# 個別技術要件検討
# 「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」

2022年3月28日

電力広域的運営推進機関

# 第9回　個別検討資料の構成



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．運用・市場コードの観点からの検討

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

第7回での審議後、再シミュレーションなど追加検討したため、今回検討結果を踏まえ資料内容を追加・修正した。

修正スライド　６、７
「１．個別技術要件の検討
②発電側の対策（要求仕様（案）　）」

追加スライド　２１
「４．詳細検討資料　①定量評価、解析結果等）」
**※詳細は別資料で説明**

修正スライド　２９
「４．詳細検討資料　④確認事項」

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討 ①論点整理



- 現在の対応状況
  - 周波数が一定程度を超えて上昇した場合に、その上昇幅に応じて電源の出力(有効電力)を減少させる上昇側の機能は、特別高圧に連系する風力発電設備で既に要件化されている。
- 2030年時点に想定される課題、その後の課題と提言

（発電側）

  - 周波数が一定程度を超えて上昇した場合に、その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、トリップ等による電源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、周波数低下時に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）

  - 太陽光や風力発電設備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、再エネの拡大に伴い、PV等のPCS電源などが系統に多く接続された状況は、同期発電機が系統並列していた場合と比べ、調整力が必要最低限だけとなる可能性が高く、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、今後新規大量接続が見込まれるPCS電源などには事故発生時の周波数を維持するため、自律的に出力を抑制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）に求める出力抑制時に動作する機能(平常時に動作することを制約するものではない)は、今後の再エネ電源導入拡大時のコネクト＆マネージなどで導入が進むノンファーム接続における出力抑制時にも有効と考えられる。
  - 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力を確保でき、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。

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## ②発電側の対策

● 発電事業者が取り得る対策で短期的（３年程度）に適用可能な対策として、以下の（１）を検討した。

（１）周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側)

（対象電源種：**太陽光・風力・蓄電池**　　対象容量：**特別高圧の全容量**

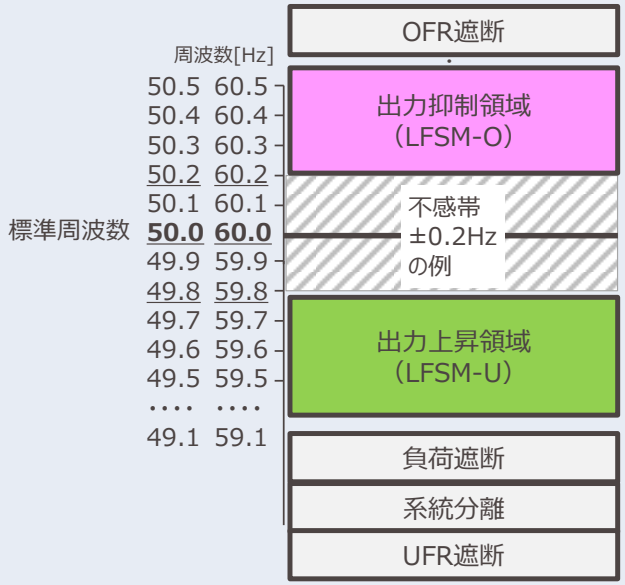
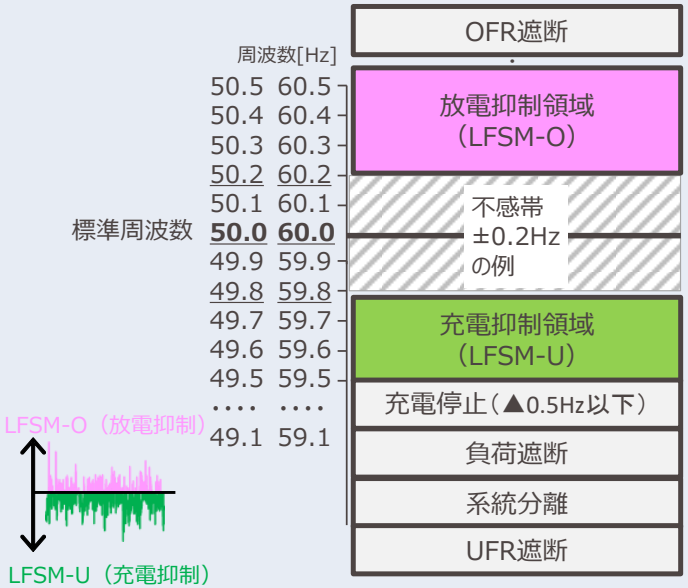
（特別高圧）・・・・
＜上昇側＞
・系統周波数が上昇し適正値を逸脱するおそれがある場合，周波数調定率制御機能を活用し，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に抑制するよう対策を行なう。
・OFRトリップのような出力停止ではなく，周波数偏差に応じて動作量（抑制量）が決定されることから，過剰に抑制して周波数低下に転じるというような事態にはならない。
＜低下側＞
・系統周波数が低下し適正値を逸脱するおそれがある場合，周波数調定率制御機能を活用し，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に増出力するよう対策を行なう。
・周波数偏差に応じて動作量（増分）が決定されることから，過剰な出力増による周波数上昇に転じ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抑制を常時行う必要があり，事業者の受容性や再エネ電源の有効活用を勘案すると，出力抑制時に動作する機能(平常時に動作することを制約するものではない)とする**。

