国への展開状況 補足資料

(25.5 Reactive power capability at maximum capacity for offshore PPM)

英国 offshore PPM



ドイツ offshore PPM (150, 220kV)



RfGから各国への展開状況 補足資料 (14.5(d) Information exchange)

デンマーク (1/2)

Date: 5.10.2018

B2: facilities between 1 MW and 3 MW

Please note that if you want to provide ancillary services (e.g. FCR, RR, FRR) from a facility, this may require more signals than those listed below and there may be further/other requirements from balance responsible parties, etc. You should therefore look into the rules and requirements, as appropriate.

Facility categories					Generic signal description	Description	Purpose	Basis for requirement
A	B1	B2	C	D				
		X	X	X	Grid connection switch / switch gear status in the facility's point of connection	Indicates whether the facility is electrically connected to the public electricity supply grid. The value must reflect the actual status, not only the expected setting. Signal relates to the facility's grid connection switches.	State estimation of the electricity system, including short-circuit power	TSO: Signal is required in order to perform a correct state assessment of the electricity system, including calculating the facility's contribution to short-circuit power in the system. DSO: Signal is required in order to check whether a facility is connected or not. In addition, switch status is used for state assessment, including short-circuit calculations.
		(X)	X	X	Generator circuit-breaker/switch gear status in the generator point of connection (the grid enterprise decides whether to request the signal for B2-systems)	Indicates whether the individual generator is electrically connected to the public electricity supply grid. The value must reflect the actual status, not only the expected setting. The TSO does not require this signal from individual generators and connecting radials under 10 MW.	State estimation of the electricity system, including short-circuit power	TSO: Signal is required in order to perform a correct state assessment of the electricity system, including calculating the facility's contributions to short-circuit power in the system.
		X	X	X	Active power kW – measured in the point of connection	Measurement of active power. Net power supplied in the POC.	State assessment of the electricity system	TSO: Signal is required in order to perform a correct state assessment of the electricity system and check whether dynamic stability limits in the electricity system are observed. DSO: Measurement is required and used to perform state assessment and evaluation of load in the distribution grid.
			X	X	Scheduled active power (shows the present set point)	Transfer of scheduled active power. This is an RfG requirement.		Requirement is made in RfG article 15(2)(g)(ii).
				X	Possible active power control properties	Absolute value of the facility's active power properties in relation to its nominal properties.		TSO: KCEI must know a facility's real-time active power properties in relation to its nominal properties.
				X	Possible reactive power control properties	Absolute value of the facility's reactive power properties in relation to its nominal properties.		TSO: KCEI must know a facility's real-time reactive power properties in relation to its nominal properties.
		X	X	X	Active power control - absolute constraint	Activation of temporary reduction of the maximum permitted active power generation of the facility.	Electricity grid protection (e.g. in case of faults or rerouting in the grid)	TSO: Signal is required in order to ensure that the dynamic stability thresholds of the electricity system can be complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. Active power limits may owe to, for example, thermal constraints in circuit breakers, transformers, lines, etc. DSO: Signal is required in order to be able to constrain active power in connection with congestion caused by faults or maintenance in the distribution grids, so that the thermal limitations in the distribution grids are not exceeded.
		X	X	X	Active power control – required maximum active power	Set point for temporary reduction of the maximum permitted active power generation of the facility.	Electricity grid protection (e.g. in case of faults or rerouting in the grid)	TSO: Signal is required in order to ensure that the dynamic stability thresholds of the electricity system can be complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. Active power limits may owe to, for example, thermal constraints in circuit breakers, transformers, lines, etc. DSO: Signal is required in order to be able to constrain active power in connection with congestion caused by faults or maintenance in the distribution grids, so that the thermal limitations in the distribution grids are not exceeded.
		X	X	X	Active power control - current measured in the point of connection	Measurement of RMS current.	State assessment of the electricity system	TSO: Signal is required in order to operate the electricity system in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Measurement is required in order to manage the distribution grids and assess the thermal capacity of components in the grids in case of rerouting and in normal operation. Current measurements are also used to perform state assessments.
		X	X	X	Reactive power control - MVar measured in the point of connection	Measurement of reactive power.	State assessment of the electricity system	TSO: Signal is required in order to measure whether the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Measurement is required in order to check that the requisite reactive power is actually supplied. In addition, the measurement is used for state assessments.
		X	X	X	Reactive power control – activated/deactivated		Q control	TSO: Signal is required in order to operate the electricity system in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Signal is required to be able to activate or deactivate Q control.
		X	X	X	Reactive power control - requisite MVar in the point of connection	Set point	Q control	TSO: Signal is required in order to operate the electricity system in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Signal is required in order to regulate reactive power as grid enterprises are obligated to comply with a requirement for the exchange of reactive power between the distribution and transmission grids. In addition, it also helps to ensure the stability of the distribution grids.
		X	X	X	Power factor control - cos (phi) measured in the point of connection	Measurement of Cos (phi). Deviations between the set point and measurements may occur temporarily when the set point is changed.	Measurement	TSO: Signal is required in order to operate the electricity system in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Measurement is required in order to check whether power factor control works correctly (this may be a calculated value).
		X	X	X	Power factor control - activated/deactivated		Power Factor control	TSO: Signal is required in order to operate the electricity system in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Signal is required in order to activate or deactivate power factor control.

RfGから各国への展開状況 補足資料 (14.5(d) Information exchange)

デンマーク (2/2)

Facility categories					Generic signal description	Description	Purpose	Basis for requirement
A	B1	B2	C	D				
		X	X	X	Power factor control - required cos (phi) in the point of connection		Power Factor control	TSO: Signal is required in order to operate the electricity system in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Signal is required in order to control a facility's reactive power. Control is primarily used to offset the facility's impact on the grid - for example voltage impact in the point of connection or reactive power losses originating from the facility.
		X	X	X	Voltage measured in the point of connection	Measurement of RMS voltage	State assessment of the electricity system	TSO: Signal is required in order to measure whether the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Measurement is required in order to check whether the facility is energised and to ensure voltage stability in the distribution grids. In addition, the measurement will be used to perform state assessments and voltage control monitoring.
			X	X	Voltage control – activated/deactivated		Voltage control	TSO: Signal is required in order to run the voltage control function in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Signal is required to be able to activate or deactivate voltage control.
			X	X	Droop for voltage control		Voltage control Reactive power control	TSO: Signal is required in order to run the voltage control function in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Signal is required in order to ensure that voltage remains within the normal voltage range and to maintain voltage stability.
			X	X	Required voltage in the voltage reference point	Set point to be delivered via the production telegraph.	Voltage control	TSO: Signal is required in order to operate the electricity system in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: Signal is required in order to ensure that voltage remains within the normal voltage range and to maintain voltage stability.
			X	X	Wind power: Activation/deactivation of the downward regulation function for active power at high wind speeds	Reduces active power at high wind speeds in a controlled manner so that no momentary outages of active power happen when wind speeds exceed the wind power facility's cut-out wind speed constraint.	Downward regulation function designed to create a controlled downward regulation at high wind speeds	TSO: Signal is required in order to operate the electricity system in a way that ensures that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration at high wind speeds.
			X:PPM (Possible signal for SCM)	X:PPM (Possible signal for SCM)	System protection		Activation/deactivation of system protection function	TSO: Signal is required in order to activate/deactivate the function designed to ensure that the dynamic stability thresholds of the electricity system can be complied with in difficult operating situations, including alert state and emergency state as well as system restoration. The reason for a momentary limitation of active power may be that the system operator is trying to avoid system failure by preventing overload of circuit breakers, transformers, lines, etc.
			X:PPM (Possible signal for SCM)	X:PPM (Possible signal for SCM)	System protection		Sets steps for system protection function	TSO: Signal is required in order to ensure, stepwise, that the dynamic stability thresholds of the electricity system can be complied with in difficult operating situations, including alert state and emergency state as well as system restoration. The reason for a momentary limitation of active power may be that the system operator is trying to avoid system failure by preventing overload of circuit breakers, transformers, lines, etc.
X	X	X			Stop signal	Forces facility to shut down (time may vary according to facility category).	Option to shut down facility to ensure personal and facility safety (Activation/deactivation of stop signal)	TSO: Signal is required in order to ensure that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: The signal must be available in order to shut down a facility in connection with faults or maintenance (RfG requirement)
X	X	X			Holding signal	Prevents (re-)connection of the facility.	Option to prevent reconnection of facility to ensure personal and facility safety (Activation/deactivation of reconnection)	TSO: Signal is required in order to ensure that the dynamic stability thresholds of the electricity system are complied with in all operating situations, including normal operation, alert state and emergency state as well as system restoration. DSO: The signal must be available in order to stop a facility from automatically connecting to the grid.

