

個別技術要件検討 「周波数変化の抑制対策（上昇側）（低下側）」 「発電設備の制御応答性」

2023年6月7日

電力広域的運営推進機関

1. 個別技術要件の検討

- ① 論点整理
- ② 発電側の対策（低圧、高圧、特別高圧）
- ③ 発電側関連団体の意見
- ④ 系統側の対策
- ⑤ 比較・検討結果
- ⑥ 遡及適用検討結果

2. 他の規程への影響

3. 関連規程・市場要件への影響

4. 詳細検討資料

- ① 定量評価、解析結果等
- ② 系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）
- ③ その他
- ④ 確認事項

1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」の検討 3

① 論点整理

■ 現在の対応状況

- フェーズ1で検討した結果、**再エネ電源の導入量や制御応答性の設定によっては、周波数回復時に周波数振動の悪化が懸念**されたため、**2023/4要件化予定を見送り、継続検討**することとなった。

■ 将来的に想定される課題と提言

(発電側)

- 周波数上昇時に、上昇幅に応じて電源の出力（有効電力）を減少させる機能がない場合は、リレーでのトリップによる大型・集中電源等の大規模一斉脱落が発生する可能性がある。また、周波数低下時において、負荷遮断に至る頻度や負荷遮断量が増加する可能性がある。

(系統側)

- 自然変動電源の導入拡大による周波数変動要因が増大する一方で、大型・集中電源等の調整電源の減少により周波数調整能力が低下するため、系統事故時等の系統安定・維持が望まれる。

■ 要件化の必要性およびメリット

- 近い将来、調整力が必要最低限になる可能性があり、系統事故等による大規模な負荷脱落が発生した場合の周波数維持能力低下が懸念される。そのため、**自然変動電源などには事故発生時の周波数を維持するため、自律的に出力を制御する機能が必要**になると考えられる。
- 周波数変化の抑制対策（低下側）に求める出力制御時に動作する機能（平常時に動作することを制約するものではない）は、**ノンファーム接続における出力制御時での有効活用**も考えられる。
- 今回の対策を行う事により、**太陽光や風力発電設備の占める割合が増えた場合においてもレジリエンスを確保でき、加えて、トリップによる事業者の発電機会損失を最小限に抑えることができる**。なお、対応は新設設備が対象であり、海外での事例もあるため過度な負担とまではならず、費用対効果は大きいと想定される。
- なお、周波数振動の悪化に関する知見が十分でないため、蓄電池はフェーズ2での要件化を見送り、フェーズ4（継続検討）とする。

②発電側の対策

■ 発電事業者が取り得る対策として、以下の（1）を検討した。

（1）周波数変化の抑制対策・発電設備の制御応答性

（対象電源種：太陽光・風力 対象容量：特別高圧の10MW以上（北海道、沖縄は2MW以上））

（特別高圧）

【周波数変化の抑制対策】

＜上昇側＞

- ・系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合、周波数調定率制御機能を活用し、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に制御するよう対策を行なう。
- ・OFR※トリップのような出力停止ではなく、周波数偏差に応じて動作量（制御量）が決定されることから、過剰に制御して周波数低下に転じるというような事態にはならない。 ※OFR：Over frequency relay

＜低下側＞

- ・系統周波数が低下し適正値を逸脱するおそれがある場合、周波数調定率制御機能を活用し、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に増出力するよう対策を行なう。ただし、発電定格や発電条件を超えた出力は求めない。
- ・周波数偏差に応じて動作量（増分）が決定されることから、過剰な出力増による周波数上昇に転じるというような事態にはならない。

ただし、本機能の効用を常時求めることとなれば一定の出力制御を常時行う必要があるため、事業者の受容性や再エネ電源の有効活用を勘案し、当面は出力制御時※に動作する機能（平常時にも動作させることを求めるものではない）とする。

※需給バランスやノンファーム接続による出力制御

【発電設備の制御応答性】

- ・系統周波数が変動してから、2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に出力変化を完了（出力変化量の50%到達にて出力変化の完了とする）

（高圧、低圧）…… フェーズ4以降（継続検討）

② 発電側の対策

- 対象電源種および対象容量の選定理由を下記に記載する。

(選定理由)

- ・特別高圧（対象電源種：**太陽光・風力** 対象容量：**10MW以上（北海道、沖縄は2MW以上）**）
対象電源種：再エネ主力電源化に伴って大型・集中電源等が減少するため、従来、大型・集中電源等が担ってきた周波数調整機能を新規電源にも求めなければ、電力品質や信頼度が維持できない。従って、太陽光・風力の自然変動電源に求める。
また、蓄電池は優先給電ルールの中で発電抑制から充電まで求める等、系統WGにて議論途上であることや、将来の導入量が十分に見通せず周波数振動への影響が十分に検証できていないため、フェーズ2での要件化を見送り、フェーズ4（継続検討）とする。
なお、需要設備は、今回の要件が周波数回復時に周波数振動悪化の懸念を考慮して容量を限定して規定することを鑑み、今回は対象外と整理する。

対象容量：周波数変化の抑制対策機能は系統の周波数維持に貢献する機能であり、全容量に対して求めることが適当であるが、将来の再エネ導入拡大ケースの周波数振動の悪化などの検討結果※から、周波数振動の悪化を抑えるため対象容量を限定して、10MW以上（北海道、沖縄は2MW以上）とする。なお、10MW未満（北海道、沖縄は2MW未満）はフェーズ2での要件化を見送り、技術動向等を見据えてフェーズ4（継続検討）とする。
※詳細は、「4. 詳細検討資料」による。
- ・高圧、低圧・・・「フェーズ4（継続検討）」
高低圧については、今後の電源構成の動向や、周波数変化の抑制対策機能が単独運転検出の時間遅れや有効電力変動によるフリッカの発生など電力品質への影響を及ぼす可能性があるため、継続検討して整理することとする。

② 発電側の対策

<風力 適用設備>

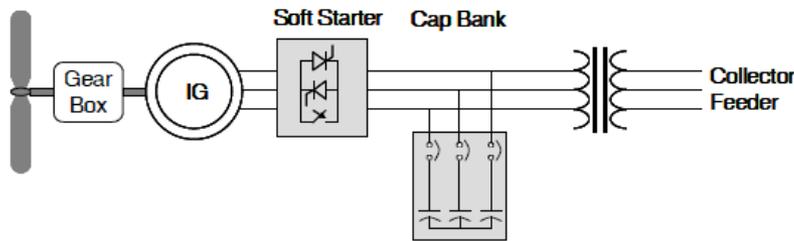
・タイプ1 : 「-」 ・タイプ2 : 「-」 ・タイプ3 : 「対象」 ・タイプ4 : 「対象」