（高圧）・・・「継続検討（中長期）」

(低圧）・・・「継続検討（中長期）」

# 1．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## ②発電側の対策

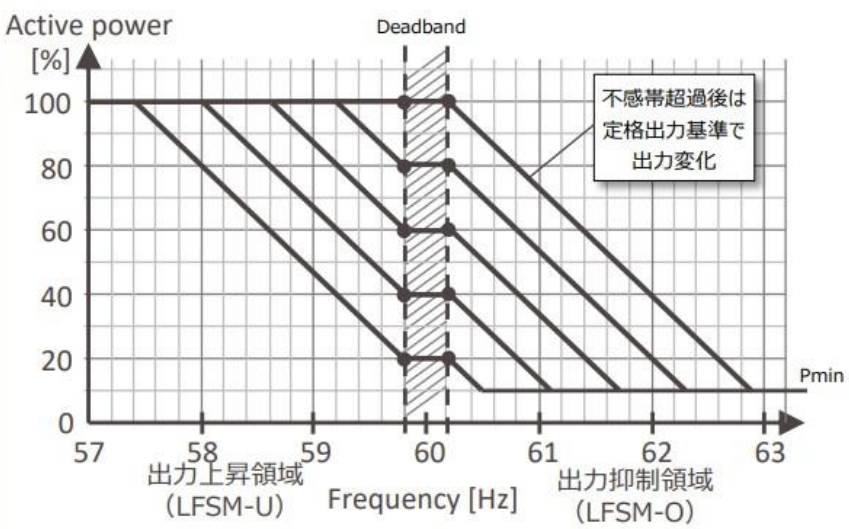
＜周波数変化の抑制対策のイメージ（対象:特高）＞

| | 太陽光・風力 | 蓄電設備 |
|---|---|---|
| 機能概要 | LFSM-O：⇒出力減<br>周波数が不感帯を超えて上昇した場合に最低出力まで調定率に応じて**出力抑制**<br>LFSM-U：⇒出力増<br>周波数が不感帯を超えて低下した場合に発電可能出力まで調定率に応じて**出力上昇** | LFSM-O：⇒放電減<br>周波数が不感帯を超えて上昇した場合に放電停止まで調定率に応じて**放電抑制**<br>LFSM-U：⇒充電減<br>周波数が不感帯を超えて低下した場合に充電停止まで調定率に応じて**充電抑制** |
| 周波数に応じた出力変化領域<br>(現状体系であり将来見直しの可能性あり) |  |  |

