

フェーズ2, 3(中長期要件化)候補

2022年6月1日

電力広域的運営推進機関

- フェーズ2以降の検討対象候補について、検討の方向性(電圧階級、電源種、検討方針)をご確認していただき、ご意見をいただきたい。

■ 資料構成

- ・ フェーズ2以降(中長期要件化)検討の進め方
- ・ 要件化ロードマップ
- ・ フェーズ2以降(中長期・継続)検討 個別技術要件：課題別一覧
- ・ フェーズ2以降(中長期・継続)検討 個別技術要件
- ・ 関係者の意見(関連団体の意見整理)
- ・ 参考資料(海外事例等)
- ・ 参考 需要側設備のグリッドコード：海外調査結果
- ・ 参考 需要側設備のグリッドコード:英国 National Grid, Demand Response Services Code
- ・ 参考 オーストラリアの状況

- 第36回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ でのコメント 対応方針を以下に示す。

No.	委員コメント	対応方針
1	・ <u>リードタイムを考えると、中期的に必要なと言われている要件も早急に検討しなければならない。</u>新たな機能を持った電源が、必要な時期に必要な量、普及していることが望ましいが、その実現が難しい可能性があるということなので、このような観点も含めて<u>検討や議論を加速していく必要がある。</u>	・ <u>【広域機関回答】リードタイムを意識しつつ、可能な限り必要なものは早期に決めていく</u>
2	・ 系統連系ガイドラインにおいて将来的に要件化する事項を明確にしていくことで、リードタイムを短く対応することが可能であると思っている。一方で、日本の系統連系技術要件については、すぐ使う要件だけを規定することになっているため、将来使われる可能性のある要件については規定に入らず、強制力がないように思われる。<u>リードタイムを確保しながら、早めに議論しておくことも必要だと思うが、将来的に必要な機能を具備したものをあらかじめ普及させておいて、必要なときに使えるようにする方策も検討しておく必要がある。</u> ・ 中長期的な要件化について、必要性和重要度に基づいて決めていくという側面があることに加えて、例えば、<u>ソフトウェアの改修等の程度で対応できる部分と、デバイス的に冗長性を持たせて作らないといけない部分があると思われる。このような観点での切分けで中長期的な要件の検討が必要</u>と考える。	・ No.1, No.6参照 ・ 関連団体へ意見照会するが、詳細は個別要件検討時に行う。
3	・ <u>需要側機器の要件に関して、需要側機器の要件化はかなり最小限になっている。</u>需要側の機器に色々な要件を課していくことは、財産という意味でも、かつ、特に小規模なものとなると難しいという議論がある。具体的にどういう機能を具備していくか、それをどう義務化していくかといったことは、<u>グリッドコード検討会の枠を超えて、エネ庁での議論が必要なフェーズに入ってきている。</u>	・ No.6参照
4	・ 系統からというよりも、むしろ<u>市場からのニーズに応えるというような整理の仕方もあるという話もあったところ、そのあたりも議論いただければと思う。</u>制御できない小さなリソースが増えて、期待されるDR に使えないということが残念な結果だと思うので、早めにしっかり手当する必要がある。	・ 制度設計の状況を確認しつつ、系統連系技術要件と市場コードの内容をチェックし確認漏れがないように進める。

No.	座長コメント	対応方針
5	日本市場に参入する海外のメーカー、又は、海外市場に打って出る日本のメーカーのことを考えた際に、このグリッドコードを工夫する余地はあるのか。	【広域機関回答】日本だけに特化したような規定は良くないということもあるだろうし、一方で国ごとに事情も異なるため、多少パラメータ等々含め差異が出てくることも事実。そこは、海外も睨みながら検討していく必要がある。逆に海外に参入することも見据えつつ、日本の規定をしていくことも一つの視点だと承知。そういったことも考慮する。

No.	オブザーバーコメント	対応方針
6	「相当の必要性がある要件に限って、既設設備についても適用の対象」あるいは「既設設備への適用は、相当の必要性がある場合に限ることにしてはどうか」という記載がある。グリッドコード検討会の中では、<u>必要機能の具備については、早めに前倒して実装を準備するようにさせることと、実際に実運用上に適用する時期は、実際の導入量や系統の整備具合によっても変わると思うので、適宜対応できるようにしていただければと強く要望</u>する。	【広域機関回答】ガイドラインと技術要件の2つを使い分けることで望ましいものを示しつつ、全部を義務化なのか一部なのか含めて、その2つの議論を分けて、具体的な項目に即して、今後検討していくことと考える。 【系統WG事務局回答】基本的には、中長期的な要件や需要側の機器については、本日お示したように、<u>ガイドラインと系統連系技術要件への規定を使い分けて、望ましい要件と義務となる要件を示していきたい</u>。一方で、どのように義務化するかについては、別の議論であり、今後、具体的な項目に即して検討する必要があると考えている。
7	グリッドコード検討会は接続コードということで、一番基本になる部分を議論することで、コストの負担のことは検討会のスコープ外と聞いている。系統のための必要な機能を何でも入れていくとコストがかさむということもあるため、<u>全体中でコストのことも評価していただければと思う</u>。	大きなコスト負担とならないよう、個別検討の中でヒアリングしてコスト評価している。
8	中長期的に設備対応が必要なものについては早めに検討を行うことが望ましいことは事実だが、将来的に必要とならない可能性や、エリアによる必要性の違いもある。一番基本となる接続コードで何でも決めればよいということではないと思うため、<u>接続コードで決めるべきこととそれ以外の運用コードなどで決めることと整理いただくことが望ましい</u>。	No.6参照

No.	座長コメント	対応方針
9	中長期的に必要な技術要件等について様々御意見をいただいた。<u>方向性には異論はなかったと思う。カーボンニュートラルや2030年の在り姿なども睨みながら具体的な検討を進めていただきたい</u>。	方向性は第10回検討会で議論、第11回検討会で審議完了、各個別要件の要件化時期を設定し、具体的な検討を進める。

● 第9回検討会での御意見と回答を再掲。

No.	コメント	対応方針
1	オーストラリアに関しても今回の海外調査に含めていただけるのか。特にPVの問題で日本と類似の点が多いと考える。	オーストラリアも将来参考になるのではないかとご意見をいただいている。前回、規格類の調査自体は難しい旨を説明させていただいているが、一方で、事故事例等については一部含めているため、その旨は別途説明させていただきたい。事故事例は調べているというのがご質問への回答になる。
2	シート7にある全体のトレンドというか、今後の中長期要件化のグラフだが、このグラフに記載があるように、風力では今般の再エネ導入を見据え、系統寄与の観点から2020年4月から先行して機能の具備を進めてきた。特に、出力変化速度の上限については広域機関、一般送配電事業者との個別協議の中で現在も協議させていただいているが、今回、中長期に分類された機能について今後遡及適用といった議論がなされないように、機能の具備時期と適用時期を分け議論しながら、機能の具備だけでも先行して進める様な議論を早期に進めていただきたい。	機能の議論といったところはしっかり進めていきたい。一方で、系統連系技術要件そのものに機能具備と言う考え方はないことから、そのところは系統WGでもエネ庁の方で整理していただいているが、機能具備に関しては系統連系技術要件ガイドラインの方で記載し対応しつつ、必要な時期に系統連系技術要件に反映していくという流れで進めていきたいと思う。
3	参考資料について、確認を1点、要望を2点させていただく。1点目、今回の調査によってこれまでに議論してきた短期要件化項目を見直す必要はない認識でよい。2点目、capabilityとutilizationがあるが、機能具備と適用時期を分けることが重要だと認識している。繰り返しになるが、できるだけ遅滞なく対応し、遡及適用がないよう進めてほしい。3点目、例えば、シート39の「出力（有効電力）増加速度の上限」の欧米の動向概要として「通常起動時の出力変化速度の規定は不要と判断された」と記載があるが、こういった情報は重要である。今後、中長期項目の要件化だけでなく、これまで規定したのもも適切に見直すことも有り得るので、シート33の「詳細ヒアリング中」の内容も踏まえた議論ができるよう引き続き調査してほしい。	1点目の確認内容について、短期要件化項目を見直す必要はないと認識している。2点目の要望について、capabilityとutilizationに関しては、米国では比較的このような考え方をしていると理解している。端的にいうと、IEEEで規定するものがcapability、ISO、DSO等が規定するものがutilizationという考え方。これに近い考え方として、資源エネルギー庁からIEEEとは取り扱いが異なるものの提示いただいたものが、系統連系技術要件ガイドラインに規定するということで、機能要件化について先行して議論していくというもの。一方で、系統連系技術要件の取り扱いはあくまでutilizationと考えているため、そのスタンスは変わらない。要望いただいている「遅滞なく対応し、遡及適用がないよう進めてほしい」については、海外動向を踏まえ、機能具備といった点も含め、どのような機能が必要となるかという議論は、これまでと同様にしっかりと進める必要がある。3点目の要望について、各国での取り扱いが異なり、その中で、通常時の接続に関しては要件化しない国があるというのは、確認いただいたとおり。本件は、系統運用の在り方と密接に関わる内容なので、これが正しいかどうかによらず、幅広い議論が必要となると認識している。

- 検討の進め方を以下に示す。候補・時期等は今後の議論で協議する。

- 要件候補抽出

- ・ 第3回/第4回検討会で「継続検討」としたもの（短期要件化項目で電圧階級・電源種により「継続検討」としたものを含む）
- ・ 第4回～第7回、第9回検討会であらためて「継続検討」としたもの
- ・ 海外調査結果、検討必要としたもの
- ・ 洋上風力・HVDCの対応：特化した内容の規定が必要であれば、対象設備を明記する。
- ・ 2050年カーボンニュートラルを見据えたグリーンエネルギー戦略中間整理(令和4年5月19日)で示されているものへの対応
蓄電池に関するグリッドコードの整備(2030年代)：他会議体で課題(*1)の「蓄電池の位置付け」で「発電事業」に供する設備となっても、既存の要件において蓄電設備に関する特記事項があれば記載していく。
*1 出力、託送契約上の同時最大受電電力の割合、年間逆潮流量(電力量)の割合が決定次第、見直しを検討要か
慣性力提供のグリッドコード化(2030年代)：要件化時期(案)は2030年前後として織り込み済
- ・ 需要側設備のグリッドコード
約款別冊の需要者設備の項目に反映するかは、市場制度検討関係者との議論が必要なところ。協議が必要と思われる技術事項を参考として整理する。

- 個別技術要件検討

- ・ 第4回～第7回と同じ内容で検討予定

- 検討の進め方を以下に示す。候補・時期等は今後の議論で協議する。

■ 要件化時期の検討

- 本資料では下記の考え方で、フェーズ2:中期（2025年前後）、フェーズ3:長期（2030年前後）、フェーズ4以降:継続検討とフェーズ分けするが、個別要件検討、評価の中で必要に応じて、要件化時期を議論の上決める。
- ✓ 「フェーズ2:中期（2025年前後）」
 - [2①]早急に発電側で具備したほうがよいとフェーズ1(2023年要件化)で一旦整理したが、継続検討となったもの。
 - [2②]現行要件内容およびフェーズ1(2023年要件化)内容で、早期に電圧・電源種の適用拡大をすることで安定供給に貢献すると考えられるもの。
 - [2③]海外ですでに検討、規定されているもので、日本のグリッドコードにおいても電力の安定供給に貢献すると考えられるもの。
- ✓ 「フェーズ3:長期（2030年前後）」
 - [3①]早急に発電側で具備したほうがよいが、引き続き技術的検討や実証試験などが必要と想定されるもの。
 - [3②]必要性の整理次第では、現行要件内容の電圧・電源種の適用拡大をすることで、安定供給に貢献すると考えられるもの。
 - [3③]海外ですでに検討、規定されているもので、必要性の整理次第では日本のグリッドコードにおいても電力の安定供給に貢献すると考えられるもの。
- ✓ 「フェーズ4以降:継続検討」
 - [4①]近い将来においては要件化の必要性が明確ではないものの、今後の再エネ導入拡大を見据えて、検討をしておいたほうがよいもの。
 - [4②]他の会議体で検討・整理されるため、要件化時期を確定できないもの。
 - [4③]海外において検討されているものの、日本のグリッドコードにおいて規定した方がよいか検討するために情報収集や詳細検討などが必要なもの。

※[2①]～[4③]は次スライドの注釈とする。

要件化項目と要件化時期

- ☆2030年再エネ比率(22~24%)に対応：フェーズ1(2023年要件化)
 ◇2030年再エネ比率見直し(36~38%)以降も想定：フェーズ2(2025年前後要件化検討)
 ◆□2040年以降(2050年目標未定)を想定：フェーズ3(2030年前後要件化検討)、フェーズ4以降(継続検討)
 ※要件化の時期、項目は今後の議論にて決める

☆フェーズ1:2023年4月要件化

- 発電出力の抑制
- 発電出力の遠隔制御
- 発電設備の制御応答性
- 自動負荷制限・発電制御(蓄電設備制御(充電停止))
- 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度
- 発電設備の運転可能周波数(下限)
- 発電設備の並列時許容周波数 *高低圧は2025/4
- 単独運転防止対策
- 事故時運転継続
- 発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)
- 電圧・無効電力制御(運転制御)：特高(インバータ電源の電圧一定制御を除く)
- 電圧変動対策(力率設定) *2025年4月
- 運転可能電圧範囲と継続時間
- 電圧フリッカの防止
- 事故除去対策(保護継電器・遮断器動作時間)
- 系統安定化に関する情報提供
- 事故電流に関する情報提供
- 慣性力に関する情報提供

◇フェーズ2:中期(2025年前後)要件化を検討

- 周波数変化の抑制対策(上昇側・低下側) 継続検討(特高)[2①]
- 発電設備の制御応答性 継続検討(特高(再エネ))[2①]
- 電圧変動対策(瞬時電圧低下) 適用拡大(特高)[2②]
- 出力(有効電力)の増加速度の上限 適用拡大(特高の太陽光、蓄電池)[2②]
- 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度 適用拡大(特高(小容量火力・ガス・コジェネ), 高低圧)[2②]
- 電圧・無効電力制御(運転制御)(インバータ電源の電圧一定制御) 適用拡大(特高の再エネ)[2②]
- 電圧上昇側 Voltage Ride Through [2③]

◆フェーズ3:長期(2030年前後)要件化を検討

- 周波数変化率耐量(RoCoF) [3①]
- 慣性力の供給(疑似慣性) [3①]
- 発電設備の制御応答性 適用拡大(小容量火力)[3②]
- 情報提供(モデル等) 適用拡大(太陽光・風力・蓄電池)[3②]
- 情報提供(慣性力) 適用拡大(特高の慣性供給同期発電機以外)[3②]
- 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)[3③]
- 事故時優先順位指定[3③]
- 制御・保護システムの協調・優先順位[3③]

□フェーズ4以降:継続検討

- 周波数変化の抑制対策(上昇側・低下側) 適用拡大(高低圧)[4①]
- 発電設備の制御応答性 適用拡大(高低圧)[4①]
- 瞬動予備力(連続制御) 適用拡大(小容量火力)[4①]
- 出力(有効電力)の増加速度の上限 適用拡大(高低圧)[4①]
- 出力変化速度の上限と下限 適用拡大(小容量火力)[4①]
- 負荷周波数制御 適用拡大(大容量火力以外)[4①]
- 経済負荷配分制御 適用拡大(大容量火力以外)[4①]
- 電圧・無効電力制御(運転制御) 適用拡大(高低圧)[4①]
- 系統安定化装置(PSS)/自動電圧調整装置(AVR) 適用拡大(再エネ)[4①]
- 発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転) 適用拡大(小容量火力)[4①]
- 自動負荷制限・発電抑制(蓄電設備制御) 適用拡大(対象設備)[4①]
- 単独運転防止機能 将来に備えた検討[4①]
- 運転時の最低出力 適用拡大(小容量火力)+既存見直し[4②]
- 発電設備の運転可能周波数(上昇側) [4②]
- *1 Consecutive Voltage Ride Through [4③]
- *1 Phase Angle Ride Through [4③]
- *1 Black Start [4③]

*1：海外調査結果から検討対象として追加を提案

再エネ(発電電力量)導入比率[%]

60
50
40
30
20
10
0

2000 2010 2020 2030 2040 2050 2060

10%

17%

22~24%
→36~38%2021年に
比率目標見直し

2020年4月要件化済

- 火力：調定率制御
- 風力：出力変化速度制限
- 周波数変化の抑制対策(上昇側)

50~60%

マスタープラン策定
シナリオ検討条件
(参考値)

再エネ出力制御の合理化：適切な出力制御

個別技術要件	番号	要件化時期	要件概要	要件化必要理由
運転時の最低出力 全電圧 火力・混焼バイオマス	A1	フェーズ4以降(継続検討) [4②] 系統WGでの議論を踏まえて検討	「優先給電ルール」による電源出力の制御等の際の「最低出力」できる上限を定める。	電源出力を制御する際の「最低出力」の上限を規定することにより、系統全体の需給バランス維持のために電源制御が必要な場合に、再生可能エネルギー電源の制御を可能な限り回避する。

電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上等への対応）：需給変動・周波数変動への対応

個別技術要件	番号	要件化時期	要件概要	要件化必要理由
周波数変化の抑制対策(上昇側) 全電圧 太陽光・風力(特高要件化済)・蓄電池	B1	特高:フェーズ2(2025) [2①] フェーズ1継続検討 高低圧:フェーズ4以降(継続検討) [4①]	事故等により周波数が上昇し一定程度を超えた場合に、周波数の上昇幅に応じて電源の出力（有効電力）を減少する。	流通設備事故等で需要が大量に脱落した際に、周波数の適正範囲からの逸脱（電源が設備損壊防止等で大量脱落し、大規模停電に至るおそれ）を抑制する。
周波数変化の抑制対策(低下側) 全電圧 太陽光・風力・蓄電池	B2	特高:フェーズ2(2025) [2①] フェーズ1継続検討 高低圧:フェーズ4以降(継続検討) [4①]	事故等により周波数が低下し一定程度を超えた場合に、周波数の低下幅に応じて電源の出力（有効電力）を増加する。	大容量の電源脱落等が起きた際に周波数の低下（周波数低下に伴う負荷遮断等による大規模停電に至るおそれ）を抑制する。
発電設備の制御応答性 全電圧 GT・GTCC・火力・混焼バイオ100(沖縄35)MW未満ならびに、太陽光・風力・蓄電池	B3	特高(再エネ)：フェーズ2(2025) [2①] フェーズ1継続検討 、 高低圧(再エネ)：フェーズ4以降(継続検討) [4①]、 火力:フェーズ3(2030) [3②]	ガバナと調定率制御の性能を発揮する。	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。
負荷周波数制御 全電圧 全電源 ただし100(沖縄35)MW以上のGT・GTCC・火力・混焼バイオマスは除く	B4	フェーズ4以降(継続検討) [4①]	中給から数秒～十数秒の頻度で送出されるLFC信号に応じて出力調整を行う機能（中央制御）を具備する。指令に対する追従速度、応答時間を規定する。	再エネの導入拡大に伴い相対的に有効電力制御機能を有する発電機の系統並列台数が減少するため、必要量を確保する必要がある。

電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上等への対応）：需給変動・周波数変動への対応

個別技術要件	番号	要件化時期	要件概要	要件化必要理由
発電設備の運転可能周波数(上昇側) 全電圧 全電源	B5	フェーズ4以降(継続検討) [4②]	事故等により周波数が一定の範囲で上昇した場合に、電源は運転継続する。	周波数上昇に伴う再エネ電源の出力上昇等が周波数変動を助長し、再エネ電源等が連鎖脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
周波数変化率耐量 (RoCoF) 全電圧 FRT要件対象電源	B6	フェーズ3(2030) [3①]	周波数変化率(df/dt)が増加した場合の運転継続と制限値を規定する。	インバーターを介した電源が増え、同期機電源が減ると周波数変化率が上昇する可能性があるため、発電設備の系統喪失検出と協調した制限値を設定するとともに、運転継続できる耐量を定める。
出力（有効電力）の増加速度の上限 全電圧 太陽光・風力(特別高圧要件化済)・蓄電池	B7	特高:フェーズ2(2025) [2②] 高低圧:フェーズ4以降(継続検討) [4①]	発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、並列時の連系点での最大変動幅を規定する。	自然変動電源や蓄電池等、出力変化速度の速い電源比率が高まった状況では、出力増加速度に制約を設けておかなければ、系統側で大きな調整力の事前確保が必要になる等により、分散電源普及の制約となる。
出力変化速度の上限と下限 全電圧 GT・GTCC・火力・混焼バイオマス100(沖縄35)MW未満※調整力を有する電源に適用	B8	フェーズ4以降(継続検討) [4①]	調整力を有する電源において、出力変化速度を規定する。	調整力を供出する電源として、GT・GTCC・火力・混焼バイオマス(100MW以上、沖縄35MW以上)に要件化済であるが、さらに小容量の設備においても調整力供出用として必要となる。
慣性力の供給(疑似慣性) 全電圧 太陽光・風力・蓄電池	B9	フェーズ3(2030) [3①]	慣性供給を規定する。	同期発電機減少に伴う同期化力の低下が懸念されており、課題が顕在化する前の実態把握や慣性供給が必要である。
周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度 全電圧 火力100(沖縄35)MW未満、コージェネ(ガスエンジン)	B10	フェーズ2(2025) [2②] フェーズ1適用拡大	事故等により周波数が変動した場合においても電源の出力（有効電力）を一定に維持する。	周波数低下に伴う再エネ電源の出力低下や停止等が周波数変動を助長し、再エネ電源等が連鎖脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。

電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上等への対応）：需給変動・周波数変動への対応

個別技術要件	番号	要件化時期	要件概要	要件化必要理由
瞬動予備力 全電圧 GT・GTCC・火力・混焼バイオマス100(沖縄35)MW未満	B11	フェーズ4以降(継続検討) [4①]	系統周波数の変化に対し、速度調定率に応じて発電機側で自動的に有効電力の調整を行う機能。周波数バイアス（一定以上の周波数低下が発生した場合に、ガバナフリーによって変化した出力を維持する機能）も含む。	再エネの導入拡大に伴い相対的にガバナフリー機能を有する発電機台数が減少するため、必要量の確保が困難となることが懸念され、周波数品質低下に直結するため。
単独運転防止機能 全電圧 太陽光・風力・蓄電池	B12	フェーズ4以降(継続検討) [4①] 将来に備えた検討	事故等により単独運転が継続した場合に、電源を停止する。	検出する感度を過度に高めた場合、周波数変動等で再エネ電源等が連鎖的に不要脱落すること(大規模停電を招くおそれ)や定常状態で電圧フリッカ等を招くので、単独運転の検出感度と電源の不要脱落の防止等を協調して定める。
自動負荷制限・発電制御 (蓄電設備制御) 全電圧 蓄電設備	B13	フェーズ4以降(継続検討) [4①] フェーズ1適用拡大	事故等により周波数が一定程度を超えて低下した場合に、蓄電設備を遮断する。	大容量の電源脱落等が起きた際に本機能により周波数の低下(負荷遮断による大規模停電を招くおそれ)を抑制する。
発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転) 全電圧 GTCC (40万kW/所未満) ※その他は要検討	B14	フェーズ4以降(継続検討) [4①] フェーズ1適用拡大	連系する系統の停電を検出し、発電設備のみで単独運転するための装置を設置する。	台風等による送電線事故と発電所停止、およびその翌日台風一過の高需要による需給バランスへの影響がある。また、送電線ルート事故等により発電所が停電すると起動に時間を要し、需給への影響が大きいため、影響を抑制する。
経済負荷配分制御 全電圧 火力・混焼バイオ100(沖縄35)MW未満	B15	フェーズ4以降(継続検討) [4①]	中給から送出される出力基準値に追従して出力調整を行う（中央制御）。	再エネの導入拡大に伴い有効電力制御機能を有する発電機の系統並列台数が減少するため、必要量確保が困難となることが懸念されるため。
Phase Angle Ride Through 全電圧 ※電源種は要検討	B16	フェーズ4以降(継続検討) [4③]	系統上の事故または比較的大きな開閉動作で、インバータ端子電圧位相角の急激な変動により、位相同期回路（PLL）が端子電圧の角度を追跡しにくくなり、PLLによって生成された位相角と系統位相角の差が設定時間（数ミリ秒程度）を超えた場合に保護機能が動作（トリップ等）するおそれがあるため、規格化する。	周波数変動や流通設備事故等による電圧変動で再生可能エネルギー電源等の停止が周波数変動を助長して、再生可能エネルギー電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。