RfGから各国への展開状況 補足資料 (14.5(d) Information exchange)

	14.5(d) Information exchange	項目内訳						
		系統連系 情報	有効電力	無効電力	力率	電圧	機器 /系統保護	その他
英国	Type B、C、D	プラントの状態及び警報の状態	有効電力測定値	無効電力測定値	-	電圧	-	電流 周波数
スペイン	二次調整力を提供する発電機	-	-	-	-	-	-	二次調整力の提供状況 二次調整力の制御状況
	送電系統に連系されている出力 50MW超の火力機	遮断器の位置	変圧器の有効電力(高) 変圧器の有効電力(低)	変圧器の無効電力(高) 変圧器の無効電力(低)	-	電圧	-	自家発電設備の場合 自家消費電力
	出力50MW超のその他の発電機、 送電系統に連系されている発電機	遮断器の位置	自家消費分を差し引いた変圧器の 有効電力(高)	自家消費分を差し引いた変圧器の無 効電力(高)	-	電圧	-	リアルタイムの最大発電電力 1時間後コマの期待発電電力量
	出力5MW超50MW以下の発電機	遮断器の位置	自家消費分を差し引いた有効電力	自家消費分を差し引いた無効電力	-	電圧	-	リアルタイムの最大発電電力 1時間後コマの期待発電電力量
	出力1MW超の発電機	-	施設全体で発電された有効電力	-	-	-	-	-
イタリア	回転機	CV及びLSバスバーの操作位置 MVバスバーの操作位置	変圧器二次側の有効電力 送電端の有効電力	変圧器二次側の無効電力 送電端の無効電力	-	電圧	-	変圧器二次側の電流 送電端の電流値 変圧器タップの位置 送電線における周波数(400kV、 10MVA以上) 貯水池水位、流量(水力発電所)
	風力発電	CV及びLSバスバーの操作位置	変圧器二次側の有効電力 送電端の有効電力	変圧器二次側の無効電力 送電端の無効電力	-	電圧 電圧調整のための基準電圧	-	変圧器二次側の電流 送電端の電流値 変圧器タップの位置 風向及び風速
	太陽光発電	CV及びLSバスバーの操作位置	変圧器二次側の有効電力 送電端の有効電力	変圧器二次側の無効電力 送電端の無効電力	-	電圧 電圧調整のための基準電圧	-	変圧器二次側の電流 送電端の電流値 変圧器タップの位置 日射量測定値
	電力貯蔵設備	CV及びLSバスバーの操作位置	変圧器二次側の有効電力 送電端の有効電力	変圧器二次側の無効電力 送電端の無効電力	-	電圧 電圧調整のための基準電圧	-	変圧器二次側の電流 送電端の電流値 変圧器タップの位置 充電状態のパーセンテージ 残存エネルギー
	調整力電源の追加情報	-	-	-	-	-	-	発電機のレギュレータの状態 CNCが送信したレベル、ハーフバン ド設定、バンド中心設定、バンド上 昇設定、バンド下降設定
デンマーク	Type A	-	-	-	-	-	停止信号 保持信号	-
	Type B	-	-	-	-	-	停止信号 保持信号	-
	Type B(うち1MW以上)	系統接続点のスイッチ状態 発電機接続点のCV・LSの状態	有効電力 有効電力制約値 有効電力最大値 有効電力(電流値)	無効電力供給量 無効電力供給状態 要求されている無効電力供給量	系統接続点の力率 力率制御の状態 要求されている力率	系統接続点の電圧 電ある制御の状態 電圧制御ドループ地 電圧基準点で要求されている電圧	停止信号 保持信号	-
	Type C	系統接続点のスイッチ状態 発電機接続点のCV・LSの状態	有効電力 有効電力予定値有効電力制約値 有効電力最大値 有効電力(電流値)	無効電力供給量 無効電力供給状態 要求されている無効電力供給量	系統接続点の力率 力率制御の状態 要求されている力率	系統接続点の電圧 電ある制御の状態 電圧制御ドループ地 電圧基準点で要求されている電圧	機器保護設定	風力発電の低出力調整設定の状態
	Type D	系統接続点のスイッチ状態 発電機接続点のCV・LSの状態	有効電力 有効電力予定値 有効電力制御特性 有効電力制約値 有効電力最大値 有効電力(電流値)	無効電力制御特性 無効電力供給量 無効電力供給状態 要求されている無効電力供給量	系統接続点の力率 力率制御の状態 要求されている力率	系統接続点の電圧 電ある制御の状態 電圧制御ドループ地 電圧基準点で要求されている電圧	機器保護設定	風力発電の低出力調整設定の状態

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 1/17

■ 4.4 Normal operating range

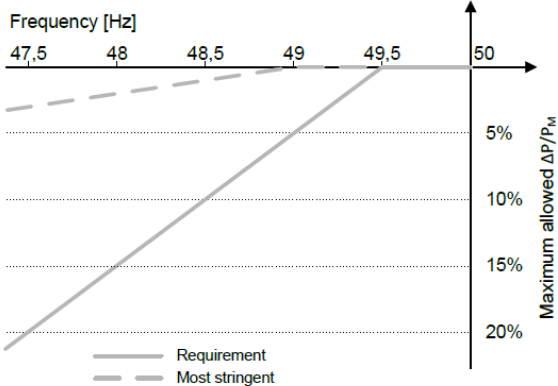
EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)		EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項																				
4.4.2 Operating frequency range			13.1(a)																				
- 発電設備は、接続ポイントでの周波数が49Hzから51Hzの範囲にある場合は、継続して運転すること。 - 周波数が47Hzから52Hzの範囲にある場合は、保護トリップが動作するまでは運転を継続すること。 - エリアによっては、また、島嶼部等での小さな独立系統では、より厳しい運転継続時間や周波数範囲の要求もあり得る。 <table><tr><th>Frequency Range</th><th>Time period for operation Minimum requirement</th><th>Time period for operation stringent requirement</th></tr><tr><td>47,0 Hz – 47,5 Hz</td><td>not required</td><td>20 s</td></tr><tr><td>47,5 Hz – 48,5 Hz</td><td>30 min ^a</td><td>90 min</td></tr><tr><td>48,5 Hz – 49,0 Hz</td><td>30 min ^a</td><td>90 min ^a</td></tr><tr><td>49,0 Hz – 51,0 Hz</td><td>Unlimited</td><td>Unlimited</td></tr><tr><td>51,0 Hz – 51,5 Hz</td><td>30 min ^a</td><td>90 min</td></tr><tr><td>51,5 Hz – 52,0 Hz</td><td>not required</td><td>15 min</td></tr></table> ^a Respecting the legal framework, it is possible that longer time periods are required by the responsible party in some synchronous areas.				Frequency Range	Time period for operation Minimum requirement	Time period for operation stringent requirement	47,0 Hz – 47,5 Hz	not required	20 s	47,5 Hz – 48,5 Hz	30 min ^a	90 min	48,5 Hz – 49,0 Hz	30 min ^a	90 min ^a	49,0 Hz – 51,0 Hz	Unlimited	Unlimited	51,0 Hz – 51,5 Hz	30 min ^a	90 min	51,5 Hz – 52,0 Hz	not required
Frequency Range	Time period for operation Minimum requirement	Time period for operation stringent requirement																					
47,0 Hz – 47,5 Hz	not required	20 s																					
47,5 Hz – 48,5 Hz	30 min ^a	90 min																					
48,5 Hz – 49,0 Hz	30 min ^a	90 min ^a																					
49,0 Hz – 51,0 Hz	Unlimited	Unlimited																					
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 min ^a	90 min																					
51,5 Hz – 52,0 Hz	not required	15 min																					