# 1．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## 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 | 備考 |
|---|---|---|---|
| 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抑制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。<br><br>＜周波数調定率＞<br>((63.2-60.2)/60)÷((100-0)/100)×100=5.0% | 周波数調定率 | 2～5%(1%) | |
| | 最大周波数 | 51.5Hz/61.8Hz | 「FRT要件」に準じる |
| | 適用可能な出力 | 10%(最低出力)～100%<br>※太陽光・蓄電池は0%～ | |
| | 開始周波数（不感帯） | 50.1～50.3Hz(0.1Hz)<br>60.1～60.3Hz(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（出力指定値の50%到達にて出力完了とする） | |
| | 整定変更 | 遠隔整定　可 | 当面は「不使用」設定 |




Deadband：不感帯
Pmin　　：最低出力

周波数調定率制御機能の特性図
（60Hz系，周波数調定率5%，不感帯0.2Hzの例）

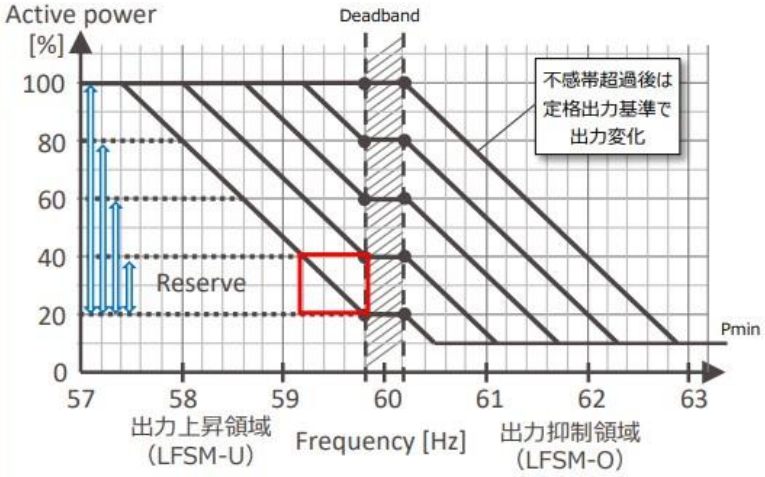
# 1．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## ②発電側の対策

＜周波数変化の抑制対策(低下側) の要求仕様（案）＞

**特性**

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。

＜周波数調定率＞
((59.8-56.8)/60)÷((100-0)/100)×100=5.0%




Deadband ：不感帯
Pmin ：最低出力
Reserve ：出力上昇

周波数調定率制御機能の特性図
（60Hz系，周波数調定率5%，不感帯0.2Hzの例）

| 整定項目 | 整定範囲例 | 備考 |
|---|---|---|
| 周波数調定率 | 2～5%(1%) | |
| 最小周波数 | 47.5Hz/57.0Hz<br>（北海道は47.0Hz） | 「FRT要件」に準じる |
| 適用可能な出力 | 10%(最低出力)～100%<br>※太陽光・蓄電池は0%～ | |
| 開始周波数<br>（不感帯） | 49.7～49.9Hz(0.1Hz)<br>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<br>（出力指定値の50%到達にて出力完了とする） | |
| 整定変更 | 遠隔整定　可 | TSOからの遠隔整定は当面「不使用」 |
| 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:当面は定常時の使用はせず最大出力抑制制御時のみ使用する機能とするが，将来の対応として定常時の出力抑制時にも使用できる機能を有しておくことなお、将来使用する際には、発電機会損失等の扱いについても議論の上、活用することとする。
※3:0%設定とすることで系統制約時などLFSM-Uを使用しない状態とする

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側)」の検討
## 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・蓄電池**　　対象容量：**特別高圧の全容量**　）

対象電源種：再エネ主力電源化に伴って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。
このような状況下において，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，周波数維持に資する本要件については，蓄電池も十分に貢献可能なリソースと考えられるため対象とするが、蓄電設備が単独で系統連系する場合のみを対象とする。
※詳細は、「４．詳細検討資料」よる。