電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上等への対応）：電圧変動への対応

個別技術要件	番号	要件化時期	要件概要	要件化必要理由
電圧・無効電力制御（運転制御）（インバーター電源の電圧一定制御） 特別高圧 太陽光・風力・蓄電池	C1	フェーズ2(2025) [2②]フェーズ1適用拡大	需要や潮流の変化による電圧変動に応じ、電源の出力(無効電力)を増減し、電圧変動を抑制する。	再生可能エネルギー電源等の本機能により、電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱等を回避する。
電圧・無効電力制御（運転制御） 高低圧 高圧・低圧 太陽光・風力・蓄電池	C2	フェーズ4以降(継続検討) [4①]フェーズ1適用拡大	需要や潮流の変化による電圧変動に応じ、電源の出力(無効電力)を増減し、電圧変動を抑制する。	再生可能エネルギー電源等の本機能により、電圧安定性の低下に伴う送電容量の低下や、系統電圧の適正範囲からの逸脱等を回避する。
自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御) 特別高圧 太陽光・風力・蓄電池	C3	フェーズ4以降(継続検討) [4①]	発電設備の連系による電圧変動が適正範囲内から逸脱しないように、自動的に電圧調整することを規定する。	電圧変動による系統電圧の適正範囲からの逸脱等を回避する。
電圧上昇側 Voltage Ride Through 全電圧 FRT要件対象電源	C4	フェーズ2(2025) [2③]	事故等により電圧が変動した場合においても、その変動が一定範囲にとどまるのであれば、電源の運転を継続する。	周波数変動や流通設備事故等による電圧変動で再生可能エネルギー電源等の停止が周波数変動を助長して、再生可能エネルギー電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
Consecutive Voltage Ride Through 全電圧 ※電源種は要検討	C5	フェーズ4以降(継続検討) [4③]	VRTが求められる電圧変動が連続して一定回数の範囲にとどまるのであれば、電源の運転を継続する。	周波数変動や流通設備事故等による電圧変動で再生可能エネルギー電源等の停止が周波数変動を助長して、再生可能エネルギー電源等が連鎖的に脱落すること（大規模停電を招くおそれ）を回避する。
電圧変動対策（瞬時電圧低下） 特別高圧 全電源	C6	フェーズ2(2025) [2②]適用拡大(特高)	系統連系用変圧器加圧時の励磁突入電流による瞬時電圧低下により、系統を利用する事業者の電気の使用を妨害する可能性を低減させる必要がある。	高圧系統は10%と明記されていることに対し、特別高圧については具体的な数値が定められていないため、特別高圧についても閾値について明確化を図る必要がある。

電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上等への対応）：同期安定度等への対応

個別技術要件	番号	要件化時期	要件概要	要件化必要理由
事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給) 全電圧 太陽光・風力・蓄電池	D1	フェーズ3(2030) [3③]	事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給を求める。	系統事故・擾乱時の対応能力を確保し、事故による連鎖脱落、系統崩壊を防止する。
系統安定化装置(PSS) 特別高圧 太陽光・風力・蓄電池	D2	フェーズ4以降(継続検討) [4①]	励磁制御方式を採用する発電機に設置するPSSの整定値を規定する。	系統の事故等によって生じる発電機の出力動揺を速やかに収斂させるため、端子電圧制御する装置を設置し、発電機の安定運転上、あるいは連系する系統の安定度上、必要である。

電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上等への対応）：その他

個別技術要件	番号	要件化時期	要件概要	要件化必要理由
情報提供(モデル等) 全電圧 太陽光・風力・蓄電池	E1	フェーズ3(2030) [3②] フェーズ1適用拡大	電源事故や流通設備事故等の潮流や周波数、電圧が変動する事象において、再生可能エネルギー電源を含む、電源の安定性への影響等を解析する際の電源の模擬に必要なシミュレーション用モデルを提供する。	情報提供がなく系統解析の精度が低下し、同期安定性や電圧安定性等を把握できない場合、再エネ電源の抑制に繋がりがねない送電容量の低下や、事故時等に系統全体が不安定となることによる大規模停電等を招くおそれがある。
情報提供(慣性力) 全電圧 全電源種(特別高圧の系統に慣性を供給できる同期発電機以外)	E2	フェーズ3(2030) [3②] フェーズ1適用拡大	慣性に関する情報を把握するため情報提供を規定する。	同期発電機減少に伴う同期化力の低下が懸念されており、問題が顕在化しないよう、閾値以上の慣性力を確保する必要がある。
制御・保護システムの協調・優先順位 全電圧 全電源	E3	フェーズ3(2030) [3③]	複数の制御・保護機能の動作が相反する等、同時に要件を満足することができない場合の優先順位を規定する。	人身安全、設備保全、電力品質を総じて整理、規定が必要。
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御) 全電圧 FRT要件対象電源	E4	フェーズ3(2030) [3③]	出力回復、事故電流供給の優先順位を規定する。	事故発生から復帰までの優先順位の整理、規定することが必要。

電力品質の確保（再エネ主力電源化に伴う再エネ比率向上等への対応）：参考調査

個別技術要件	番号	要件化時期	要件概要	要件化必要理由
Black Start 特別高圧 太陽光・蓄電池	F1	フェーズ4以降(継続 検討) [4③]	インバーター電源による ブラックスタート電源公募 への参入条件として参考検討。	要否検討含めて検討する。 <参考> 旧一電の火力を対象とした「ブラックスタート機能 公募」とは別に、インバーター電源の機能として、ブ ラックスタート機能を系統連系技術要件の対象と するか、対象・用途の定義など、国内外の開発状 況や海外規程の更なる情報収集が必要。 なお、 国内では現状、「ブラックスタート機能公募」におい て、公募の募集要項に入札条件としてブラックス タート機能を指定している。全停電の状態から外 部電源より発電された電気を受電することなく、所 内電源によって起動し、停電解消のための発電を 行う電源であるため、「ブラックスタート機能公募」 の電源は系統連系技術要件の適用対象外。

	発電側業界団体の意見	事務局案 確認事項
技術 費用	①大規模火力発電設備については、中長期要件化の検討においても既設と同等レベルの性能を要求されるものと理解しており、その観点により技術的課題および追加費用の発生は無いものと考えている。仮に系統側の都合で性能向上を求められる場合には、技術的課題および追加費用の扱いを検討する必要があるが、具体的な要求スペックおよび実施時期を明示していただかないと検討することができない。既設と同等の要求レベルであっても、確保する調整力を拡大する場合など系統側の都合により発電側の運用に制約が発生する場合には、それに伴う追加費用の負担のあり方について検討される必要がある。 また、現在議論されている制御応答性のように系統連系技術要件への記載の仕方によっては、性能の検証方法およびその費用について検討が必要となる場合がある。(火原協) ②次スライド以降の各個別技術要件に具体的な意見を記載(自家発電)(JPEA)(JWPA)(JEMA)(コージェネ、ガス)	①具体的な要求スペックおよび実施時期は、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進めていくことで考えております。 なお、費用については、グリッドコード検討会の検討対象外としておりますが、他の審議会等の検討動向を注視するとともに、必要があれば関係個所と調整したいと考えております。 ②具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進めていくことで考えております。
その他	①いずれの項目についても、技術的課題とは別に運用に伴い発生する費用や制約等の影響があり、接続コードと実運用のあり方については分けて議論する必要がある。(火原協) ②次スライド以降の各個別技術要件に具体的な意見を記載(自家発電)(JPEA)(JWPA)(JEMA)(コージェネ、ガス)	①制度設計の状況を確認しつつ、系統連系技術要件と市場コードの内容をチェックし、各個別技術要件の中で詳細検討を進めていくことで考えております。 ②具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進めていくことで考えております。

A1: 運転時の最低出力

2023年4月の適用除外分

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		系統WGの議論を踏まえて検討する。
電源種	火力・混焼バイオマス		系統WGの議論を踏まえて検討する。
系統側対策案	発電している電源側にて実現されるものであるため、系統側対策なし		
検討内容 評価方法	火力・混焼バイオマス発電の最低出力について更なる引き下げは、系統WGでの議論（*1）を踏まえて検討する。 *1 第35回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ https://www.meti.go.jp/shingikai/eneco/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/035_03_00.pdf	・工場生産設備と一体運用される発電設備である場合は（熱・電併給の形態、排熱・排ガス利用発電設備、他）、本個別技術要件は適用されないと認識しております。また、既に最低出力(15,000kW)で出力抑制に対応中であり、これ以上の抑制は困難と考える。(自家発電) ・系統全体のバランスの維持が目的であるため、要件化済み対象範囲の拡大は行わず、必要に応じてその対象範囲における最低出力の見直しを行うこととしてはどうか。OCCTOの送配電等業務指針第174条では、下げ調整力が不足する場合の措置として、火力電源等のうち、出力制御が困難な電源及び下げ調整力不足の解消への効果が低い電源の出力抑制は除くとしている。他の電源種も対象に加える場合には、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。また、対象範囲の拡大を検討する場合においても、逆潮流ありの設備に限定し、逆潮流とならない程度まで出力を低下すれば良いとする等の条件を追加していただきたい。(コージェネ,ガス)	・エネ庁に適宜検討進捗を確認する。 ・具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B1: 周波数変化の抑制対策(上昇側)

2023年4月要件化検討の継続協議

特高:フェーズ2(2025)、
高低圧:フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧	特別高圧は2025年、高低圧は2030年前後の要件化でよいと考える。柔軟な対応が可能な特別高圧を先行して要件化する計画に対し異存はない。(JPEA)	特別高圧の要件化を優先して検討する。
電源種	太陽光・風力(特別高圧の上昇側は2020/4要件化済)・蓄電池	導入量の多い太陽光は要件化が必要であると考ええる。(JPEA)	蓄電池の対象条件を協議要。2020年4月要件化内容は別の場で議論継続
系統側対策案	なし(2023年4月要件化検討時と同理由)		
検討内容評価方法	配電系統でも必要と考えられる。単独運転検出機能との協調は、関連団体と検討する。	- 工場等の生産設備内で自家消費される場合、本個別技術要件は適用されないと認識しております。(自家発電) - 抑制対策が動作したときの安定性(発振等がない)等、シミュレーションや実証試験による十分な検証を実施し、できるだけ要件化当初の仕様を最終仕様として確定させるべき。柔軟な対応が可能なようにあらかじめ考慮しておく必要はあるが、極力仕様は変わることがないようにしたい。(JPEA)	- コストMin.となるよう、低下側と同時に要件化する。 - 具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。
その他		- 対策コストのミニマム化や、実施したときに発電量が低下するようなことがないように要件化することを希望する。要件化に際し、PCSの設計がコストを含め困難なことがない(コスト等が許容できる範囲である等)ようにすべき。遅れ時間(ムダ時間等)を短くすることで発振を防ぐことができるとのシミュレーション結果が出ているが、遅れ時間の設定は、PCSメーカーにヒヤリングの上、実現可能性を考慮願いたい。現時点ではソフトウェアの変更のみで対応可能ではないかと考える。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) - LFSM-Oは風力においてはDroop（調定率）2～5%として要件化済みと理解しているが、今後の検討において制御時間等の条件が追加される場合、それが日本固有なものにならないように配慮いただきたい。設定するDroopについては再エネの導入断面によっても変わってくると理解。設定Droopの妥当性についてシミュレーションを通じながら事前の検証をお願いしたい。(JWPA) - 太陽光単独の発電システムでは、通常動作時はMPPT制御による最大出力点で動作しているため、周波数上昇側の場合には、出力を抑制することで対応できるが、周波数低下側の場合に、任意に出力を増加することが不可となる。蓄電池システムにおいても、放電状態からの更なる放電制御や、充電状態からの更なる充電制御など、タイムリーに反応できない場合がある。機能の観点からは、上昇側と低下側とを同時に対応できる電源が最適と考えられるが、上記の太陽光単独システムの様な片方の機能しか対応できない場合であっても、機能搭載すべきか検討が必要。海外事例の様に、一定の条件のもとに、要件から除外することも検討が必要。(JEMA) - 他の電源種も対象に加える場合には、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。コージェネは、通常、定格最大出力による運転を行うため上げ余力はない。但し、構内の電力負荷や熱需要が少ない場合には、出力を下げたり、停止している場合があるため、その分の上げ余力は保有している。(コージェネ、ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B2: 周波数変化の抑制対策(低下側)

2023年4月要件化検討の継続協議

特高:フェーズ2(2025)、
高低圧:フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		特別高圧の要件化を優先して検討する。
電源種	太陽光・風力・蓄電池		蓄電池の対象条件を協議要
系統側対策案	なし(2023年4月要件化検討時と同理由)		
検討内容 評価方法	再エネ導入量増加時のLFSM-U動作時の不安定性およびその他課題（フリッカ懸念、MPPT制御との干渉、出力変化開始時間、ムダ時間等）の対策検討した上で要件化を検討する。最大出力抑制制御時（現状の出力制御）、定常出力抑制時（常時リザーブ確保）のどちらで適用するかを検討する。配電系統でも必要と考えられる。単独運転検出機能との協調は、関連団体と検討する。	- 工場等の生産設備内で自家消費される場合、本個別技術要件は適用されないと認識しております。(自家発電) - 抑制対策が動作したときの安定性(発振等がない)等、シミュレーションや実証試験による十分な検証を実施し、できるだけ要件化当初の仕様を最終仕様として確定させるべき。柔軟な対応が可能ないようにあらかじめ考慮しておく必要はあるが、極力仕様は変わることがないようにしたい。(JPEA)	関係団体への制御応答性などの詳細確認をするとともに、解析シミュレーション結果なども踏まえて検討する。 なお、コストMin.となるよう、上昇側と同時に要件化する。
その他		- 対策コストのミニマム化や、実施したときに発電量が低下するようなことがないように要件化することを希望する。要件化に際し、PCSの設計がコストを含め困難なことがない(コスト等が許容できる範囲である等)ようにすべき。遅れ時間(ムダ時間等)を短くすることで発振を防ぐことができるとのシミュレーション結果が出ているが、遅れ時間の設定は、PCSメーカーにヒヤリングの上、実現可能性を考慮願いたい。現時点ではソフトウェアの変更のみで対応可能ではないかと考える。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) - 日本固有なものにならないように配慮いただきたい。設定するDroopについては再エネの導入断面によっても変わってくると理解。設定Droopの妥当性についてシミュレーションを通じながら事前の検証をお願いしたい。当面は指令を受けて出力抑制している分を活用するものと理解しているが、この前提条件に変更が生じる場合は、制御時間等規定値についても再確認が必要と考える。あいまいな点が残るまま要件化に進まぬようお願いしたい。(JWPA) - 太陽光単独の発電システムでは、通常動作時はMPPT制御による最大出力点で動作しているため、周波数低下側の場合に、任意に出力を増加することが不可となる。蓄電池システムにおいても、放電状態からの更なる放電制御や、充電状態からの更なる充電制御など、タイムリーに反応できない場合がある。機能の観点からは、上昇側と低下側とを同時に対応できる電源が最適と考えられるが、片方の機能しか対応できない場合であっても、機能搭載すべきか検討が必要。海外事例の様に一定の条件のもと要件から除外することも検討が必要。(JEMA) - 他の電源種も対象に加える場合には、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。コージェネは、通常、定格最大出力による運転を行うため余力はない。但し、構内の電力負荷や熱需要が少ない場合には、出力を下げたり、停止している場合があるため、その分の余力は保有している。(コージェネ、ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B3: 発電設備の制御応答性

2023年4月要件の適用拡大

特高(再エネ)：フェーズ2(2025)、高低圧(再エネ)：フェーズ4以降(継続検討)、火力:フェーズ3(2030)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧	2030年前後の要件化でよいと考える。(JPEA)	特別高圧の再エネの要件化を優先して検討する。
電源種	GT・GTCC・火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満)ならびに、太陽光・風力・蓄電池	導入量の多い太陽光は要件化が必要であると考ええる。(JPEA)	蓄電池の対象条件を協議要
系統側対策案	なし(2023年4月要件化時と同様)		
検討内容 評価方法	・電源構成の動向を踏まえ、調整力確保のため機能を要件化することを検討する。 ・配電系統でも必要と考えられる。単独運転検出機能との協調は、関連団体と検討する。	・工場生産設備と一体運用される発電設備である場合は（熱・電併給の形態，排熱・排ガス利用発電設備、他）、本個別技術要件は適用されないと認識しております。周波数変動に発電出力が追従すると生産に影響が生ずる場合があります。多くの自家発は系統と解列し自立運転移行にてガバナが活きる構成となっています。同期発電機を使用した自家発の場合は、回転慣性により周波数変動を抑制する効果があることを評価いただきたい。(自家発電) ・シミュレーションや実証試験による十分な検証を実施し、効果の確認とともに安定性が担保されるか十分な確認が必要。高低圧では単独運転との干渉等も評価が必要。(JPEA) ・出力上昇については燃料電池の特性上の制約があるため高速応答は対応不可(ただし、周波数変化してから出力上昇するまでの時間に制約はありません。また、出力低下については高速応答可能です)(JEMA)	・単独運転検出機能との協調の確認は、実証試験なども必要となるか確認要。 ・具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。
その他		・自家発や共同火力は製造業における事業所の保安電源としての機能があります。要件によっては「検討内容」に既に記載頂いているものも御座いますが、各設備が保安電源として保有する単独運転機能との協調が出来るような技術要件定義を宜しくお願い致します。(自家発電) ・制御仕様等は、PCSメーカーにヒヤリングの上、実現可能性を考慮願いたい。太陽光発では、日射変動による出力変動がある場合、所定の出力に到達できないケースがあり、このような特性を考慮願いたい。系統解列後の再並列、待機状態からの復帰を含むケースでは、再起動までの時間が必要であり考慮願いたい。現時点ではソフトウェアの変更のみで対応可能ではないかと考える。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・日本固有のものにならないよう配慮いただきたい。(JWPA) ・周波数動揺で上げ・下げ両方向が対象となるため「系統サポート機能」という認識。パワコンで実現するためには、蓄電池がないと難しいため、パワコンは対象外にしてほしい。全般的に、「義務化される部分」と、「市場取引項目となる部分」の分け方が明確でない印象であり、分け方・棲み分けを整理して明確化してほしい。パワコンとしては、応答性が早すぎても不安定化する懸念がある。制御応答性を遅くする方向は対応可能。(JEMA) ・他の電源種も対象に加える場合には、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

2020年4月要件の適用拡大

フェーズ4以降(継続検討)

B4: 負荷周波数制御

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧	高低圧への適用は効果および必要性を考慮していただきたい。特に、低圧10kW以下の住宅用については、初期費用や運用費用の発電に対する割合が高く、適用に関しては慎重な判断を求む。(JPEA)	特別高圧の既規定内容以外を検討。
電源種	全電源 ただし、100MW以上(沖縄35MW以上)のGT・GTCC・火力・混焼バイオマスは除く	導入量の多い太陽光は要件化が必要であるとする。(JPEA)	特別高圧の既規定内容以外を検討。
系統側対策案	なし(2020年4月要件化済の適用拡大のため)		
検討内容 評価方法	・二次調整力①の供出量確保の観点からも調整力等委等で整理されており、電源構成の動向を踏まえ、継続検討する。 ・周波数変動対応のため、再エネ電源の遠隔制御機能の強化を検討する。	・自家発は対象にならないと認識しております。(自家発懇) ・指令に対する追従速度、応答時間等の仕様決定に関し、シミュレーションや実証試験による十分な検証を実施すること望む。(JPEA) ・高圧に適用される場合、通信設備が正しく整備されるかどうかに関して懸念がある。通信インフラやサイバーセキュリティに関する規格やルールなどについても、動向を含めて明確に示してほしい。出力抑制や、LFC指令を上位から受け取る運用など、ユースケースを明確に示してほしい。(JEMA)	・二次調整力①の供出量確保の観点から調整力等委の進捗も適宜確認しながら、必要があれば整合をとる。 ・具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。
その他		・自家発や共同火力は製造業において単純な電力供給だけでなく、製造プロセスで発生する副生ガスの消化や熱供給などを考慮した運用をしています。工場内における自家発への適用や、上記機能との協調をどのようにするのか、また、自家発設備における早期再並列をどこまで適用(要件化)されるのかについて業界団体と議論の上、技術要件の定義をお願いしたく宜しくお願い致します。(自家発懇) ・実施したとき特定の設備にて発電量が大きく低下するようなことがないよう、公平性を担保できるように考慮願う。指令の送受信に関してはサイバーセキュリティを考慮すべき。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・風力を対象に加えることで検討するようだが、再エネ変動電源への適用が適当なのかを含めて検討していただきたい。FIT電源では法的に需給に関する遠隔出力制御が規定されており、さらに、周波数変化の抑制対策（上昇側・低下側）LFSMの機能も規定化される状況にある。LFCの要件は需給調整市場での参加要件として指定すべき要件と理解しており、グリッドコードのように接続するすべての電源に対して一様に求める要件とは異なると考える。(JWPA) ・燃料電池メーカー等交えた確認が必要と考えております。理由としては、制御速度の対応が困難なためです。(JEMA) ・他の電源種も対象に加える場合には、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。自家消費を主目的とする場合や、需要家構内の電力供給信頼度確保のための自立運転を考慮している場合等は除外していただきたい。燃料電池の耐久性を確保するため、出力変動速度には制限があり、要求仕様を満足することは困難である。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B5: 発電設備の運転可能周波数（上昇側）

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		運転可能周波数(下限)と同様に、基本は全電圧とする。
電源種	全電源		運転可能周波数(下限)と同様に、基本は全電源種とする。
系統側対策案	電力品質確保に係る系統技術要件ガイドラインにおいて、系統の事故による瞬時的な周波数の変化等の際に、発電設備の運転継続を発電事業者に課す記載があることから、系統側の対策はなし。		
検討内容 評価方法	周波数上限限度のあるべき姿について、海外事例含めて調査が必要であり、海外の動向も確認して継続検討する。	・発電設備製作者（海外含む）との協議が必要です。一方、生産設備と一体運用される自家発の場合は、負荷設備（パワエレ機器含む）の運転可能周波数を確認しておく必要があります。現状の解列条件(60.5Hz)の変更は、化学工場の安全・安定運転に対するリスク増加が懸念され、安易に変更を受け入れることは困難と考える。(自家発懇) ・太陽光用PCSでは、対応は容易であり、導入に対する大きな課題はないと考える。(JPEA)	系統側で周波数上限限度のあるべき姿について検討するとともに、発電設備の費用や実現性について確認し、要件化の有無を判断する。
その他		・連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・許容周波数の幅は、現行のOFR検出上限値以内で検討いただきたい。経過時間に応じて許容周波数の幅を狭める仕様については、現実的な周波数計測能力を考慮して検討いただきたい。(JEMA) ・連続運転可能な上昇側の周波数は、機種やOFRの整定値により異なるが+1～5%程度である。運転可能周波数（下限）の議論と同様に、原動機側の特性を確認しながら検討する必要がある。また、周波数上昇時の出力抑制制御と合わせて検討すべきである。(コージェネ,ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B6: 周波数変化率耐量（RoCoF）

事故時運転継続（周波数）の見直し

フェーズ3(2030)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		F R T 要件の 1 つの規定である周波数変動耐量の対象と同様とする。
電源種	太陽光・風力・蓄電池・燃料電池・ガスエンジン（FRT要件対象容量・設備）・複数直流入力（FRT要件対象電源）		F R T 要件の 1 つの規定である周波数変動耐量の対象と同様とする。
系統側対策案	なし(要件化済内容の見直しのため)		
検討内容 評価方法	調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(*1)において、将来における再エネ導入時の同期電源脱落・系統事故時の RoCoF、同期安定度などを評価し、課題解決方策を検討している。本委員会の検討内容を踏まえ要件内容を検討する。 *1 第 6 4 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料 3 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_64_03.pdf	・装置製作者との協議が必要です。(自家発電) ・単独運転検出機能やFRT機能との両立が必要であり、要件(周波数変化率 (df/dt)の仕様)は必要な最少値とするよう検討を進めることを希望する。(JPEA) ・df/dtが現行のFRT要件であれば問題ないが、周波数変動擾乱を増幅する懸念がある。周波数変化率による単独運転検出(受動、能動)を採用している場合、不要検出する懸念がある。2Hz/sを超える周波数変化率については単独運転の新型能動方式との干渉が懸念されますので、十分な検証をした上での規定を検討ください。(JEMA)	・調整力等委の進捗も適宜確認しながら、必要があれば整合をとる。 - また、発電設備の費用や実現性について確認し、要件化の有無を判断する。 ・具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。
その他		・連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・FRT要件はまとめて議論すべき。(コージェネ,ガス)	