タイプ1・2は、インバーターを不使用かつ新設はないため対象外。

タイプ3・4は、新設時の主流であり対応が必要である。

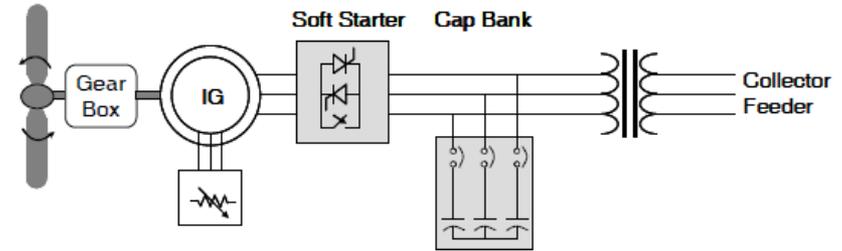
タイプ1

増速機 + 誘導発電機



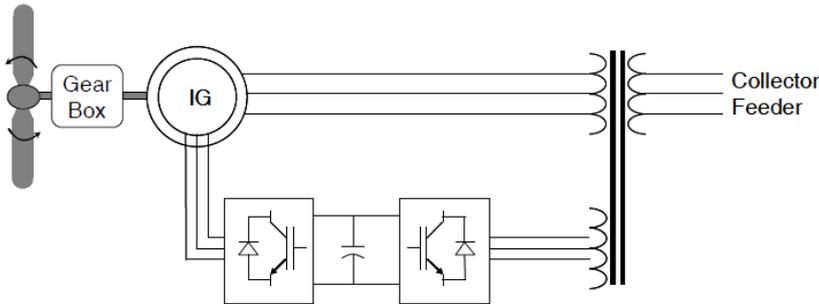
タイプ2

増速機 + 誘導発電機 + 可変抵抗器



タイプ3 (現時点新設の主流)

増速機 + DFIG (巻線形誘導発電機) + AC/DC/AC変換器

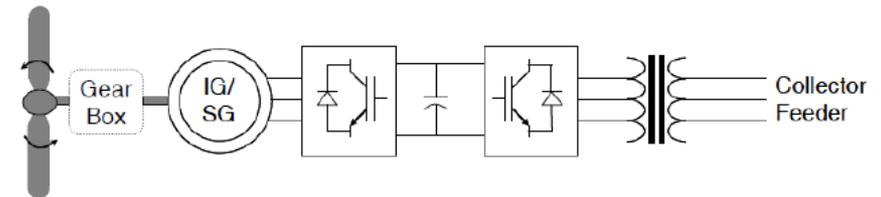


タイプ4 (現時点新設の主流、大きくは3方式あり、図は代表例)

・ (増速機 +) 誘導発電機 + AC/DC/AC変換器

・ (増速機 +) 同期発電機 + AC/DC/AC変換器

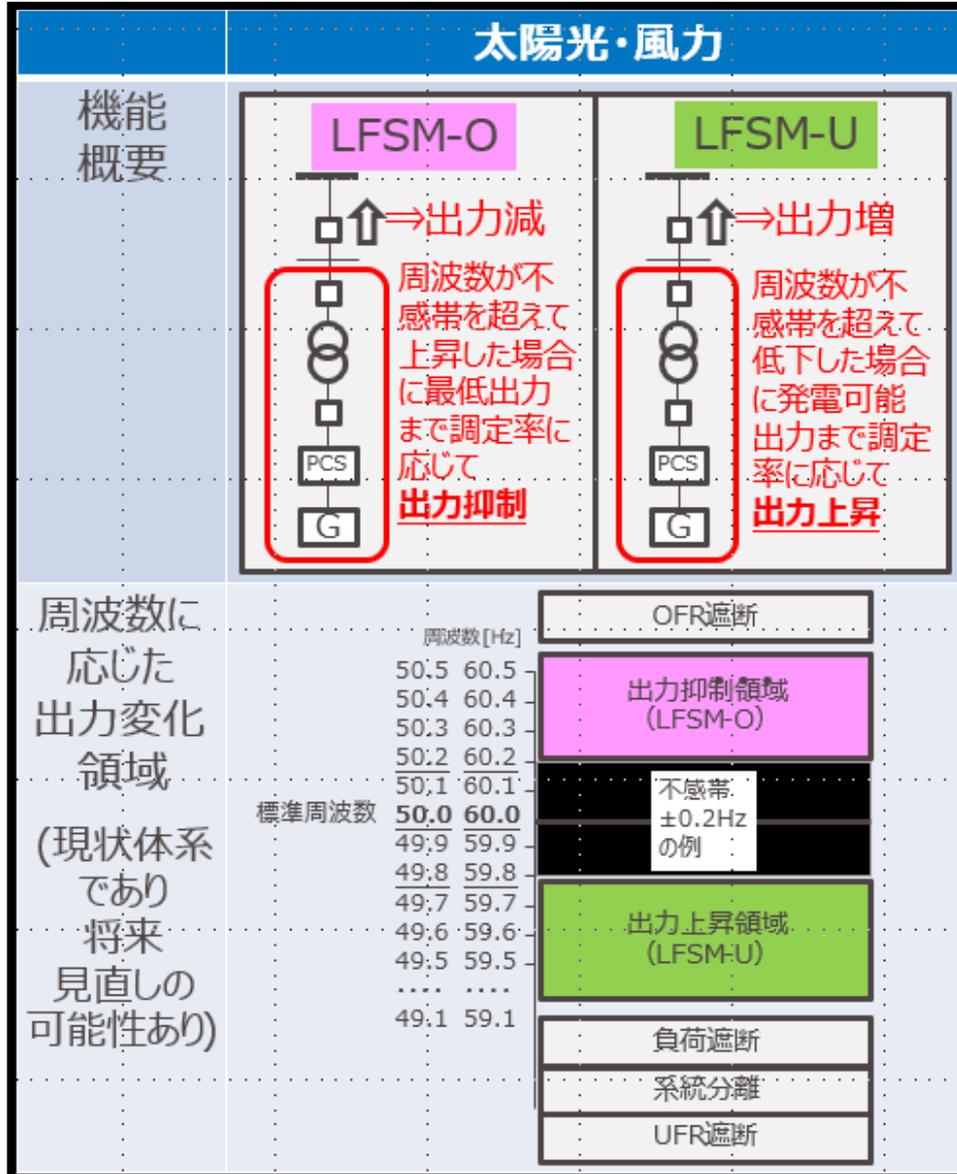
注：(増速機+)はメーカー・機種により有無が異なることを示す。



1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」の検討 7

② 発電側の対策

< 周波数変化の抑制対策のイメージ (対象: 特高) >



1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」の検討 8

② 発電側の対策

<周波数変化の抑制対策（上昇側）の要求仕様（案）>

| 特性 | 整定項目 | 整定範囲例（刻み幅） | 備考 |
|---|------------|--|--------------------|
| <p>発電可能出力値以下の領域で、定められた調定率に従って出力を制御して運転を行う機能。出力変化率制限機能等、他の制御機能に優先して動作し、可能な限り高速に制御する。</p> | 周波数調定率 | 2～5%（1%） | 不感帯超過後は定格出力基準で出力変化 |
| <p><周波数調定率（例）> $(63.2-60.2)/60 \div ((100-0)/100) \times 100 = 5.0\%$</p> | 最大周波数 | 51.5Hz/61.8Hz | 「FRT要件」に準じる |
| <p>周波数調定率制御機能の特性例 （60Hz系、定格出力の50%出力抑制時）</p> <p>周波数調定率 5% 不感帯 ±0.2Hz 最低出力 10%</p> | 適用可能な出力 | 風力:10%（最低出力）～100% 太陽光:0%～100% | |
| | 開始周波数（不感帯） | 50.1～50.3Hz（0.1Hz） 60.1～60.3Hz（0.1Hz） | |
| | 応答速度 | 2秒以内出力変化を開始し、10秒以内出力変化を完了（出力変化量の50%到達にて出力変化の完了とする） | |
| | 整定変更 | 一送の求めに応じて整定変更可能なこと | |