対象容量　：「－」

・高圧,低圧・・・「継続検討（中長期）」

周波数変化の抑制対策機能が単独運転検出などの他の現象に影響を及ぼす可能性があるため、継続検討（中長期）として整理する。

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## 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） | |
|---|---|---|
| JPEA | **総括** | • 技術面：同機能によって想定される問題(フィードバックループと系統インピーダンスによるハンチングの発生など)の検討と対応する機能(ハンチングの検知など)の具備も必要であり、これらを技術的に検討する場が必要<br>• 費用面：1機種あたり、数百万円~2千数百万円の見込み<br>• 提案：他の機能も同時に開発した場合のスケジュールを基に適用時期を設定していただきたい。 |
| | 対象 | • 特別高圧に系統連系した太陽光 |
| | 技術 | ・制御仕様について、何となくは理解できますが、ある程度の製品評価をしないと期待した動作をしていない可能性があり、**同機能によって想定される問題(フィードバックループと系統インピーダンスによるハンチングの発生など)の検討と対応する機能(ハンチングの検知など)の具備も必要であり、これらを技術的に検討する場が必要**と考えます。<br>・遠隔整定の項目は、ご指摘のとおり、リザーブ量、調定率と開始周波数になると考えます。<br>**・整定値変更は連系協議に係る案件のため、遠隔で変更する場合は、協議の仕方も含め、検討が必要であり、発電事業者も把握すべきことのため、事業者への通知や現地で確認する表示なども必要**と考えます。<br>・リザーブ量(出力増加幅) は、送電線の容量超過を防止するための上限設定であれば、問題ありません(寧ろ必要と考えます。)。<br>・系統連系技術要件の改定案については、異論はございません。 |
| | 費用 | • PCSの制御ソフトウェア開発が主になりますが、メーカによってはセンサ回路の修正など、ハードウェアの変更もありますので、その**概算費用は1機種あたり数百万円~2千数百万円ほど発生する見込み**。 |
| | その他 | • **他要件との干渉や、開発の手間を考慮すると複数の技術要件を同時に検討した方が良いと考えます**。開発は単機能より、今回、要求されるその他の機能もまとめて開発した方が、既存・追加の機能による相互干渉などの検証ができ、効率的です。結果として、開発費の抑制、最短のスケジュールになります。<br>• 需給調整市場への参入など、同機能によるインセンティブの配慮が望ましい。 |

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## 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 | • 特高　風力発電 |
| | 技術 | • **既に機能として具備されているが、応答時間10秒以内については対応不可の場合あり。**<br>• 周波数制御の動作は、周波数計測誤差により多少の動作タイミングのズレが出る可能性あり。<br>• **周波数低下時の発電出力上昇は“風によるエネルギーが十分に得られる場合”に限る。**<br>• （メーカーA）風力発電機は構造上、出力抑制する場合は定格の100%～10%までは比較的早く応答できるが、**10%～0%については、抑制速度が遅くなるため、周波数が大幅に上振れし、出力抑制目標値が0%付近になった場合には10秒では到達できない可能性あり。**<br>• （メーカーB）風力発電所、各風車の動作安定性を考慮すると **10 秒では短く、30～40 秒程度の時間は必要である。安定的な継続運用の点では、短期での出力変化は不適切で40 秒以上が適切と考える。** |
| | 費用 | • **欧州で適用されている機能をそのまま使うわけではない場合の追加対応が必要となり、開発時間・費用を要する。**<br>• **出力抑制分の逸失売電収益が発生。** |
| | その他 | ・周波数調定制御の遠隔設定・リザーブ量・刻み<br>＜メーカーA＞**各パラメータは風車SCADAとの通信により, 遠隔地からの設定変更が可能。**<br>**リザーブ量は確保する有効電力の値(MW)を指定する方法と, 出力可能電力の割合(%)を指定する方法がある。**<br>**割合(%)を指定する場合には, 0.01～100の間で, 0.01%刻みで指定可能。**<br>＜メーカーB＞ **周波数制御仕様の整定変更は運開後は基本的に不可能。**<br>＜メーカーC＞遠隔で設定ができるのはメーカーのみ、TSOからの遠隔設定は不可。<br>抑制対策（低下側）の適用可能な出力範囲は50～100%で、それ以下は対応不可。<br>・抑制対策　低下側の要求仕様（案）<br>**出力抑制時に周波数調定率制御をおこなうには、新たな制御機能の開発が必要。2023年までに対応できるか不明。**（メーカーに再度確認予定）<br>**・常時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で予備力を持たせる制御は適用可能だが、都度予備力量を変化させる制御は現機能にはないため、適用条件も含めて明確にしていただきたい。**<br>・抑制対策　低下側の適用<br>当面、出力抑制時のみ使用する機能とのことであるが、今回の提案では、定常時での使用が対象外であることをより明確にして欲しい。<br>定常時のリザーブ運転は逸失売電料が生じ、発電所収支への影響が極めて大きい。定常時への適用に向けては補償・インセンティブなど制度面含めた関係者による慎重な議論が必要と考える。 |