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 2/17

■ 4.4 Normal operating range

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.4.3 Minimal requirement for active power delivery at underfrequency - 周波数低下に伴う有効電力の低下率は、49.5Hz未満の範囲において、10%/Hz以下に抑えること。 - さらに厳しい条件も認められるが、49Hz未満の範囲において、2%/Hzまでとすること。 	左に同じ	13.3, 13.4, 13.5
4.4.4 Continuous operating voltage range - 発電設備は、接続ポイントでの電圧が定格電圧の85%から110%の範囲にある場合は、継続して運転すること。 - 上記範囲を超える場合は、電圧のライドスルー要件（4.5.3、4.5.4）に従うこと。	- 発電設備は、接続ポイントでの電圧が定格電圧の90%から110%の範囲にある場合は、継続して運転すること。 - 左に同じ	—

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 3/17

■ 4.5 Immunity to disturbances

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.5.2 Rate of change of frequency (ROCOF) immunity		13.1(b)
- 発電設備は、個別に定められたROCOFと同等またはそれよりも高い領域において、運転を継続すること。 - 個別に定められたROCOFがない場合は、その下限値を、非同期発電設備は2Hz/s、同期発電設備は1Hz/sとすること。 - 島嶼部等での小さな独立系統では、より高いROCOFの要求もあり得る。	左に同じ	

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 4/17

■ 4.5 Immunity to disturbances

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.5.3 Under-voltage ride through (UVRT) 発電設備は、接続ポイントでの電圧が下図に示す電圧曲線より高い場合は、継続して系統に接続すること。 4.5.3.2 非同期発電設備 4.5.3.3 同期発電設備	• 左に同じ 4.5.3.2 非同期発電設備 4.5.3.3 同期発電設備	14.3

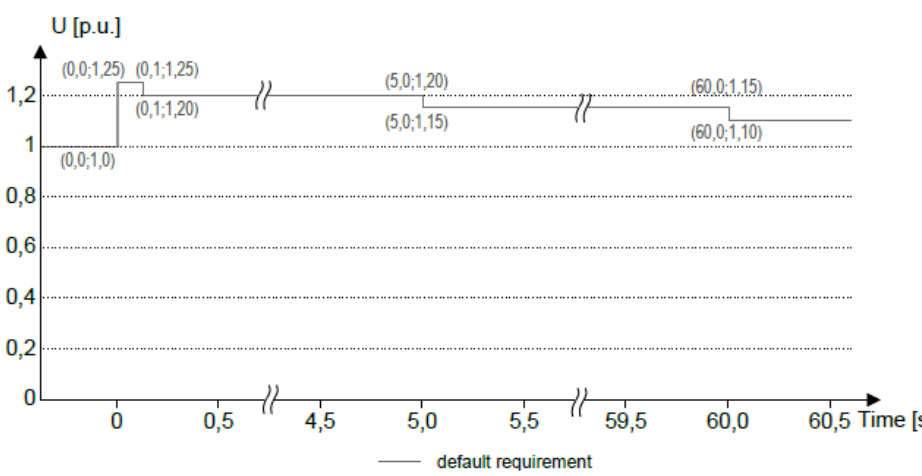
2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

68

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 5/17

■ 4.5 Immunity to disturbances

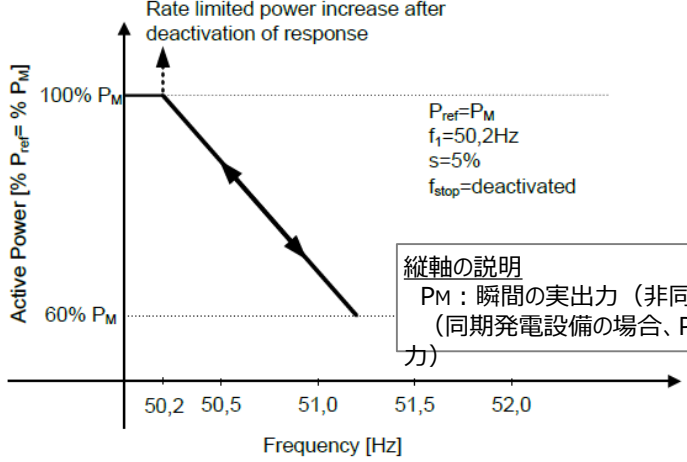
EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.5.4 Over-voltage ride through (OVRT)		—
• 発電設備は、接続ポイントでの電圧が下図に示す電圧曲線より低い場合は、継続して系統に接続すること。 		左に同じ

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 6/17

■ 4.6 Active response to frequency deviation

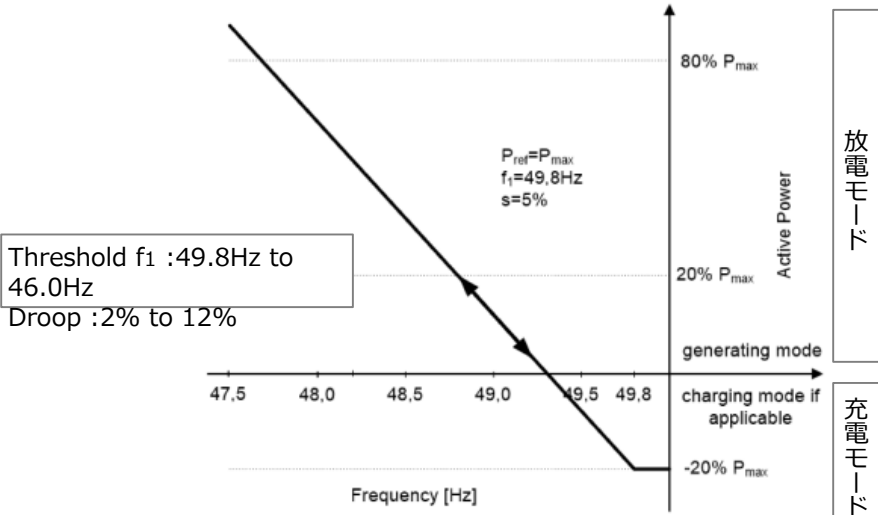
EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項																		
4.6.1 Power response to overfrequency		13.2																		
- 発電設備は、周波数上昇時において、2秒以内に有効電力応答を開始すること。その後のstep response time※は、30秒以内とすること。 ※制御応答を開始し、設定値の許容誤差範囲内にはじめて到達するまでの時間 - 充電モードにある蓄電池は、周波数がf_1を超えた場合、再びf_1未満に戻るまで、充電電力をP_Mより低くしないこと。  Rate limited power increase after deactivation of response 100% P_M 60% P_M Active Power [% $P_{ref} = \% P_M$] Frequency [Hz] 50,2 50,5 51,0 51,5 52,0 $P_{ref} = P_M$ $f_1 = 50,2\text{Hz}$ $s = 5\%$ $f_{stop} = \text{deactivated}$ 縦軸の説明 P_M : 瞬間の実出力 (非同期発電設備) (同期発電設備の場合、P_{max} : 定格出力) <table border="1" data-bbox="189 1082 975 1320"> <thead> <tr> <th>Parameter</th><th>Range</th><th>Default setting</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Threshold frequency f_1</td><td>50,2 Hz to 52 Hz</td><td>50,2 Hz</td></tr> <tr> <td>Deactivation threshold f_{stop}</td><td>50,0 Hz to f_1</td><td>Deactivated</td></tr> <tr> <td>Deactivation time t_{stop}</td><td>0 to 600 s</td><td>30s</td></tr> <tr> <td>Droop</td><td>2 % to 12 %</td><td>5 %</td></tr> <tr> <td>Intentional delay</td><td>0 s to 2 s</td><td>0 s</td></tr> </tbody> </table>		Parameter	Range	Default setting	Threshold frequency f_1	50,2 Hz to 52 Hz	50,2 Hz	Deactivation threshold f_{stop}	50,0 Hz to f_1	Deactivated	Deactivation time t_{stop}	0 to 600 s	30s	Droop	2 % to 12 %	5 %	Intentional delay	0 s to 2 s	0 s	左に同じ
Parameter	Range	Default setting																		
Threshold frequency f_1	50,2 Hz to 52 Hz	50,2 Hz																		
Deactivation threshold f_{stop}	50,0 Hz to f_1	Deactivated																		
Deactivation time t_{stop}	0 to 600 s	30s																		
Droop	2 % to 12 %	5 %																		
Intentional delay	0 s to 2 s	0 s																		