B7: 出力（有効電力）の増加速度の上限

2020年4月要件の適用拡大

特高:フェーズ2(2025)
高低圧:フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧	特別高圧を優先して要件化することに関しては異論なし。(JPEA)	特別高圧の要件化を優先して検討する。
電源種	太陽光・風力(特別高圧の上昇側は2020/4要件化済)・蓄電池		蓄電池の対象条件を協議要。2020年4月要件化内容は別の場で議論継続
系統側対策案	なし(2020年4月要件化済の適用拡大のため)		
検討内容 評価方法	・系統への影響を抑制するため、常時や再接続時の出力増加速度は必要。再エネの導入規模とならし効果、他の要件との干渉も含めて検討する。 ・風力はJWPAの提案を基に、送配協/一送と共同提案で規定したように、太陽光もJPEAからの提案に基づき、送配協/一送と連携して検討する。	・自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電) ・期待する効果を達成し、かつ、発電電力の低下による損失が最少となるような仕様とし、各設備間の公平性を担保できるように考慮願う。 - 高低圧はならし効果があるので、特高と高低圧の仕様を変えても良いと考える。(JPEA)	系統への影響を再度確認するとともに、電源種の特徴も考慮したうえで、費用や公平性の観点などについて確認する。
その他		・現時点ではソフトウェアの変更のみで対応可能。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・風力は、将来を見据え、先行して2020/4に要件化し、機能具備を進めているが、実際の機能運用開始時期については、他電源の機能運用開始時期に合わせていただきたい。再エネ導入規模とならし効果、他の要件との干渉も含めた系統への影響検討等については、風力も含め検討・評価していただくようお願いしたい。また、必要に応じて、先行した風力要件内容の見直しも検討していただきたい。(あまり小さな容量の電源を対象にしても効果が少ない一方で、経済的な影響は大きい) 適用容量について検討してほしい。発電所単体で見るとならし効果が少ないが、エリアで見るとならし効果が大きい。増加速度の上限の設定にあたっては、シミュレーションや実績検証を行い、不必要に抑制が多く発生することがないように検討をお願いしたい。(各国の規定例と比較しても、現状風力に適用されている5分10%は保守的な数値となっていると理解) 今後、需給調整市場が立ち上がる。あくまで本要件は必要調整力の確保という観点からの要件であることを考えると、調整力の最適化は可能な限り市場にゆだね、本要件のような抑制が伴う機能の運用については、調整力の確保状況を見ながら、柔軟に設定値を変えられるような運用を検討してほしい。規定数値を定める際、変動幅、時間軸などにあいまいな点が残らぬ形で決定していただきたい。(JWPA) ・現行PVの増減は日射変化に依存します。増加はゆっくりとすることは技術的に可能。減少はそのままでは不可能。但し、増加をゆっくりさせるにはソフト変更が必要。太陽光では、太陽電池のI-Vカーブ上を出力の最大点を探索[MPPT制御]しながら出力(有効電力)を増加させていくため、出力がリニアに増えていかない場合がある。また日射条件に依存する為、限定的に任意の変化幅を逸脱する可能性がある。(JEMA) ・エンジンの場合は、容量、回転数、機種等により異なるため、検討が必要。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B8: 出力変化速度の上限と下限

2023年4月要件の適用拡大

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧	ならし効果が相対的に少ない特別高圧を優先して検討してはどうか。(JPEA)	系統への影響を確認したうえで対象電圧を設定する。
電源種	GT・GTCC・火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満) ※調整力を有する電源に適用		電源種の特徴も考慮し、調整力を有する電源とする。
系統側対策案	なし(2020年4月要件化済の適用拡大のため)		
検討内容 評価方法	電源構成の動向、他者への影響を踏まえて検討する。	・自家発は対象にならないと認識しております。電圧階級・電源種・制限値等、具体化されてからの検討案件と考える。(自家発懇) ・期待する効果を達成し、かつ、発電電力の低下による損失が最少となるような仕様とし、各設備間の公平性を担保できるように考慮願う。(JPEA) ・瞬時電圧低下（FRT要件）の出力復帰が現状で最も急峻な出力増加と思いますので、これとの干渉が課題です。(JEMA)	系統への効果を確認するとともに、電源種の特徴も考慮したうえで、費用や公平性の観点などについて確認する。
その他		・自家発や共同火力は製造業における事業所の保安電源としての機能があります。要件によっては「検討内容」に既に記載頂いているものも御座いますが、各設備が保安電源として保有する単独運転機能との協調が出来るような技術要件定義を宜しくお願い致します。(自家発懇) ・現時点ではソフトウェアの変更のみで対応可能。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。出力低下時の変化速度の上限は、蓄電池を併設しないと実現できない場合あり。(JPEA) ・太陽光では、太陽電池のI-Vカーブ上を出力の最大点を探索[MPPT制御]しながら出力(有効電力)を増加させていくため、出力がリアに増えていかない場合がある。また・日射条件に依存する為、限定的に任意の変化幅を逸脱する可能性がある。燃料電池では、機器保護の観点から、急激な出力変化を望まない。(JEMA) ・エンジンの場合は、容量、回転数、機種等により異なるため、検討が必要。他の電源種も対象に加える場合には、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B9: 慣性力の供給(疑似慣性)

フェーズ3(2030)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		系統への影響を確認したうえで対象電圧を決定する。
電源種	太陽光・風力・蓄電池		蓄電池の対象条件を協議要。各種制約に伴う適用条件を協議要
系統側対策案	同期発電機減少に伴う再エネ電源に要求する要件のため、系統側対策なし。	自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電)	
検討内容 評価方法	同期発電機減少に伴う同期化力の低下が懸念される。将来的に必要と考えられるためNEDO実証結果も踏まえて検討する。	・出力上昇については燃料電池の特性上の制約があるため高速応答は対応不可(ただし、周波数が変化してから出力上昇するまでの時間に制約はありません。また、出力低下については高速応答可能です) (JEMA)	電源種別の特性を考慮要
その他		・実現するための仕様はNEDO研究結果とともにPCSメーカーにヒヤリングの上決定する等考慮ねがう。蓄電池が必要な場合は容量を最少とする等、コストが最少となるような仕様を望む。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・現在NEDOで開発が進められており、要求仕様の検討は研究成果を見てからでないと具体的な検討が進められない。制御方式としてグリッドフォーミング型とグリッドフォローイング型があり、グリッドフォーミング型が必要との意見もあるが、グリッドフォローイング型も効果があり、現行パワコンの制御との親和性が高いこともあり検討に値すると思う。(JEMA) ・高低圧の対象電源は、太陽光・風力・蓄電池(周波数変化の抑制対策の対象電源)となっているが、他のPCS電源全般も対象に加える場合は、系統に対する影響(効果)や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。(コージェネ, ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B10: 周波数変動時の発電出力一定維持・低下限度

2023年4月要件の適用拡大

フェーズ2(2025)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		技術開発が必要であることから2023年から2025年前後とした電源種を検討対象とする。
電源種	火力(100MW未満、沖縄35MW未満)、コージェネ(ガスエンジン)		技術開発が必要であることから2023年から2025年前後とした電源種を検討対象とする。
系統側対策案	系統側蓄電池の設置（周波数低下時の発電出力減少分の補償）		
検討内容 評価方法	周波数低下に伴う電源大量脱落を回避するため、電源構成の動向を踏まえ検討する。	・生産設備と一体運用される自家発の場合は、負荷設備（パワエレ機器含む）の運転可能周波数を確認しておく必要があります。（自家発電） ・原動機の特性上、周波数低下時には出力が低下するため、各機器の特性を踏まえて議論いただきたい。また、周波数低下時に急激な周波数変動が発生した場合には、過負荷等により故障停止する可能性があるため、その点も考慮して設定する必要がある。冷却装置などの補機に誘導モータを採用している機種は、周波数低下時に冷却不足等が生じるため、出力の制限を受ける場合がある。（コージェネ、ガス）	系統側対策（蓄電池設置）の検討を実施するとともに、発電設備の費用や実現性について確認する。

B11: 瞬動予備力（連続制御）

2020年4月要件の適用拡大

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		系統への影響を確認したうえで対象電圧を決定する。
電源種	GT・GTCC・火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満)		電源種の特徴も考慮したうえで対象電源を設定する。
系統側対策案	なし(2020年4月要件化済の適用拡大のため)		
検討内容 評価方法	・系統周波数の変化に対し、速度調定率に応じて発電機側で自動的に有効電力の調整を行う機能は、再エネの導入拡大に伴い相対的にガバナフリー機能を有する発電機台数が減少する状況下において、必要量の確保が困難となることが懸念されるため従来求められてない電源に対し要件化を検討する。	・生産設備と一体運用される自家発は、系統連系を維持している形態ではガバナフリーの機能は運用しない場合が多いことをご理解いただきたい。(自家発電)	系統への効果を確認するとともに、電源種の特徴も考慮したうえで、費用や公平性の観点などについて確認する。
その他		・自家発や共同火力は製造業における事業所の保安電源としての機能があります。要件によっては「検討内容」に既に記載頂いているものも御座いますが、各設備が保安電源として保有する単独運転機能との協調が出来るような技術要件定義を宜しくお願い致します。(自家発電) ・現行機種はほとんどが発電出力制御であり、ガバナフリーに対応不可である。適応するためには新規開発が必要である。小型機は、JET認証相当の評価試験を実施しているが、JET認証の改定も必要となる。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B12: 単独運転防止機能

2023年4月要件の適用拡大

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		開発動向などを注視して、対象電圧を検討する。
電源種	太陽光・風力・蓄電池		開発動向などを注視して、対象電源種を検討する。
系統側対策案	「単独運転防止対策」は発電設備の設置者である電源側にて実現されるものであるため、系統側対策なし。	・柱上トランスの接地抵抗の低減(単独運転検出時限の増加が期待できる)や系統地絡事故時にフィーダー出力を短絡する(単独運転検出機能が不要)等系統側対策も検討できるのではないか。(単独運転防止機能が必要なのは系統事故対策のためでもある。)(JPEA)	各個別技術要件検討の中で検討を進める。
検討内容 評価方法	今後、系統情勢に対応した最適な単独運転検出機能の開発など新たな技術が確立された際の要件の見直しを継続検討する。	自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電)	開発動向などを注視して、必要と判断した場合に検討を実施する。
その他		・連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・配電系統への再エネ導入拡大と、特別高圧系統への擬似慣性導入、などを背景として、単独運転防止機能/単独運転検出機能の方式の見直しを検討してほしい。特に、新型能動方式は、元々は系統側の周波数が変動しないことを前提とした方式であり、その前提が変わるとの認識であるため。(JEMA) ・パワコンに慣性力を持たせる場合、現在の周波数を維持する方向の制御となり、現在実用化されている単独運転防止機能との干渉が避けられない。簡易転送遮断方式など新たな単独運転防止機能の開発が必要である。(JEMA)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B13: 自動負荷制限・発電抑制(蓄電設備制御)

2023年4月要件の適用拡大

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		エネ庁での検討を適宜確認し、必要なタイミングで対象電圧の検討を実施する。
電源種	蓄電設備（逆潮流あり2MW未満）および第6回グリッドコード検討会の対象外の電源 参考： ・発電事業者設備（逆潮あり）：「対象」 ・送電系統に電力を流入しない設備：「対象外」 ・出力変動緩和対策設備：「対象外」 ・需要家設備：「対象外」 ・一般送配電事業者設備：「対象外」		エネ庁での検討を適宜確認し、必要なタイミングで対象電源種の検討を実施する。
系統側対策案	蓄電設備の充電停止の機能具備は、負荷遮断量の低減に資するものであり系統側対策なし。		
検討内容 評価方法	2023年4月要件は充電停止のみ。 - 電源構成の動向、市場取引等を踏まえ、大容量電源脱落時の周波数低下抑制のため、継続検討する。	- 自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電) - 発電事業者設備（逆潮あり）は対象で、需要家設備は対象外となっていますが、低圧で充電できない発電機の場合、遮断できる負荷が存在しないのではないか。機器自体の凍結防止ヒーターなど、発電設備自体の発電継続に必要な負荷は対象外とすべきではないか。(コージェネガス)	エネ庁での検討を適宜確認し、必要なタイミングで検討を実施する。

B14: 発電設備早期再並列(発電設備所内単独運転)

2023年4月要件の適用拡大

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		系統への影響を確認したうえで対象電圧を設定する。
電源種	GTCC (40万kW/所未満)、その他は要検討		電源種の特徴も考慮したうえで対象電源を設定する。
系統側対策案	変電所構内に蓄電池システム（蓄電池、PCS、制御装置等）を設置し、蓄電池の放電（発電）により、送電線ルート事故等の需給への影響を小さくする。		
検討内容 評価方法	第5回グリッドコード検討会では特別高圧GTCC（40万kW以上/発電所単位）に対して要件化検討したが、高低圧電源への要否含め継続検討する。	自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電懇)	系統への影響を確認するとともに、電源種の特徴も考慮したうえで、費用や公平性の観点などについて確認する。
その他		・自家発や共同火力は製造業において単純な電力供給だけでなく、製造プロセスで発生する副生ガスの消化や熱供給などを考慮した運用をしております。工場内における自家発への適用や、上記機能との協調をどのようにするのか、また、自家発電設備における早期再並列をどこまで適用(要件化)されるのかについて業界団体と議論の上、技術要件の定義をお願いしたく宜しくお願い致します。(自家発電懇) ・マイクログリッド構成等への対応要件を検討する必要があるか。早期に再並列可能な発電設備（再エネ）については本要件は不要（適用外）と考える。(JWPA)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B15: 経済負荷配分制御

2020年4月要件の適用拡大

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		特別高圧の既規定内容以外を検討。
電源種	火力・混焼バイオマス(100MW未満、沖縄35MW未満)（左記以外の電源は要検討）		特別高圧の既規定内容以外を検討。
系統側対策案	なし(2020年4月要件化済の適用拡大のため)		
検討内容 評価方法	火力・混焼バイオ（100(沖縄のみ35)MW以上）のEDC変化速度は要件化済であるが、他電源・高低圧への要否含め継続検討する。	・自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電懇) ・出力上昇については燃料電池の特性上の制約があるため高速応答は対応不可(ただし、周波数が変化してから出力上昇するまでの時間に制約はありません。また、出力低下については高速応答可能です)(JEMA)	系統への影響を確認するとともに、費用や公平性の観点などについて確認する。
その他		・自家発や共同火力は製造業において単純な電力供給だけでなく、製造プロセスで発生する副生ガスの消化や熱供給などを考慮した運用をしています。工場内における自家発への適用や、上記機能との協調をどのようにするのか、また、自家発電設備における早期再並列をどこまで適用(要件化)されるのかについて業界団体と議論の上、技術要件の定義をお願いしたく宜しくお願い致します。(自家発電懇) ・需給調整市場での参加要件として指定すべき要件と理解しており、グリッドコードのように接続するすべての電源に対して一様に求める要件とは異なるのではないかと。(JWPA) ・中給からの出力指令を受信する通信装置と出力調整する制御装置を新たに開発する必要がある。他の電源種も対象に加える場合には、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。また、自家消費を主目的とする発電設備等については対象外としてはどうか。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

B16: Phase Angle Ride Through (電圧位相角変化耐性)

フェーズ4以降(継続検討)

- 系統上の事故または比較的大きな開閉動作で、インバータ端子電圧位相角の急激な変動により、位相同期回路（PLL）が端子電圧の角度を追跡しにくくなり、PLLによって生成された位相角と系統位相角の差が設定時間（数ミリ秒程度）を超えた場合に保護機能が動作（トリップ等）するおそれがある。事故事例等もあり、IEEE P2800 7.3.2.4:Voltage phase angle changes ride-through では以下のように規格化が進められている。

電圧位相角変化耐性の要件

- 正相(positive-sequence)位相角変化<= 25 deg
- 不平衡事故による個別の位相角変化

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電圧を設定する。
電源種	要検討		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電源種を設定する。
系統側対策案			
検討内容 評価方法	海外事故事例、規定状況から必要と判断	・自家発は対象にならないと認識しております。電圧階級・電源種・規格値等、具体化されてからの検討案件と考える。(自家発電) ・太陽光PCSでは、位相跳躍10度にて運転継続、120度で再並列を行っている。これ以上（25度）の耐性が必要か検討が必要。(メーカーに確認)(JPEA) ・単独運転防止機能/単独運転検出機能の受動方式として、位相跳躍検出方式があるため、単独運転防止機能/単独運転検出機能との協調についても議論・検討が必要である。現状の連系規程では、受動方式の位相跳躍の整定値が±3度～±10度なので、「正相位相角変化≤25度」は、その範囲を超えている認識。(JEMA) ・FRT要件はまとめて議論すべき。(コージェネ,ガス)	海外事例も参考にし、系統への影響を確認するとともに、発電設備の費用や実現性を確認する。

C1: 電圧・無効電力制御(運転制御) (インバーター電源の電圧一定制御)

2023年4月要件に追加

フェーズ2(2025)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	特別高圧		2023年から2025年前後とした電源種を検討対象とする。
電源種	太陽光・風力・蓄電池		2023年から2025年前後とした電源種を検討対象とする。
系統側対策案	・調相設備（並列コンデンサ、分路リアクトル）の設置 需要や電圧変動に応じて、調相設備の投入・開放により段階的に無効電力を補償し、電圧変動を抑制 ・静止型無効電力補償装置（SVC）の設置 需要や電圧変動に応じて、サイリスタを用いた高速制御により連続的に無効電力を補償し、電圧変動を抑制		
検討内容 評価方法	第7回グリッドコード検討会で短期要件化の適用除外とした機能であり、引き続き要件化を検討する。	自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電)	系統側対策の検討を実施するとともに、発電設備の費用や実現性について確認する。
その他		・太陽光の発電電力の低下を最少とする(有効電力が減少しない)ような仕様を検討したい。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・連系点における無効電力供給能力については近年の自営送電線の延伸化を踏まえて、従来の要件をそのまま適用するのではなく、経済性の観点を踏まえ、海外の事例を参考にしながら総合的に判断してほしい。連系点における無効電力供給能力については、系統側から見たものか、発電設備側から見たものかが分かるように明確な記載をお願いしたい。(JWPA) ・特高の対象電源は、太陽光・風力・蓄電池(周波数変化の抑制対策の対象電源)となっているが、他のPCS電源全般も対象に加える場合は、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

C2: 電圧・無効電力制御(運転制御) (高低圧)

2023年4月要件の適用拡大

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	高圧・低圧		系統側で制御のあるべき姿について検討し、対象電圧を決定する。
電源種	太陽光・風力・蓄電池		系統側で制御のあるべき姿について検討し、対象電源種を決定する。
系統側対策案	・調相設備（並列コンデンサ、分路リアクトル）の設置 需要や電圧変動に応じて、調相設備の投入・開放により段階的に無効電力を補償し、電圧変動を抑制 ・静止型無効電力補償装置（SVC）の設置 需要や電圧変動に応じて、サイリスタを用いた高速制御により連続的に無効電力を補償し、電圧変動を抑制		
検討内容 評価方法	配電系統の電圧を中央制御等する仕組みの検討が必要であり継続検討とする。	・自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電) ・太陽光の発電電力の低下を最少とする(有効電力が減少しない)ような仕様を検討したい。中央からの通信制御である場合は、低圧10kW以下の住宅用については、初期費用や運用費用の発電に対する割合が高く、適用に関しては慎重な判断を求む。指令の送受信に関してはサイバーセキュリティを考慮すべき。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・高低圧の対象電源は、太陽光・風力・蓄電池(周波数変化の抑制対策の対象電源) となっているが、他のPCS電源全般も対象に加える場合は、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。(コージェネガス)	系統側で制御のあるべき姿について検討するとともに、発電設備の費用や実現性について確認し、要件化の有無を判断する。

C3/D2: 系統安定化装置(PSS)・自動電圧調整装置(AVR)の仕様・性能(定常電圧・過渡電圧制御)

フェーズ4以降(継続検討)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	特別高圧		系統側で制御のあるべき姿について検討し、対象電圧を決定する。
電源種	太陽光・風力・蓄電池		系統側で制御のあるべき姿について検討し、対象電源種を決定する。
系統側対策案	発電設備等の設置者である発電設備側にて実現されるものであるため、系統側対策はなし。		
検討内容 評価方法	・特別高圧は系統連系技術要件に記載あるが、現状は上記発電所には設置されていない。技術開発動向から確認する。 ・同期機のPSS/AVRに相当する機能（系統安定化、定常・過渡電圧制御）のインバーター電源への要求について、海外事例含めて調査が必要であり継続検討とする。	自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電)	系統側で制御のあるべき姿について検討するとともに、発電設備の費用や実現性について確認し、要件化の有無を判断する。
その他		・本機能の必要性や発電設備の費用・実現性等について十分な検討をへて仕様決定することを希望する。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・PSS、AVR機能が必須のように受け取れるので、“必要な場合”などの前提も含め定めていただきたい。(JWPA) ・高低圧の対象電源は、太陽光・風力・蓄電池(周波数変化の抑制対策の対象電源)となっているが、他のPCS電源全般も対象に加える場合は、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

C4: 電圧上昇側 Voltage Ride Through

フェーズ2(2025)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		F R T 要件の対象電圧と同様とする。
電源種	太陽光・風力・蓄電池・燃料電池・ガスエンジン・複数直流入力(FRT要件対象電源)		F R T 要件の対象電源種と同様とする。
系統側対策案	なし(要件化済内容の見直しのため)		
検討内容 評価方法	電圧低下側RTの動作に対する海外での要件化状況を踏まえて、要件化を検討する。	自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電)	系統への効果を確認するとともに、発電設備の費用や実現性について確認し、要件化の有無を判断する。
その他		・本機能の必要性や発電設備の費用・実現性等について十分な検討をへて仕様決定することを希望する。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・FRT要件はまとめて議論すべき。(J-GE,ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

C5: Consecutive Voltage Ride Through (連続的電圧ライドスルー)

フェーズ4以降(継続検討)

- VRTが求められる電圧変動が連続して一定回数の範囲にとどまるのであれば、電源の運転を継続する。IEEE P2800 7.2.2.4: Consecutive voltage deviations ride-through capability では以下のように規格化が進められている。
- インバータ電源は、次のような原因による複数のイベントの際に運転を継続する必要がある。
 - 線路再開路の失敗
 - 激しい暴風雨の中で急激に繰り返される事故
 - 継続運転範囲に出入りする動的電圧動揺周波数変化率耐性の要件
 - 一定期間内における電圧偏差の回数の詳細指定
- 送電所有者（または運用者）は、送電系統の事故、線路開放、または発電機のトリップによって促され、適用電圧を継続運転範囲外に何度も遷移させる動的電圧動揺に対する運転継続要件を規定すべきである。動的電圧動揺の特性は、次の1つまたは2つ以上の条件で規定できる。
 - 発振電圧の上限値および下限値
 - 同期座標軸の振動周波数
 - 振動の減衰率
- VSC-HVDC連系線で接続された洋上風力発電の適用除外

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電圧を設定する。
電源種	要検討		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電源種を設定する。
系統側対策案			
検討内容 評価方法	海外事故事例、規定状況から必要か検討	自家発は対象にならないと認識しております。電圧階級・電源種・規格値等、具体化されてからの検討案件と考える。(自家発電)	海外事例も参考にし、系統への影響を確認するとともに、発電設備の費用や実現性を確認する。
その他		・本機能の必要性や発電設備の費用・実現性等について十分な検討をへて仕様決定することを希望する。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA) ・FRT要件はまとめて議論すべき。(コージェネ、ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