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## 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） | |
|---|---|---|
| JEMA（個社意見） | **総括** | 「―」 |
| | 対象 | 「―」 |
| | 技術 | • PCSに自端周波数Droopを付加することは、安全かつ効果的で賛成。<br>• PV/WTは、出力抑制の範囲で対応。<br>• 適切な不感帯と、各分散電源の応答性能に応じたサンプリング周期と平滑化方式の設計指針を規定する必要がある。<br>• 精度の検討評価が必要<br>• 技術的に可能と思うが、電力上昇方向はPVは最大で動作させているので無理。出力制御している場合のみ可能だがそちらの応答との兼ね合い有。出力を低下させる場合は、運転時の出力が日射次第なので決定方法が難しい。<br>• 仕様によるが周波数上昇に対しては対応可能と考える<br>• ﾘｻﾞｰﾌﾞ量はPVの場合、正確に算出することが技術的に困難です。理由：PVのMPPT制御はｱﾙｺﾞﾘｽﾞﾑでﾋﾟｰｸ電力をｻｰﾁしています。結果ﾋﾟｰｸ点付近で動作させています。ﾋﾟｰｸ値から何%減じた値で動作させると、ﾋﾟｰｸ値そのものが分からなくなる。日射量からﾋﾟｰｸ値を算出することも可能だが、日射角度、温度、経年劣化、パネルの故障等正確性を阻害する要因が多すぎる。 |
| | 費用 | • 評価、ソフトウェア変更費用 |
| | その他 | • 再エネ有効活用の観点から、出力抑制時には蓄電池等へ充電できる機能も合わせて搭載できるように要件化を検討してほしい。 |

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## ④系統側の対策

- 一般送配電事業者が取り得る対策

・対策

〇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ことで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，抑制量の不足が懸念される。
- 抑制量が不足し，「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PV等にも求める。
- したがって，**<u>系統側対策の検討は不要。</u>**

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## ⑤比較・検討結果

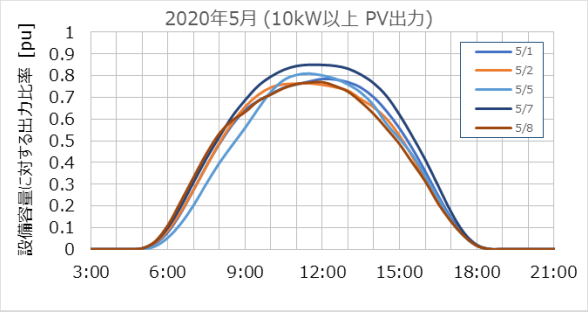
- 一般送配電事業者が取り得る対策

・対策

〇周波数変化の抑制対策(低下側)

＜検討モデル＞
- 『再生可能エネルギーの固定価格買取制度』に基づく再エネ出力制御指示に関する報告
- 抑制実施日　2021年4月18日(日) ８時～17時
- 最大抑制量　382万kW（九州エリア本土）

【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。
- **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。**
- **当面は、再エネ出力抑制時(最大出力抑制制御機能を活用)に活用することとする。**




□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(上昇側) (低下側) 」の検討
## 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 | **確認中（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 | |
| 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 | すべての電源種別・電源容量において、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。** | |