※周波数振動に対する対応としてLFSM-Oを使用しない状態とすることも可能なように機能具備

1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」の検討 9

② 発電側の対策

<周波数変化の抑制対策（低下側）の要求仕様（案）>

| 特性 | 整定項目 | 整定範囲例（刻み幅） | 備考 |
|--|------------------|---|--------------------|
| <p>発電可能出力値※1以下の領域で、定められた調定率に従って出力を増加させて運転を行う機能。出力変化率制限機能等、他の制御機能に優先して動作し、可能な限り高速に制御する。</p> <p><周波数調定率（例）> $\left(\frac{59.8-56.8}{60} \right) \div \left(\frac{100-0}{100} \right) \times 100 = 5.0\%$</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px auto; width: fit-content;"> <p>周波数調定率制御機能の特性例 (60Hz系、定格出力の50%出力抑制時)</p> </div> <p>周波数調定率 5% 不感帯 ±0.2Hz 最低出力 10% 出力増加幅 10%</p> | 周波数調定率 | 2~5% (1%) | 不感帯超過後は定格出力基準で出力変化 |
| | 最小周波数 | 47.5Hz/57.0Hz (北海道は47.0Hz) | 「FRT要件」に準じる |
| | 適用可能な出力 | 風力:10% (最低出力) ~100% 太陽光:0%~100% | |
| | 開始周波数 (不感帯) | 49.7~49.9Hz (0.1Hz) 59.7~59.9Hz (0.1Hz) | |
| | 応答速度 | 2秒以内に出力変化を開始し、10秒以内に出力変化を完了 (出力変化量の50%到達にて出力変化の完了とする) | |
| | 整定変更 | 一送の求めに応じて整定変更可能なこと | |
| | リザーブ量 (出力増加幅) ※2 | 0※3~10% (1%) | 当面は「10%」設定 |

※1: 発電に必要な自然エネルギーが得られる状況（日射や風速から得られる出力を制限して運転することが可能な状況）

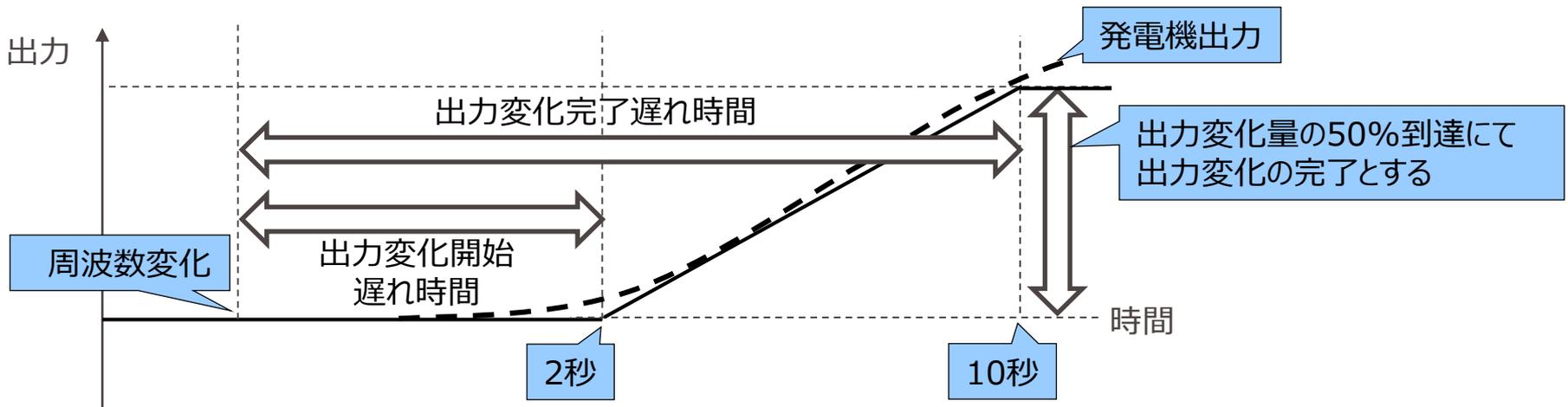
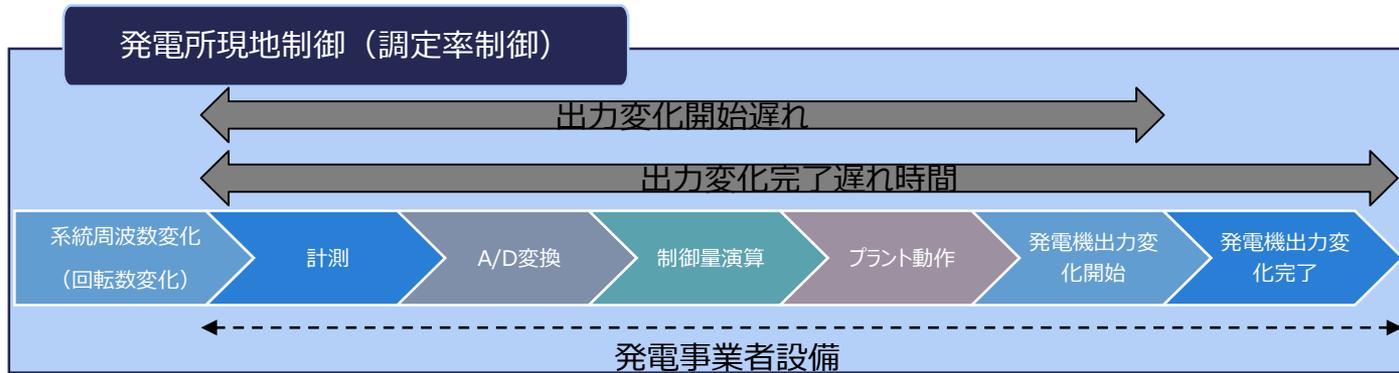
※2: 当面は、最大出力制御時に限定して使用する。

将来的には、発電機会損失等も考慮したうえで、最大出力制御時以外でも使用可能とする。

※3: 0%設定とすることで周波数振動に対する対応や系統制約時などLFSM-Uを使用しない状態とする

② 発電側の対策

<制御応答性>



1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」の検討 11

③ 発電側関連団体の意見

| 団体 | | 意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見） |
|------|-----|---|
| JWPA | 総括 | － |
| | 対象 | ・風車のタイプ別検討は不要。 |
| | 技術 | ・応答速度について、要件達成困難ということはない。 |
| | 費用 | ・欧州で適用されていない機能の追加対応なども想定される。 ・費用イメージとしては制御構築 5 百万円 + 現地・サイトなどでの実証試験費用は少なくとも必要と想定。 |
| | その他 | ・本機能の実証・検証の方法など、詳細について、別途、確認調整が必要。 ・海外メーカーからは、市場の小さいため日本独自の要求に対する新機能開発は原則的に難しいとの回答あり。 |
| JEMA | 総括 | － |
| | 対象 | － |
| | 技術 | － |
| | 費用 | ・現状この機能は搭載されていないため新規開発が必要になります。ソフトウェアの新規開発になりますが、開発・試験・実装・認証という製品化の流れでは少なくとも各社2000万円レベルの費用が掛かると推定します。 |
| | その他 | － |