C6: 電圧変動対策（瞬時電圧低下）

フェーズ2(2025)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	特別高圧		高圧は規定済みのため、特別高圧を対象電源とする。
電源種	全電源種		系統への影響を考慮し、全電源種とする。
系統側対策案	系統連系用変圧器加圧時における瞬時電圧低下は、連系用変圧器の設置に伴って生じるものであり、変圧器設置箇所での対策が効果的である。このため発電設備の設置時は変圧器設置者にて対策されるものとなるため、系統側対策はなし。		
検討内容 評価方法	発電設備の並解列と同様に電圧変動を±2%以内とするように求めた場合、発生頻度の少ない事象に対して大掛かりな対策を求めることとなり合理性を欠くことから高圧系統の基準値と平仄をとり同水準の10%を限度値とする。	技術面で瞬時電圧低下の解析手法の精度向上(あるいは標準化)が望まれる。費用面で突入電流抑制装置の低価格化が望まれる。(自家発電)	系統への効果を確認するとともに、発電設備の費用や実現性について確認し、要件化の有無を判断する。
その他		・本機能の必要性や発電設備の費用・実現性等について十分な検討をへて仕様決定することを希望する。(JPEA) ・変圧器への電圧印加時の励磁突入電流による電圧降下を懸念するものであるが、これは系統連系用の変圧器に限るものではなくコージェネを設置していない需要家の変圧器も含めて平等に規定すべき。(コージェネ,ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

D1: 事故電流の供給(事故時の保護リレー検知に必要な電流の供給)

フェーズ3(2030)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		系統への影響を確認したうえで対象電圧を決定する。
電源種	太陽光・風力・蓄電池		系統への影響を確認したうえで対象電源種を決定する。
系統側対策案	発電設備等の設置者である発電設備側にて実現されるものであるため、系統側対策はなし。		
検討内容 評価方法	一部海外での要件も踏まえ、系統事故・擾乱時の対応能力を確保し、事故による連鎖脱落、系統崩壊を防止するために必要と考えられるため、要件化を検討する。非対称事故時におけるインバーター電源の事故電流供給技術の開発動向を確認要。	・自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電) ・仕様にもよるが、実現が難しい可能性もある。(JPEA)	系統への影響を確認するとともに、発電設備の費用や実現性について確認し、要件化の有無を判断する。
その他		・本機能の必要性や発電設備の費用・実現性等について十分な検討をへて仕様決定することを希望する。必要以上の電流の供給はコストに直結する為、供給する電流は必要上の最少とすることを希望する。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。仕様によっては、ソフトのみではなくハードの対応が必要。(事故時という判断が難しいと思われる。)(JPEA) ・高低圧の対象電源は、太陽光・風力・蓄電池(周波数変化の抑制対策の対象電源)となっているが、他のPCS電源全般も対象に加える場合は、系統に対する影響(効果)や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。(コージェネガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

E1: 情報提供(モデル等)

2023年4月要件に追加

フェーズ3(2030)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		系統での必要性を確認したうえで対象電圧を決定する。
電源種	太陽光・風力・蓄電池		系統での必要性を確認したうえで対象電源種を決定する。
系統側対策案	情報提供のため、系統側対策なし		
検討内容 評価方法	・海外事例を踏まえて、系統解析に用いるため、風車モデル等シミュレーションに必要な情報提供、高圧・低圧設備の情報提供の要件化を検討する。 ・今後再エネ電源比率が高まれば、高低圧も必要になる可能性があるが現状では課題が明確になっておらずモデル特定できないことから今後の電源構成の動向を踏まえ検討する。 ・欧米ではある程度の規模以上の発電設備については、シミュレーションモデルの提供が要求されている。欧米と日本のシミュレーション環境（ツール）の相違あるため、海外製発電設備のモデルの互換性確保が課題。	・自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電)	系統での必要性を確認するとともに、発電側での対応可否などを確認する。
その他		・モデルの提供は社内機密事項の開示に繋がる恐れがあり、提供先との機密保持契約を実施する等の考慮が必要。あるいは、シミュレーション用モデルの提供は、（LFSMのような）一般論でのモデル提供になると思われる。(JPEA) ・提供可能な情報の種類等については、別途協議をお願いしたい。すでに記載のある通り、日本用に新たに独自モデルを作成する必要がないように調整をお願いしたい。(JWPA)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

E2: 情報提供(慣性力)

2023年4月要件の適用拡大

フェーズ3(2030)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		系統での必要性を確認したうえで対象電圧を決定する。
電源種	全電源種(特別高圧の系統に慣性を供給できる同期発電機以外)		系統での必要性を確認したうえで対象電源種を決定する。
系統側対策案	情報提供のため、系統側対策なし		
検討内容 評価方法	2023年4月特別高圧に要件化したものと同様、同等の情報提供が必要か検討する。	同期発電機による自家発の情報は提供することが可能です。一方で、慣性力を提供することに対し、アンシラリーサービスの面で何らかの優遇策を考えるべきではないでしょうか。(自家発電)	風力については英国の要件が参考となるかも含め確認する。(ただしモデルの用途含めた検討が必要)
その他		- モデルの提供は社内機密事項の開示に繋がる恐れがあり、提供先との機密保持契約を実施する等の考慮が必要。あるいは、シミュレーション用モデルの提供は、(LFMSのような)一般論でのモデル提供になると思われる。NEDOのモデルをそのまま使ってはどうか。(JPEA) - 設計のコアとなる情報については風力メーカーからの開示は困難と思われます。(JWPA) - 他の電源種も対象に加える場合には、系統に対する影響（効果）や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。連絡体制における遠方監視は特別高圧のみでしか求められていないため、高低圧を対象とすることは発電設備設置者にとって過度な負担となるのではないかと。(コージェネ、ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

E3: 制御・保護システムの協調・優先順位

フェーズ3(2030)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電圧を設定する。
電源種	全電源		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電源種を設定する。
系統側対策案	協調・優先順位の規定のため、系統側対策なし		
検討内容 評価方法	複数の制御・保護機能の動作が相反する場合の優先順位、特に、高速検出が必要な単独運転検出と他の機能との協調が必要であり要件化を検討する。	自家発は対象にならないと認識しております。電圧階級・電源種・規格値等、具 体化されてからの検討案件と考える。(自家発電)	海外事例も参考にし、系統への影響を確認するとともに、発電設備の費用 や実現性を確認する。
その他		・発電設備の費用・実現性等について十分な検討をへて仕様決定することを希望 する。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。(JPEA)	具体的な要求スペックは、各個別技 術要件検討の中で、実現性や費用 について詳細に確認して、検討を進め る。

E4: 事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)

フェーズ3(2030)

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	全電圧		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電圧を設定する。
電源種	太陽光・風力・蓄電池・燃料電池・ガスエンジン・複数直流入力(FRT要件対象電源)		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電源種を設定する。
系統側対策案	なし（すでにあるFRT要件に関連する規定のため）		
検討内容 評価方法	出力回復と事故電流供給の優先順位、動的無効電流制御の必要性、海外の事故対応から必要と考えられるため要件化を検討する。	自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電)	海外事例も参考にし、系統への影響を確認するとともに、発電設備の費用や実現性を確認する。
その他		・発電設備の費用・実現性等について十分な検討をへて仕様決定することを希望する。連系時の協議簡素化のため機能の認証制度が必要。 (JPEA) ・FRT要件はまとめて議論すべき。(コージェネ,ガス)	具体的な要求スペックは、各個別技術要件検討の中で、実現性や費用について詳細に確認して、検討を進める。

F1: Black Start

フェーズ4以降(継続検討)

■ インバーター電源による ブラックスタート電源公募への参入条件として参考検討。

項目	内容	発電側業界団体意見	方針
電圧階級	特別高圧		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電圧を設定する。
電源種	太陽光・蓄電池		海外事例も参考にし、系統への影響を確認して対象電源種を設定する。
必要理由	要否検討含めて検討するための参考検討 *1		系統側ニーズを確認する。
系統側対策案	参考検討段階であり、対策案なし		
検討内容 評価方法	国内市場での議論も踏まえ、海外動向も含めて検討	・自家発は対象にならないと認識しております。(自家発電) ・高低圧の対象電源は、太陽光・風力・蓄電池(周波数変化の抑制対策の対象電源)となっているが、他のPCS電源全般も対象に加える場合は、系統に対する影響(効果)や電源種ごとの特性を踏まえて十分な議論を頂きたい。(コージェネ、ガス)	米IEEE P2800に記載あるが、まだ議論の過程、また、実証事例も少ないことから、引き続き情報収集する。

*1 旧一電の火力を対象とした「ブラックスタート機能公募」とは別に、インバーター電源の機能として、ブラックスタート機能を系統連系技術要件の対象とするか、対象・用途の定義など、国内外の開発状況や海外規程の更なる情報収集が必要。なお、国内では現状、「ブラックスタート機能公募」において、公募の募集要項に入札条件としてブラックスタート機能を指定している。全停電の状態から外部電源より発電された電気を受電することなく、所内電源によって起動し、停電解消のための発電を行う電源であるため、「ブラックスタート機能公募」の電源は系統連系技術要件の適用対象外。

- 海外での規定例を下表に示す。設備の条件によって規定した経緯あり。

英国 National Grid	CC.A.3.2 • 最低発電量は、「登録容量」の65%以下であってもよいが、65%を越えてはならない。 • 設計最低動作レベルは、登録容量の55%以下でなければならない。
アイルランド EIRGRID	CC.7.3.1.1(k) • 最小負荷は、CCGT設備については登録容量の50%以下、その他の発電ユニットについては登録容量の35%以下とする。CCGT設備において、コンバインドサイクルプラントが使用できないためオープンサイクルモードで運転する場合、各燃焼タービンユニットの最低負荷は、登録容量を燃焼タービンユニット数で割った値の35%以下でなければならない。

● 海外事例調査

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
電源種	- 周波数変動対策の要件は、周波数上昇と周波数低下（一部例外を除く）に対して、すべての電圧階級、ほとんどの電源種に対して、広く存在する。 - 一部の小規模な住宅用インバータ電源は、これらの要件から除外される場合がある。	- 近年では、周波数低下に対する能力が最新の技術水準になっている。より多くのリソースがこの応答を提供できれば、1つのリソースへの負担が減り、システムの安定性が高まる可能性がある。 - 既存の<u>小規模な住宅用インバータ電源は、機能が限定的である場合もあるが、最新のインバータはこの機能を含んでいることが期待できる。</u>
出力・設備仕様・制約	<u>機能の仕様としては、下記のデフォルト値と設定可能値（範囲）が含まれる。</u> * 周波数上昇に対する不感帯（Hz） * 周波数低下に対する不感帯（Hz） * 周波数上昇に対する固定のドループ * 周波数低下に対する固定のドループ - 動的性能の仕様は、下記のデフォルト値や設定可能値が含まれる。 * 応答時間 * 立ち上がり時間 * セtringタイム * 減衰比 * セtringバンド	<u>定常時の小さな周波数偏差と異常時の周波数変動は、連系される基幹系統全体で同じ大きさになる傾向があり、接続されているすべてのリソース全てに影響を与える（例外としては、リソースの周波数状態が異なる値を持ちうる地域間オシレーションがある）。</u> - パラメータ値は、許容できる ROCOF、NADIR、および周波数復旧時間に関する信頼度基準に基づいた系統計画の調査に基づいて決定される。<u>システムの安定性が維持されていることを確認し、制御のゲインを不要に大きくしないように注意する必要がある。</u>
その他		- 高速周波数応答（FFR）として設定・提供されない限り、この機能は<u>単独運転検出機能と競合する可能性は低い。</u> - 多くのグリッドコードでBTM (Behind The Meter) リソースにこの機能が要求されているが、特にBTMリソースによる周波数低下状態での利用は、まだ広く有効になっていない。 - パラメータは、通常、系統連系プロセスにおいて、<u>系統の影響調査に基づいて設定される。</u>多くのプラントは、プラント所有者（またはOEM）が、例えば、リソースの耐用年数内に系統条件が変更された場合、機能設定を遠隔で変更する能力を有する。

審議のポイント	要件概要	規定の経緯
市場対応、実現性	- この機能の利用は、特に一次周波数応答（PFR）のためのヘッドルームの確保が必要な周波数低下時において、市場が判断するであろう。 <u>一次周波数応答（PFR）のためのヘッドルーム確保義務なし&一次周波数応答（PFR）のための補償なし</u> - 周波数低下時の出力増加は、<u>変動電源（太陽光・風力）の場合、利用可能電力を超えることを要求されないが、連系契約で合意したIBRの短期定格までは、IBRの連続定格を超えることができる。</u>	<u>市場ベースの補償が公正かつ合理的であるという実績がない</u>；管理コスト（例：一次周波数応答の運用を可能にしたり検証するための機器の設置や監視）が高くなる可能性がある；一次周波数応答（PFR）に対応するための予備力の維持が要求されない；関連する補償がない。 - 蓄電池の場合、蓄電技術によって放電深度（DOD）が異なり、<u>最適な放電深度を超えると設備の劣化が早まり、運用・保守コストが増加する。</u>
技術動向	- この能力は、「一次周波数応答（PFR）」能力とも呼ばれる。高速に応答するパラメータで構成した場合、この能力は高速周波数応答（慣性応答ともいう）の能力要件と混合する可能性がある。 - グリッドコードによっては、周波数上昇と周波数低下それぞれの条件に複数のドループによる周波数応答を規定しているものもある。	<u>近年の風力発電は周波数変動に対応できるようになっている。太陽光や蓄電池のインバーターは、従来の火力発電機よりも高速に制御することができる。</u> - 風力発電機の動的性能は、太陽光発電や蓄電池の動的性能に比べて劣る可能性がある。また、機械的動作を含まないインバーター電源プラントや燃料電池の電気化学プロセスの場合のように制限があるインバーター電源については、より小さなドループの最小値となるような仕様にする場合もある。 <u>複数のドループを指定することで、大きな周波数変動には積極的に応答し、小さな周波数変動には消極的な応答が可能である。</u>このような要件は、一次周波数応答（PFR）と高速周波数応答（FFR）が合わさっている傾向がある。

4. 詳細検討資料

22

③その他（他会議体の検討資料）

【参考】欧米諸国のグリッドコード

- ・周波数変動から発電機出力変化開始までの遅れは2秒以下としている箇所が多い
- ・出力変化完了までの時間は10～30秒、遠隔制御の時間を規定しているのはアイルランドのみ

国と地域	管轄組織	規定内容
英国	National Grid	周波数変化から10秒以内に系統周波数偏差に相当する出力変化させ、周波数変化から30秒以内に出力を整定する。 (CC.A.3.3 Minimum Frequency Response Requirement Profile) 【参考：EU国際連系線からGBに接続する場合】有効電力の周波数応答に際し、系統周波数が50.4Hzを超えてから10s以内に、定められた有効電力減少量の最低半分まで有効電力を減少させなければならない。50.9Hzを超えた際には、周波数変動が生じる前の出力の5%/s以上の変化率で有効電力を減少させなければならない 慣性力を有する場合、有効電力の周波数応答の初期遅れが2s以内、完了が10s以内 慣性力を有さない場合、有効電力の周波数応答の初期遅れが1s以内、完了が10s以内 上記を満足できない発電設備の場合、エビデンスを提出すること。
アイルランド	EirGrid	【遠隔制御】TSO/DSOから信号を受信してから10秒以内に、有効電力の変更を開始しなければならない。 【現地制御】周波数変動が生じた際の出力調整は、周波数変化後30秒以内に行われなければならない
デンマーク	Energinet	【PCS】周波数変化に応じた有効電力の低減は、変化を検出してから2秒以内に開始し、15秒以内に完了しなければならない 【火力】周波数変化に応じた有効電力の低減は、変化を検出してから2秒以内に開始し、可能な限り早期に完了しなければならない
ドイツ	VDE	周波数変化に伴う有効電力の制御の初期遅れは2秒を有意に下回る値でなければならない
フィンランド	Fingrid	系統周波数の上昇に応じて有効電力を減少させなければならない、当該機能は、周波数が50.5Hzを超えてから2秒以内に有効化される必要がある 系統周波数の低下に応じて有効電力を増加させなければならない、当該機能は、周波数が49.5Hz未満に低下してから2秒以内に有効化される必要がある
カナダ	Hydro-Québec	規定なし
米国 カルフォルニア	California Public Utilities Commission	【PCS】制御信号の入力から指定された出力変化量の90%に達するまでの時間は5秒でなければならない
北米	NERC	【ERCOT地域限定】周波数変化を検出してから20～52秒以内に期待される応答となっていること。周波数変化から46秒後の期待される応答と比較して、実測値は、周波数変化から46～60秒の間に応答していること。 【Reliability Guideline】出力目標の90%までの時間は4秒以内とし、10秒以内に整定すること
オーストラリア	AEMO	周波数変化に応じた有効電力の制御は、周波数が50Hz±1.0Hzに設定されたデッドバンドを超えてから、「安定運用に必要とされる以上の遅れを生じさせることなく、実行されなければならない」

● 海外事例

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）

(出所) 第6回グリッドコード検討会, 参考資料1

ERCOT Nodal Operating Guide	
2.2	System Monitoring and Control
2.2.4	<u>Load Frequency Control (LFC)</u> - 時刻誤差を定期的に補正しながら、負荷周波数制御（LFC）により、定格周波数60Hzを維持すること。Regulation Service Energyを確保し、また必要に応じて、Regulation Service and Responsive Reserve（RRS）とERCOT Contingency Reserve Service（ECRS）をSecurity-Constrained Economic Dispatch（SCED）用途に使うこと（ERCOT Nodal Protocols 6.5.7.6参照）。 - ERCOT LFCシステムは、NERCの基準を満たすために、LFCに従って、制御およびRRSを供給する。

(出所) 第6回グリッドコード検討会, 参考資料2

4.5 Operational measurement and communication capability

The *IBR plant* shall provide a *local IBR communication interface* with bi-directional communication capability and shall be capable of providing real-time operational information of its status, mode of operation, and several (steady state, dynamic and transient) measurements for integration into energy management systems (or distributed energy management system—DERMS) of the *TS operator*, *load balancing entity*, *regional reliability coordinator*, and markets in which it operates to facilitate its integration into the electric system.

Exact data to be exchanged shall be defined in the interconnection agreement or by the services the *IBR plant* is offering to those entities. Test or verification of these requirements shall be mutually agreed between the *TS operator* and *IBR operator*.

4.6 Control capability requirements

The *IBR plant* shall be capable of responding to external control inputs⁵⁴. Control parameters to be exchanged shall be defined in the interconnection agreement or by the services the *IBR plant* is offering to applicable entities. Test or verification of these requirements shall be mutually agreed between the *TS operator* and *IBR operator*.

Examples for control capabilities include:

- Capability to cease operation following disabling of the *permit service setting*
- Capability to limit active power
- Capability to set active power

4.6.1 Execution of mode or parameter changes

Transition time between modes commencing after the mode setting change is received at the *local IBR communication interface* shall be as required by the *TS operator*. Changes of control functional modes shall be executed such that the *IBR plant* output is transitioned smoothly over a period of time required by the *TS operator*.

4.6.2 Ramping for control parameter change

Ramping or similar smooth transition of *IBR plant* output shall be required for control parameter setting changes. For all control and protective function parameter settings, the time following the input to the *IBR communication interface* and preceding the point in time when the invoked action begins shall be no greater than required by the *TS operator*.

(出所) IEEE P2800, Draft 6.0

運用計測・通信機能

インバーター電源プラントは、双方向通信機能を有するローカル 通信インタフェースを提供し、電気系統への統合を促進するため、TS 運営機関、負荷分散機関、地域信頼性調整機関 及びその運用する市場のエネルギー管理システム（又は分散エネルギー管理システム—DERMS）に統合するために、その状態、運用モード 及びいくつかの（定常状態、動的及び過渡）測定値のリアルタイム運用情報を提供できるものとしなければならない。

制御能力要件

インバーター電源プラントは、外部からの制御入力にตอบสนองすることが可能であること。交換する制御パラメータは、相互接続契約又はインバーター電源プラントが適用可能な事業体に提供するサービスによって定義されるものとする。これらの要件の試験または検証は、TS事業者及び 発電事業者 の間で相互に合意されるものとする。

モードとパラメータの変更

モード設定変更をローカル 通信インタフェースで受信した後開始するモード間の遷移時間は、TS オペレータが要求するとおりでなければならない。制御機能モードの変更は、TS 操作者が要求する時間にわたり、インバーター電源プラント出力が円滑に遷移するように実行しなければならない。

制御パラメータ変更時のランブ動作

制御パラメータ設定変更には、インバーター電源プラント出力のランピング又は同様の滑らかな移行が必要であること。すべての制御及び保護機能パラメータ設定について、通信インタフェースへの入力に続いて、呼び出された動作が開始する時点より前の時間は、TS 操作者が要求する時間より長くななければならない。

- IEC TS62786（配電系統接続の分散型電源の技術仕様）では、以下の範囲の記載、国により異なる。

50Hzエリア：連続運転：50.5 - 52.0 Hz, 運転可能：50.5 - 57.0 (*1) Hz (0.5 s - 90 min)

60Hzエリア：連続運転：60.5 - 61.8 Hz, 運転可能：60.5 - 61.8 Hz (0.5 s - 90 min)

*1：参考文献の誤植(57.0ではなく、52.0が正)と思われる。

- 米国の規定例(PRC-024-3)のうち、Quebecは特殊なため、ERCOTを代表例として示す。

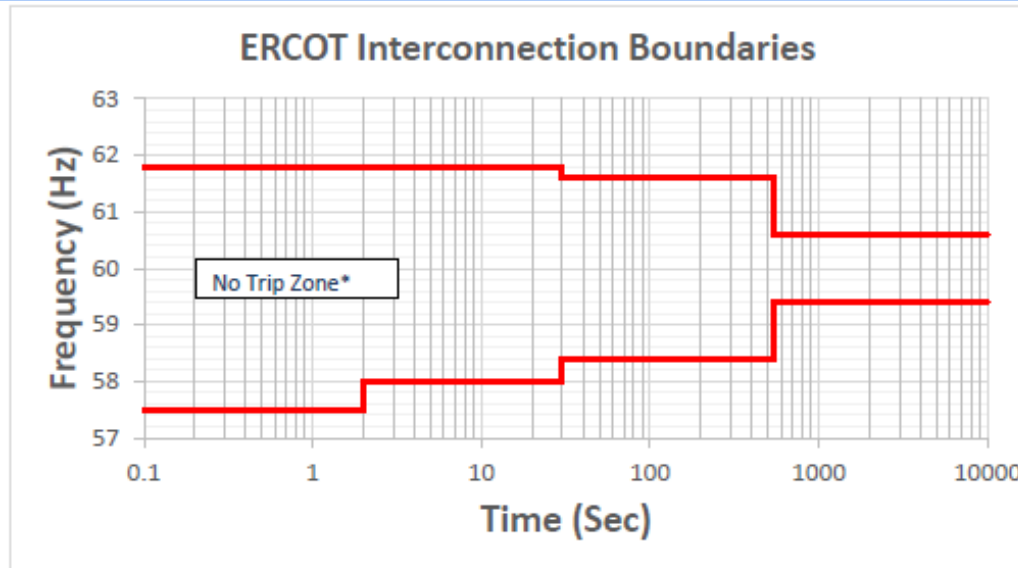


Figure 4 境界値は保護装置の整定値ではない

* The area outside the "No Trip Zone" is not a "Must Trip Zone."