「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　**確認中**
  **（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
- ➢ 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　**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**
- ➢ その他　**適用時期は２０２３年４月を予定**
  **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：発電設備の制御応答性
- ➢ その他：適用時期は，PCSや出力抑制システムの仕様見直し等の開発期間を踏まえ検討が必要

# １．個別技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」の検討
## 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。
- ただし，既に周波数調定率制御機能が具備されている場合には，発電設備の出力を調定率に応じて自動的に制御することを推奨する。

# ２．他の規程への影響
## 技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」

■ 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 |
|---|---|
| 第２章 連系に必要な技術要件<br>第５節 特別高圧電線路との連系<br>４．電圧変動・出力変動<br>（以下抜粋）<br>（３）出力変動対策<br>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。 | 追記・変更なし |

# ２．他の規程への影響
技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」

■ 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 |

# ２．他の規程への影響
技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」

■ 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(上昇側) (低下側) 」

■ 系統連系規程

| 現行記載 | 影響 |
|---|---|
| 第2章 連系に必要な設備対策<br>第2節 低圧配電線との連系要件<br>２－２ 電圧変動・出力変動<br>４．出力変動<br>第3 節 高圧配電線との連系要件3-3 電圧変動・出力変動 4. 出力変動に準ずる。<br><br>第3節 高圧配電線との連系要件<br>４．出力変動<br>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。<br><br>第5節 特別高圧電線路との連系要件<br>5-2 電圧変動・出力変動<br>４．出力変動<br>⑶ 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。<br>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。 | 系統連系技術要件と同様の追記 |

# ３．運用・市場コードの観点からの検討
## 技術要件「周波数変化の抑制対策(上昇側) (低下側) 」

| 技術要件改定案 | 運用・市場コードの観点での検討 |
|---|---|
| 18.出力変動対策<br>再生可能エネルギー発電設備や蓄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。<br>(1)風力発電設備の場合<br>③ 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，2秒以内に出力変化を開始し，10秒以内に変化量の50%以上の出力変化を完了すること。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。<br>(2) 太陽光発電設備の場合<br>同上<br>(3) 蓄電設備の場合<br>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，蓄電設備の放電を調定率に応じて，2秒以内に自動的に抑制を開始し，10秒以内に抑制を完了すること。また，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は，蓄電設備の充電を調定率に応じて，2秒以内に自動的に抑制を開始し，10秒以内に抑制を完了すること。なお，調定率は，上昇側および低下側ともに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。<br>ただし，逆潮流なし，または，需要設備や発電設備と併設される蓄電設備については，充電や放電をすることにより設置目的が阻害されることになるため，本要件の適用範囲外とします。 | 特になし |

※今回追加検討した結果



## ➢ 検討概要

**詳細は別資料「周波数変化の抑制対策の適用時期見直しについて（送配電網協議会）」参照。**

・前回の第8回検討会において、総合評価の中で周波数変動対応能力の効果の確認を実施
⇒ 2030年断面を想定した条件（周波数変化の抑制対策(LFSM機能)の導入割合は再エネ全体の9%程度）で、周波数シミュレーションを実施し、効果があることを確認

・今回、将来(2050年)のカーボンニュートラルなどを見据え、周波数変化の抑制対策(LFSM機能)の導入割合を再エネ全体の60%程度に**適用拡大した条件で周波数シミュレーションを実施したところ、制御応答性の設定によって周波数の振動現象を確認**

## ➢ 結果

・ 現状では、**周波数変化の抑制対策(LFSM機能)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**される。
・**恒久的な対策案は鋭意検討を進めているが、現時点では要件化や対策について判断しかねる状況**。
・ このため、**短期(2023/4)要件化予定を一旦見送り、将来の再エネ導入量を踏まえつつ、今後、要件化のタイミング（中期要件とすることなど）や周波数振動に対する対策案（LFSM適用対象設備の限定化、制御応答性の設定など）を継続検討することを提案したい。**