④系統側の対策

- 一般送配電事業者が取り得る対策

・対策

○周波数変化の抑制対策（上昇側）

<検討モデル>

- 再エネ主力電源化に伴って大型・集中電源が減少している将来系統においては、特に再エネ適地のローカル系統において、調整力を有する電源の比率がかなり低くなっていると考えられる。
- 系統に対してローカル系統が突き上げ潮流となっている状態で事故等が発生し、単独系統に移行すると、調整電源の出力を絞る等によって周波数上昇を抑制する事になるが、上記の将来系統においては、制御量の不足が懸念される。
- 制御量が不足し、「発電量 > 需要」の関係が継続している間は周波数が上昇し続けることとなり、最悪の場合OFRトリップに至る。調整力を大幅に喪失すると周波数制御が不能となり、停電が発生する。

【検討方法】

- 単独系統移行時に、調整電源のOFRトリップに先行して再エネ電源が自律的に出力を絞る事で、調整電源の解列が回避される。
- 要件化している特高風力では、既に「系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制するよう対策を行う。」（第23回系統WG）となっており、公平性の観点から太陽光等にも求める。
- したがって、**系統側対策の検討は不要。**

⑤比較・検討結果

■ 一般送配電事業者が取り得る対策

・対策

○周波数変化の抑制対策（低下側）

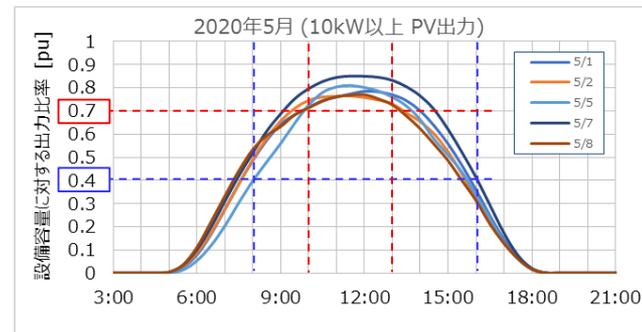
<検討モデル>

- 出力抑制時において周波数が低下した際に供給力を供出可能と想定して、効果を見積もる。
参考として、至近の端境期における再エネ出力抑制実績は以下のとおり。（九州エリア本土）

| 2021年 | 3月 | 4月 | 5月 |
|---------------|-------|-------|-------|
| 抑制日数 [日] | 12 | 21 | 15 |
| 抑制量（平均） [万kW] | 147.5 | 218.3 | 187.4 |
| 抑制量（最大） [万kW] | 305 | 382 | 357 |

【検討方法】

- 天候が晴れであった場合を想定（抑制指令発出日であることから晴と仮定）すると、10-13時においては周波数低下時におおよそ定格出力の約70%が供給力として期待でき、8-10時、13-16時でも約40%が供給力として期待できる。
- 仮に300万kWの太陽光発電設備が抑制対象となった場合、昼間時間帯において約210万kWの供給力が期待できる。
- 負荷遮断に先行して出力増（供給力を供出）することにより、一般負荷遮断量の低減ができることは自明であるため、対策の選定についての検討は不要。



□参考：晴天時のPV出力比率
一例 2020年 5月（端境期）

1. 個別技術要件「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」の検討 14

⑤比較・検討結果

| 評価項目*1 | 発電側対策：周波数変化の抑制対策の具備 | 系統側対策：－ |
|----------|---|---------|
| 費用 | 新設設備が対象であり、海外での事例もあるため過度な負担とまではならないと想定される。 | |
| 出力制御低減効果 | 評価対象外（低下側は出力増加幅分の効果あり） | |
| 変動対応能力 | 過度な周波数上昇の抑制や一般負荷遮断量の低減に貢献。 | |
| 公平性 | 対象の太陽光・風力ともに同じ内容であり、過度な負担とならないことから、 公平性は担保されていると判断。 | |
| 実現性 | 海外グリッドコードに対応しLFSM-U/Oの基本的な機能は、海外での事例があるため、 過度な負担となる新規研究・開発・実証試験なく対応可能と想定。 なお、リザーブは当面最大出力制御時のみ使用する機能であるが、新たな制御機能の追加開発が必要。 | |

「評価項目*1」：第3回 資料3 「個別技術要件の具体的検討の方向性」の評価項目を参照

■ 検討結果

- 費用 **新設設備が対象であり、海外での事例もあるため過度な負担とまではならないと想定される。**
- 出力制御低減 評価対象外（低下側は出力増加幅分の効果あり）
- 変動対応 **過度な周波数上昇の抑制や一般負荷遮断量の低減に貢献。**
- 公平性 対象の太陽光・風力ともに同じ内容であり、過度な負担とならないことから、**公平性は担保されていると判断**
- 実現性 海外での事例があるため、**過度な負担となる新規研究・開発・実証試験なく対応可能と想定。**リザーブは当面最大出力制御時のみ使用する機能であるが、新たな制御機能の追加開発が必要。
- その他 **適用時期は2025年4月とする。**
遡及適用せず（系統運用に支障を来すおそれなし）

■ 総合評価での検討事項

- 採用する対策が相互に影響する他の技術要件：特になし
- その他：特になし

⑥ 遡及適用検討結果

- 遡及適用検討結果について示す。

遡及適用なし

系統運用に支障を来すおそれ「なし」

<判断理由>

- 現時点においては、直ぐに系統運用に支障を来すおそれがある状況にはなく、加えて、既設設備が対応するとなれば費用が発生することとなるため、遡及適用しないと整理する事が妥当と考えられる。

2. 他の規程への影響

技術要件 「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」

■ 電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

| 現行記載 | 影響 |
|--|----------------|
| <p>第2章 連系に必要な技術要件 第5節 特別高圧電線路との連系 4. 電圧変動・出力変動 (以下抜粋) (3) 出力変動対策 再生可能エネルギー発電設備等を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、一般送配電事業者からの求めに応じ、発電設備等設置者において出力変化率制限機能の具備等の対策を行うものとする。</p> | <p>追記・変更なし</p> |

2. 他の規程への影響

技術要件「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」

■ 送配電等業務指針

| 現行記載 | 影響 |
|----------------------|---------|
| 第135条（系統連系技術要件）に記載なし | 追記・変更なし |

