

個別技術要件検討 「発電設備の並列時許容周波数」

* 第3回では「発電設備の並列許容周波数」の要件名

2021年4月21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. 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

① 論点整理

■ 現在の対応状況

- 現状、**特別高圧または高圧**で連系する発電設備等には、事故時の系統並列の手順に関して、給電申合せ書等により運用の取り決めを行っており、**一定のルールの中で運用**がなされている。
一方、**平常時や事故時の低圧連系する発電設備等**には、一般送配電事業者との**並列時の取り決めはなく、基本的には事前連絡なし（無制約）に系統並列可能な運用**となっている。

■ 2030年時点に想定される課題、その後の課題と提言

（発電側）

- 事故直後など系統周波数が適正範囲でない場合、**不要な逸脱により発電設備が解列し、発電機会損失が発生**する可能性がある。

（系統側）

- 再生可能エネルギーの導入拡大に伴って、大型・集中電源の周波数調整能力が減少する一方で、事前連絡なし（無制約）に系統並列する分散型電源が増加することは、系統安定・周波数品質への影響が懸念される。
- 特に、**系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際に発電設備等が並列すると、更なる周波数上昇を助長**することになるため、**系統安定を大きく乱すことが懸念**される。

■ 要件化の必要性およびメリット

- 事故直後など系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際、更なる周波数上昇を助長するような系統並列を回避することにより、**不要な逸脱回避による発電機会損失を低減することができる**。なお、対応はソフト改修費や確認試験費用程度の費用となるため、費用対効果は大きいと想定される。
- 再エネ大量導入・主力電源化時においても**系統周波数の適正範囲を維持することが可能となり、再エネ電源の普及拡大に寄与でき、再エネ電源の事業規模や発電機会（発電電力量）を拡大することができる**。

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」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。