# ４．詳細検討資料
## ②系統連系技術要件の改定案（新旧対照表）

| 現行 | 改定案 |
|---|---|
| 18.出力変動対策<br>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。<br>(1) 風力発電設備の場合<br>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。 | 18.出力変動対策<br>再生可能エネルギー発電設備や蓄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。<br>(1)風力発電設備の場合<br>③ 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，2秒以内に出力変化を開始し，10秒以内に変化量の50%以上の出力変化を完了すること。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。<br>(2) 太陽光発電設備の場合<br>同上<br>(3) 蓄電設備の場合<br>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，蓄電設備の放電を調定率に応じて，2秒以内に自動的に抑制を開始し，10秒以内に抑制を完了すること。また，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は，蓄電設備の充電を調定率に応じて，2秒以内に自動的に抑制を開始し，10秒以内に抑制を完了すること。なお，調定率は，上昇側および低下側ともに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。<br>ただし，逆潮流なし，または，需要設備や発電設備と併設される蓄電設備については，充電や放電をすることにより設置目的が阻害されることになるため，本要件の適用範囲外とします。 |

**＜連系方法（設備形態）毎に要件の要否＞**

- 蓄電設備はマルチユースが想定されるため，需要設備や発電設備に併設して設置される蓄電設備に機能具備は難しいと思料。
- したがって，蓄電設備が単独で系統連系する場合のみを対象とすることが適当。

| 連系方法 | 設置目的 | LFSM-Oを機能具備した場合の影響 | LFSM-Uを機能具備した場合の影響 | 要件の適用範囲 |
|---|---|---|---|---|
| 需要設備と併設 | デマンド管理 | デマンド超過により設置目的が阻害され事業者にペナルティが課せられる。そのため，受容性は低いか。また，デマンド制御とLFSM機能の共存ができないので，LFSM機能動作時にはデマンド制御が停止する虞。 | ピークカット用に蓄電していた電力を失うことにより，必要時に活用できなくなる虞。<br>また，逆潮流となる場合には，計量できない場合もあり精算面に課題。 | 逆潮流がない需要家設備は要件の**適用範囲外**とする。 |
| 発電設備と併設 | 出力変動緩和 | 出力変動緩和対策が施されている発電サイトにおいては，既にLFSM-Oが具備されていることを考えると更に求める事は過剰ではないか。 | 出力変動緩和対策が施されている発電サイトにおいては，既にLFSM-Uが具備されていることを考えると更に求める事は過剰ではないか。 | 常時の出力変動緩和対策として自然変動電源と併設している蓄電設備は要件の**適用範囲外**とする。 |
| 蓄電設備単独 | 市場値差を活用した売電 | 電力価値が高い時間帯に放電している際，出力を抑制することとなれば，事業者にとって利益が減少することとなる。（影響小） | 電力価値が安い時間帯に充電している際，充電抑制することとなれば，事業者にとって利益が減少することとなる。（影響小） | 設備形態として単独であれば，周波数上昇時のOFRトリップや周波数低下時の負荷遮断量低減効果が期待できることから，要件の**適用範囲**とする。 |

# 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)<br>Droop: 10% (default) |
| アイルランド | Start: 50.2Hz (default)<br>Droop: 4% (default) |
| ドイツ | Start: 50.2Hz (default)<br>Droop: 5% (default) |
| スペイン | Start: 50.2Hz (default)<br>Droop: 5% (default) |
| イタリア | Start: 50.2Hz (default)<br>Droop: 2.6% (PPM)<br>Droop: 4% (水力)<br>Droop: 5% (そのほか) |
| デンマーク (DK2) | Start: 50.5Hz (default)<br>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)<br>4% (Hydro)<br>5% (other SPGM) |
| デンマーク | DK1: 49.8Hz<br>DK2: 49.5Hz | 5%<br>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 %.