■ 系統アクセスルール

| 現行記載 | 影響 |
|-------------|----------------|
| 系統連系技術要件と同様 | 系統連系技術要件と同様の追記 |

2. 他の規程への影響

技術要件 「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」

■ 系統連系規程

| 現行記載 | 影響 |
|--|---------------------------------------|
| <p>第2章 連系に必要な設備対策</p> <p>第2節 低圧配電線との連系要件</p> <p>2-2 電圧変動・出力変動</p> <p>4. 出力変動</p> <p>第3節 高圧配電線との連系要件</p> <p>3-3 電圧変動・出力変動 4. 出力変動に準ずる。</p> <p>第3節 高圧配電線との連系要件</p> <p>4. 出力変動</p> <p>離島など系統規模が小さく再生可能エネルギー発電設備等の出力変動が系統周波数に影響を与えるおそれがある場合は、一般送配電事業者の求めに応じ、発電設備等設置者において出力変化率制限機能の具備等の対策を行う必要があるが、対策の実施にあたっては、一般送配電事業者と発電設備等設置者の間で協議のうえ決定する。</p> <p>第5節 特別高圧電線路との連系要件</p> <p>5-2 電圧変動・出力変動</p> <p>4. 出力変動</p> <p>(3)系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて抑制するよう対策を行うものとする。</p> <p>なお、調定率および不感帯の設定値は一般送配電事業者が指定する値とする。</p> | <p>スライド7、8のLFSM-O、Uの要求仕様（案）と同様の追記</p> |

技術要件改定案

関連規程・市場要件への影響

18. 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合 (中略)

c 系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、自動的に出力変化すること。

(2) 太陽光発電設備の場合

系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、自動的に出力変化すること。

なお、具体的な発電設備等の性能は、次の範囲で当社から指定する値といたします。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議させていただきます。

(次スライドへ続く)

系統連系技術要件とガイドラインの使い分け、および市場要件への影響はなし

3. 関連規程・市場要件への影響

技術要件 「周波数変化の抑制対策」「発電設備の制御応答性」

技術要件改定案

(前スライドより続く)

【東エリア・中西エリアの場合】

【北海道エリア・沖縄エリアの場合】

| | | |
|--------|--------------------|--|
| | 定格出力合計 | 10MW以上 太陽光発電設備 および風力発電設備 |
| 機能・仕様等 | 調定率 | 2～5% |
| | 制御応答性 | 2秒以内に出力変化を開始、 10秒以内に変化量を完了 (出力変化量の50%到達にて 出力変化の完了とする) |
| | 不感帯 | ±0.2Hz以下 |
| | リザーブ量 (出力増加幅) ※ | 0～10% (定格出力基準) |

| | | |
|--------|--------------------|--|
| | 定格出力合計 | 2MW以上 太陽光発電設備 および風力発電設備 |
| 機能・仕様等 | 調定率 | 2～5% |
| | 制御応答性 | 2秒以内に出力変化を開始、 10秒以内に変化量を完了 (出力変化量の50%到達にて 出力変化の完了とする) |
| | 不感帯 | ±0.1Hz以下 |
| | リザーブ量 (出力増加幅) ※ | 0～10% (定格出力基準) |

※リザーブ量は系統周波数低下時の出力増加対応として、
発電出力の抑制時に使用可能なこと。

※リザーブ量は系統周波数低下時の出力増加対応として、
発電出力の抑制時に使用可能なこと。

4. 詳細検討資料

① 定量評価、解析等

- 以下検討結果について示す。

解析が必要⇒結果を添付

4. 詳細検討資料

① 定量評価、解析等

送配電網協議会（送配電網技術・運用委員会）・一般送配電事業者の
詳細検討の協力を得て実施した結果

➤ 検討概要

- ・2030年断面を想定した条件、および将来（2050年頃）のカーボンニュートラルなどを見据えた条件で周波数シミュレーションを実施した。
- ・周波数変化抑制（LFSM）適用対象設備を、発電設備容量で限定した場合のシミュレーションを実施した。
- ・シミュレーションについては、中西エリア、東エリア、北海道エリア、沖縄エリア単位で実施した。

主なシミュレーション条件

| 項目 | | 条件 | | |
|----------|-------|---|------|---------------------|
| 需要 | | 軽負荷期昼間帯 | | |
| 再エネ設備導入量 | | 2030年度を想定 | | |
| LFSM | 導入割合 | 2030年に想定される特高連系の全設備量 ⇒ 2040～2050年を想定 | 遅れ時間 | 太陽光：0.5s 風力：1.0s |
| | 不感帯 | ±0.2Hz | 調定率 | 5% |
| | リザーブ量 | 10% | 変化速度 | 5%/s |

➤ 結果

- ・解析結果から、10MW以上（北海道、沖縄は2MW以上）とする。

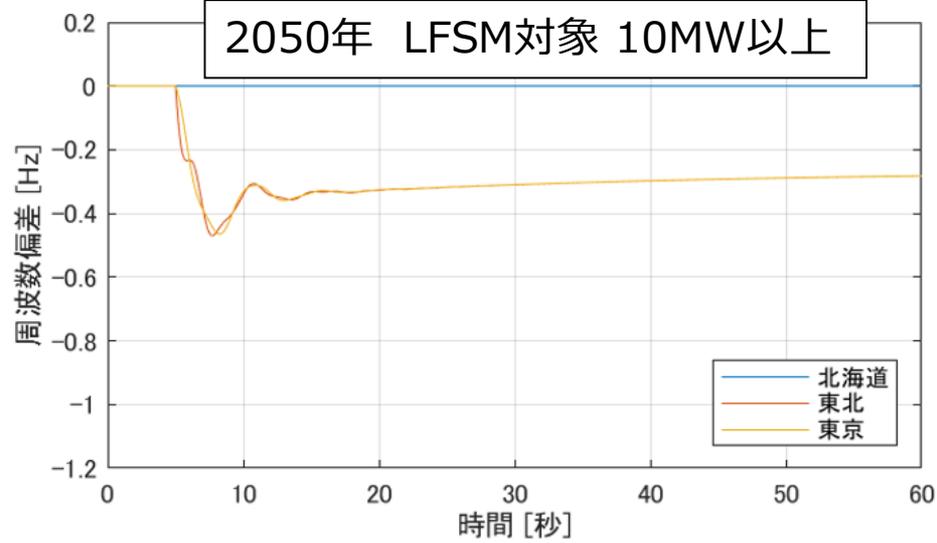
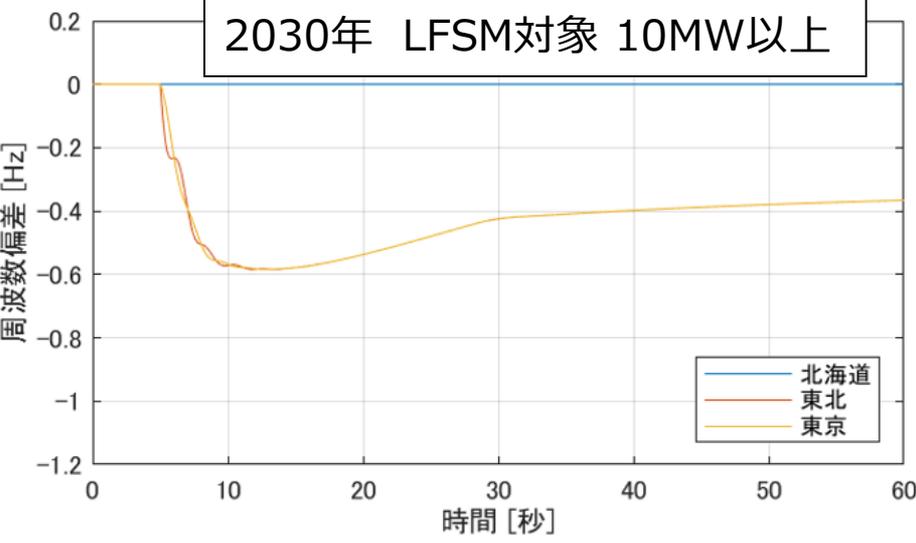
4. 詳細検討資料