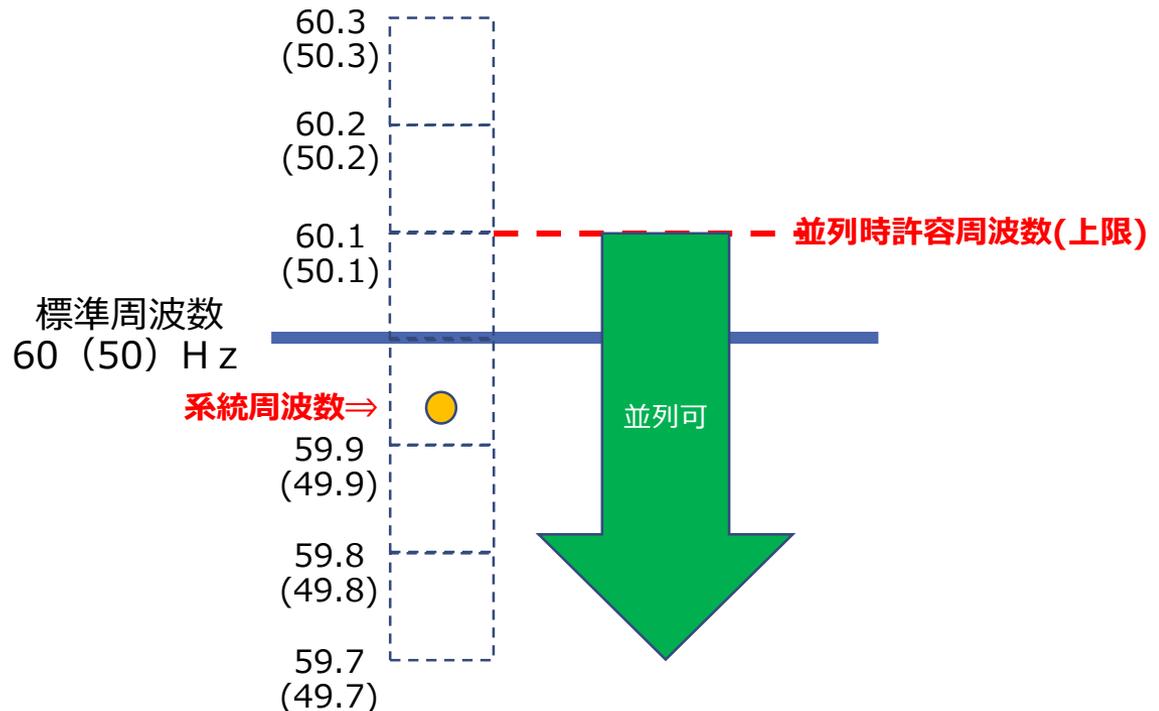
（1）発電設備の並列時許容周波数

（対象電源種：全電源 対象容量：全容量）

（特別高圧）・・・発電機並列時に系統周波数が並列時許容周波数（60.1Hz(60Hzエリア)、50.1Hz(50Hzエリア)）以下となっていることを確認する装置または機能を発電設備等に具備する。

（高圧）・・・「同上」

（低圧）・・・「同上」



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：全電源 対象容量：全容量）

対象電源種、対象容量：系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際に発電設備が並列すると更なる周波数上昇を助長することになるため、全ての電源種に求める。

系統に並列する際の同期条件(位相合わせ)に系統周波数条件を追加で実装する。

・高圧・・・「同上」

・低圧・・・「同上」

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

③ 発電側関連団体の意見

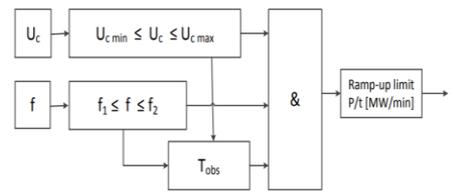
| 団体 | | 意見（上段：総括、下段（総括より下）：分類別意見） |
|-----|-----|---|
| 火原協 | 総括 | • 求められる仕様が事前に明確になっていれば、特段の追加負担は無いものとする。 |
| | 対象 | • 同期発電機を使用した発電設備 |
| | 技術 | 「—」 |
| | 費用 | • 要求仕様が確定すれば技術的には対応可能と思われるが、（仕様が統一・標準化されていないので）必要となる費用については、一概には回答困難。 |
| | その他 | 「—」 |

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」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 | <ul style="list-style-type: none"> 技術面：周波数計測信号の処理方法(サンプリング期間・平均化)について具体的な仕様が必要。 瞬時値の計測では常時でも50.1Hzを超えるケースが出て、運用に支障が出る懸念あり。JET認証の改定対応も必要となる。 離島など地域によって状況が異なる場合の整理が必要。 費用面：開発費は1機種あたり、300万円～2,400万円、これに認証費用が追加。 |
| | 対象 | 太陽光発電(PCS電源) |
| | 技術 | <ul style="list-style-type: none"> サンプリング期間、平均化処理など、具体的な要求仕様の設定が必要です。(需要地では、負荷変動による位相変動によって、受電点(PCSの発電端)の周波数が変動しており、瞬時の実測値を基準にすると運転できません。また、PCS自体、単独運転検知機能の能動的方式は周波数変動を促すものもあります。) 離島など、地域によって、周波数変動のレベルが異なる場合の対応の整理が必要です。 復帰時の周波数上昇が問題ならば、PCSにて周波数上昇に対する有効電力制御（Droop、Frequency-watt制御、周波数調定率制御）で対応する方が良いと思われます。但し、高圧や低圧への適用は単独運転検知との整合が必要ですので、系統運用における意図や仕様（周波数安定化までの時間軸など）を明確化する必要があります。 50.10Hz超えのケースは、例えば、能動的方式の周波数シフトで±0.1Hzで変動している製品が既にあり、周波数の瞬時値ではありますが、50.10Hzを超えます。勿論、平均化すると変動分は零です。故にデータについてはサンプリングレートや平均化処理の有無を考慮した上での検討が必要です。 沖縄エリアの常時の周波数の運用目標範囲（は60.0Hz±0.3Hz、北海道エリアは50.0Hz±0.3Hzです。上記の単独運転検知機能の周波数シフトを考慮すると、「基準周波数+0.4Hz」のケースもあります。 |
| | 費用 | ・ 開発費 + 認証費用（開発費は1機種あたり、300万円～2,400万円、これに認証費用が追加されます。） |
| | その他 | <ul style="list-style-type: none"> 系統連系に関わる要件ですので、低圧、高圧については、JET認証試験方法の改定と認証取得が必要です。 各電力エリアの周波数管理目標値との整合と理解しますが、同目標値の滞在率 95%という記述もあり、発電機会の損失が発生することを懸念します。 供給計画(自己託送等)の対象設備の場合、この要件によって運転できなかった場合の制度面、費用面での取り扱いの整理が必要です。 市場への周知期間、認証制度の改定など、移行期間(スケジュール)について設定が必要（1年程度は必要と推定しますが、PCSメーカーによっては2年必要というケースもありました。） |