【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。<br>(CC.A.3.3 Minimum Frequency Response Requirement Profile)<br>【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<br>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<br>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<br>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。<br>【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<br>【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ず、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<br>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ず、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<br>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。<br>【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 とも呼ばれているが、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。

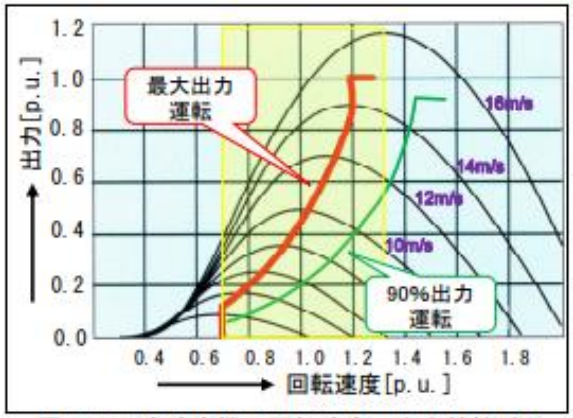



図 2.1 可変速度機の回転速度－出力特性（例）

**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）

＋側 Droop＝((52.0-50.3)/50)÷
((90-40)/100)×100＝ 6.8%

－側 Droop＝((49.7-48.0)/50)÷
((100-90)/100)×100＝34.0%

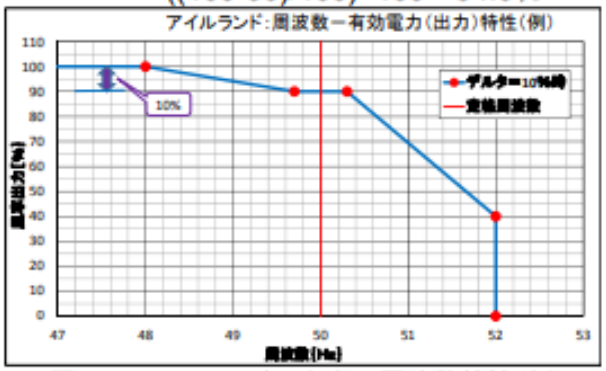



図 5.2 アイルランドの出力－周波数特性（例）

出典：電力系統との融和を図る風力発電の制御機能
(東京大学 生産技術研究所 斉藤哲夫、萩本和彦)

## ＜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 90% of the new steady-state (target) active power output command | < 4 sec |
| 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 | < 10 seconds |
| 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<br>対象（電源種・電圧階級・容量） | • 太陽光・風力・蓄電池<br>• 特別高圧の全容量 | | • 太陽光・風力・蓄電池とする。<br>• 特別高圧の全容量とする。 |
| 論点２<br>技術的実現性 | • 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 | • 技術的には製品設計は可能だが、技術仕様の明確化が必要。(JPEA)<br>• 既に機能として具備されているが、応答時間10秒以内については対応不可の場合あり。(JWPA)<br>• 周波数低下時の発電出力上昇は“風によるエネルギーが十分に得られる場合”に限る。(JWPA)<br>• 出力抑制時に周波数調定率制御をおこなうには、新たな制御機能の開発が必要。2023年までに対応できるか不明。（メーカーに再度確認予定）(JWPA)<br>• 技術的に可能と思うが、電力上昇方向はPVは最大で動作させているので無理。出力制御している場合のみ可能だがそちらの応答との兼ね合い有。出力を低下させる場合は、運転時の出力が日射次第なので決定方法が難しい。(JEMA) | • 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。<br>• 運転停止や日射や風況など天候等は考慮する。 |
| 論点３<br>費用 | • 海外での事例があるため過度な負担はない | • 1機種あたり、数百万円～2千数百万円の見込み(JPEA)<br>• 確認中。(JWPA)<br>• 評価、ソフトウェア変更費用(JEMA) | • 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。 |

※今回追加検討した結果



・現状では、**周波数変化の抑制対策(LFSM機能)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**される。
・**恒久的な対策案は鋭意検討を進めているが、現時点では要件化や対策について判断しかねる状況**。
・このため、**短期(2023/4)要件化予定を一旦見送り、将来の再エネ導入量を踏まえつつ、今後、要件化のタイミング（中期要件とすることなど）や周波数振動に対する対策案（LFSM適用対象設備の限定化、制御応答性の設定など）を継続検討することを提案したい。**