① 定量評価、解析等

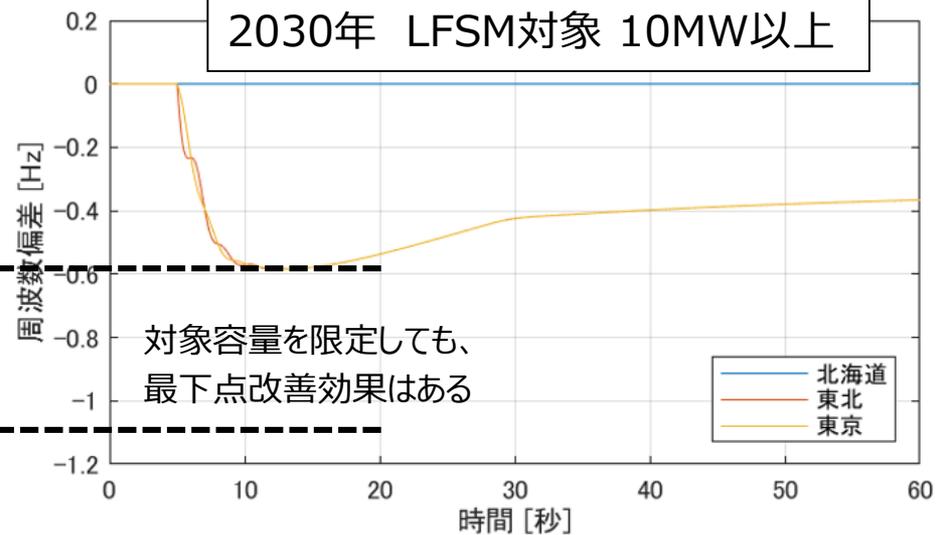
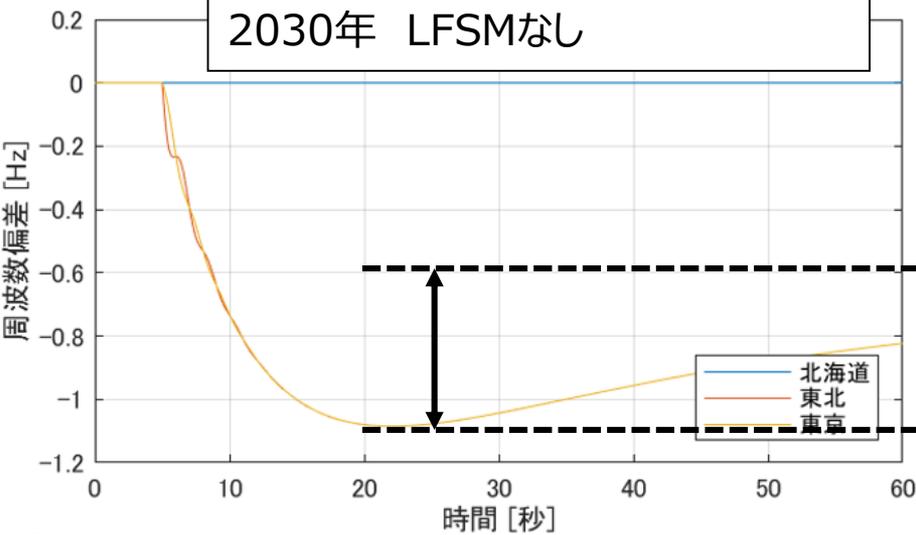
送配電網協議会（送配電網技術・運用委員会）・一般送配電事業者の
詳細検討の協力を得て実施した結果

<参考> 解析結果（代表例：東エリア）

東エリア 10MW以上に適用（2030年と2050年の比較）



東エリア 要件化有無の比較



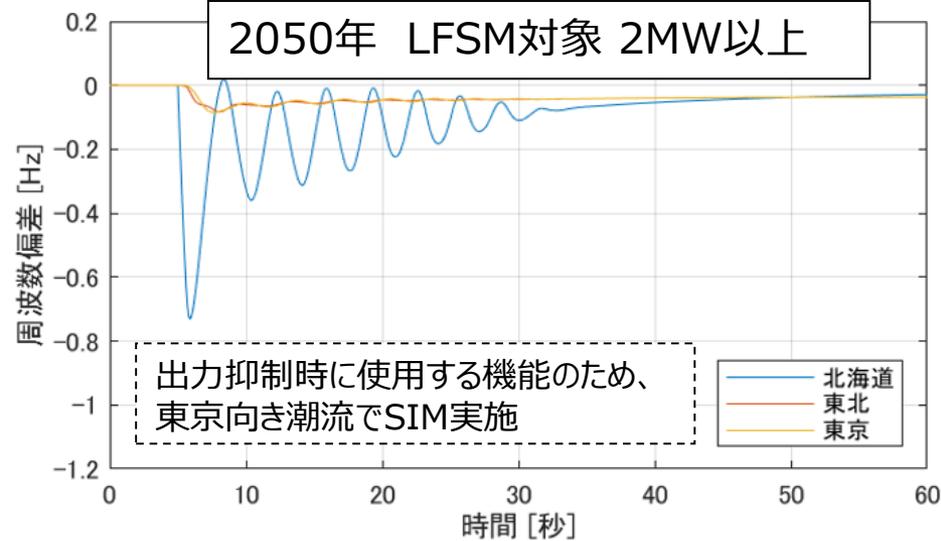
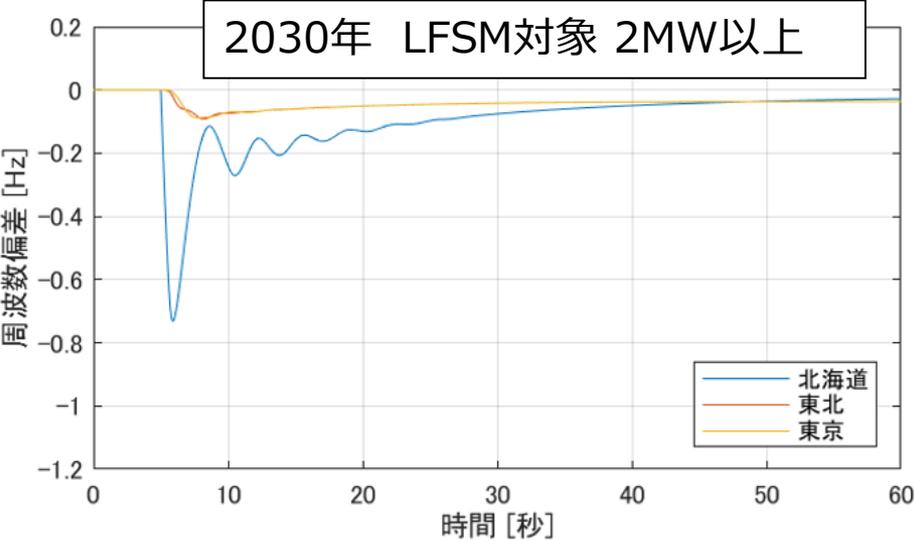
4. 詳細検討資料