③ 発電側関連団体の意見

| 団体 | 回答 | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------|-----------------|---|--------------|-----------|--------------|---------|-----------|-----------|---------|--------|-------|----------|------------|------------|-----------|-----------------|---|
| JWPA | 総括 | <ul style="list-style-type: none"> 技術面：周波数計測の実績データによると+0.1Hzを超えているものあり。要件を+0.1Hzとするのは厳しすぎる。 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 対象 | <ul style="list-style-type: none"> 高圧以上、10kW以上の風力発電設備 | | | | | | | | | | | | | | | |
| | 技術 | <ul style="list-style-type: none"> 1) 実績（特別高圧および高圧）で+0.1Hzを超える時間帯があります。 +0.1Hzを超える割合について、特にカットアウト、起動時でもない場合でも+0.1を超える場合はあります。 60Hzの場合は50Hzと同じ+0.1Hzとすると厳しいのではないかと確認したい。欧州IGD(ENTSO-E Connection Network Codes Implementation Guidance Documents)では平常時の系統接続時はそれほど厳しくないです。+0.1Hzは厳しすぎるのではないのでしょうか。 <div data-bbox="904 649 1908 1342" style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p style="text-align: center;">ENTSO-e RfG 適用ガイド (Implementation Guidance Document: IGD)</p> <p style="text-align: center;">自動並列・再閉路と許容する出力変化速度 Automatic connection/reconnection and admissible active power ramp</p>  <p>(例) 国別の出力変化速度上限</p> <ul style="list-style-type: none"> ・デンマーク: 定格の10%/分 ・ベルギー: 定格の10%/分 ・フランス: 4 MW/min; ・アイルランド: 自動並列は許可しない <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th></th> <th style="background-color: #0056b3; color: white;">系統接続(整定幅)</th> <th style="background-color: #0056b3; color: white;">再閉路時(デフォルト値)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>電圧幅(pu)</td> <td>0.9<U<1.1</td> <td>0.9<U<1.1</td> </tr> <tr> <td>確認時間(秒)</td> <td>0~300s</td> <td>最低60s</td> </tr> <tr> <td>出力変化速度上限</td> <td>≦ 定格の20%/分</td> <td>≦ 定格の20%/分</td> </tr> <tr> <td>周波数幅 (Hz)</td> <td>47.5 ≦ f ≦ 51.0</td> <td>EU大陸 49.9 ≦ f ≦ 50.1 その他 49.0 ≦ f ≦ 51.0</td> </tr> </tbody> </table> </div> | | 系統接続(整定幅) | 再閉路時(デフォルト値) | 電圧幅(pu) | 0.9<U<1.1 | 0.9<U<1.1 | 確認時間(秒) | 0~300s | 最低60s | 出力変化速度上限 | ≦ 定格の20%/分 | ≦ 定格の20%/分 | 周波数幅 (Hz) | 47.5 ≦ f ≦ 51.0 | EU大陸 49.9 ≦ f ≦ 50.1 その他 49.0 ≦ f ≦ 51.0 |
| | | 系統接続(整定幅) | 再閉路時(デフォルト値) | | | | | | | | | | | | | | |
| | 電圧幅(pu) | 0.9<U<1.1 | 0.9<U<1.1 | | | | | | | | | | | | | | |
| 確認時間(秒) | 0~300s | 最低60s | | | | | | | | | | | | | | | |
| 出力変化速度上限 | ≦ 定格の20%/分 | ≦ 定格の20%/分 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 周波数幅 (Hz) | 47.5 ≦ f ≦ 51.0 | EU大陸 49.9 ≦ f ≦ 50.1 その他 49.0 ≦ f ≦ 51.0 | | | | | | | | | | | | | | | |
| 費用 | 「—」 | | | | | | | | | | | | | | | | |
| その他 | 「—」 | | | | | | | | | | | | | | | | |