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 7/17

■ 4.6 Active response to frequency deviation

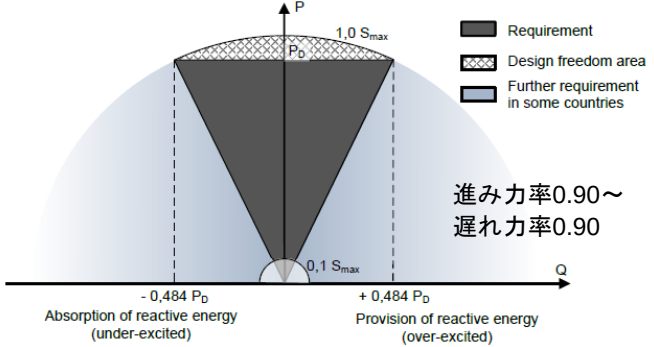
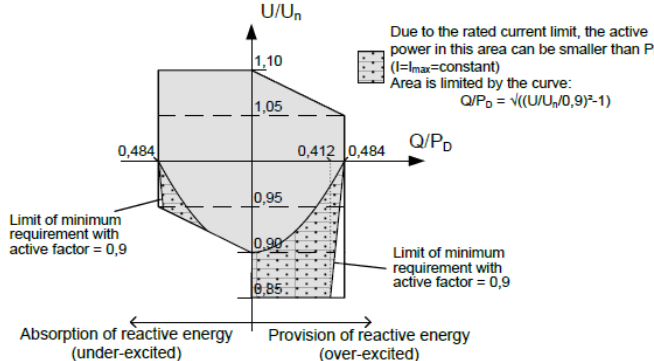
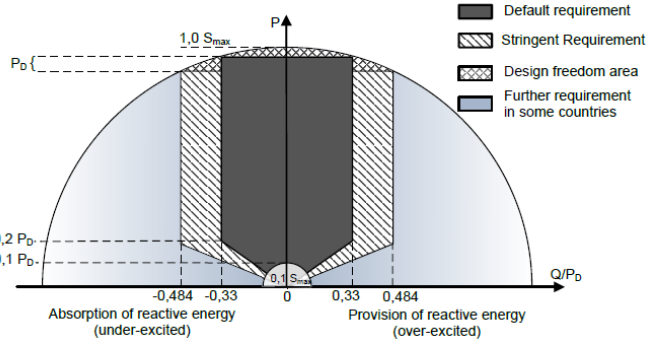
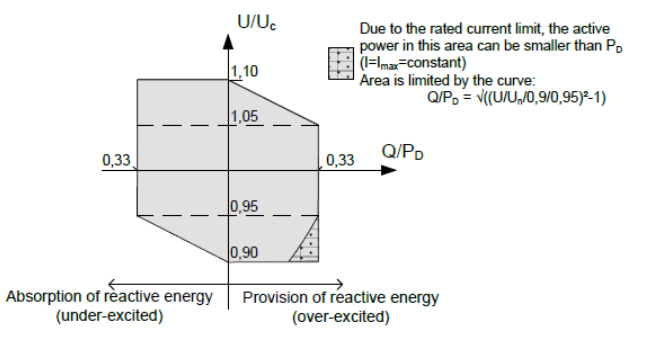
EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.6.2 Power response to underfrequency - 蓄電池及びその他発電設備は、周波数低下時に有効電力応答をすること。 - 発電設備は、周波数低下時において、2秒以内に有効電力応答を開始すること。その後のstep response time※は、30秒以内とすること。 ※制御応答を開始し、設定値の許容誤差範囲内にはじめて到達するまでの時間 - 有効電力出力は、Droopで定められた範囲を超えてもよい。 - 周波数低下度合いによっては、蓄電池はその充電率次第で、放電モードに切り替える場合もあり得る。 － 周波数がf_1に到達時、定格出力の20%で充電中の蓄電池の例－ 	左に同じ	13.2

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 "Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system"

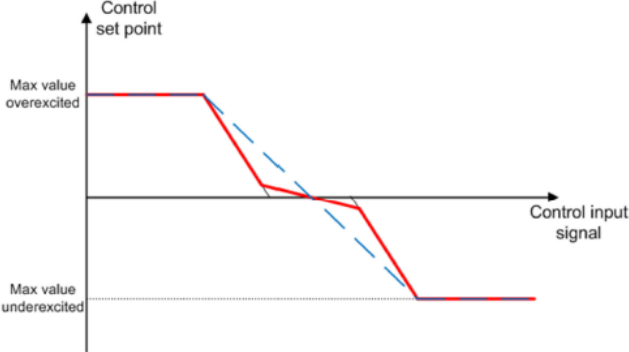
EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 8/17

■ 4.7 Power response to voltage changes

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.7.2 Voltage support by reactive power - 継続運転可能な周波数範囲 (4.4.2) 及び電圧範囲 (4.4.4) において、発電設備の無効電力は下図に示す要求を満たすこと。  - 有効電力P_Dにおける無効電力出力範囲は下図のとおり。 	- 継続運転可能な周波数範囲 (4.4.2) 及び電圧範囲 (4.4.4) において、発電設備の無効電力は下図に示す要求を満たすこと。  - 有効電力P_Dにおける無効電力出力範囲は下図のとおり。 	17.2, 20.2(a)

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 9/17

■ 4.7 Power response to voltage changes

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.7.2.3 Control modes - 発電設備は、4.7.2.2に示す範囲内で、「Q setpoint mode」、「Q(U)」、「Cos ϕ setpoint mode」、「Cos ϕ(P)」の4種類の制御モードで運転できるようにすること。なお、1度に1つのモードのみ動作させること。 「Q setpoint mode」及び「Cos ϕ setpoint mode」では、発電設備に対する設定値に従って、無効電力及び力率 (cos ϕ) をそれぞれ制御する。 - 電圧に関する制御モードである「Q(U)」は、電圧の関数として無効電力を制御するモードであり、下図に示す最小値、最大値、3つの直線を設定可能にすること。 - 電力に関する制御モードである「Cos ϕ(P)」は、有効電力の関数として、力率 (cos ϕ) を制御するモードであり、下図に示す最小値、最大値、3つの直線を設定可能にすること。 		17.2, 20.2(a) - 発電設備は、4.7.2.2に示す範囲内で、「Q setpoint mode」、「Q(U)」、「<u>Q(P)</u>」、「Cos ϕ setpoint mode」、「Cos ϕ(P)」の5種類の制御モードで運転できるようにすること。なお、1度に1つのモードのみ動作させること。 「Q setpoint mode」及び「Cos ϕ setpoint mode」では、発電設備に対する設定値または4.12に示す遠隔制御要件に従って、無効電力及び力率 (cos ϕ) をそれぞれ制御する。 - 電圧に関する制御モードである「Q(U)」は、電圧の関数として無効電力を制御するモードであり、下図に示す最小値、最大値、3つの直線を設定可能にすること。 - 電力に関する制御モードである「<u>Q(P)</u>」及び「Cos ϕ(P)」は、有効電力の関数として、<u>有効電力及び力率</u> (cos ϕ) をそれぞれ制御するモードであり、下図に示す最小値、最大値、3つの直線を設定可能にすること。 図は左に同じ