① 定量評価、解析等

送配電網協議会（送配電網技術・運用委員会）・一般送配電事業者の
詳細検討の協力を得て実施した結果

<参考> 解析結果（代表例：北海道エリア）

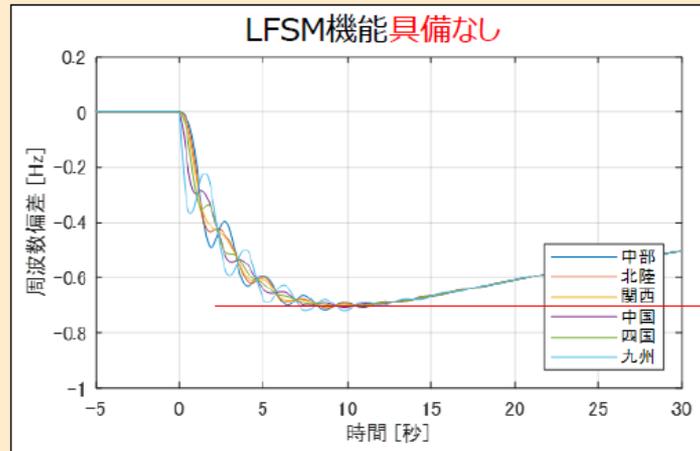
北海道エリア 2MW以上に適用



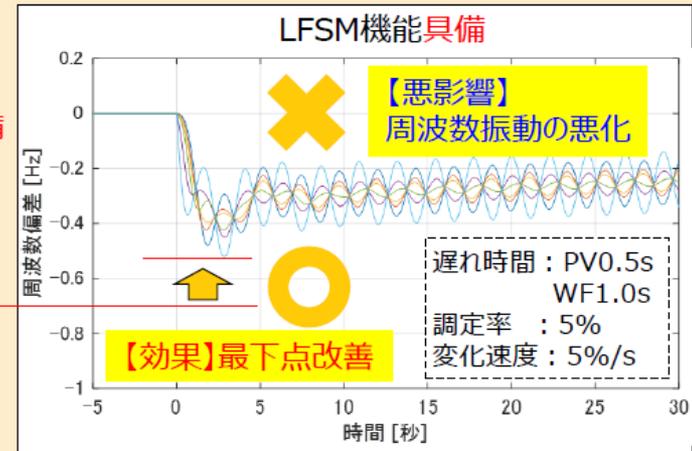
周波数変化の抑制対策(上昇側)(低下側)について (2/2)

4

振動現象が確認された周波数シミュレーションの一例



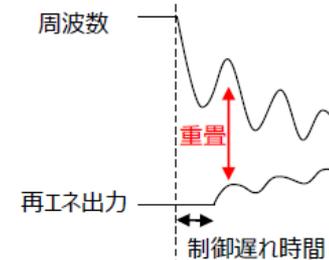
LFSM
機能 具備



要件化の効果はあるものの、周波数振動の悪化も確認

【周波数振動の発生イメージ】

- ・ 大規模電源脱落時、周波数が低下し、振動しながら回復する (電力動揺モードの周期が1s~2s)
 - ・ 再エネに具備したLFSM機能が周波数低下を検知し出力増加 (制御遅れ時間発生0.5s~2s)
- ⇒ 上記2事象が重なることにより、周波数振動とLFSMの出力振動の動きが重畳し、周波数振動が悪化



②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

現行

18.出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

(中略)

c 系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は、2～5%の範囲で当社から指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下（北海道、沖縄は0.1Hz以下）とする。

改定案

18. 出力変動対策

再生可能エネルギー発電設備を連系する場合であって、出力変動により他者に影響を及ぼすおそれがあるときは、出力変化率制限機能の具備等の対策を行なっていただきます。

(1) 風力発電設備の場合

(中略)

c 系統周波数が上昇**または低下**し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、**自動的に出力変化**すること。

(2) 太陽光発電設備の場合

系統周波数が上昇または低下し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて、自動的に出力変化すること。

なお、具体的な発電設備等の性能は、次の範囲で当社から指定する値といたします。ただし、系統の電源構成の状況等、必要に応じて別途協議させていただきます。

(次スライドへ続く)

②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

技術要件改定案

（前スライドより続く）

【東エリア・中西エリアの場合】

| | | |
|--------|--------------------|--|
| 機能・仕様等 | 定格出力合計 | 10MW以上 太陽光発電設備 および風力発電設備 |
| | 調定率 | 2～5% |
| | 制御応答性 | 2秒以内に出力変化を開始、 10秒以内に変化量を完了 (出力変化量の50%到達にて 出力変化の完了とする) |
| | 不感帯 | ±0.2Hz以下 |
| | リザーブ量 (出力増加幅) ※ | 0～10% (定格出力基準) |

※リザーブ量は系統周波数低下時の出力増加対応として、
発電出力の抑制時に使用可能なこと。

【北海道エリア・沖縄エリアの場合】

| | | |
|--------|--------------------|--|
| 機能・仕様等 | 定格出力合計 | 2MW以上 太陽光発電設備 および風力発電設備 |
| | 調定率 | 2～5% |
| | 制御応答性 | 2秒以内に出力変化を開始、 10秒以内に変化量を完了 (出力変化量の50%到達にて 出力変化の完了とする) |
| | 不感帯 | ±0.1Hz以下 |
| | リザーブ量 (出力増加幅) ※ | 0～10% (定格出力基準) |

※リザーブ量は系統周波数低下時の出力増加対応として、
発電出力の抑制時に使用可能なこと。

4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

| RfG 要件名 | Limited frequency sensitive mode – over-frequency (LFSM-O) 13.2 |
|----------------|--|
| 英国 | Start: 50.4Hz (default) Droop: 10% (default) |
| アイルランド | Start: 50.2Hz (default) Droop: 4% (default) |
| ドイツ | Start: 50.2Hz (default) Droop: 5% (default) |
| スペイン | Start: 50.2Hz (default) Droop: 5% (default) |
| イタリア | Start: 50.2Hz (default) Droop: 2.6% (PPM) Droop: 4% (水力) Droop: 5% (その他) |
| デンマーク (DK2) | Start: 50.5Hz (default) Droop: 4% (default) |
| 日本との相違 | 風力発電設備について、「系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合は、発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制すること。なお、調定率は2～5%の範囲で指定する値とし、不感帯は0.2Hz以下とする。」と要求している。 |

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

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

RfG 15.2 (c)

- the frequency threshold specified by the TSO shall be between 49.8 Hz and 49.5 Hz inclusive
- the droop settings specified by the TSO shall be in the range 2-12 %.