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」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） |
|-----|-----|---|
| 自家発 | 総括 | <ul style="list-style-type: none"> 技術面：+0.1Hzの併入条件を追加すると、併入に時間を要することが懸念される。 |
| | 対象 | <ul style="list-style-type: none"> 同期発電機を使用した発電設備（中小容量発電設備） |
| | 技術 | <ul style="list-style-type: none"> 併入に基準周波数+0.1Hz以下の条件を付加させた場合、将来併入に時間を要することが想定されます。 併入条件は現状通りとし、連系中は容量に応じた周波数維持機能を検討してはいかがでしょうか。 高圧（6kV）、特別高圧（33kV）での連系設備において、自動同期検定装置（$\Delta f = 0.15\text{Hz}$）での自動同期併入動作は1分以内で問題なく完了するレベルです。 系統並列時：59.90～60.18Hz、 系統解列時：60.00～60.17Hz 並行運転中の周波数； 49.94Hz～50.29Hz 66kV系から受電する需要家の受電点で測定データ例 1分毎のデータにて50±0.1Hzを超過している時間帯がある。 |
| | 費用 | 「—」 |
| | その他 | <ul style="list-style-type: none"> 中小容量発電設備にあつては、系統との並列操作に使用する「自動同期投入装置」は市販設備を使用しており、これには基準周波数±0.1Hzの制約は無いものが多く、例えば系統側周波数に±0.2Hzの偏差があっても問題なく同期投入することができます。また、需要家が、設備の立上げ、または自立運転中の構内自家発電設備を系統と並列させる際には、オペレータ判断が加わります。系統の擾乱があり系統周波数が基準から大きく乖離している状況では、オペレータはこの判断を下しません、つまり自動同期投入装置をONさせる操作は行いません。 |

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」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） |
|---------------|--|
| 総括 | <ul style="list-style-type: none"> 技術面：離島など、エリアによっては周波数変動が大きいはずであり+0.1Hzでは運用に支障が出る懸念あり。全国一律での仕様の統一には無理がある。 |
| 対象 | <ul style="list-style-type: none"> 太陽光、風力発電設備 |
| JEMA 1 / 2 | <ul style="list-style-type: none"> 離島では、0.15～0.2Hz以上にしないと1%未満の滞在率にならないと思われます。 逆に、電力会社が離島において±0.1Hz以上の滞在率を1%未満にするのは、相当にハードルが高いと思います。 例えば離島などでは0.1Hz以上の周波数変動があるなど、そのエリア特有の事情が考えられます。もし全国一律でレベルを決めるということであれば最甘値にする必要があるのではないのでしょうか。 PCS設置場所の周波数データ（長野県某所は42分間、栃木県某所は48分間で2013年FIT開始頃のデータ）から、今の電力状況で有れば、16サイクル平均でも+0.1Hzを超えている可能性あり。また、2020年、2021年のデータから、最近の周波数の安定状況は以前より悪化しているように見受けられます。今後もより悪化するのではと危惧しています。さらに停電からの復帰時に周波数の安定状況は、より悪いと推定されます。PCSの自動復帰が5分よりずっと遅れる可能性が高い。並列時許容周波数（標準周波数+0.1Hz以下）は少なくとも標準周波数+0.2Hz以下にすべき。 技術的には猶予期間があれば本対応は可能ですが、周波数測定には出荷製品の個々にバラツキ（誤差）が発生します。基準周波数は絶対値（相対値でない数値：標準原器により唯一無二）であり、並列時許容周波数から外れないことを保証するために、出荷する製品はより厳しい基準にて、出荷する必要があります。より厳しい判定とするため、製品出荷時の判定基準は、並列時許容周波数値より低い値に設定する必要が生じ、これにより、実運用時に並列する機会を損なわれる製品が多くなることと、クレームを伴うことも予想されます。例えば、出荷製品個々の周波数測定のバラツキを±0.1Hzとした場合に、判定基準値をバラツキの範囲内（±0.1Hz）における最大値を並列時許容周波数と同値としたときには、判定基準値は並列時許容周波数-0.1Hzとなり、判定基準値すなわち並列時許容周波数-0.1Hzを中心として並列可否判定を行う製品群が出来上がります。このときに、実周波数より0.1Hz高く測定する製品は実際の周波数が並列時許容周波数-0.1Hz-0.1Hz（並列時許容周波数-0.2Hz）以下にならないと基準値以下と判定しないため、系統周波数が並列時許容周波数-0.2Hz以下のときにのみ並列可能な製品となります。周波数測定のバラツキが±0.1Hzとなる製品群は、そのバラツキが正規分布をしているとした場合では、系統周波数が並列時許容周波数-0.1Hz以下にならないと並列できない製品が約半数存在することになります。 周波数の計測の仕方（10サイクル平均か1/2サイクル毎に算出するか）で異なりますが、1/2サイクル毎の算出では、周波数が安定していると思われる時間でも、+0.1Hzを頻発しているように見えます。 パワコンおよび逆変換装置の場合、周波数検出は±0.05Hz以内の精度となっています。 板金レーザー加工機や誘導機が近接する系統では0.2Hz程度の周波数を検出することがあると聞いたことがあります。 当社実験室の周波数を計測 約1分間の目視確認にて59.97～60.07Hzの変動幅でした。 当社の実績では多くの発電設備は「規程周波数±0.2Hz程度」で同期する。 |