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 10/17

■ 4.7 Power response to voltage changes

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.7.3 Voltage related active power reduction		—
発電設備は、過電圧保護による解列を回避するために、電圧上昇に応じて有効電力を減少してもよい。ただし、電力の出力に動揺を生じさせないこと。また、その減少速度は、33%/sよりも遅くすること。	左に同じ	
4.7.4 Short circuit current requirements on generating plants		20.2(b),(c)
4.7.4.2 非同期発電設備 - 追加的な無効電流が系統保護装置の妨げになることが想定されるため、一般的に、事故時と voltage steps 時において、LVの配電系統に接続する発電設備による電圧サポートは要求されない。 - UVRT(4.5.3)が適用された場合は、系統にコンバーターで接続する発電設備は、電圧が静的範囲を逸脱した時に、電流を定格の10%以下に減少させること。 - 静的電圧範囲は、不足電圧側は定格の20～100%でデフォルトは50%とし、過電圧側は定格の100～130%でデフォルトは120%とする。	4.7.4.2 非同期発電設備 - 系統に事故が発生して電圧が突発的に変動した場合、4.7.2の要求に加えて、発電設備は、追加的な無効電流を右図に従って提供すること。 4.5と4.7.4.2.1の要求に加えて、発電設備は、電圧が静的範囲を逸脱した時に、電流を定格の10%以下に減少させること。 - 静的電圧範囲は、不足電圧側について、定格の20～100%でデフォルトは50%とする。	
4.7.4.3 同期発電設備 追加的な無効電流が系統保護装置の妨げになることが想定されるため、一般的に、事故時と voltage steps 時において、LVの配電系統に接続する発電設備による電圧サポートは要求されない。	4.7.4.3 同期発電設備 同期発電設備は、事故時と voltage steps 時において、電圧サポートを必然的に提供すること。	

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 11/17

■ 4.9 Interface protection

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.9.1 General		14.5(a),(b)
インターフェース保護は、過電圧が引き起こす発電設備・配電システムの故障や、単独運転を防止する目的で行うのであって、発電設備内部の事故により発電設備を解列したり、配電システムでの事故による発電設備の故障を回避するために行うのではない。	左に同じ	
4.9.2 Voltage transformer		14.5(a),(b)
(規定なし)	- 一般的に、インターフェース保護に用いられる変圧器は、計測目的のものと別にする。ただし、多2次巻線の変圧器で、1つをインターフェース保護に適切に利用する場合はよい。 - 精度、電圧係数、定格出力に関する最低限の仕様はあるが、DSOの要求に従うこと。	
4.9.3 Requirements on voltage and frequency protection		14.5(a),(b)
4.9.3.1 General 保護の精度は、最低でも、周波数の計測が$\pm 0.05\text{Hz}$、電圧の計測が定格の$\pm 1\%$、リセット時間が50ms以下とすること。さらに、保護リレーの連続動作を回避するために、電圧は定格電圧の2%未満、周波数は0.2Hz未満で、リセット率を設定すること（ただし、0とはしないこと）。	4.9.3.1 General 左に同じ	

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 12/17

■ 4.9 Interface protection

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.9.3 Requirements on voltage and frequency protection		14.5(a),(b)
<u>4.9.3.2 Undervoltage protection [27]</u> • ステージ1 [27<] 閾値：定格電圧の20～100% 動作時間：0.1～100s • ステージ2 [27<<] 閾値：定格電圧の20～100% 動作時間：0.1～5s	<u>4.9.3.2 Undervoltage protection [27]</u> 左に同じ	
<u>4.9.3.3 Overvoltage protection [59]</u> • ステージ1 [59>] 閾値：定格電圧の100～120% 動作時間：0.1～100s • ステージ2 [59>>] 閾値：定格電圧の100～130% 動作時間：0.1～5s	<u>4.9.3.3 Overvoltage protection [59]</u> 左に同じ	
<u>4.9.3.4 Overvoltage 10 min. mean protection</u> • 閾値：100～115%	<u>4.9.3.4 Overvoltage 10 min. mean protection</u> 左に同じ	
<u>4.9.3.5 Underfrequency protection [81<]</u> • ステージ1 [81<] 閾値：47.0～50.0Hz 動作時間：0.1～100s • ステージ2 [81<<] 閾値：47.0～50.0Hz 動作時間：0.1～5s	<u>4.9.3.5 Underfrequency protection [81<]</u> 左に同じ	

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 13/17

■ 4.9 Interface protection

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.9.3 Requirements on voltage and frequency protection		14.5(a),(b)
<u>4.9.3.6 Overfrequency protection [81>]</u> • ステージ1 [81>] 閾値 : 50.0~52.0Hz 動作時間 : 0.1~100s • ステージ2 [81>>] 閾値 : 50.0~52.0Hz 動作時間 : 0.1~5s (以上)	<u>4.9.3.6 Overfrequency protection [81>]</u> 左に同じ <u>4.9.3.7 Positive sequence undervoltage protection [27D]</u> • 閾値 : 20~100% 動作時間 : 0.2~100s <u>4.9.3.8 Negative sequence overvoltage protection [47]</u> • 閾値 : 1~100% 動作時間 : 0.2~100s <u>4.9.3.9 Zero sequence overvoltage protection [59N]</u> • 閾値 : 1~100% 動作時間 : 0.2~100s	
4.9.4 Means to detect island situation		14.5(a),(b)
• 単独運転を検出する際、受動的方式に加えて、能動的方式、ROCOF tripping、Switch to narrow frequency band、Vector shift、Transfer trip等の方法をDSOが求めてもよい。ただし、4.5の要求と矛盾しないこと。		