Frequency Boundary Data Points – ERCOT Interconnection

High Frequency Duration		Low Frequency Duration	
Frequency (Hz)	Minimum Time (Sec)	Frequency (Hz)	Minimum Time (sec)
≥ 61.8	Instantaneous ⁹	≤ 57.5	Instantaneous ⁹
≥ 61.6	30	≤ 58.0	2
≥ 60.6	540	≤ 58.4	30
< 60.6	Continuous operation	≤ 59.4	540
		> 59.4	Continuous operation

Table 4

(出所) 第9回グリッドコード検討会, 参考資料1

0.1秒前と10000秒後のライドスルー領域は含まない。
周波数境界データポイント表は、「ノントリップゾーン」境界の全体を定義する。

9：周波数は時間窓で計算される。周波数境界には、指定された範囲外の周波数で瞬時にトリップさせるが、この計算は時間窓で行われる必要がある。一般的な時間窓フィルタリングは、3～6サイクル(50～100ミリ秒)。瞬時に計算された周波数測定に基づく瞬時のトリップ設定は許可しない。

→ 保護リレーアルゴリズムに意図的な時間遅延がない場合でも、100ミリ秒の遅延が発生することになる。この遅延は、規格に反映されるべきである。IRPTF (NERC convened the Inverter-Based Resource Performance Task Force) は、周波数計算エラーによる誤トリップが Blue Cut Fire 障害の重大な要因であることを確認した。周波数異常に対する瞬時トリップをなくすことで、例えば故障除去期間中に測定電圧のスプリアスノイズによって誤トリップが発生する確率を減らすことができる。

● 海外事例

- この要件の仕様には、能力の技術的最小値（デフォルトも設定可能範囲もない）が含まれる。
 - * 1つのROCOFの絶対値、または
 - * 負と正のROCOF値を 1 つずつ同様に
 - * 周波数/ROCOFの計測値に対する移動平均の時間枠
- 火力発電所でよく使用される（系統へ直接接続される）同期発電機のROCOFライドスルー要件は、通常 0.5 Hz/s から 2.0 Hz/s の間の値を指定する。
- 風力、太陽光、蓄電池など、インバーター電源のROCOFライドスルー要件は、通常3.0 Hz/sから5.0 Hz/sの間の値を指定する。
- 周波数/ROCOFの計測値に対する移動平均の時間枠は、0.1秒（=100ms）が標準的に用いられる。
- TSOによっては、特に弱い（=低慣性）送電系統を運用している場合、より高いROCOFライドスルー能力を必要とする場合がある。これは、送電系統所有者（または、運用者）とリソースの所有者（または、運用者）の間に相互の合意が必要になる場合もある。
- 単独運転検出機能との協調：ROCOFライドスルーを0.5Hz/s未満に制限することは、許容されない。
- BTMリソースへの要件化：ROCOFライドスルーを0.5Hz/s未満に制限することは、許容されない。
- ROCOFライドスルーはケーパビリティの技術的最小要件であるため、パラメータの遠隔設定機能は適用外となる。ただし、ROCOFトリップ設定値（もし、使用される場合または許される場合）の協調は必要であり、通常、系統への影響調査に基づき設定値が決められる。多くのプラントはプラント所有者（あるいは、OEM）が遠隔設定できる機能をもつ。例えば、リソースの耐用年数内に、系統状況が変化した場合での利用が考えられる。

● 海外事例

- ・トリップ後のサービス開始／復帰要件は、分散型電源、大規模インバーター電源、およびその他のリソースが初めて運転開始するとき、事故またはその他のトリップ状態から復帰するとき、または単独運転から復帰するときの基準と性能を指定する。
- ・この能力の仕様には、下記のデフォルト値および設定可能範囲を含めることができる。
 - * 電圧範囲（最小値および最大値）
 - * 周波数範囲（最小値および最大値）
 - * サービス許可（論理値：true/false）
 - * すべての基準を満たしているときに、リソースがサービスを開始する/トリップ後にサービスを再開するまでの意図的な遅延
 - * 最大有効電力出力変化率／ランプ率制限
- ・リソースは、指定されたサービスを開始する間、有効電力の出力を増加させること、または蓄電リソースと有効電力の授受を要求される可能性がある。有効電力は、IBR 連続定格値をサービス開始期間で除した値を超えない平均変化率／上昇率で、ほぼ直線的に増加することが求められる。
- ・段階的なランプが使用される場合、ステップ間の変化率／ランプ率は、サービス開始（または復帰）全期間における平均変化率／平均ランプ率を超えないようにすることが必要である。
- ・最大有効電力出力変化率／ランプ率上限は、需給バランス維持や系統復旧が困難となる短時間での大きな有効電力変化を防止することが可能である。
- ・主要なグリッドコード／規格は、サービス開始時およびサービス復帰時の有効電力のパフォーマンスを規定しているが、サービス開始時の無効電力については言及していない。無効電力能力、RVC（Rapid voltage change）、電圧低下などの要件は、通電中に適用される場合がある。

- 各国規定例

- UK インシデント後

- 300MW以下 : No limit、 300-1000MW : 10%/Min、 1000MW超 : 40MW/Min

- デンマーク

- 20%/Min

- テクニカルスタンダードでは、PV & Windともに : 100kW/sec

- 参考 : デルタ制御は15MWから適用

- EN規格

- トリップ後

- デフォルト 10%/Min, 6-3000%/MinでTSOと調整

- ノーマル

- デフォルト指定なし, 6-3000%/MinでTSOと調整

- 米国 IEEE 1547

- 20%/ 1-1000sec (デフォルト 300sec)

- 米国 IEEE P2800

- 5%/ 1-1000sec

- 米国カリフォルニア州 Rule21

- コネクト/リコネクト 2%/sec (デフォルト) 1-100%でDSOと調整

- ノーマル 100%/sec (デフォルト) 1-100%でDSOと調整

● 海外事例

- EN: 発電所が新しい設定値の出力とならない場合、系統への影響を及ぼすとの意見から、VDE-AR-N 4105を参考に変化速度がデフォルトとして記載された。

(出所) 第9回グリッドコード検討会, 参考資料1

	RfG 15.6.e Rates of change of active power output に対応した各国規定
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	Can be site specific but not less than 1.5 % of maximum capacity.
ドイツ	SPGM: $\geq 4\%P_{\text{max}}/\text{min.}$ PPM: $\geq 20\%P_{\text{max}}/\text{min.}$ SPGM+PPM: $\leq 40\%P_{\text{max}}/\text{min.}$
スペイン	—
イタリア	$\geq 1\% P_n/\text{min.}$ $\leq 20\% P_n/\text{min.}$
デンマーク	$\geq 1\% P_n/\text{min.}$ $\leq 20\% P_n/\text{min.}$ (但し最大60 MW/min.)

(出所) 第6回グリッドコード検討会, 参考資料1

● 海外事例

- EN: 発電所が新しい設定値の出力とならない場合、系統への影響を及ぼすとの意見から、VDE-AR-N 4105を参考に変化速度がデフォルトとして記載された。

(出所) 第9回グリッドコード検討会, 参考資料1

	RfG 15.2.a Frequency stability capability of adjusting an active power setpoint in line with instructions に対応した各国規定	
	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% $P_{max}/sec.$	(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。

(出所) 第6回グリッドコード検討会, 参考資料1

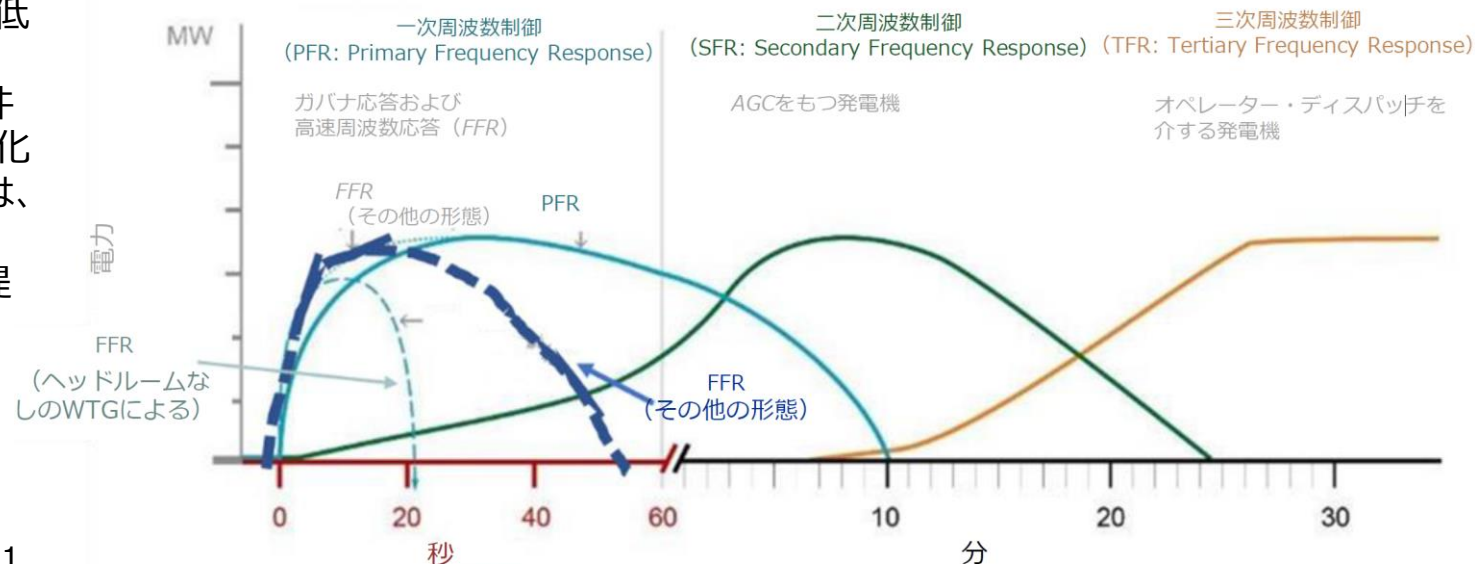
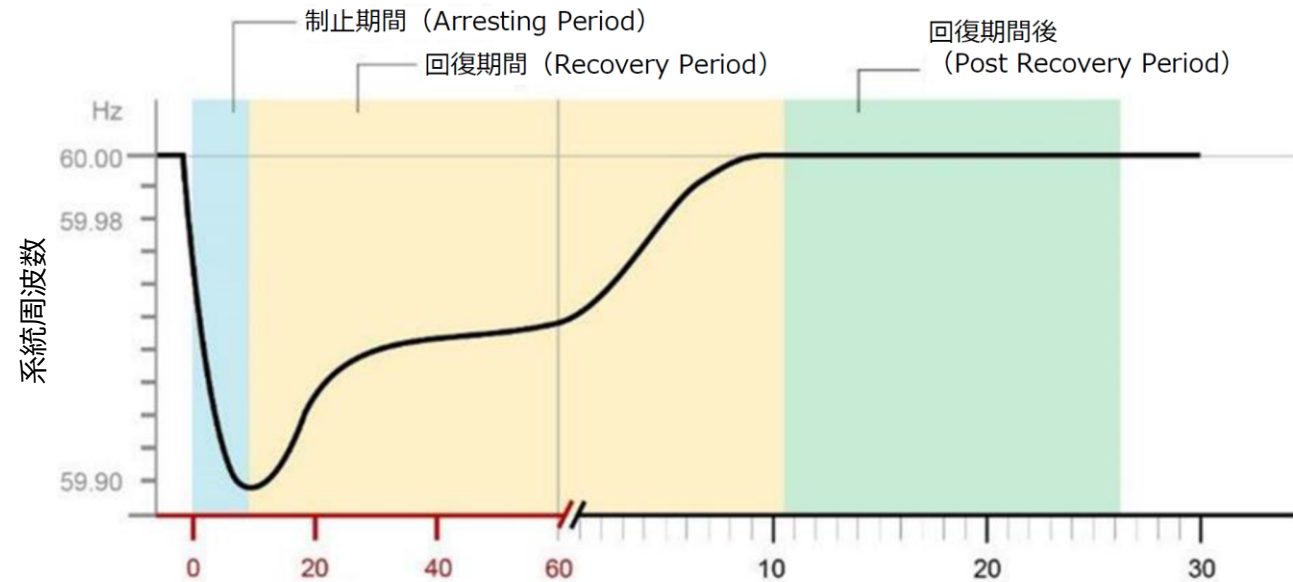
- インバーター電源の慣性応答(Inertial Response) は、北米ではPFR (Primary Frequency Response) の早い領域での機能として扱われ、FFR (Fast Frequency Response) とも呼んでいる。

■ FFRの定義

- 周波数Nadirまたは初期ROCOFを改善するために、周波数擾乱の制止期間中 (Arresting Period) に測定または観測された周波数の変動に応じて系統に供給される有効電力

■ インバーター電源に関するFFRの要件

- すべてのインバーター電源は、周波数低下の場合のFFR機能を有すること。
 - 風力発電に対する特定のFFRの要件
 - 将来の改定では周波数上昇の要件化
- インバーター電源プラントのFFR機能は、デフォルトで有効になっていないこと。
- FFR 機能は、アンシラリーサービスを提供する目的で利用される場合がある。

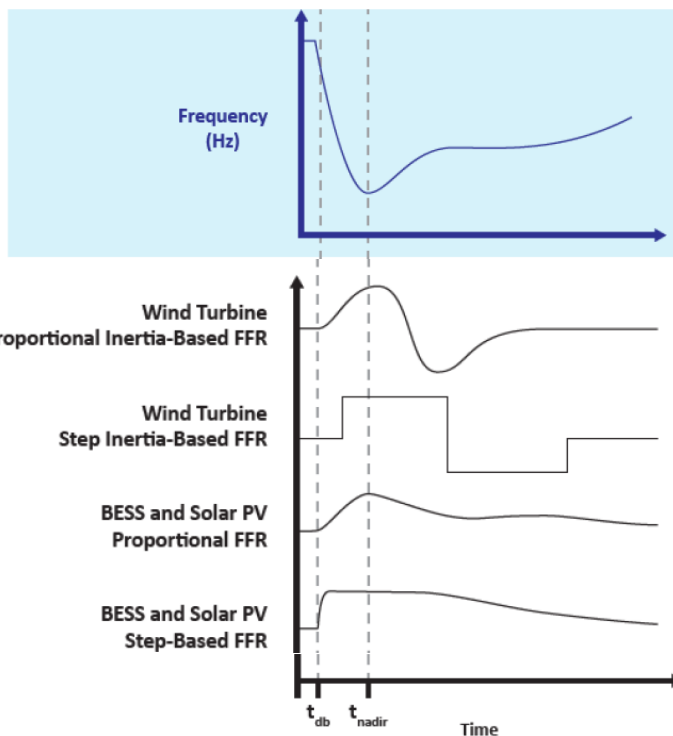


■ FFR制御の種類

FFRには、同期発電による非制御型応答や、発電設備や負荷設備での計測周波数に基づいて電力系統に有効電力を供給（または負荷を遮断）する高速制御など、さまざまな形態がある。

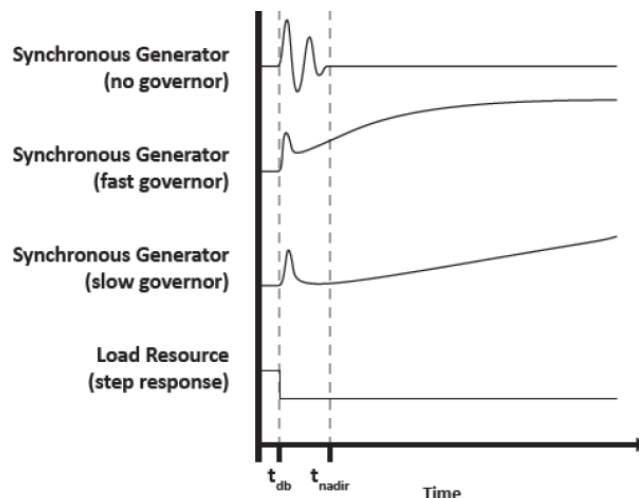
- 測定された周波数偏差に比例して有効電力供給（比例応答）
- 周波数が閾値に達すると、一定量の有効電力供給（ステップ応答）
- 算出されたROCOFに比例した有効電力供給（微分応答）
- プリセットのROCOFに達すると一定量の有効電力を注入（ステップ応答）
- 測定された周波数偏差またはROCOFに比例して負荷減少させる制御（比例応答 または 微分応答）
- プリセットの周波数またはROCOFに達した時点で一定量の負荷を制御的に減少させる制御（ステップ応答）

■ 電源種別FFR制御



FFR応答の中には、周波数変動期間全体を通して持続するものもあれば、非持続的で制止期間（Arresting Period）の間だけサポートを提供するものもある。FFR 要件を定めるための検討が必要であり、下記が考慮される。

- 応答出力
- 応答速度（= 応答時間）
- 制御の種類
- 持続時間
- 応答の可用性と再現性



- 風力・太陽光・蓄電池のFFR制御技術製品化状況を下表に示す。一部のメーカーでの製品化例があり、技術の普遍化状況と系統側ニーズを見つつ、系統安定化への寄与度も含めて検討していくこととしてはどうか。

技術	総括	ベンダー名	詳細
風力発電機 (タイプ3またはタイプ4)	風力発電は、周波数低下時に、主軸系（ドライブトレイン）の回転重量に蓄積された運動エネルギーを一定時間だけ追加で取り出す能力を備えている。周波数低下時に機械がある最小出力レベル以上であれば、一般的に、数秒間に5～10%程度の応答出力となる。しかし、この追加的な発電応答は、その時の風速によっては、その後のエネルギー回収が必要となる（その後出力が減少する）。	General Electric	・ タイプ3のFFR ・ FFRに貢献するため、一時的に有効電力発電量を増加させる「WindINERTIA」制御
		ENERCON	・ タイプ4のFFR ・ $P_{inertia}(t) = \frac{f_{inertia, trigger} - f(t)}{f_{inertia, trigger} - f_{inertia, min}} P_{inertia, set}$
		Siemens Gamesa	・ タイプ4のFFR ・ フィードフォワード制御（あらかじめ決められた一定量だけ有効電力を増加させる） ・ 通常、定格容量の6%程度
太陽光発電	系統への高速なエネルギー供給を行う能力は、インバーターまたはプラントレベルのコントローラーにプログラムされた制御に基づくものである。FFRを提供するための標準的な方法はないため、各メーカーはFFRを提供できるさまざまな種類の制御を実装している。	ABB	・ 周波数-ワット（Frequency-Watt）特性。高周波数領域のみ供給可能で、低周波数領域はエネルギー貯蔵システムを使用することにより拡張可能
		General Electric	・ 有効電力-周波数（Frequency-Watt）ドループ ・ インバータレベル、プラントコントローラレベルのいずれでも実装可能
		SMA	・ エネルギー貯蔵と組み合わせてFFRを提供 ・ 2秒から8秒までの様々な慣性定数（H）を適応可能 ・ 有効電力-周波数（Watt-Frequency）ドループも提供
		TMEIC	・ 有効電力-周波数（Watt-Frequency）ドループ
蓄電システム	蓄電システムは、太陽光インバータと同様、インバータにプログラムされた制御に基づいてFFRを提供する能力を持つ。充電状態に応じて有効電力の注入や消費を急速に変化させる柔軟性を持っている。	Tesla	・ FFR（慣性定数で調整可能）とPFR（有効電力-周波数ドループ）の両方を提供
		Dynapower	・ Fcompと有効電力-周波数（Watt-Frequency）の両方を提供 ・ Fcompは正負の周波数偏差に対して有効電力の注入/吸収

● 海外事例

- 機械的な可動部を持つリソースや熱を利用するリソースの多くは、それ以下になると安定した運転ができなくなる最低出力というものがある。
- 最近の太陽光発電や蓄電池の最低出力は非常に小さく、場合によってはゼロになることもある。
- 最低出力を小さくすることで、コージェネレーション（CHP）のような制御可能なリソースが、太陽光や風力のような変動電源をより柔軟に統合することができる。しかし、最低出力の制限を低くすると、リソースの再設計が必要になり、大きなコストがかかる可能性がある。

● 海外事例

- IEEE: インバーター電源の各種ライドスルー能力を制限しないものとする旨の記載。系統運用者の要件による。

	単独運転防止機能との関係
周波数変化の抑制対策	高速周波数応答（FFR）として設定・提供されない限り、この機能は単独運転検出機能と競合する可能性は低い。
周波数変化率耐量(ROCOF)	単独運転検出機能との協調: ROCOFライドスルーを0.5Hz/s未満に制限することは、許容されない。
慣性力の供給	- 転送遮断（Direct Transfer Trip）等の通信に基づく単独運転検出方式を使用しないリソースについては、FFRが単独運転検出に与える影響を考慮する必要がある。 - 高速周波数応答（FFR）は、意図しない単独系統を安定させ、自律的な単独運転検出機能を感度を低くする可能性がある。FFRが単独運転検出に与える影響は、負荷や系統の特性、たとえば単独配電線のモーター負荷の量や、配電線の架線と地下ケーブルなどの構成に依存する可能性がある。現在進行中の研究は、これらの影響を定量化することを目的としている。
制御・保護システムの協調・優先順位	- 電圧と周波数以外の基準を使用する能動的単独運転検出方式、または、高度な手法に基づく適応保護（アダプティブプロテクション）の出現により、単独運転検出と電圧・周波数保護の間の選択性が高まっている。 - 現在、ほとんどのBTMリソースは能動的単独運転検出方式を採用しており、運転継続より単独運転検出やその他の異常状態によるトリップを優先している。
事故時優先順位指定(FRT中有効・無効電力制御)	無効電流（I_q）を有効電流（I_p）よりも優先させると、インバーター電源が接続されている単独系統において、より速い電圧の崩壊につながる可能性がある。これにより、単独運転検出がサポートされ、単独運転検出時間が短縮される。

● 海外事例調査(事故事例)

イベント名	日付	関連するFRT能力	イベント概要	DER脱落の詳細
オデッサの系統擾乱 (米国テキサス州オデッサ) ⁽¹⁾	2021年 5月09日	電圧位相角変化ライドスルー	- コンバインドサイクル発電所の発電機用昇圧トランスで発生した1線地絡(A相)故障 - コンバインドサイクル発電所における192MWの電源脱落 1、112MWの太陽光発電所と36MWの風力発電所からの有効電力脱落	389MWの太陽光発電所が電圧位相角変化によりトリップ(PLL同期不能) - 瞬時的なAC過電圧による269MWのインバータ・トリップ - プラントレベル変化速度の相互作用に伴う一時運転停止(Momentary Cessation)による153MWの脱落
8月9日 停電 (英国・南イングランド) ⁽²⁾	2019年 8月09日	ROCOFライドスルー	- 落雷による400kV送電線の1相地絡故障 1、878MWの電源脱落。これにより周波数が低下し、931MWの負荷を喪失 - 推定350MWのDERがトリップ	大多数の分散型電源はROCOFおよび電圧保護(vector shift protection)設定が原因でトリップした。電圧保護設定は、IEEE-1547-2018が20度を推奨しているのに対し、6度であった。
キャニオンファイア2による系統擾乱 (米国カリフォルニア州アナハイムヒルズ) ⁽³⁾	2017年 10月09日	電圧位相角変化ライドスルー	- キャニオンファイア2と呼ばれる山火事により、セラノ変電所付近で2つの送電系統の故障が発生: 220kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:12:16)、500kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:14:30) 1回目の故障で682MWの太陽光電源が脱落、2回目の故障で937MWが脱落 900MWの太陽光電源脱落によりWestern Interconnectionで周波数偏差が発生し、システム周波数は約3.3秒後に周波数Nadir59.878Hzに到達	DER脱落の原因としては、下記のさまざまな可能性が考えられる。 - 異常電圧時における瞬間停止の使用継続 - 瞬時電圧トリップおよび電圧測定フィルタリングの欠如 - PLL同期の問題によるトリッピング
南オーストラリアのブラックアウト・イベント (南オーストラリア) ⁽⁴⁾	2016年 9月28日	Consecutive Voltage Ride Through	87秒の間に5つの送電系統の故障が発生し、南オーストラリア(SA)の送電系統で6件の電圧擾乱が発生 9つの風力発電所で合計456MWの風力電源が長時間脱落。さらに各電圧擾乱中に42MWの一時的脱落が発生 456MWの電源が突然脱落したことにより連系線の受電量が增加。受電量が増加した結果、保護システムが損傷を避けるために連系線を切断し、オーストラリアの他の系統から系統が分離 - 連系線および風力電源の脱落で、擾乱前の負荷の50%程度の供給不足が突然発生	すべての風力発電機が最初の故障の際には運転を継続したが、複数の電圧擾乱により456MWの風力発電機が解列されるか、または運転を停止した。NEMの多くの風力発電所は、所定の期間中の運転継続イベントの件数が事前に設定した制限値を超えた場合に措置(解列、運転停止または出力低減)を講じる保護機能を備えている。