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

③ 発電側関連団体の意見

| 団体 | 回答 | |
|-------------|-----|---|
| JEMA 2/2 | 費用 | 「—」 |
| | その他 | <ul style="list-style-type: none">周波数だけでなく、<ul style="list-style-type: none">並列可能な電圧範囲発電機出力（有効電力）の増加速度時限ドロップ機能の要否 をセットにしたご検討を願いたい。周波数設定の追加認証試験を行った後に電圧やドロップ機能の追加試験が要求されることが想定されるため。 |

④ 系統側の対策

- 一般送配電事業者が取り得る対策として、以下の（１）を検討した。

（１）対策なし

（特別高圧）・・・系統周波数を適正範囲(運用管理値)に収めるために、調整力を適切に調達し、運用している。並列時許容周波数の要件は、周波数の適正範囲を超えた状況での対策となるため、系統側対策を行うとなれば、追加的な調整力を調達することになることから系統側で対策を実施することは考えにくい。

（高圧）・・・「同上」

（低圧）・・・「同上」

④比較・検討結果

<検討モデル①>

【検討モデル選定理由】

—

【検討方法】定量評価（解析なし）

- ✓ 中西エリア(60Hz系統)の周波数運用をベースに検討
- ✓ 2019年度の周波数実績から、並列時許容周波数条件が不成立となる“頻度”と“最大継続時間”を示し、発電機会損失が事業性に与える影響を評価
- ✓ 並列時許容周波数の条件下で発電設備が並列する判断を行う制御装置（機能）の実現可能時期および具備費用について確認

1. 個別技術要件「発電設備の並列時許容周波数」の検討

⑤比較・検討結果

| 評価項目*1 | 発電側対策：並列する判断を行う制御装置（機能）の具備 | 系統側対策：－ |
|----------|---|---------|
| 費用 | ソフト改修や試験費用がかかる。対応機種により1機種あたり数百万円～2千数百万円必要な場合もある。なお、 供給台数により1台あたり数千円～数百万円程度規模の追加費用となり過度なコスト増とまでは言えない。 | |
| 出力制御低減効果 | 評価対象外 | |
| 変動対応能力 | 評価対象外(周波数の適正範囲から逸脱することを回避できる) | |
| 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 | 同期検定回路により系統並列されている実態を踏まえると、「発電側対策」は既存の技術の組み合わせで実現可能。 新規研究・開発・実証試験不要で対応可能 | |

「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 ソフト改修や試験費用はかかる。対応機種により1機種あたり数百万円～2千数百万円が必要な場合もある。なお、**供給台数によっては1台あたり数千円～数百万円程度の追加費用となり過度なコスト増とまでは言えない。**
- 出力制御低減 評価対象外
- 変動対応 評価対象外（需給への影響を小さくできる）
- 公平性 **公平性は担保されていると判断**
- 実現性 **実現性はある**
- 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：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>