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 14/17

■ 4.10 Connection and starting to generate electrical power

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)			EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)			RfG該当条項																																						
4.10.2 Automatic reconnection after tripping					13.7, 14.4																																							
• トリップ後に再連系する際の、周波数、電圧、観測時間の範囲とデフォルトは下図のとおりで、DSOの指定がない場合はデフォルトを使用する。			左に同じ（表は一部異なる）																																									
<table><tr><th>Parameter</th><th>Range</th><th>Default setting</th></tr><tr><td>Lower frequency</td><td>47,0Hz – 50,0Hz</td><td>49,5Hz</td></tr><tr><td>Upper frequency</td><td>50,0Hz – 52,0Hz</td><td>50,2Hz</td></tr><tr><td>Lower voltage</td><td>50% – 100%U_n</td><td>85 % U_n</td></tr><tr><td>Upper voltage</td><td>100% – 120% U_n</td><td>110 % U_n</td></tr><tr><td>Observation time</td><td>10s – 600s</td><td>60s</td></tr><tr><td>Active power increase gradient</td><td>6% – 3000%/min</td><td>10%/min</td></tr></table>	Parameter	Range	Default setting	Lower frequency			47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz	Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,2Hz	Lower voltage	50% – 100% U_n	85 % U_n	Upper voltage	100% – 120% U_n	110 % U_n	Observation time	10s – 600s	60s	Active power increase gradient	6% – 3000%/min	10%/min	<table><tr><th>Parameter</th><th>Range</th><th>Default setting</th></tr><tr><td>Lower frequency</td><td>47,0Hz – 50,0Hz</td><td>49,5Hz</td></tr><tr><td>Upper frequency</td><td>50,0Hz – 52,0Hz</td><td>50,2Hz</td></tr><tr><td>Lower voltage</td><td>50 % – 100 %U_c</td><td>90 % U_c</td></tr><tr><td>Upper voltage</td><td>100 % – 120 % U_c</td><td>110 % U_c</td></tr><tr><td>Observation time</td><td>10s – 600s</td><td>60s</td></tr><tr><td>Active power increase gradient</td><td>6 % – 3000 %/min</td><td>10 %/min</td></tr></table>		Parameter	Range	Default setting	Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz	Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,2Hz	Lower voltage	50 % – 100 % U_c	90 % U_c	Upper voltage	100 % – 120 % U_c	110 % U_c	Observation time	10s – 600s	60s	Active power increase gradient
Parameter	Range	Default setting																																										
Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz																																										
Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,2Hz																																										
Lower voltage	50% – 100% U_n	85 % U_n																																										
Upper voltage	100% – 120% U_n	110 % U_n																																										
Observation time	10s – 600s	60s																																										
Active power increase gradient	6% – 3000%/min	10%/min																																										
Parameter	Range	Default setting																																										
Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz																																										
Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,2Hz																																										
Lower voltage	50 % – 100 % U_c	90 % U_c																																										
Upper voltage	100 % – 120 % U_c	110 % U_c																																										
Observation time	10s – 600s	60s																																										
Active power increase gradient	6 % – 3000 %/min	10 %/min																																										
4.10.3 Starting to generate electrical power					13.7, 14.4																																							
• 通常時に系統接続または発電開始する際の、周波数、電圧、観測時間の範囲とデフォルトは下図のとおりで、DSOの指定がない場合はデフォルトを使用する。			左に同じ（表は一部異なる）																																									
<table><tr><th>Parameter</th><th>Range</th><th>Default setting</th></tr><tr><td>Lower frequency</td><td>47,0Hz – 50,0Hz</td><td>49,5Hz</td></tr><tr><td>Upper frequency</td><td>50,0Hz – 52,0Hz</td><td>50,1Hz</td></tr><tr><td>Lower voltage</td><td>50% – 100% U_n</td><td>85 % U_n</td></tr><tr><td>Upper voltage</td><td>100% – 120% U_n</td><td>110 % U_n</td></tr><tr><td>Observation time</td><td>10s – 600s</td><td>60s</td></tr><tr><td>Active power increase gradient</td><td>6% – 3000%/min</td><td>disabled</td></tr></table>	Parameter	Range	Default setting	Lower frequency			47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz	Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,1Hz	Lower voltage	50% – 100% U_n	85 % U_n	Upper voltage	100% – 120% U_n	110 % U_n	Observation time	10s – 600s	60s	Active power increase gradient	6% – 3000%/min	disabled	<table><tr><th>Parameter</th><th>Range</th><th>Default setting</th></tr><tr><td>Lower frequency</td><td>47,0Hz – 50,0Hz</td><td>49,5Hz</td></tr><tr><td>Upper frequency</td><td>50,0Hz – 52,0Hz</td><td>50,1Hz</td></tr><tr><td>Lower voltage</td><td>50 % – 100 %U_c</td><td>90 % U_c</td></tr><tr><td>Upper voltage</td><td>100 % – 120 % U_c</td><td>110 % U_c</td></tr><tr><td>Observation time</td><td>10s – 600s</td><td>60s</td></tr><tr><td>Active power increase gradient</td><td>6 % – 3000 %/min</td><td>disabled</td></tr></table>		Parameter	Range	Default setting	Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz	Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,1Hz	Lower voltage	50 % – 100 % U_c	90 % U_c	Upper voltage	100 % – 120 % U_c	110 % U_c	Observation time	10s – 600s	60s	Active power increase gradient
Parameter	Range	Default setting																																										
Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz																																										
Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,1Hz																																										
Lower voltage	50% – 100% U_n	85 % U_n																																										
Upper voltage	100% – 120% U_n	110 % U_n																																										
Observation time	10s – 600s	60s																																										
Active power increase gradient	6% – 3000%/min	disabled																																										
Parameter	Range	Default setting																																										
Lower frequency	47,0Hz – 50,0Hz	49,5Hz																																										
Upper frequency	50,0Hz – 52,0Hz	50,1Hz																																										
Lower voltage	50 % – 100 % U_c	90 % U_c																																										
Upper voltage	100 % – 120 % U_c	110 % U_c																																										
Observation time	10s – 600s	60s																																										
Active power increase gradient	6 % – 3000 %/min	disabled																																										
4.10.4 Synchronization					13.7, 14.4																																							
• 発電設備を配電系統に同期させる場合は、全自動で行うこと。			左に同じ																																									

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 15/17

■ 4.11 Ceasing and reduction of active power on set point

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.11.1 Ceasing active power		13.6
- 最大出力が0.8kW以上の発電設備は、指令後5秒以内に有効電力の出力を停止させるためのロジックインターフェースを装備すること。 - DSOに要求された場合は、遠隔操作に対応すること。	左に同じ	
4.11.2 Reduction of active power on set point		14.2(a)
- タイプBの発電設備は、DSOにより遠隔で指令を受けた下限値まで、有効電力を減少できるようにすること。 - 下限値の調整は、定格出力の最大10%幅で行うこと。 - 発電設備は、発電出力下限値までの減少速度を、0.33～0.66% P_n/sの範囲で行うこと。	左に同じ	

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 16/17

■ 4.12 Remote information exchange

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.12 Remote information exchange		4.2(b)
- DSOと関係者の間で定められた閾値より大きい発電出力を有する発電設備は、DSOまたはTSOのコントロールセンターによる監視を可能にするとともに、欧州の規格で定められた機能に関するパラメータ設定値の受信を行うこと。 - 情報の授受は、DSOとTSOが、系統運用の安定化に向けて、改善・最適化することを目的として行われる。 - DSOによる遠隔監視と運転パラメータ設定は、現場の発電設備及び関連装置の運転の妨げにならないこと。 - DSOまたはTSOのコントロールセンターと発電設備間の通信プロトコルは、欧州の技術規格に準拠することが推奨される。	左に同じ	

2. 欧州調査

(4) EN50549-1(-2):2019 “Requirements for the connection of generators above 16 A per phase - Part 1 (2): Connection to the LV(MV) distribution system”

EN50549-1, 2 (英国版) 記載内容 17/17

■ 4.13 Requirements regarding single fault tolerance of interface protection system and interface switch

EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1\text{kV}$)	EN50549-2 (MV: $1\text{kV} < U_n \leq 36\text{kV}$)	RfG該当条項
4.13 Requirements regarding single fault tolerance of interface protection system and interface switch		—
1つの故障が、複数の安全性機能の喪失を引き起こさないようにすること。故障の影響が重大な場合は、共通の要因が引き起こす複数の故障を考慮に入れること。 - 合理的と判断された場合は、個々の故障を表示し、必要に応じて発電設備を解列すること。	(規定なし)	

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(1/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
周波数変化に対するロバスト性	ROCOF耐性 (13.1.b)	急激な周波数変化(例: 2Hz/sec.)が発生しても系 統接続を継続すること。	— (該当要件なし)	但し、FRT要件の一つとして周波 数変化率上下限 $\pm 2\text{Hz/sec.}$ で の不要解列を防止する要求はあ る。
周波数異常上昇時の 安定化	LFSM-O (Limited Frequency Sensitive Mode- Over) (13.2) ※対象はType- A/B/C/Dすべて	50.2Hz(例)以上の周波数 上昇発生時に調定率制御で 出力を減じること。	— (該当要件なし)	但し、風力発電設備（特別高 圧連系）については次の要件あり。 「系統周波数が上昇し適正值を 逸脱するおそれがある場合は、発 電設備の出力を調定率に応じて 自動的に抑制すること。なお、調 定率は2～5%の範囲で指定 する値とし、不感帯は0.2Hz以 下とする。」
周波数変化に依存しな い設定出力の維持	Constant output at its target active power value regardless of changes in frequency (13.3) ※対象はType- A/B/C/Dすべて	周波数が増減しても設定さ れた出力を維持できなければ ならない。(但しLFSM-O/U, FSMに従った運転は優先す る。)	周波数調整のた めの機能（出力 低下防止機能）	特高連系する100MW以上の GT・GTCCについて、出力低下 防止機能の具備を要求している。 その他の電源については求めてい ない。

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(2/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
周波数低下時において許容できる最大出力の減少量	Maximum active power reduction at underfrequency (13.4) (13.5) ※対象はType-A/B/C/Dすべて	周波数低下に応じて最大出力が低下する特性と、その条件(大気温度等)を明確にすること。	周波数調整のための機能（出力低下防止機能）	特高連系する100MW以上のGT・GTCCについては「周波数低下49.0Hzまでは出力を低下しないこと」の要求あり。その他の電源については求めているない。
出力抑制制御	Remote switch ON/OFF (13.6) ※対象はType-A/B	遠隔操作機能。指令を受けてから5秒以内に出力を停止すること。	－ (該当要件なし)	－
自動併入条件	Auto connection条件 (13.7) ※対象はType-A/B/C	自動併入機能を持つ場合の併入条件を指定する。 ・併入時の周波数範囲と併入待ち時間 ・出力増加レート上限	－ (該当要件なし)	－