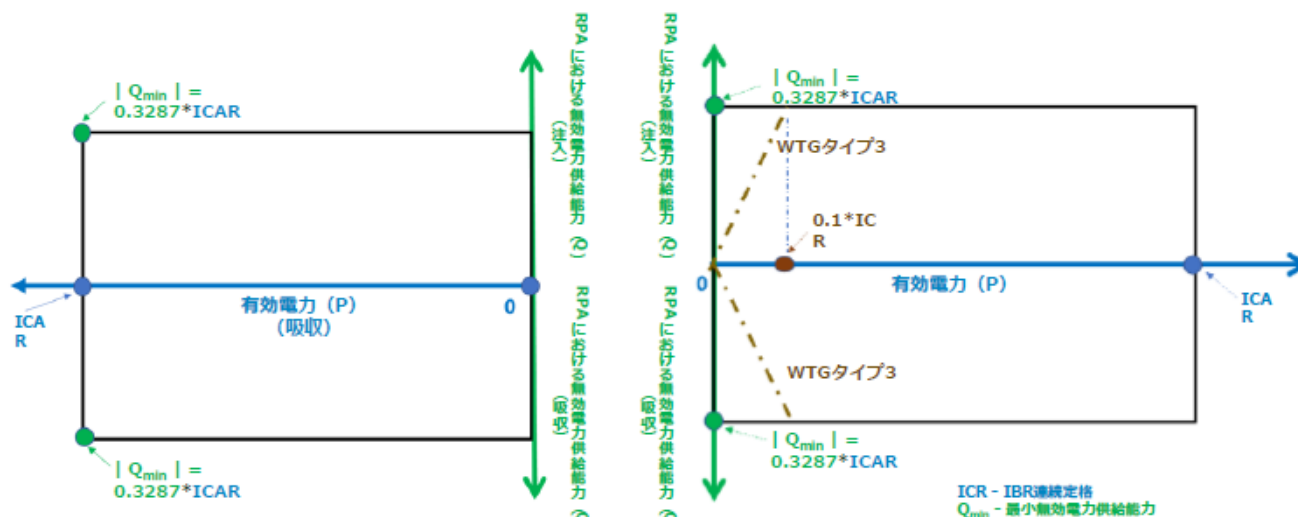
参考文献

- (1) [NERC, 「Odessa Disturbance」、2021年9月](#)
 (2) [National Grid ESO, 「Technical Report on events of 9 August 2019」、2019年9月](#)
 (3) [NERC, 「900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report」、2018年2月](#)
 (4) [AEMO, 「BLACK SYSTEM SOUTH AUSTRALIA 28 SEPTEMBER 2016」、2017年3月](#)

● 海外事例

- FERC: 同期機同様、非同期電源に対しても動的無効電力供給能力を求める。
No.827 Reactive Power Requirements for Non-Synchronous Generation
 - 非同期電源の無効電力供給(サブステーション変圧器高圧側で力率+0.95~-0.95)
 - 電圧・出力の制限があることを考慮して、発電設備単体のみ、または他の無効電力補償装置と組み合わせ、動的無効電力制御とすること
- NERC: 系統運用者が、電圧、無効電力をリアルタイムで監視、制御、および維持できるよう、発電事業者に対する義務を規定する。
WECCでは、発電事業者から系統運用者に対して電圧制御設定値を提供すること、AVR制御仕様を提供することを求める。
- IEEE P2800 5.1: Reactive power capability では、インバーターベース電源における $P=0\text{kW}$ での無効電力能力の規格化が進められている。
- Type3 WTG (二次励磁巻線形誘導発電機の風力発電)とAC接続の洋上設置インバーターベース電源の発電所は対象外

IBRプラントのすべての有効電力出力レベル（ゼロの場合を含む）について、適用基準点（RPA）で最小無効電力能力が満たされなければならない。



次の場合は例外とする。

- VSC-HVDCラインを介して送電系統に連系されていないタイプIII 風力発電のIBRプラント
- AC連系連系の洋上IBRプラント

● 海外事例

- RfG:既存の多くの同期機がダンピング機能を本質的に持っている一方で、インバーター電源が増えてくる状況では特別な方法が必要となろうが、インバーター電源に対するそのニーズについては研究途上である。従い必須ではなく、必要な個所にはダンピング機能具備を要求するという要件としている。
- NERC: PSSは同期発電機の低周波振動の減衰が目的であり同期発電機への設置を義務付け。AVRは自動電圧制御機能として全電源種を対象とする。

(出所) 第9回グリッドコード検討会, 参考資料1

	RfG 19.2.b Automatic voltage regulator に対応する各国規定
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。

(出所) 第6回グリッドコード検討会, 参考資料1

- 現状、同期発電機への要求のみ
- インバーター電源を対象とする米国IEEE P2800 にはAVR/PSS設置の記載なし。電圧安定化のための無効電力補償装置を発電所内に設置するか、各インバーター電源ユニットの無効電力制御機能による電圧制御モードを使用することとなる。

2. 米国調査

(6) NERC Reliability Guideline BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance, September 2018 (IEEE1547-2018の対象電源を除いた、インバーター電源に適用) 118

項目	内容
Chapter 3: Reactive Power-Voltage Control 【電圧・無効電力制御】	
Steady-State Reactive Power Control and Droop 【定常状態の無効電力制御とドロープ】	NERC Reliability Standard VAR-002-4.1 Generator Operation for Maintaining Network Voltage Schedules に準拠 - 自動電圧制御モード、またはTSO指示に従った制御モードでの運転 - AVRの概念は、インバーターレベルまたはプラントレベルでの制御、あるいはその両方で電圧制御する電源にも適用する。 - TOPによって提供されるスケジュールされた電圧を維持する必要がある。電圧範囲または設定値によって、グリッドと交換される指令無効電流が決まる。

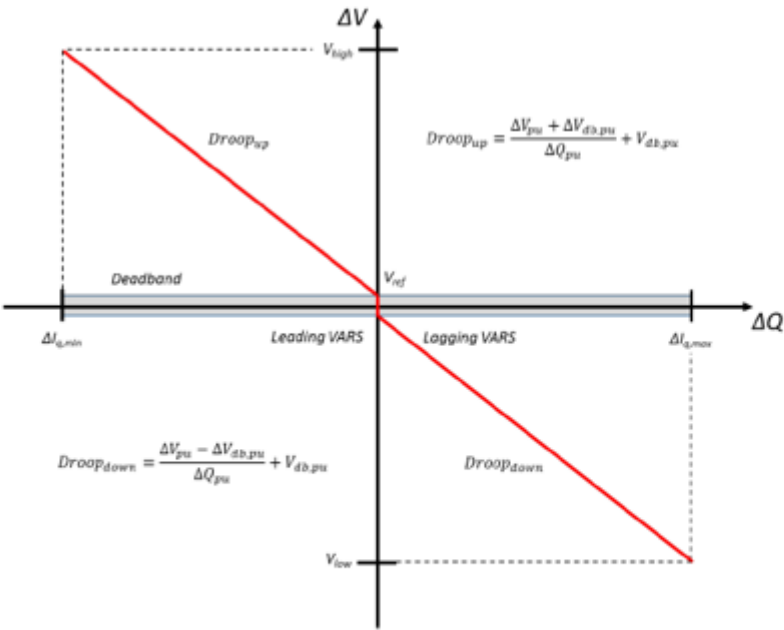


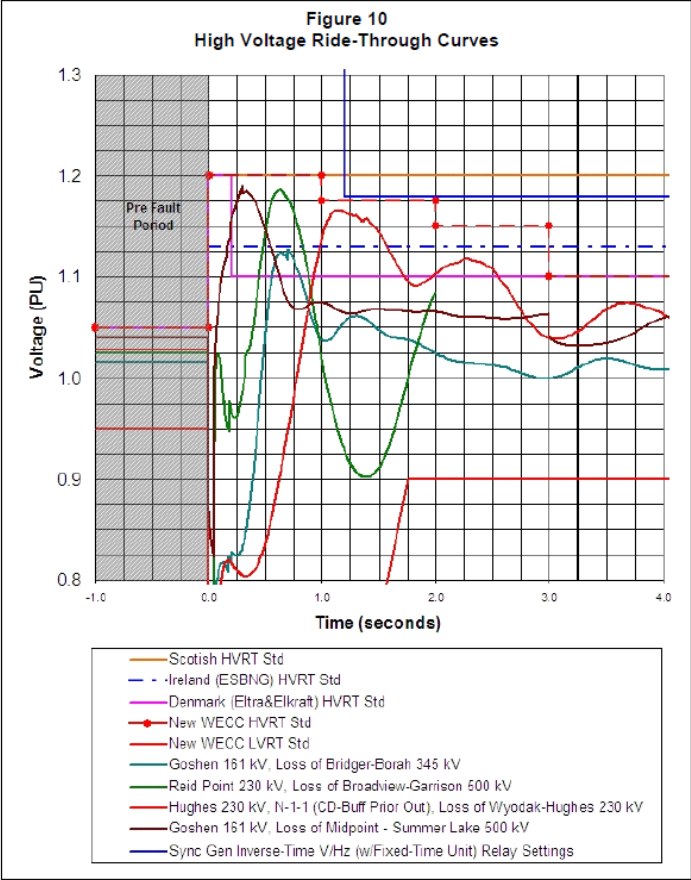
Figure 3.7: Reactive Power-Voltage Control Characteristic

CAISO TARIFF APPENDIX V Large Generator Interconnection Agreement	
5.4	Power System Stabilizers
—	• 発電事業者は、該当する電気信頼性評議会 (Applicable Reliability Council) が定めたガイドラインおよびCAISO Tariff 4.6.5.1の規程に従い、PSS(系統安定化装置)を調達、設置、運用すること。 • PSSが停止し、または、自動運転ができない場合、事業者はCAISO、TOに直ちに通知し、速やかにPSSを復帰させること。 • CAISOは、PSSが不適切に調整され系統の信頼性に影響を及ぼす場合は、発電設備の出力抑制または解列を指示することができる。 • 本項の規程は誘導式の風力発電設備には適用しない。

CAISO TARIFF Appendix T Small Generator Interconnection Agreement	
Attachment 7	INTERCONNECTION REQUIREMENTS FOR AN ASYNCHRONOUS SMALL GENERATING FACILITY
v.	Power System Stabilizers (PSS) 非同期発電設備においてはPSSの設置は必須要件ではない。

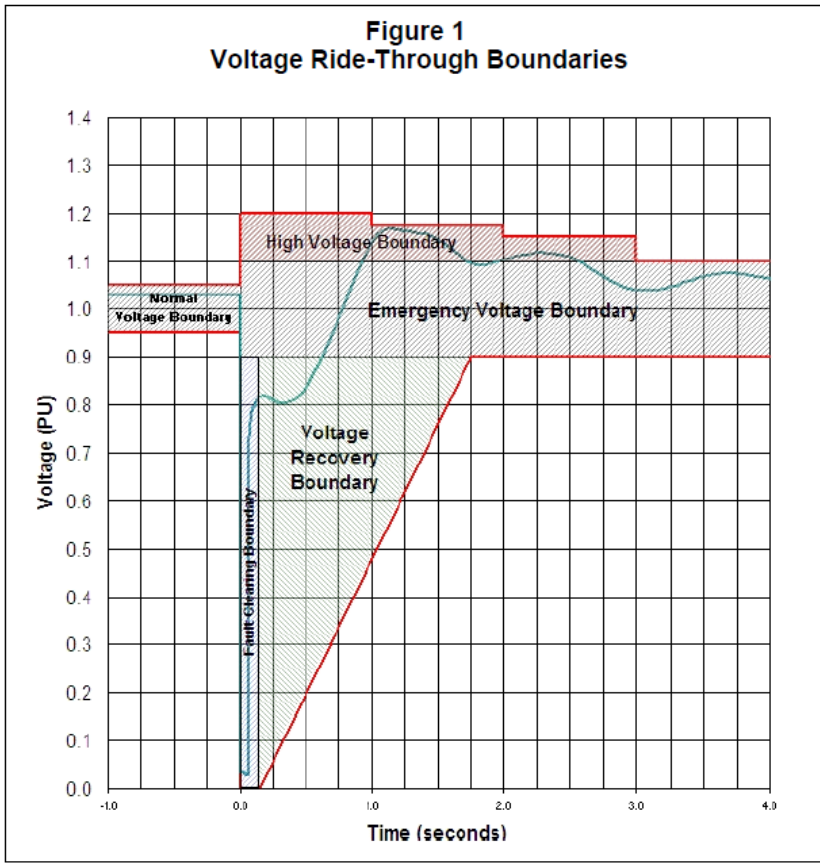
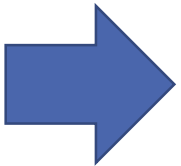
ERCOT Nodal Operating Guide	
2.2	System Monitoring and Control
2.2.6	Power System Stabilizers(PSS) 系統安定化装置(PSS)は、下限電圧以上で、発電設備が送電系統に同期できるようにすること。周波数の動揺幅を0.2～2Hzの範囲に収めること。PSSに変更があった場合は、QSEに報告し、QSEは、ERCOT Nodal Protocols 6.5.5.1に沿って、ERCOTとTOに報告すること。2010年12月1日以降に設置された10MWを超えるSynchronous Generation Resourcesは、PSSをインストールし、試運転日の前にPSSを稼働させる必要がある。

- 米国での規定(PRC-024-3)経緯から、国内での要否を検討してはどうか。



障害解消後の風力発電所付近での高電圧変動は、風力発電所に併設されるシャントキャパシター、力率改善用機器、電圧調整機器により影響する。

→
シミュレーションと海外事例を参考に、WECCにおける High Voltage Ride-Through Curveを検討した。



PRC-024 — Attachment 2

(Voltage No-Trip Boundaries – Eastern, Western, and ERCOT Interconnections)

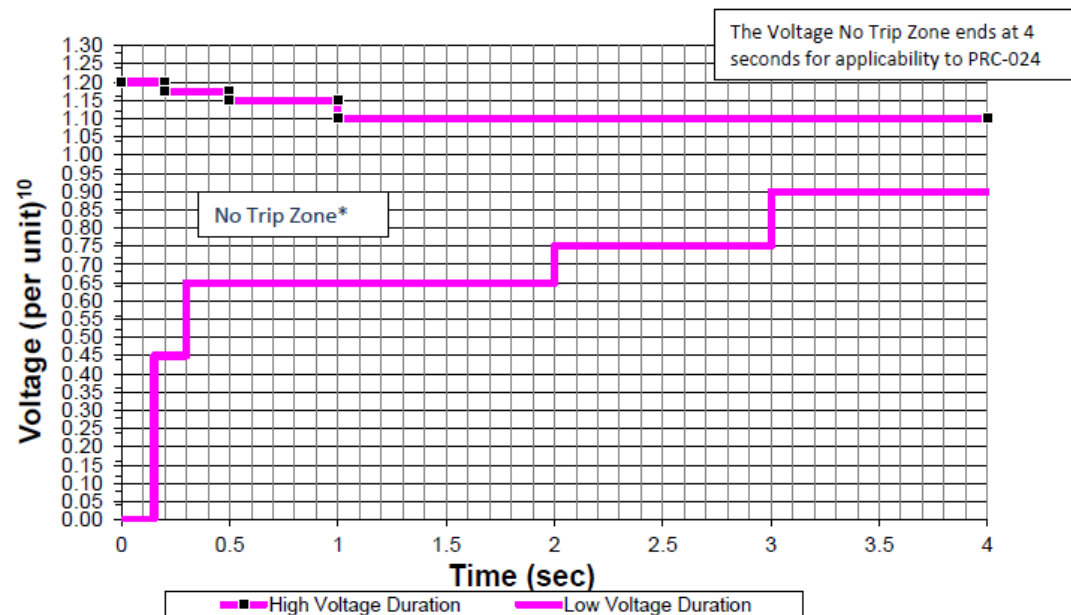


Figure 1

* The area outside the "No Trip Zone" is not a "Must Trip Zone."

Voltage Boundary Data Points

High Voltage Duration		Low Voltage Duration	
Voltage (pu)	Minimum Time (sec)	Voltage (pu)	Minimum Time (sec)
≥ 1.200	0.00	< 0.45	0.15
≥ 1.175	0.20	< 0.65	0.30
≥ 1.15	0.50	< 0.75	2.00
≥ 1.10	1.00	< 0.90	3.00
< 1.10	4.00	≥ 0.90	4.00

Table 1

- ライドスルー曲線の電圧は主変圧器高圧側とし、発電設備と複数変圧器を介する場合、電圧差を考慮する。またシミュレーションにより保護設定を検討する場合、考えられる負荷状態、無効電力補償機能があれば有効化、変圧器タップ設定、AVRモードを考慮する。
- 境界内の電圧は、単位電圧あたりのRMS基本周波数の相間または相間とする。

● 米国での仕様

重大かつ頻繁な電圧降下

- ① 10 秒間に、RPA (Reference points of applicability) の電圧が公称電圧の 50%以下に低下した場合（公称電圧の 0%に低下した場合を含む）、インバーター電源プラントは、少なくとも 20サイクルごとに連続した 2回の電圧低下を累積時間が必要最小通過時間未満となるようライドスルーすること。
- ② インバーター電源プラントは、RPA の適用電圧が公称電圧の 50%を下回る（公称電圧の 0%を含む）電圧降下を、2分間に3回以上ライドスルーすることを要しない。

中程度かつ頻繁な電圧低下

- ① 任意の 10秒間に、インバーター電源プラントは、RPA の適用電圧が公称電圧の 50%を超え連続運転領域以下である場合、累積時間が要求される最小通過時間より短い限り、少なくとも 20サイクルで区切られた 4回の連続した電圧降下をライドスルーすること。
- ② インバーター電源プラントは、RPA での適用電圧が公称電圧の 50%を超えたままである場合、2分間以内に 6回を超える電圧降下をライドスルーすることを要しない。

中程度の頻度で発生する電圧ディップ

- ① 10秒内に、インバーター電源プラントは、RPA の適用電圧が公称電圧の 50%を超えて連続運転領域以下である場合、累積時間が要求される最小通電時間より短い限り、少なくとも 1秒間隔で連続した 6回の電圧降下をライドスルーできること。
- ② インバーター電源プラントは、10分以内に 8回を超える電圧降下をライドスルーすることを要しない。

- ・ インバーター電源プラントは、30分以内に 10 回以上の連続した電圧降下（大きさを問わない）をライドスルーする必要はない。インバーター電源プラントは、RPA での適用電圧が公称電圧の 90%以上のままである連続した電圧降下の回数を連続的にライドスルーできること。
- ・ 上記に規定した値を超える連続した電圧降下を受けたインバーター電源プラントは、安全性、機器の完全性を確保し、連続した電圧降下の累積的影響から保護するため、トリップすることがある。
- ・ WTG ベースのインバーター電源プラントの場合、連続した電圧降下が、機械的共振、ブレーキチョッパーの温度上昇を引き起こす場合、電気シミュレーション・モデルでは通常把握できない抵抗器やその他の側面から、自己防衛のためにそれぞれの WTG（インバーター電源ユニット）はトリップすることができる。

● オーストラリアでの事象事例

イベント名	日付	関連するFRT能力	イベント概要	DER脱落の詳細
オデッサの系統擾乱 (米国テキサス州オデッサ) ⁽¹⁾	2021年 5月09日	電圧位相角変化ライドスルー	- コンバインドサイクル発電所の発電機用昇圧トランスで発生した1線地絡(A相)故障 - コンバインドサイクル発電所における192MWの電源脱落 1、112MWの太陽光発電所と36MWの風力発電所からの有効電力脱落	389MWの太陽光発電所が電圧位相角変化によりトリップ(PLL同期不能) - 瞬時的なAC過電圧による269MWのインバータ・トリップ - プラントレベル変化速度の相互作用に伴う一時運転停止(Momentary Cessation)による153MWの脱落
8月9日 停電 (英国・南イングランド) ⁽²⁾	2019年 8月09日	ROCOFライドスルー	- 落雷による400kV送電線の1相地絡故障 1、878MWの電源脱落。これにより周波数が低下し、931MWの負荷を喪失 - 推定350MWのDERがトリップ	大多数の分散型電源はROCOFおよび電圧保護(vector shift protection)設定が原因でトリップした。電圧保護設定は、IEEE-1547-2018が20度を推奨しているのに対し、6度であった。
キャニオンファイア2による系統擾乱 (米国カリフォルニア州アナハイムヒルズ) ⁽³⁾	2017年 10月09日	電圧位相角変化ライドスルー	- キャニオンファイア2と呼ばれる山火事により、セラノ変電所付近で2つの送電系統の故障が発生: 220kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:12:16)、500kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:14:30) 1回目の故障で682MWの太陽光電源が脱落、2回目の故障で937MWが脱落 900MWの太陽光電源脱落によりWestern Interconnectionで周波数偏差が発生し、システム周波数は約3.3秒後に周波数Nadir59.878Hzに到達	DER脱落の原因としては、下記のさまざまな可能性が考えられる。 - 異常電圧時における瞬間停止の使用継続 - 瞬時電圧トリップおよび電圧測定フィルタリングの欠如 - PLL同期の問題によるトリッピング
南オーストラリアのブラックアウト・イベント (南オーストラリア) ⁽⁴⁾	2016年 9月28日	Consecutive Voltage Ride Through	87秒の間に5つの送電系統の故障が発生し、南オーストラリア(SA)の送電系統で6件の電圧擾乱が発生 9つの風力発電所で合計456MWの風力電源が長時間脱落。さらに各電圧擾乱中に42MWの一時的脱落が発生 456MWの電源が突然脱落したことにより連系線の受電量が増加。受電量が増加した結果、保護システムが損傷を避けるために連系線を切断し、オーストラリアの他の系統から系統が分離 - 連系線および風力電源の脱落で、擾乱前の負荷の50%程度の供給不足が突然発生	すべての風力発電機が最初の故障の際には運転を継続したが、複数の電圧擾乱により456MWの風力発電機が解列されるか、または運転を停止した。NEMの多くの風力発電所は、所定の期間中の運転継続イベントの件数が事前に設定した制限値を超えた場合に措置(解列、運転停止または出力低減)を講じる保護機能を備えている。

参考文献

- (1) [NERC, 「Odessa Disturbance」、2021年9月](#)
 (2) [National Grid ESO, 「Technical Report on events of 9 August 2019」、2019年9月](#)
 (3) [NERC, 「900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report」、2018年2月](#)
 (4) [AEMO, 「BLACK SYSTEM SOUTH AUSTRALIA 28 SEPTEMBER 2016」、2017年3月](#)

● 海外事例

- 以下により要求される能力は異なる。
 - * インバーター電源（太陽光、風力、蓄電、燃料電池）
 - * 同期発電機のリソース（FRT要件のあるガスエンジン）
 - * 電圧レベル（特別高圧、高圧、低圧）
 - * 系統慣性
- 低電圧ライドスルー運転時の故障電流注入は、一般的に無効電流注入として規定されている。配電レベルのリソースからの故障電流注入は、無効電流と有効電流の組み合わせで提供される可能性がある。
- 故障電流の注入は、不要なトリップや単独運転検出の低感度化など、放射状の低圧および高圧配電系統レベルでの保護の協調崩れにつながる可能性がある。小規模インバーター電源にこの機能を要求する主要なグリッドコードは、その利用／有効化を系統のメッシュ部、例えば高圧変電所以上の接続ポイントに限定している。
- この機能の利用は、利用可能であるか要求されている場合でも、低圧および高圧放射状系統に接続されるリソースに対しては許可されていない。
- これらの要件をインバーター電源ユニットに規定し、他の多くの要件のように系統接続点のインバーター電源プラントに規定しない理由は、高速応答を確保し、この要件に対する適合性評価を簡素化するためである。
- 事故時継続運転の間の短絡電流注入の要件は、インバータ端子またはインバーター電源ユニット変圧器の高圧側端子を適用基準として、インバーター電源ユニットへ指定されることが多い。この機能はインバーター電源ユニットに（電流の絶対値を指定するのではなく）事故前電流を基準として電流を調整することを要求する。
- この能力は、大規模インバーター電源プラントの平衡故障及び不平衡故障中の正相“positive sequence”（無効）電流注入に対して一般的に要求される。不平衡故障中の逆相“negative sequence”（無効）電流注入の要件は、大規模インバーター電源プラントに対して主要なグリッドコードで要求されている。
- 多くのグリッドコードは、故障電流を無効電流とし、有効電流よりも無効電流を優先させることを要求しているが、無効電流よりも有効電流を優先させるものもある。

● 海外事例

- 必要であれば、この機能の仕様には、以下のデフォルト値および利用可能な設定範囲を含めることができる。
 - * 電圧低下に対する不感帯
 - * 電圧上昇に対する不感帯
 - * 正相 (positive sequence) に対する比例電流ゲイン(k-factor)
 - * 逆相 (negative sequence) に対する比例電流ゲイン(k-factor)
- 必要であれば、動的性能の仕様には、デフォルト値および利用可能な設定範囲を含めることができる。
 - * ステップ応答時間
 - * セtring時間
 - * セtringバンド
- グリッドコードまたは規格の中には、故障時の正相・逆相無効電流の増分について要求量を明確に規定しているものもあれば、それぞれのシステムの必要性に応じて送電系統所有者に指示するよう推奨しているものもある。
- インバーター電源ユニットは、故障状態での継続運転の間、自端電圧の基本周波数と同じ基本周波数成分を持つ電流を注入することが求められるが、次の例外が認められる可能性がある。
 - a) 故障期間及び故障除去直後の期間において、過渡現象、変圧器突入などによる異常高調波成分を含む公称周波数外の成分がある場合
 - b) タイプ III の風力タービンにおいて、回転子が短絡した場合、または回転子電流の制御が失われた近接事故の場合
 - c) 重大事故または近接した三相事故のため、位相同期回路 (PLL) が インバーター電源ユニット端子電圧周波数を正確に追従できない場合、出力電流の周波数における小さな偏差がある場合