- 系統周波数が適正範囲を超えて上昇している際に発電機が並列すると更なる周波数上昇を助長することになるため、既存の発電設備等であっても並列時に並列時許容周波数条件を満たしておくことが望ましい。
- しかしながら、現時点においては、**直ち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、既に同期連系する際に周波数条件を確認して連系する機能が具備されている場合や、運用者にて対応することが可能な場合には、並列時許容周波数を満たした条件で系統並列することを推奨する。
- 上記を踏まえ、基本遡及適用はせず、各一送の系統連系技術要件（2023年4月の適用を想定）として、新規電源・リプレース電源に要件を課す。

2. 他の規程への影響 技術要件 「発電設備の並列時許容周波数」

■ 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1章 総則 1. ガイドラインの必要性 (以下抜粋) 「再生可能エネルギーの導入拡大が進む中、電力の低需要期における需給バランスの維持や再生可能エネルギー電源の出力変動等に対応するための調整力確保の必要性が一層高まっていることから、<u>電気の安定供給維持に資する適切な対策を講じていく必要がある。</u>」</p> | <p>現行記載を変更する必要なし。</p> |

2. 他の規程への影響 技術要件 「発電設備の並列時許容周波数」

■ 送配電等業務指針

| 現行記載 | 影響 |
|------|----------------|
| 記載なし | 現行記載を変更する必要なし。 |

2. 他の規程への影響 技術要件 「発電設備の並列時許容周波数」

■ 系統アクセスルール

| 現行記載 | 影響 |
|------|------|
| 記載なし | 影響なし |

■ 系統連系規程

| 現行記載 | 影響 |
|------|------|
| 記載なし | 影響なし |

3. 運用・市場コードの観点からの検討 技術要件 「発電設備の並列時許容周波数」

技術要件改定案

運用・市場コードの観点での検討

(特別高圧、高圧、低圧 共通)

●●. 並列時許容周波数

系統周波数を適正值に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下とする。

特になし

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。

解析不要で、計算レベルのもの⇒結果を添付

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 |
|------|---|
| 記載なし | <p>(特別高圧、高圧、低圧 共通)</p> <ul style="list-style-type: none">●●. 並列時許容周波数 <p>系統周波数を適正值に維持する必要があるため、並列時の周波数は並列時許容周波数以内としていただきます。なお、並列時許容周波数は、標準周波数+0.1Hz以下とする。</p> |

③その他（負荷周波数制御）

<中西エリア(60Hz系統)の周波数運用>

- 中西エリアでは、周波数変動の管理を「60.0±0.1Hzの滞在率95%以上」にて行い、運用管理値である「60.0±0.2Hz」を維持するよう努めている。
- 従って、周波数変動を0.1Hz以内に収めることが前提であることから、標準周波数+0.1Hzを超える周波数状況下では、発電設備等の並列は望ましくないといえる。

◇ 関西電力送配電株式会社 給電運用・運転業務要綱 一部抜粋

(周波数調整)

第 15 条 中央給電指令所長は、原則として供給区域の周波数維持に必要な調整力を調整力契約電源等により確保し、基準周波数に調整するように努める。

- ・基準周波数：60.0 (Hz)
- ・運用管理値：60.0±0.2 (Hz)

なお、60.0±0.1 (Hz) 滞在率95%以上にて実績値を管理する。

2 中央給電指令所長は、適正な調整力を確保するとともに自動周波数制御装置(以下、「AFC装置」という。)および経済負荷配分装置(以下、「ELD装置」という。)により発電機の出力量調整を行う。

なお、原則として周波数調整用発電機のガバナ・フリー運転制御を行う。

<検討結果>

- 周波数運用の観点から、標準周波数+0.1Hzを超える周波数状況下では、発電設備等の並列は望ましくない。

4. 詳細検討資料

③その他（発電機会損失）

<並列時許容周波数条件が不成立となる頻度および最大継続時間の定量評価>

- 2019年度の実績データから分析した結果は下表のとおり。
- 並列時許容周波数条件が不成立となる頻度が最も高かった中西エリアでも1%以下（標準周波数+0.1Hz超）であり、非常に稀頻度といえる。
- また、逸脱継続時間については、沖縄エリアで最大364秒であり、限定的と判断できる。

| FY2019 | 北海道エリア | 東エリア | 中西エリア | 沖縄エリア |
|--------------------------|--------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| +0.1Hzを超える頻度 (最大継続時間) | 0.00295% (261秒) | 0.0839% (117秒) | 0.9808% (280秒) | 0.1234% (364秒) |
| +0.2Hzを超える頻度 (最大継続時間) | 0.00054% (66秒) | 0% | 0.0004% (20秒) | 0.0051% (346秒) |
| +0.3Hzを超える頻度 (最大継続時間) | 0.00002% (9秒) | 0% | 0% | 0.0015% (340秒) |