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(3/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
出力下げ遠隔制御 インターフェース	Active power reduction (14.2) ※対象はType-B	出力下げ制御のリモート指令を受け ることができること。	発電出力の抑制	- 太陽光発電については、出力制御ルールが適用される場合において、通信機能をもつPCS(出力制御機能付きPCS)の設置が義務付けられている。 - 系統連系技術要件において、低圧・高圧・特別高圧連系の太陽光、風力発電については、「求めに応じて発電出力の抑制ができる機能を有する」ことが求められている。ただし遠隔制御とは限定していない。

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(4/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
事故発生後の再接続条件	Reconnection after an incidental disconnection due to network disturbance (14.4) ※対象はType-B/C/D	(a) 事故解列後の再並列時の条件はTSOが指示する。 (b) 自動再並列装置の設置には事前にTSOの承認が必要。	— (該当要件なし)	—
情報提供	Information Exchange (14.5.d) ※対象はType-B/C/D	➤ 発電設備は、システムオペレーターまたはTSOに指定された情報を、リアルタイムまたは定期的に情報交換する。 ➤ システム運用者はTSOと連携して、発電設備に求める情報内容を指定する（データリスト）	連絡体制	特高連系設備に対しては、スーパービジョン及びテレメータの設置を要求している。また、高圧についてもテレメータ設置を要求している。伝送する情報について項目指定あり。例えば、連系用遮断器の開閉状態、受電地点の有効電力、等があるが、力率や電圧までの情報は含まれていない。
周波数制御	Active power controllability and control range (15.2.a)	TSOからの指示に従って出力設定を調整する機能を持つこと。設定された出力に実際の出力が到達するまでに要する時間はTSOが制定する。	周波数調整のための機能	火力、混焼バイオマス発電設備(特高連系、出力 $\geq 100\text{MW}$)に対して、LFC制御の機能として下記の変化速度を要求している。 LFC幅: 定格出力の5%以上 LFC変化速度: 定格出力の1%/min.以上（GT・GTCCは5%/min.以上）

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(5/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
周波数異常下降時の安定化	LFSM-U (Limited Frequency Sensitive Mode-Under) (15.2.c) ※対象はType-C/D	49.8Hz(例)以下の周波数下降発生時に調定制御で出力を増加させること。	— (該当要件なし)	—
周波数制御 (通常時の周波数制御)	FSM (Frequency Sensitive Mode) (15.2.d) ※対象はType-C/D	t1: 応動開始時間遅れは2秒以内、 t2: 全応答するまでの時間は30秒以内とする（英国ではt2は10秒以内）。全応答の保持時間は15 - 30分としTSOが指定する。 調定率は 2 - 12%とする。調定率設定は、TSOが系統周波数管理エリア毎に必要な周波数調整予備力を確認して指定する。欧州大陸では200mHzの周波数偏差の発生時に全GF応答を得られるように調定率を考慮する。(英国では500mHzの周波数偏差を考慮)	周波数調整のための機能 ・ガバナフリー制御	特高連系設備において「100MW以上の火力、混焼バイオについて、ガバナフリー運転機能を要求。調定率は5%以下とすること。GF幅は5%以上とすること。」を要求している。しかし、応動開始時間遅れや全応答時間の指定はなし。
周波数安定化のための情報伝送	Monitoring of frequency response (15.2.g) ※対象はType-C/D	FSM運転状態をTSOへリアルタイム送信する機能。	— (該当要件なし)	特高連系設備においてスーパービジョンとテレメータを要求しているが、ガバナフリー制御の状態は伝送していない。

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(6/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
□バスト性 （有効電力出力維持）	Robustness against frequency and voltage variation (15.4.b) ※対象はType-C/D	周波数と電圧が指定範囲にある限り出力を減ることなく系統に連系していること。	－ （該当要件なし）	明示的に示されていないが、運転周波数範囲と運転電圧範囲は指定されており、暗黙的に要求されていると考えられる。
□バスト性 （アイランド運転）	Capability to take part in island operation (15.5.b) ※対象はType-C/D	TSOが要求した場合は単独運転（アイランド運転）機能を具すること。	－ （該当要件なし）	－
□バスト性 （早期再接続）	Quick re-synchronization (15.5.c) ※対象はType-C/D	(i) TSOによる系統運用の要求に応じて早期再接続可能とすること。 (ii) 外部電源断から15分以上経過後に再接続する場合、任意の出力運転状態から所内単独運転負荷へ出力を急減できること。 (iii) 補機電源が外部供給されていなくても所内単独運転に移行して運転継続できること。所内単独運転の継続時間は電源主機の技術的特性を考慮してTSOと協議して決めること。	－ （該当要件なし）	－

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(7/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
系統運用セキュリティ	Installation of devices for system operation and devices for system security (15.6.d)	系統運用セキュリティに必要な機能の追加が必要とTSOが要求した場合は合意形成をとること。	－ (該当要件なし)	－

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(8/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
シミュレーションモデル	Simulation Models (15.6.c) ※対象はType-C/D	➤ 発電設備所有者はシステムオペレーターまたはTSOの要求に応じて、発電モジュールの動作を適切に反映するシミュレーションモデルを提供する。 • 定常状態シミュレーション • 動的シミュレーション • 電磁過渡シミュレーション ➤ 提供されたモデルが以下のコンプライアンステストの結果に対して検証されていることを確認する。 • Compliance simulations for synchronous power-generating modules(Article 51~53) • Compliance simulations for power park modules (Article 54~56) • Compliance simulations for offshore power park modules (Article 57)	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(9/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
出力変化レート	Rage of change of active power (15.6.e) ※対象はType-C/D	出力変化レート（上げ、下げレート）の上限、下限の指定にあたっては、電源主機の技術的特性を考慮する。	(出力変動対策) (周波数調整機能)	風力発電設備(特高連系)について、「5分間の最大変動幅は、発電所設備容量の10%以下とすること」の要求あり。 周波数調整機能としてのLFC機能には下記のように上げレートの下限を指定している。 ・GT・GTCC: 5%/min. ・そのほか火力：1%/min.
運転電圧範囲	Voltage range (16.2) ※対象はType-D	指定の電圧範囲内と時限内で解列せずに運転継続できること。	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(10/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
ロバスト性 (事故後出力復帰)	Post fault active power recovery (17.3) ※対象は同期発電の Type-B/C/D	(同期発電ユニットが対象) Post-fault active power recoveryの目的は、 1. (非同期電源の導入拡大を考慮し)慣性が低下して周波数感度が高くなった電力系統の周波数を安定させるため。 2. 電圧の安定性を確保し、故障事故後の過電圧の問題を軽減するため。 3. (洋上風車などの) 長距離交流伝送線で発生する可能性のあるインバーター電源(PPM)の過電圧トリップのリスクを軽減するため。	— (該当要件なし)	—
電圧安定化 (無効電力制御)	Supplementary reactive power (18.2.a) ※対象は同期発電の Type-B/C/D	発電機から接続点までのラインにて消費する無効電力は電源側で賄うこと。	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(11/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
電圧安定化(無効電力供給能力)	Reactive power capability at maximum active power (18.2.b) ※対象は同期発電のType-B/C/D	無効電力の供給能力範囲カーブ(U-P/Qmax)はTSOが指定する。	電圧変動対策力率の保持	電圧の自動調整のための無効電力制御（進相運転等による）の機能は要求しているが、無効電力の制御範囲に関して数値要求は無い。
電圧安定化(無効電力供給能力)(PPM発電)	Reactive power capability (20.2.a) ※対象はPPM発電のType-B	無効電力供給機能の具備をTSOが要求できる。	電圧変動対策力率の保持	電圧の自動調整のための無効電力制御（進相運転、PCSの力率制御等による）の機能は要求しているが、無効電力の制御範囲に関して数値要求は無い。
ロバスト性 (故障電流注入) (PPM発電)	Fast fault current injection (20.2.b,c) ※対象はPPM発電	(b) 高速故障（3相故障）電流の供給に関する要求。 (c) 高速故障（単相、二相故障）電流の供給に関する要求。	－ (該当要件なし)	－