● 海外事例

- モデルおよびシミュレーションを用いたインバーター電源プラントの設計評価は、特に連系試験および試運転の様々な段階において、インバーター電源プラントが性能要件を満たすことを実行可能かつ可能な範囲で検証するために必要である。
 - * 定常状態の電力潮流計算モデル
 - * 正相（Positive Sequence）安定性動特性モデル
 - * EMT（Electro-magnetic Transients）モデル
 - * 短絡および高調波モデル
 - * モデル開発および制御ストラテジーの説明に関する文書
- 風力、太陽光、蓄電池を含む大規模なリソースに対して、ユーザー定義のEMTモデルを提供するという要件は、より一般的になってきている。
- 現在、小規模なリソースに対して動的モデルを要求している配電事業者はごくわずかである。

● 米国NERCの規定例

NERC Standard

MOD-025-2	Verification and Data Reporting of Generator Real and Reactive Power Capability and Synchronous Condenser Reactive Power 【発電機の有効/無効電力、同期コンデンサの無効電力に関する評価とデータの報告】
MOD-026-1	Verification of Models and Data for Generator Excitation Control System or Plant Volt/Var Control Functions 【発電機の励磁制御システムまたはプラントの電圧/無効電力制御に関するモデルとデータの評価】
MOD-027-1	Verification of Models and Data for Turbine/Governor and Load Control or Active Power/Frequency Control Functions 【タービン/ガバナーおよび負荷制御または有効電力/周波数制御機能に関するモデルとデータの評価】
MOD-032-1	Data for Power System Modeling and Analysis 【パワーシステムのモデリングと解析用データ】

RfG 15.6.c Simulation modelsに対応する各国規定

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ー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
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

RfG 15.6.c Simulation modelsに対応する各国規定

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。
-------	---

- TSOによるImpact Studyに必要な情報としてあげられているか、各TSOの規程を確認する必要がある。

英国 National Grid	PLANNING CODE PC.A.3 POWER GENERATING MODULE, GENERATING UNIT, HVDC SYSTEM AND DC CONVERTER DATA PC.A.3.3. Rated Parameters Data PC.A.3.3.1 (b) for each Synchronous Generating Unit (including Synchronous Generating Units within a Synchronous Power Generating Module): • Inertia constant (for whole machine), MWsecs/MVA; PC.A.3.3.1 (d) for each DC Converter at a DC Converter Station, HVDC System, DC Converter connecting an existing Power Park Module (including DC Connected Power Park Modules) and Transmission DC Converter (forming part of an OTSUA). • 提出要求なし PC.A.3.3.1 (e) for each type of Power Park Unit in a Power Park Module not connected to the Total System by a DC Converter or HVDC System: • Inertia constant, (MWsec/MVA) (かご型誘導発電機または巻線形誘導発電機の風力発電には提出要求なし) (データの提出としては以上だが、次ページ記載のモデル提出要求の中で疑似慣性の記載あり)

英国 National Grid	PC.A.5 POWER GENERATING MODULE, GENERATING UNIT, POWER PARK MODULE (INCLUDING DC CONNECTED POWER PARK MODULES), DC CONVERTER, HVDC EQUIPMENT AND OTSDUW PLANT AND APPARATUS DATA PC.A.5.3 Synchronous Power Generating Modules, Synchronous Generating Unit and Associated Control System Data PC.A.5.3.2 The following Synchronous Generating Unit (including Synchronous Generating Units within a Synchronous Power Generating Module) and Power Station data should be supplied: (a) Synchronous Generating Unit Parameters • Turbogenerator inertia constant (MWsec/MVA) PC.A.5.4 Power Park Module, Non-Synchronous Generating Unit and Associated Control System Data PC.A.5.4.2 The following Power Park Unit, Power Park Module and Power Station data should be supplied in the case of a Power Park Module not connected to the Total System by a DC Converter or HVDC System (and in the case of PC.A.5.4.2(f) any OTSUA): (iii) any other information required to model the Power Park Unit behaviour to meet the model functional requirement described above. (a) Power Park Unit model (b) Power Park Unit parameters For each Power Park Unit, details of the parameters of the drive train (as applicable) represented as an equivalent two mass model should be provided. This model should accurately represent the behaviour of the complete drive train for the purposes of power system analysis studies and should include the following data items:- • Equivalent inertia constant (MWsec/MVA) of the first mass (e.g. wind turbine rotor and blades) at minimum, synchronous and rated speeds • Equivalent inertia constant (MWsec/MVA) of the second mass (e.g. generator rotor) at minimum, synchronous and rated speeds

アイルランド EIRGRID	Planning Code PC.A4 GENERATOR DATA REQUIREMENTS/火力を対象 PC.A4.4 Generator Parameters Turbine generator Inertia constant for entire rotating mass PC.A5 Controllable PPM Data Requirements/インバーター電源(主に風力)を対象 ・ 提出要求なし
米国 NERC	FAC-001-3 ・ 記載なし

● 海外事例

- 能力要件を満たすためには、規格(例：IEC TS 62786-41 ED1)で規定された精度を満たす、十分に正確な電圧と周波数の測定システムを持つ必要がある。
- 保護協調の要件は、運転継続能力の要件と同様に重要であり、同時に採用されるべきものである。運転継続能力が、特定の電圧および周波数の動揺に対して継続運転できる能力を決定する一方で、保護設定はその能力の利用（ユーティリゼーション）に関連し、運転継続能力がどの程度使用されるかを決定するものである。
- 現在、ほとんどのBTMリソースは能動的単独運転検出方式を採用しており、運転継続より単独運転検出やその他の異常状態によるトリップを優先している。
- 電圧・周波数異常時の保護設定は、系統保護システムと協調することが求められている。リソースの保護方式は、下記の事故の例外を除いて、継続運転能力を制限しないことが要求される。
 - * 連系システム内の事故
 - * プラントと系統の唯一の接続点となる、電力会社により特定された保護区間（Protection Zone）内の事故
 - * プラントを切り離す以外に除去できないプラント内の事故
- 大規模インバーター電源プラントの機能要件は、次のように優先順位が付けられる。
 - a) “サービス許可設定”を無効化するインバーター電源プラントの応答は、他のどの要件よりも優先される。
 - b) プラント内または連系システムの事故を除去するための、インバーター電源プラントまたはインバーター電源ユニットのトリップは、他のどの要件よりも優先される（単独運転状態を含む）。
 - c) 機器の自己保護によるインバーター電源プラントまたはインバーター電源ユニットのトリップは、他のどの要件にも優先される。
 - d) インバーター電源プラントの運転継続要件は、他のすべての要件よりも優先される。
 - e) インバーター電源プラントの有効電力／周波数応答要件は、上記要件を除き、他のすべての要件よりも優先される。
 - f) 有効電力制限信号に対するIBRプラントの応答は、上記要件を除き、他のすべての要件よりも優先される。
 - g) インバーター電源プラントの有効電力／電圧制御機能は、残りのすべての要件よりも優先される。

- 小規模IBR プラントの機能要件は、次の変更を加えて、下記のように優先順位付けすることができる。
 - b) トリップ要件は、次の条件に従って、他のどの要件よりも優先される。
 - 1) 電圧または周波数それぞれの大きさに対する規定のトリップ時間が、少なくとも160ミリ秒または規定のトリップ時間の1%のどちらかに設定されている場合、規定の運転継続時間を超えて、DERはトリップよりも運転継続要件を準拠すること。
 - 2) その他の場合は、160ms または所定のトリップ時間の1%のいずれか大きい方の時間前まで、運転継続要件を適用すること。
 - c) DER運転継続要件は、上記 b)に記載されるトリップ要件を除き、他のすべての要件より優先される。運転継続は、単独運転の検出により終了される可能性がある。しかしながら、存在しない単独運転が誤って検出されたからといって、運転継続要件が遵守されないことを正当化してはならない。逆に、運転継続要件は、有効な単独運転が存在する場合、単独運転検出性能を阻害してはならない。
 - d) 電圧-有効電力モードに関する要件および周波数ドループ（周波数-電力）応答の要件は、上記項目 b) および項目 c) に記載されたトリップおよび継続要件を除き、他のすべての要件よりも優先される。電圧-有効電力モードと周波数ドループモードの両方が有効である場合、電力値の小さい方が優先されるものとする。
 - e) 有効電力制限信号に対する応答は、上記 b)及び c)に示すトリップおよび運転継続要件、並びに d)に示す電圧-有効電力モード要件及び周波数ドループ応答の要件を除く他の全ての要件よりも優先される。
 - f) 電圧制御機能は、残りのすべての要件よりも優先される。

RfG: 電力ネットワークと電源の保護機能は電力安定運用のために最優先されるべきもの。保護機能の優先度に整合性をもたせることで共通の安定運用管理を実現する。

優先順位は以下：

- (i) network and power-generating module protection
- (ii) synthetic inertia, if applicable
- (iii) frequency control (active power adjustment)
- (iv) power restriction
- (v) power gradient constraint

NERC: 無効電力制御などの発電設備の制御により不要な保護機能が動作しないような保護設定を求める。分散型電源、無効電力補償装置を設置する発電所への適用。

● 海外事例

- ・ 事故発生時の優先順位は、電力ではなく、有効/無効電流に基づくべき。
- ・ I_p/I_q 優先順位の構成は、系統特性（接続点のX/R比）と目的（事故時および事故後の動的電圧サポート、保護協調と信頼性、事故時のインバータ安定性、事故後の周波数安定性および有効電力回復）に基づいて決める。
- ・ 多くのグリッドコードは、事故時運転継続の間に有効電流よりも無効電流を優先するよう、インバーター電源に要求している。
- ・ 慣性が小さく、周波数安定度（特に事故後の期間）が問題となりうる地域のグリッドコードでは、事故時運転継続時、無効電流より有効電流を優先するよう、インバーター電源に求めることが多い。
- ・ インバーター電源が高インピーダンス接続点（弱い系統）に接続されている場合、過大な有効電流が注入されるとインバーターが不安定になる可能性がある。インバーター電源が慣性の少ない地域に接続され、周波数安定性（特に故障後の期間）が問題となる場合、事故時運転継続の間に無効電流よりも有効電流を優先させると、事故後の期間において無効電流を優先させた場合よりも有効電力の回復が速くなる可能性がある。事故時の無効電流注入による動的電圧サポートの効果は、送電の電圧レベルでは高く、配電の高圧・低圧レベルでは低い可能性がある。配電では、接続点でのX/R比が低いため、有効電流注入が動的電圧サポートに寄与する可能性がある。
- ・ 送電系統で知られている有効電力（または有効電流）と周波数、無効電力（または無効電流）と電圧の関係は、単独運転している配電系統、または単独運転している（地域供給）送電系統のほとんどで逆の関係となる。したがって、無効電流（ I_q ）を有効電流（ I_p ）よりも優先させると、インバーター電源が接続されている単独系統において、より速い電圧の崩壊につながる可能性がある。これにより、単独運転検出がサポートされ、単独運転検出時間が短縮される。
- ・ 配電レベルで X （インダクタンス）/ R （レジスタンス）比が低いなどの理由で無効電流よりも有効電流を優先させたい場合は、詳細な過渡時間領域（EMT）の調査が実施される。
- ・ 誤動作する可能性のある系統保護システムとの協調に関する懸念があるため、現在、ほとんどのグリッドコードにおいて、BTMリソースに故障電流注入は要求されていない。
- ・ パラメータは、通常、系統への影響調査に基づいて、電源の連系協議プロセス中に設定される。

- IEEE P2800 においてインバーターベース電源のブラックスタート機能の検討が進められている状況。国内ではインバーター電源は、ブラックスタート機能公募の対象とされていないため、引き続き情報収集していくこととしてはどうか。国内ではブラックスタート機能公募の入札条件で技術要件を定めているため、グリッドコードとしての検討は不要という方向か。
- ・ インバーター電源のブラックスタートはVSC-HVDCなどで用いられてきたが、グリッドフォーミング能力に関するブラックスタート機能要件は、より厳格となる。よって、送電系統運用者は、系統復旧に参加するインバーター電源のブラックスタート要件を明確に定義すべきである。
- ・ スタンドアロンインバーター電源プラントが自力で起動し、すでに稼働している送電系統に電力を供給し始めることは、停電している送電系統の復旧と比較してそれほど困難ではない。
- ・ 冷負荷ピックアップ（Cold Load Pickup）、変圧器および誘導モーターの突入電流を考慮の上、指定された孤立系統に関するインバーター電源の能力を詳細に調査する必要がある。
- ・ ディスパッチ可能なインバーター電源は、設計上の適切な配慮がなされていれば、ブラックスタート電源として運用可能であろう。基幹系統に連系されたインバーター電源からのブラックスタートサービスは、送電運用者と調整の上で実施されるべきである。

	オランダのシント・ユースタティウス島のBESS (マイクログリッド応用) ⁽²⁾	スコットランドの Dersalloch風力発電所 ⁽³⁾	南オーストラリア州の Dalrymple BESS ⁽⁴⁾	南オーストラリア州の Hornsedale BESS ⁽⁵⁾
実施年	2016年	2019年	2018年	2017年
実証の対象	- ディーゼルオフモード（100%ソーラー+蓄電） - 発電機脱離後の即時負荷融通：ピーク負荷時に全発電機が同時脱離、負荷制限なし - 様々な故障および運転モードに関する事故時運転継続	- 風力発電所のさまざまな慣性定数を用いた仮想同期機制御 - ブラックスタートとグリッドとの再同期	- 事故時の仮想同期機制御法 33kV配電系統のソフトスタートによるブラックスタート	2基のインバータが仮想同期機制御モードで稼働 - VMMコンポーネントが従来のグリッドフォローイング（GFL）コンポーネントと並行して稼働
電力系統の特徴	電力系統統計：ピーク負荷2MW、PV 4.1MW、リチウムイオン5.8MWh（2.2MW GFMインバータ2基使用）、発電機9基	3MW ダイレクトドライブ・フルGFMコンバータ風力発電機 23基	8 MWhのBESS（30 MVA BESS GFMインバータ使用）、91 MWの風力発電所、2 MWの屋根置き型PV	150 MW/194 MWhのエネルギーと周波数制御アンシラリーサービス（FCAS）を提供
グリッドフォーミングインバータ 商業プロダクト	SMA - SCS (Sunny Central Storage) 2200	Siemens Gamesa (プロダクト名は不明)	Hitachi ABB - e-mesh PowerStore Modular	Tesla (プロダクト名は不明)

- 英国/アイルランド/米国では、アイルランドのようにデマンドリスポンスを目的とした需要家設備に対し一部要件に記載が見られるが、発電設備に対する規定と比べて項目が限定されている。
- 日本では、デマンドリスポンス用途の要件は、市場設計で固めてから、要件化(明文化)してはどうか。小容量/一般家庭用などの蓄電池やEVなど逆潮流を想定される設備は、逆潮流のニーズ（市場設計の整備）と合わせて、市場要件を整備していくこととしてはどうか。なお、EV（自動車業界）に対して系統連系技術要件への対応を求めるかどうかなど、グリッドコード検討会での判断は難しく、市場設計からのアプローチが適切ではないか。

- 英国 National Grid

National Grid とアンシラリーサービスを契約している Demand Response Providers に対して、'Demand Response Services Code (DRSC)'（*1のいずれ一つまたは複数の機能を提供）をグリッドコード文書内に規定している。契約していない需要家には適用しない。詳細の市場要件は別文書に規定している。

*1 (a) Demand Response Active Power Control

(b) Demand Response Reactive Power Control

(c) Demand Response Transmission Constraint Management

(d) Demand Response System Frequency Control

(e) Demand Response Very Fast Active Power Control

- アイルランド Eirgrid

Demand Side Unit Operators の Demand Facilities/Demand Side Unit (単機またはアグリゲート 4MW以上) に対して、計画コード要件(設備情報・制御モードに関する情報)と接続コード要件(DR指令時のMW Response, Maximum Ramp Up/Down Rate, Minimum/Maximum Down Time, 運転周波数/電圧/力率範囲, 並解列条件等)をグリッドコード文書内に規定している。なお、アンシラリーサービスに関連する要件は、DS3 System Service Agreements に規定している。

- グリッドコードと共通する事項は、運転可能周波数・電圧範囲。周波数変化率耐量等は需要家設備特有の要求。国内における系統連系技術要件の需要家設備とは対象が異なる。既存の調整力公募 募集要綱も含めての検討か。

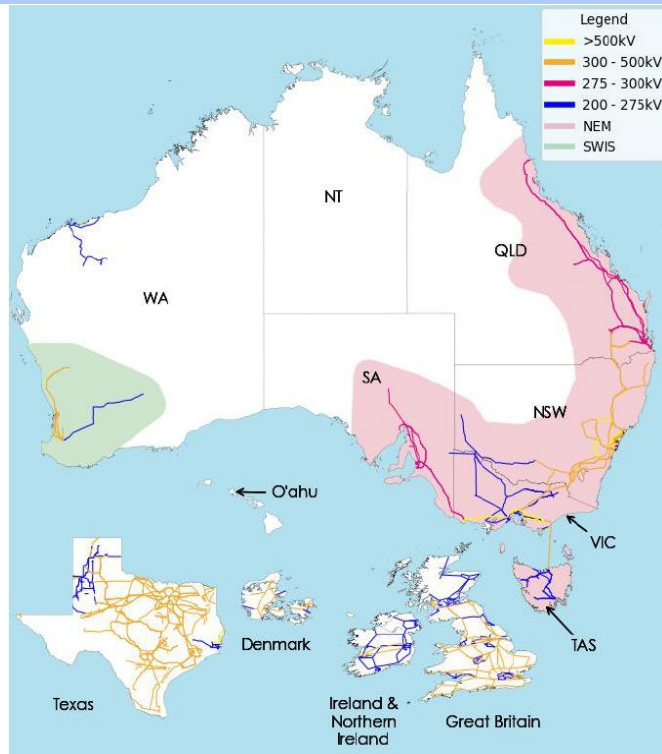
項目	内容
対象	• National Gridとアンシラリーサービスの提供を契約しているディマンドリスpons事業者
サービス区分	1. National Gridの指示による制御 • ディマンドリスpons有効電力制御 • ディマンドリスpons無効電力制御 • ディマンドリスpons送電制約管理 2. アンシラリーサービス契約に基づき、National Gridからの指示により設備を稼働させた後の自動運転 • ディマンドリスponsシステム周波数制御 • ディマンドリスpons超高速有効電力制御
ディマンドリスpons有効電力制御と送電制約管理による需要家のための特定条項	(a) ECC.6.1.2.1に規定する周波数範囲の要件を満足すること (b) ECC.6.1.4.1 に規定された電圧範囲の要求を満足すること (c) アンシラリーサービスの契約条件に従って、システムから消費電力を制御することができること (d) National Gridから直接又は第三者を通じて、提供することに同意したディマンドリスponsサービス に従い、その需要を変更する指示を受けることができること (e) アンシラリーサービスの契約内容に従って、有効電力または無効電力の流れを時間内に調整できること (f) National Gridが発行した電力フローの変更指示を完全に実行できること。 (g) アンシラリーサービス契約に基づき、National Gridが発行した前回の指示の実行後、National Gridの指示により更なる需要変動が可能であること。このような指示は、ディマンドリスponsサービス事業者の工場、装置又は需要装置のトリップを引き起こす可能性のある通常の安全な動作条件を超えないものとする。有効電力または無効電力フローの変更の指示は、即時または遅延の効果を有するが、いかなる場合においても、アンシラリーサービス契約の要件に準拠することが必要である。 (h) 利用可能な容量が変更された場合は、関連するアンシラリーサービス契約に従って当社に通知すること (i) 500ms の時間枠で測定された最大 1Hz/s のシステム周波数の変化率に耐えることができること グリッドコードを参照している

項目	内容
デイマンドリスponsシステム周波数制御を行う需要家のための特定条項	・ プロバイダは、自らが所有、運営、制御または管理し、需要応答システム周波数制御を提供するために使用する設備機器または需要ユニットが、以下の事項を確実に実施するものとする。 (a) ECC.6.1.2.1に規定する周波数範囲の要件を満足すること (b) ECC.6.1.4.1 に規定する電圧範囲の要求を満足すること (c) アンシラリーサービス契約に別段の定めがない限り、0.03Hz 以下の不感帯設備を有すること。この要件は、非動的周波数応答サービスのみが提供されるデイマンドリスponsプロバイダには適用されない。 (d) デイマンドリスponsシステム周波数制御の動作範囲は、アンシラリーサービス契約の条項によるものとする。疑義を避けるため、静的周波数応答サービスに関しては、連続運転は要求されない。 (e) システム周波数の公称値 50Hz 以外の変動に対応できる制御システムを備えていること。公称周波数のいずれかの側の不感帯は、アンシラリーサービス契約の要件に従って許可されるものとする。 (f) 実際のシステム周波数を測定する制御装置を備えていること。この制御装置の更新速度は、0.2 秒以下でなければならない。 (g) 0.01Hzのシステム周波数の変化を検出することができること。需要家が所有、運営、制御または管理する各需要装置は、アンシラリーサービス契約の条件に従い、システム周波数の変化を迅速に検知し対応することができるものとする。周波数の定常的な測定におけるオフセットは、0.05Hz まで許容されるものとする。周波数の測定値は、各需要施設で記録されなければならない、集計ベースで得られてはならない。
デイマンドリスpons超高速有効電力制御を行う需要家のための特定条項	・ デイマンドリスpons事業者が、National Gridに対してデイマンドリスpons超高速有効電力制御を提供する場合、適用される要件は、アンシラリーサービス契約の条項に従い、以下の事項を規定するものとする。 (a) デイマンドリスpons事業者が所有、運営、制御又は管理する需要ユニットの需要範囲における有効電力の変化とシステム周波数の変化率との関係 (b) デイマンドリスpons超高速有効電力制御の動作原理と関連する性能パラメータ (c) デイマンドリスpons超高速有効電力制御の応答時間は、系統周波数の変化の開始から2秒以内であること
デイマンドリスpons事業者のデータからNational Gridが必要とするデータ	提供されるデイマンドリスponsサービスの種類によって異なり、アンシラリーサービス契約書に記載される。

グリッドコードを参照している

項目	内容
計測要件	• National Gridに提出する運用計測データは、提供されるデマンドリスponsサービスの種類によって異なる。デマンドリスpons事業者は、アンシラリーサービス契約に基づき、当該運用計測機器の設置を求められる場合がある。
デマンドリスpons事業者が発行される指示	• デマンドリスpons事業者は、National Gridが運用時間内に指示できるよう、通信・指示設備を備えることが求められる場合がある。これらの要件は、提供されるデマンドリスponsサービスの種類によって異なり、アンシラリーサービス契約書に記載される。
デマンドリスponsサービスのコンプライアンス要件	• 設備仕様文書提出義務 • 設備故障時等の通知義務 • 適合性確認試験の手順とスケジュールの提出 • アンシラリーサービス契約要件遵守状況の評価と監視 • 適合性確認試験の実施 • シミュレーションの実施(デマンドリスpons超高速有効電力制御)

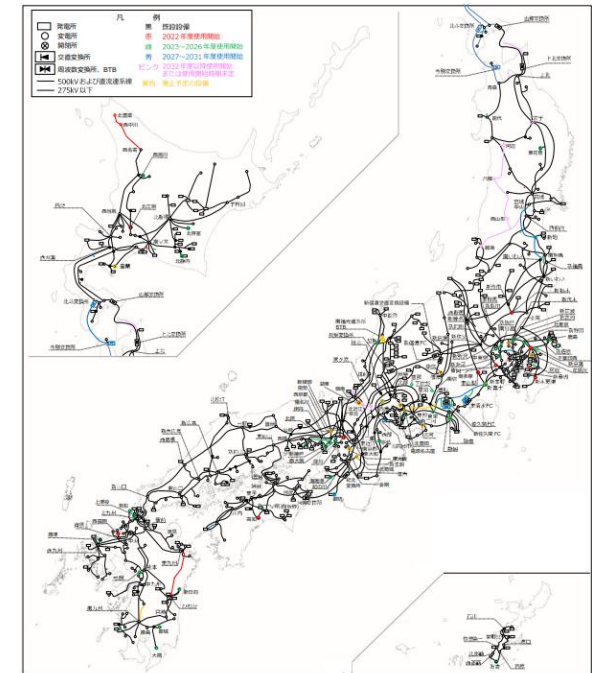
- オーストラリアでは、東側のNational Electricity Market (以下、NEM)、西側のWholesale Electricity Market (以下、WEM)の2つの市場をAustralian Energy Market Operator (以下、AEMO)が運用している。
- 太陽光・風力の導入が増加しているAEMOの取り組みについて、以下の図書から概要を整理する。
 - Corporate Plan FY2022
 - Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation, Oct. 2019
 - Renewable Integration Study: Stage 1 report, April 2020 (2020年4月30日 Version 1)
 - Renewable Energy Integration – SWIS Update, September 2021
 - Power system requirements, Reference paper (2020年7月24日 Version 2)
 - Technical Integration of DER Report (2019年4月11日 Version 1)