※ 周波数滞在率計算に用いたデータのサンプリングは次のとおり：北海道：3秒，東：1秒，中西：10秒，沖縄：2秒

<検討結果>

- 並列時許容周波数条件が不成立となることは稀頻度であり、条件成立までの時間も限定的であることから、並列時許容周波数条件による発電機会損失は事業性に影響を及ぼすレベルではないと判断できる。

4. 詳細検討資料

③その他（海外事例）

● 海外グリッドコード（欧州各国）

A/B/Cのみ

13.7 Automatic Connection

| | F range | Time Delay | Gradient P | |
|--|---|---------------------------------------|--|----------|
| 英国 | 49.5 Hz – 50.5 Hz (Automatic Reconnection) | 5 min (Synchronising time) | $P \leq 300 \text{ MW}$ | no limit |
| $P > 300 \text{ MW}$ $P < 1,000 \text{ MW}$ | | | $\leq 50 \text{ MW/min}$ | |
| $P \geq 1,000 \text{ MW}$ | | | $\leq 40 \text{ MW/min}$ | |
| アイルランド | 49.8 Hz – 50.2 Hz (Proposal, for Type A, B, C) | 5 min (Proposal, for Type A, B, C) | 10 %/min (Proposal, for Type A, B, C) | |
| ドイツ | 47.5 Hz – 51.0 Hz | 0 – 30 min (Default: 10 min) | 0.33 %P/sec – 0.66 %P/sec | |
| スペイン | 47.5 Hz – 51.0 Hz | — | — | |
| イタリア | | — | | |
| デンマーク (DK1) | 47.5 Hz – 50.2 Hz | | | |
| デンマーク (DK2) | 47.5 Hz – 50.5 Hz | — | 20 %/min | |

14.4(b) Automatic reconnection

| | | |
|-------------|---|--|
| 英国 | <ul style="list-style-type: none"> SOからの指示なしで、自動的に再連系できない。 但し、設備と人員の保護に係る要求事項(ECC.6.2.2.1.1、ECC.6.3.13.1、ECC.6.3.15.10(vi))が満たされていれば、自動的に再連系することができる。 | |
| アイルランド | (個別に設定する) | |
| ドイツ | Type A | 14.4(a)で定められている周波数、電圧範囲において自動的に再連系できる。 |
| | Type B, C, D | network operatorの許可なしに、自動的に再連系できない。 |
| スペイン | — | |
| イタリア | — | |
| デンマーク (DK1) | — | |
| デンマーク (DK2) | — | |