4. 詳細検討資料

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が、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が、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」 |

4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

<海外参考事例>

4.3 デルタ制御 Delta production constraint

Active power reserve control と呼ばれているが、その時点の風速により得られる出力可能値に対して一定比率または一定値を減じた出力での運転を行うものである。

（例：図 2.1 の緑細線（90%出力運転）特性）

日本における「30日等出力制御枠」対応にも公平性の観点からは適用可能ではあるが、風力発電の出力は時々刻々と変動するので、過抑制状態となる時間帯が多く、エリア合計最大出力抑制目的には適していない。海外では5.項の周波数制御機能のうち、周波数低下時の出力上昇機能を実現する手段として活用されている。

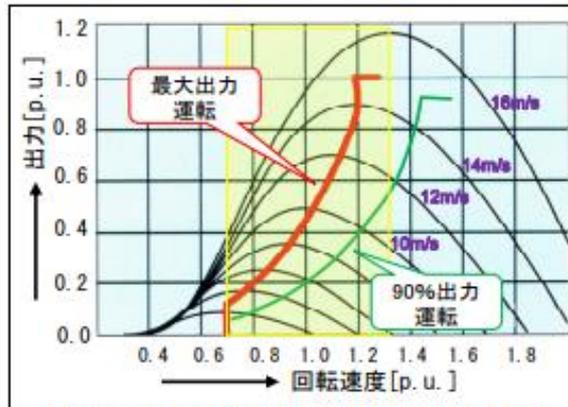


図 2.1 可変速度機の回転速度－出力特性(例)

② アイルランドのグリッドコード

設定値は、系統連系協議を通じて決定されるが、代表例を図 5.2 に示す。特徴的なのは、4.3 項のデルタ制御を活用し、周波数低下時に現在出力の最大 10%程度を増加させることである。

(定常時 10%程度の逸失電力量が生じる)

$$\begin{aligned} +側 \text{ Droop} &= ((52.0-50.3)/50)+ \\ & ((90-40)/100) \times 100 = 6.8\% \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} -側 \text{ Droop} &= ((49.7-48.0)/50)+ \\ & ((100-90)/100) \times 100 = 34.0\% \end{aligned}$$

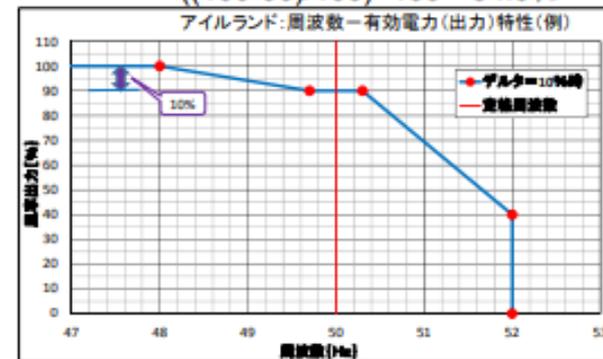


図 5.2 アイルランドの出力－周波数特性(例)

出典：2016 風力発電協会誌

「電力系統との融和を図る風力発電の制御機能」

4. 詳細検討資料

③その他（他会議体の検討資料）

<海外参考事例>

NERC Reliability Guideline: Improvements to Interconnection Requirements for BPS-Connected Inverter-Based Resources
September 2019

FERC Order No. 842 requires all newly interconnecting generating resources within its jurisdiction to install, maintain, and operate a functioning governor or equivalent controls as a precondition of interconnection, effective May 15, 2018. FERC Order No. 842 requires new generation units to have functioning primary frequency response capability. The FERC Order also requires resources to respond to frequency excursion events when plant POM frequency falls at least outside a ± 0.036 Hz deadband, and to adjust output in accordance to a maximum of 5% droop.⁴⁸ This response must be timely and sustained rather than injected for a short period and then withdrawn. However, reserving generation headroom to provide frequency response for underfrequency events is not mandated by FERC Order No. 842. These resources should respond to overfrequency excursion events outside the deadband by reducing active power output in accordance with the 5% droop specification.

The NERC *Reliability Guideline: BPS-Connected Inverter-Based Resource Performance* outlines recommended dynamic response characteristics. The closed-loop dynamic response of the active power-frequency control system of the overall inverter-based resources, as measured at the POM (or possibly the POI), should have the capability to meet or exceed the performance specified in [Table 2.1](#).⁴⁹ TOs may consider using or adapting these specifications based on a technical basis (i.e., system studies). The requirements defined should not conflict with any inverter-based resource protection systems.

Table 2.1: Dynamic Active Power-Frequency Performance

| Parameter | Description | Performance Target |
|--|--|------------------------|
| For a step change in frequency at the POM of the inverter-based resource | | |
| Reaction Time | Time between the step change in frequency and the time when the resource active power output begins responding to the change ⁵⁰ | < 500 ms |
| Rise Time | Time in which the resource has reached <u>90%</u> of the new steady-state (target) active power output command | <u>< 4 sec</u> |
| Settling Time | Time in which the resource has entered into, and remains within, the settling band of the new steady-state active power output command | <u>< 10 seconds</u> |
| Overshoot | Percentage of rated active power output that the resource can exceed while reaching the settling band | < 5%** |
| Settling Band | Percentage of rated active power output that the resource should settle to within the settling time | < 2.5%** |

4. 詳細検討資料

④ 確認事項

| | 事務局案 | 主な発電側対応意見 | 確認事項 |
|----------------------------|---|--|--|
| 論点1 対象（電源種・電 圧階級・容量） | <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光・風力 ・特別高圧の10MW以上（北海道、沖縄は2MW以上） | <ul style="list-style-type: none"> ・風車のタイプ別検討は不要。（JWPA） | <ul style="list-style-type: none"> ・太陽光・風力とする。 ・<u>特別高圧の10MW以上（北海道、沖縄は2MW以上）とする。</u> |
| 論点2 技術的実現性 | <ul style="list-style-type: none"> ・海外グリッドコードに対応しLFSM-U/Oの基本的な機能は、海外での事例があるため、過度な負担となる新規研究・開発・実証試験なく対応可能 | <ul style="list-style-type: none"> ・要件達成困難ということはない。（JWPA） | <ul style="list-style-type: none"> ・適用時期は2025年4月。 ・<u>海外グリッドコードに対応しLFSM-U/Oの基本的な機能は、海外での事例があるため、過度な負担となる新規研究・開発・実証試験なく対応可能と想定。</u> ・なお、リザーブは当面最大出力制御時のみ使用する機能であるが、新たな制御機能の追加開発が必要。 ・<u>運転停止や日射や風況など天候等は考慮する。</u> |

④ 確認事項

| | 事務局案 | 主な発電側対応意見 | 確認事項 |
|-----------|----------------------|---|--|
| 論点3 費用 | ・海外での事例があるため過度な負担はない | ・制御構築 5 百万円 + 現地・サイトなどでの実証試験費用は少なくとも必要と想定。 (JWPA) ・現状この機能は搭載されていないため新規開発が必要になります。ソフトウェアの新規開発になりますが、開発・試験・実装・認証という製品化の流れでは少なくとも各社2000万円レベルの費用が掛かると推定します。(JEMA) | ・ <u>新設設備が対象であり、海外での事例もある。</u> ・今後大量導入されることを考えると、1 台あたりは過度な費用負担とならないと想定される。 |