(左図) オーストラリアの200kV超系統構成と米テキサス、
オアフ島、デンマーク、アイルランド、英国の比較
(右図) オーストラリアと同縮尺の日本地図
→規模・再エネ普及状況からWEMが日本に近い

日本の系統構成

(出所)
広域機関
2021年度
年次報告書



(左図出所) Maintaining Power System Security with High Penetrations of Wind and Solar Generation, Oct. 2019, AEMO

(右図出所) 地理院地図

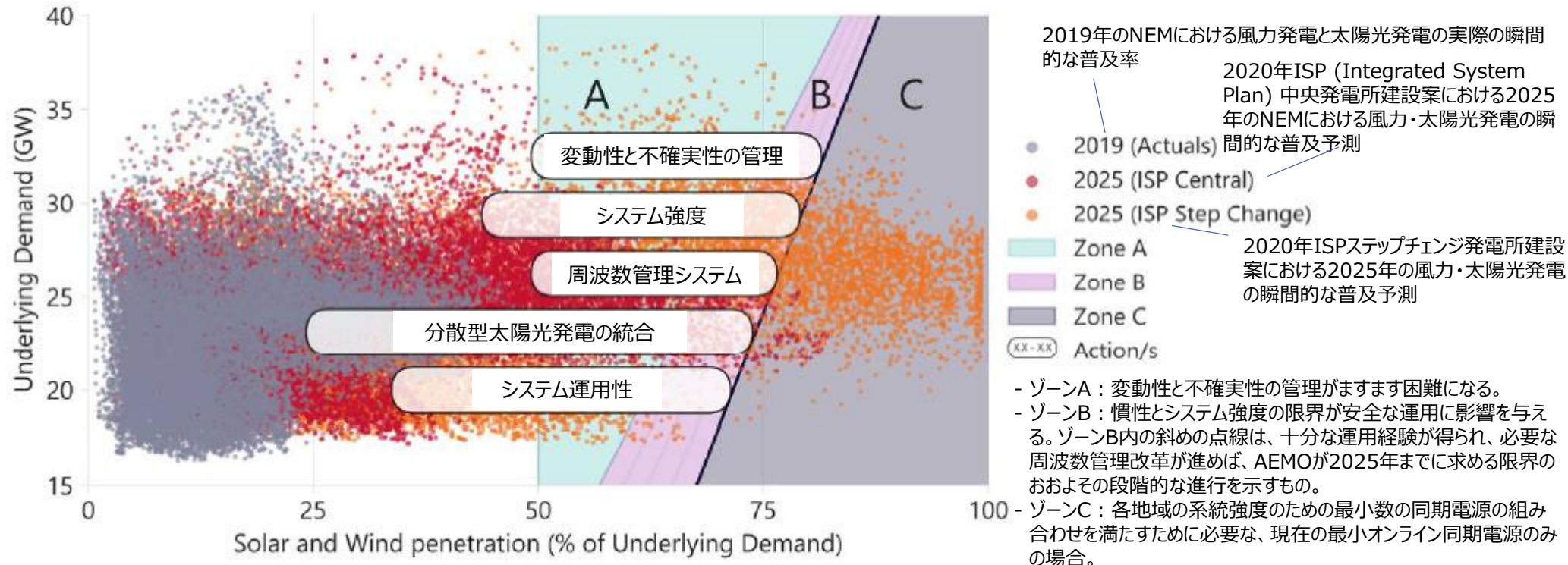
● 再エネ導入

- 数十年の間に石炭火力発電所を順次廃止(この10年間で16基のうち4基、2030年代にはさらに5基)し、再エネ・蓄電を市場統合していく計画。
- **2025年までに太陽光発電と風力発電の瞬間的なピークが、需要の100%に達すると予測。**
- 系統の特徴として、NEM(東部および南東部)は約5000kmの連続した世界最長のネットワークである。**SWIS(Western Australian South West Integrated System : 西部)**は他の国内ネットワークとの接続はなく地理的に孤立している。
- **再生可能エネルギーの普及率は年々高まっており、瞬時には、NEMでは2018年の38%から2022年は57%、WEMでは同期間に39%から65%の状況であり、低慣性・システム強度・周波数と電圧の突然の偏差が課題**となっている。
- AEMOの目標は、再生可能エネルギーの瞬間的な普及率100%を管理できるNEMおよびWEMグリッドを産業界や政府と共同で設計・構築し、2025年までに実現すること。
- 2019年よりRIS (Renewable Integration Study) を進めている。2019年時点、英国、アイルランド、デンマーク、米国(テキサス、ハワイ)の状況を調査しオーストラリアでの課題検討方針を設定、Stage別に課題検討を開始した。
- Stage1分析結果から、**特定地域およびNEM全体の課題に対処するために推奨される対策がとられた場合、NEMは風力と太陽光の瞬間的な普及率が75%までなら安全に運用することができる見込み**。しかし、推奨される**対策がとられない場合、特定された運用限界により、NEMにおける風力と太陽光の最大瞬間普及率は50%から60%に抑制される**と報告されている。
- AEMOでは5つの重点分野に対し、アクションとスケジュールを設定している。
 - ① システム運用性：セキュリティと信頼性の基準内で電力系統を運用する能力
 - ② 分散型太陽光発電の統合：増加する小規模分散型電源と電力系統の要求とのバランス
 - ③ 周波数管理システム：周波数を許容範囲内に設定・維持する能力
 - ④ システム強度：システム正常時、偶発時の電圧振幅、波形、位相角を仕様内に維持する能力
 - ⑤ 変動性と不確実性の管理：5分毎の需給バランスを取るのに十分なエネルギー資源のポートフォリオ

● 2019年から2025年までのNEMのシステム状況

- ・ 対策がとられない場合(ゾーンA)、**太陽光・風力は総発電量の50-60%に制限**される。
- ・ 対策がとられた場合(ゾーンB)、**2025年までに太陽光・風力は総発電量の75%をまかなうことができる可能性**がある。
- ・ 将来的には(ゾーンC)、**最大100%太陽光・風力での運用も理論的に可能であるが、より高度なシステム運用、柔軟性、周波数・電圧管理が必要**。

Figure 3 Summary of identified system limits and remedial actions, overlaid on instantaneous penetration of wind and solar generation, actual in 2019 and forecast for 2025 under ISP Central and Step Change generation builds



このグラフの普及率(横軸)は、重複しない30分毎の風力発電と太陽光発電を、同じ30分毎のNEM全体の基礎需要合計で割ったもの。

2019年の普及率実績(灰色の点)は、すべての抑制を含み、2025年の予測(灰色以外の点)はネットワークの混雑のみを含む。

- 電力系統に求められる技術属性
 - ・ 電力系統が高い信頼性と安全性をもって消費者にエネルギー供給できることを保証するために維持しなければならない技術要素として、重点的に取り組んでいる分野を整理している。

Table 2 Technical attributes, and services required to deliver them

Technical attribute and section of report where addressed	Requirement	Service(s) needed to meet requirement
Resource adequacy and capability There is a sufficient overall portfolio of energy resources to continuously achieve the real-time balancing of supply and demand. (See Section 3.1)	Provision of sufficient supply to match demand from consumers	Bulk energy Strategic Reserves
	Capability to respond to large continuing changes in energy requirements	Operating reserves
	Network transport capability	Transmission and distribution services
Frequency management Ability to set and maintain system frequency within acceptable limits. (See Section 3.2)	Frequency within limits	Inertial response Primary frequency response Secondary frequency control Tertiary frequency control
Voltage management Ability to maintain voltages on the network within acceptable limits. (See Section 3.3)	Voltage within limits	Slow response voltage control Fast response voltage control
		System strength
System restoration Ability to restart and restore the system in the unlikely event of a major supply disruption. (See Section 3.4)	Ability to restore the system	Black start services Restoration support services

次ページにタイム
スケールで整理

● アデカシーと能力

- 需給のリアルタイムバランスを達成するために、利用可能なエネルギー資源(集中型発電とDER、ディマンドリスポンス、ネットワーク容量の多様な組み合わせ)を、リアルタイムで、かつ長期的な計画タイムスケールで、複雑に最適化するポートフォリオの能力を整理している。

予期せぬ需要の増加や供給の減少に対する保険として、バルクエネルギーサービスを追加で調達するために市場の外に置かれる予備力

従来、大規模な同期発電機から供給され、卸売スポット市場を通じて調達

予期せぬ需給の変動に対処できるよう、利用可能な運転予備力

Figure 1 Operation timescales for services needed

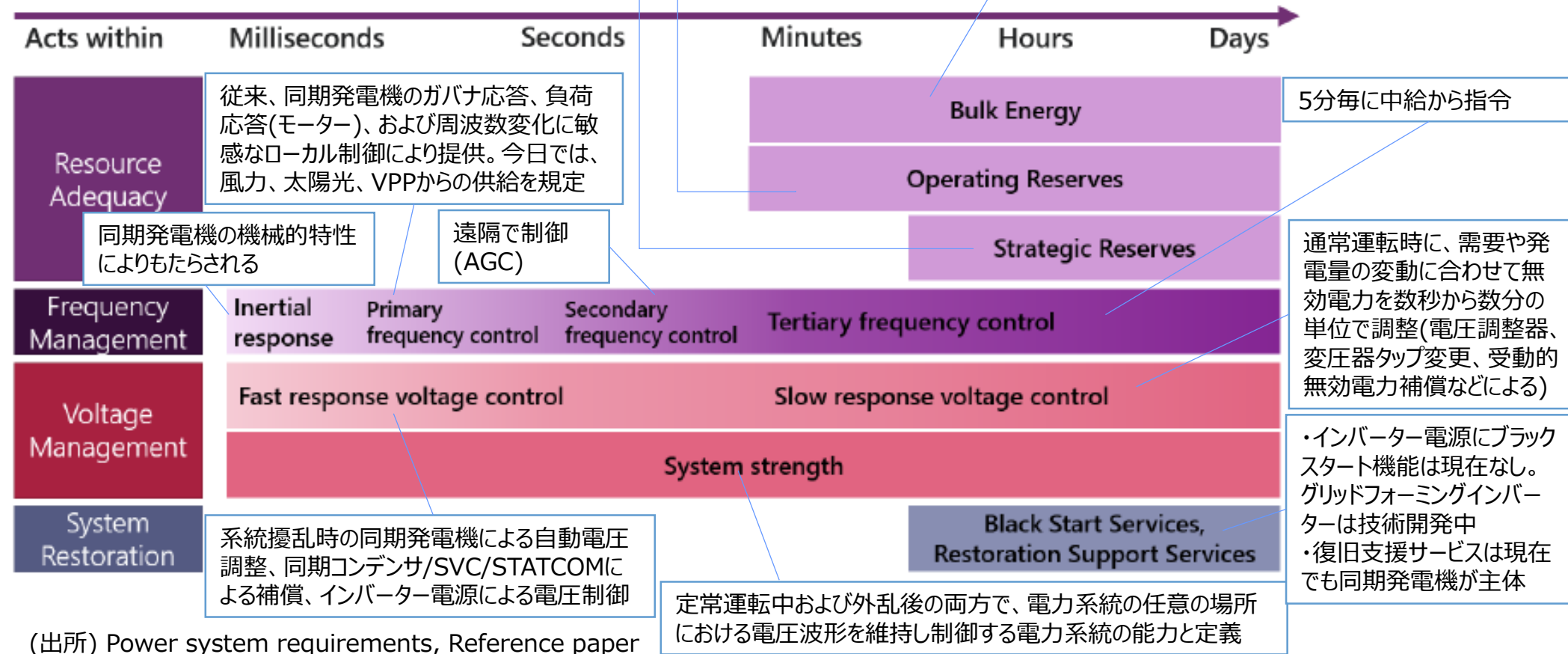


Figure 4 Summary of required system services, and capability of technologies to provide them

Service description				Supply side		Network						Demand side		
				Centralised generation		Transfer between regions		Transfer within regions	Stabilising devices			Load	Decentralised resources	
System Attribute	Requirement	Service	Spatial level of need	同期発電機	インバーター電源	DC interconnection	AC interconnection	Transmission and distribution networks	Grid reactor, grid capacitor, static VAR compensator	Static synchronous compensator	Synchronous condenser ¹	産業自家発	小型PV	蓄電池
Resource Adequacy	Sufficient supply to match demand	Bulk energy	System wide	●	●	➡	➡	➡	○	○	○	●	●	●
		Strategic Reserves	System wide	2a ●	3a ●	➡	➡	➡	○	○	○	●	3b ●	3b ●
	Respond to large changes in energy requirements	Operating reserves	Regional	2b ●	3a ●	➡	➡	➡	○	○	○	●	3b ●	3b ●
		Transmission & distribution services	Local	4 ●	4 ●	●	●	●	●	●	●	4 ●	●	●
Frequency Management	Maintain frequency within limits	Inertial response	Regional	●	5 ●	●	➡	➡	○	6 ●	●	7 ○	○	5 ●
		Primary frequency control	Regional	●	8 ●	➡	➡	➡	○	○	○	●	●	8 ●
		Secondary frequency control	Regional	●	8 ●	➡	➡	➡	○	○	○	●	●	8 ●
		Tertiary frequency control	Regional	●	8 ●	➡	➡	➡	○	○	○	●	●	8 ●
Voltage Management	Maintain voltages within limits	Fast response voltage control	Local	●	●	●	○	○	●	●	●	●	●	●
		Slow response voltage control	Local	●	●	●	○	○	●	●	●	●	●	●
		System strength	Local	●	○	○	➡	➡	○	○	●	○	○	○
System restoration	Ability to restore the system	Black Start Services	Local	●	9 ●	9 ●	●	➡	○	○	○	○	○	9 ●
		Restoration Support Services	Local	●	●	●	●	➡	●	●	●	●	●	●

時間は限られる

同期機相当ではない

FFRに含む

時間と制御性は限定的

負荷軽減時除き、不可能

FFRに含む

Note: Classifications are indicative of general ability of each technology type. The extent to which technologies can provide each service must be assessed on the specifics of each individual system

1. This includes generators with ability to operate in synchronous condenser mode.
- 2a. While many synchronous generators can provide energy reserves, some less firm technologies (solar thermal or pumped hydro) will be limited by the amount of energy storage they include.
- 2b. There is a wide range of capabilities regarding synchronous generators ability to provide flexibility. Ultimately unit flexibility is a product of individual unit design and the economic circumstances around it's dispatch..
- 3a. Limited by duration for which service can be delivered.
- 3b. Limited by duration for which service can be delivered: existing controllability is limited.
4. The provision of local voltage support from generators and loads can improve the network transport capability near their respective connection points.
5. Some fast frequency response capabilities can be substituted for a portion of synchronous inertia, but are not considered equivalent.
6. Static synchronous compensators with energy storage devices are being trialled as an emergency provider of inertial response.
7. Except for load relief.
8. Includes fast frequency response capabilities.
9. Inverter-based resources can provide black start services, although none are currently contracted for SRAS.

Ability to provide service		
●	◐	○
完全可能	一部可能	不可能
➡		➡
Enables Delivery		Partial or limited Delivery

● 電力系統の事象に対するDERの応答から技術規格の改定

- 現在設置されている DER の一部は、最近の事象において予想外の動作により、システムセキュリティに悪影響を及ぼす可能性があることが示された。
- かなりの割合の DER が電力系統の障害時に解列したり運転を停止することがあるという証拠がある。ある地域では、大規模な電力系統擾乱の後、数分間にわたって分散型太陽光発電が 40% も減少することが観測されている。設置容量が大きい地域に外挿すると、2020年には南オーストラリア州のような小さな地域で数百メガワット、クイーンズランド州、ニューサウスウェールズ州、ビクトリア州のような大きな地域で1ギガワット以上の分散型PVが突然失われる可能性がある。これは一般的な不測の事態の規模（既存の対応策で軽減可能）をはるかに超えている。
- 大規模な電力系統の事象とは別に、はるかに小規模で局所的な配電網の電圧や周波数の事象が発生した場合、監視対象のDERの8～20%が発電量をゼロにすることも観察された。**分散型PVは今や電力系統の重要な構成要素であり、その集約された挙動は周波数障害時の結果に影響を与える可能性がある**。これらの反応を監視するシステムの改善も必要である。
- オーストラリア規格の最新版で設置された PV システムは、旧版で設置されたシステムと比較して、いくつかの障害条件下で性能が向上していることを示している。
- 障害発生時のDERの挙動を観察すると、ごく一部の機器が既存の規格に準拠していない可能性があることがわかる。適合性を測定し改善する方法を検討する必要がある。これには、設置手順、機器の認証と試験、適切な初期設定による標準機能の有効化、および実際の性能の検証が含まれる。
- DER 性能基準の対象範囲も見直す必要がある。例えば、**電気自動車のような新しい種類の負荷は**、適用される性能基準によって、電力系統の安全性に正または負の影響を与える可能性がある。**現時点では、これらの負荷は、LVネットワークに接続されるインバータ装置を対象とするオーストラリア規格（すなわちAS/NZS 4777.2 : 2015）で定義される性能要件の対象外**である。

以上のことから、以下が提案されている。(2021年までの活動)

- **国際基準（例えば、最近改定された米国の DER 規格である IEEE 1547-2018）と整合のとれた、DER の障害耐力向上**
- **グリッドサポート制御モード（電圧-電圧、電圧-ワット、周波数-ワットなど）の使用を拡大し、フィーダーのホスト能力を向上させ、追加ネットワークコストなしで、より多くの消費者がDERを設置できるようにする。**
- **システムセキュリティに最適なサポートを提供**
- **消費者がこれらの機能を活用し、自分の好きなタイミングで新しい市場やサービスにアクセスできるようにする。**

● 事事故事例

- 第9回検討会 参考資料1のオーストラリアを含めた事事故事例を以下に示す。

イベント名	日付	関連するFRT能力	イベント概要	DER脱落の詳細
オデッサの系統擾乱 (米国テキサス州オデッサ) ⁽¹⁾	2021年 5月09日	電圧位相角変化ライドスルー	- コンバインドサイクル発電所の発電機用昇圧トランスで発生した1線地絡(A相)故障 - コンバインドサイクル発電所における192MWの電源脱落 1、112MWの太陽光発電所と36MWの風力発電所からの有効電力脱落	389MWの太陽光発電所が電圧位相角変化によりトリップ(PLL同期不能) - 瞬時的なAC過電圧による269MWのインバータ・トリップ - プラントレベル変化速度の相互作用に伴う一時運転停止(Momentary Cessation)による153MWの脱落
8月9日 停電 (英国・南イングランド) ⁽²⁾	2019年 8月09日	ROCOFライドスルー	- 落雷による400kV送電線の1相地絡故障 1、878MWの電源脱落。これにより周波数が低下し、931MWの負荷を喪失 - 推定350MWのDERがトリップ	大多数の分散型電源はROCOFおよび電圧保護(vector shift protection)設定が原因でトリップした。電圧保護設定は、IEEE-1547-2018が20度を推奨しているのに対し、6度であった。
キャニオンファイア2による系統擾乱 (米国カリフォルニア州アナハイムヒルズ) ⁽³⁾	2017年 10月09日	電圧位相角変化ライドスルー	- キャニオンファイア2と呼ばれる山火事により、セラノ変電所付近で2つの送電系統の故障が発生: 220kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:12:16)、500kV送電線での相間短絡(太平洋時間12:14:30) 1回目の故障で682MWの太陽光電源が脱落、2回目の故障で937MWが脱落 900MWの太陽光電源脱落によりWestern Interconnectionで周波数偏差が発生し、システム周波数は約3.3秒後に周波数Nadir59.878Hzに到達	DER脱落の原因としては、下記のさまざまな可能性が考えられる。 - 異常電圧時における瞬間停止の使用継続 - 瞬時電圧トリップおよび電圧測定フィルタリングの欠如 - PLL同期の問題によるトリッピング
南オーストラリアのブラックアウト・イベント (南オーストラリア) ⁽⁴⁾	2016年 9月28日	Consecutive Voltage Ride Through	87秒の間に5つの送電系統の故障が発生し、南オーストラリア(SA)の送電系統で6件の電圧擾乱が発生 9つの風力発電所で合計456MWの風力電源が長時間脱落。さらに各電圧擾乱中に42MWの一時的脱落が発生 456MWの電源が突然脱落したことにより連系線を受電量が減少。受電量が減少した結果、保護システムが損傷を避けるために連系線を切断し、オーストラリアの他の系統から系統が分離 - 連系線および風力電源の脱落で、擾乱前の負荷の50%程度の供給不足が突然発生	すべての風力発電機が最初の故障の際には運転を継続したが、複数の電圧擾乱により456MWの風力発電機が解列されるか、または運転を停止した。NEMの多くの風力発電所は、所定の期間中の運転継続イベントの件数が事前に設定した制限値を超えた場合に措置(解列、運転停止または出力低減)を講じる保護機能を備えている。

参考文献

- (1) [NERC, 「Odessa Disturbance」、2021年9月](#)
- (2) [National Grid ESO, 「Technical Report on events of 9 August 2019」、2019年9月](#)
- (3) [NERC, 「900 MW Fault Induced Solar Photovoltaic Resource Interruption Disturbance Report」、2018年2月](#)
- (4) [AEMO, 「BLACK SYSTEM SOUTH AUSTRALIA 28 SEPTEMBER 2016」、2017年3月](#)

(出所) 第9回グリッドコード検討会, 参考資料1

- オーストラリア停電に対する英国の対応

- National Grid グリッドコードフォーラムにて、連続FRTに対する議論と要件化を検討中。

South Australia Blackout – Loss of Wind Generation

Table 4 SA wind farm responses to six voltage disturbances between 16:17:33 and 16:18:15 on 28 September 2016

Wind farm	Pre-set limit to ride-through events in 120 seconds	Number of times wind turbines activated ride-through mode	Last state of wind turbines prior to system voltage collapse	Output pre-event at 16:18:07 [MW]	Output just prior to separation at 16:18:15.4 [MW]
Canunda	9	1	Operational	27.7	27.2
Lake Bonney 1	5-9	0	Operational	77.7	76.5
Lake Bonney 2,3	9	0	Operational	171.9	158.7
Waterloo	9	5	Operational	96.6	72.9
Expected MW Reduction					38.6
Clements Gap	2	3	Disconnected	14.5	-0.5
Hallett	2	3	Most turbines disconnected	34.5*	1.7*
Hallett Hill	2	3	Most turbines disconnected	41.3*	19.5*
Mt Millar	Not known	5	Stopped Operation	67.0**	2.8**
North Brown Hill	2	3	Most turbines disconnected	85.5	11.0
Hornsedale	5	6	Stopped Operation	83.9	-1.1
Snowtown North	5	6	Stopped Operation	65.5	-0.8
Snowtown South	5	6	Stopped Operation	42.1	-1.2
The Bluff	2	3	Most turbines disconnected	41.9	-0.3
Unexpected MW Reduction					445.1
Total MW output				850.1	366.4
Total MW Loss					483.7

Rode through faults

Limit of 9 FRT events
(maximum of only 5 events seen)

Did not ride through faults

Limit of only 2 FRT events
(6 events seen)



* Output not directly recorded. Estimated from other data.

** Value shown is MVA. Real power output (MW) would be somewhat less.

Action on MFRT – Australia Proposed Standards

Requirement	Automatic	Minimum
Number of recurring disturbances	15	6
Time	5 min	5 min
Sliding window time	Yes	NO sliding time window. Only 30 min grace period following a 5 min period of multiple disturbances
Recurring disturbance time	$\geq 0\text{ms}$	$>200\text{ms}$
Maximum # disturbances within 30 sec	Any, unless multiple disturbance requirements are exceeded	3