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(12/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
ロバスト性 (事故後回復電力) (PPM発電)	Post-Fault active power recovery (20.3.a,b) ※対象はPPM発電 Type-B/C/D	a) PPMが回復電力を出力する条件（電圧閾値、発生時間、発生出力）についてTSOが指定する。 b) Post-Fault active power recovery機能の仕様について明確にすること。	— (該当要件なし)	—
疑似慣性 (PPM発電)	Synthetic inertia capability (21.2a,b) ※対象はPPM発電 Type-C/D	疑似慣性を発生する機能の具備についてTSOは要求できる。	— (該当要件なし)	—
電圧安定化 (無効電力制御) (PPM発電)	Supplementary reactive power (21.3.a) ※対象はPPM発電 Type-C/D	発電機から送電端までに消費する無効電力は供給すること。	— (該当要件なし)	—
電圧安定化 (無効電力供給能力) (PPM発電)	Reactive power capability at maximum active power (21.3.b) ※対象はPPM発電 Type-C/D	無効電力の供給能力範囲カーブ(U-P/Qmax)はTSOが指定する。	電圧変動対策 力率の保持	電圧の自動調整のための無効電力制御（進相運転、PCSの力率制御等による）の機能は要求しているが、無効電力の制御範囲に関して数値要求は無い。

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(13/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
無効電力制御 (PPM発電)	Reactive power control mode (21.3.d) ※対象はPPM発電 Type-C/D	無効電力制御、電圧制御、力率制御の機能に関する要求。	— (該当要件なし)	—
電圧安定性 (PPM発電)	Prioritising active or reactive power contribution (21.3.e) ※対象はPPM発電 Type-C/D	FRT動作中に有効電力を優先する場合は発動が150msより遅れてはならない。	— (該当要件なし)	—
電圧安定性 (PPM発電)	Power oscillation damping control (21.3.f) ※対象はPPM発電 Type-C/D	ダンピング制御機能の具備要求（TSOが要求した場合）	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(1) RfG要件と日本の現行要件との相違点まとめ(14/14)

要件項目	RfG		日本（東電PG系統連系技術要件等）	
	要件名	内容	要件名	概要/相違点
運転電圧範囲 (洋上PPM)	Voltage range (25.1,2,3) ※対象は洋上PPM	運転電圧範囲	— (該当要件なし)	—
電圧安定性 (洋上PPM)	Voltage stability requirements (25.4) ※対象は洋上PPM	故障電流注入(20.2.b,c)と無効電力制御 (21.3)の要件を洋上PPMにも適用する。	— (該当要件なし)	—
無効電力制御 (洋上PPM)	Reactive power capability (25.5) ※対象は洋上PPM	無効電力供給能力(23.3.b)の要件を洋上 PPMにも適用する。	— (該当要件なし)	—
系統復旧 (洋上PPM)	System restoration requirements (27) ※対象は洋上PPM	事故発生後の再接続条件(14.4)とロバスト性 (15.5)の要件を洋上PPMにも適用する。	— (該当要件なし)	—

3. 欧州調査 まとめ

(2) 欧州各国間の比較

英国とアイルランドでは、他の大陸側各国に比べて国際連系線の容量が十分でないこともあり、系統の安定制御に関して厳しい条件を要求している傾向が見える。

	系統周波数の安定化への寄与度が大きい項目		出力変動対応への寄与度が大きい項目				
	英国	アイルランド	ドイツ	スペイン	イタリア	デンマーク (DK1)	デンマーク (DK2)
周波数低下時の連続運転時間 (RfG 13.1)	長い (90min.)	長い (90min.)	短い (30min.)	短い (30min.)	長い (unlimited)	短い (30min.)	短い (30min.)
LFSM-O、LFSM-UのDroopデフォルト値 (RfG 13.2, 15.2(c))	大きい (10%)	小さい (4%)	小さい (5%)	小さい (5%)	小さい (5%:SPGM)	小さい (5%)	小さい (4%)
低周波数時の、発電出力の低下限度 (RfG 13.4)	低い (2%P/Hz)	低い (2%P/Hz)	高い (10%P/Hz)	高い (10%P/Hz)	低い (2%P/Hz)	高い (6%P/Hz)	高い (6%P/Hz)
自動接続が許容される周波数範囲 (RfG 13.7)	狭い (49.5–50.5Hz)	狭い (49.8–50.2Hz)	広い (47.5–51.0Hz)	広い (47.5–51.5Hz)	—	広い (47.5–50.2Hz)	広い (47.5–50.5Hz)
FSMのDeadband (RfG 15.2(d))	狭い (0mHz)	狭い (±15mHz)	広い (±200mHz)	狭い (0mHz)	広い (±500mHz)	広い (±200mHz)	広い (±500mHz)
出力増加速度の上限 (RfG 15.6(e))	低い	低い	高い	—	やや高い	やや高い	やや高い

3. 欧州調査 まとめ

(3) 欧州グリッドコード調査結果総括 (1/2)

検討会初期段階で説明した下記の検討項目について、参照しているRfGとの対応をまとめた。検討会での議論の方向性はこれらRfG要件の意図と一致していると言える。

グリッドコード検討会項目	参照RfG要件		グリッドコード検討会での議論の方向性
発電設備の制御応答性	Active power controllability and control range (15.2.a) ※対象はType-C/D	TSOからの指示設定された出力に実際の出力が到達するまでに要する時間はTSOが制定する。	現行の系統連系技術要件では、火力、混焼バイオマス発電設備(特高連系、出力 $\geq 100\text{MW}$)に対して、LFC制御の機能として出力変化速度を要求している。しかし、応答完了時間は指定されていない。伝搬遅延や応答時間が長いと、周波数動揺に対して逆制御となりダンピングが悪化、場合によっては非収束となる虞がある。
発電設備の並列時許容周波数	- Auto connection条件 (13.7) ※対象はType-A/B/C - Reconnection after an incidental disconnection due to network disturbance (14.4.a) ※対象はType-B/C/D	自動併入機能を持つ場合の併入条件を指定する。 ・併入時の周波数範囲と併入待ち時間 ・出力増加レート上限 事故解列後の再並列時の条件はTSOが指示する。	再生可能エネルギー電源の導入拡大に伴って大型・集中電源の周波数調整能力が減少した状況において、周波数が一定範囲を超えて上昇していた状況等で再生可能エネルギー電源等の並列により周波数の適正範囲から逸脱することを回避するため、電源並列の際に周波数が一定の範囲にある条件を課す必要がある。

次ページに続く

3. 欧州調査 まとめ

(3) 欧州グリッドコード調査結果総括 (2/2)

グリッドコード検討会 項目	参照RfG要件		グリッドコード検討会での議論の方向性
出力変化速度 の上限と下限	Rate of change of active power (15.6.e) ※対象はType-C/D	出力変化レート（上げ、下げレート）の上限、下限の指定にあたっては、電源主機の技術的特性を考慮する。	特別高圧は調整電源の出力変化速度の下限側（最低変化速度）について、一定電源の一定容量で要件化済み。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%程度を占めているため、これらに機能具備することにより調整力確保は可能であるが、今後の電源構成の動向を注視していく。 火力等の調整電源に求める要件であるため、需給調整市場の商品要件の検討結果を踏まえて検討。
系統安定化に関する情報提供	Simulation Models (15.6.c) ※対象はType-C/D	発電設備所有者はシステムオペレーターまたはTSOの要求に応じて、発電モジュールの動作を適切に反映するシミュレーションモデルを提供する。	各種系統シミュレーションや事象解析、制御装置の整定等に利用する発電設備の諸元等の提出を要件化することにより、解析精度向上による電力の安定供給や適正な調整力（再エネの抑制低減や調達費用低減）とすることができる。 高低圧系統設備については、今後の電源構成の動向を踏まえて継続検討することとしている。