4. 詳細検討資料

③その他（海外事例）

● 海外グリッドコード（欧州各国）

B/C/D

| 14.4(a) Capability of reconnection after an incidental disconnection caused by a network disturbance | | | | | | | |
|--|---|-----------------|----------------------|--|----------------------------|---|--------------------------|
| | F range | | U range | | Gradient P | | Minimum observation time |
| 英国 | 49.5Hz – 50.5Hz | | <110kV | 0.94 p.u.– 1.06 p.u. | P ≤ 300 MW | no limit | — |
| | | | ≥110kV | 0.9 p.u.– 1.1 p.u. | P > 300 MW P < 1,000 MW | ≤50 MW/min | |
| | | | | | P ≥ 1,000 MW | ≤40 MW/min | |
| アイルランド | (個別に設定する) PPMIについては、50.2Hzを超えて連系できない | | | | | | |
| ドイツ | PGM Type A | 47.5Hz – 50.1Hz | PGM Type A | 0.85 p.u.– 1.1 p.u. | — | — | |
| | PGM Type B, C | 47.5Hz – 50.2Hz | PGM Type B, C | 0.9 p.u.– 1.1 p.u. | | | |
| | PGM Type D | 47.5Hz – 51.0Hz | PGM Type D | 99 kV ≤ U ≤ 121 kV (110kV) 187 kV ≤ U ≤ 242 kV (220kV) 340 kV ≤ U ≤ 440 kV (400kV) | | | |
| スペイン | 47.5Hz – 51.5Hz | | <220kV | 0.9 p.u.– 1.1 p.u. | — | — | |
| | | | ≥220, ≤300kV | 0.85 p.u.– 1.15 p.u. | | | |
| | | | >300, ≤400kV | 0.85 p.u.– 1.1 p.u. | | | |
| イタリア | Type B, C | 49.9Hz – 50.1Hz | PPM | 0.85 p.u.– 1.1 p.u. | ≤20 %/min | ≥30 sec (Default値、 0~900 secで選 択可) | |
| | Type D | 47.5Hz – 50.2Hz | SPGM | 0.9 p.u.– 1.118 p.u. | | | |
| デンマーク (DK1) | 47.5Hz – 50.2Hz | | 0.9 p.u.– 1.118 p.u. | | ≤20 %/min | ≥180 sec | |
| デンマーク (DK2) | 47.5Hz – 50.5Hz | | 0.9 p.u.– 1.1 p.u. | | | | |

4. 詳細検討資料

③その他（海外事例）

● 欧州規格 EN50549（配電網と並列に接続される発電所の要件）より

| EN50549-1 (LV: $U_n \leq 1kV$) | EN50549-2 (MV: $1kV < U_n \leq 36kV$) | RfG該当条項 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--|-----------------|-------|-----------------|-----------------|-----------------|--------|-----------------|-----------------|--------|---------------|------------------|------------|---------------|-------------------|-------------|------------------|------------|-----|--------------------------------|----------------|----------|-------------------|
| <p>4.10.2 Automatic reconnection after tripping</p> <ul style="list-style-type: none"> トリップ後に再連系する際の、周波数、電圧、観測時間の範囲とデフォルトは下図のとおりで、DSOの指定がない場合はデフォルトを使用する。 <table border="1" data-bbox="54 575 813 793"> <thead> <tr> <th>Parameter</th> <th>Range</th> <th>Default setting</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lower frequency</td> <td>47,0Hz – 50,0Hz</td> <td>49,5Hz</td> </tr> <tr> <td>Upper frequency</td> <td>50,0Hz – 52,0Hz</td> <td>50,2Hz</td> </tr> <tr> <td>Lower voltage</td> <td>50% – 100% U_n</td> <td>85 % U_n</td> </tr> <tr> <td>Upper voltage</td> <td>100% – 120% U_n</td> <td>110 % U_n</td> </tr> <tr> <td>Observation time</td> <td>10s – 600s</td> <td>60s</td> </tr> <tr> <td>Active power increase gradient</td> <td>6% – 3000%/min</td> <td>10%/min</td> </tr> </tbody> </table> | | Parameter | Range | Default setting | Lower frequency | 47,0Hz – 50,0Hz | 49,5Hz | Upper frequency | 50,0Hz – 52,0Hz | 50,2Hz | Lower voltage | 50% – 100% U_n | 85 % U_n | Upper voltage | 100% – 120% U_n | 110 % U_n | Observation time | 10s – 600s | 60s | Active power increase gradient | 6% – 3000%/min | 10%/min | <p>13.7, 14.4</p> |
| Parameter | Range | Default setting | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lower frequency | 47,0Hz – 50,0Hz | 49,5Hz | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Upper frequency | 50,0Hz – 52,0Hz | 50,2Hz | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lower voltage | 50% – 100% U_n | 85 % U_n | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Upper voltage | 100% – 120% U_n | 110 % U_n | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Observation time | 10s – 600s | 60s | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Active power increase gradient | 6% – 3000%/min | 10%/min | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| <p>4.10.3 Starting to generate electrical power</p> <ul style="list-style-type: none"> 通常時に系統接続または発電開始する際の、周波数、電圧、観測時間の範囲とデフォルトは下図のとおりで、DSOの指定がない場合はデフォルトを使用する。 <table border="1" data-bbox="54 1022 813 1240"> <thead> <tr> <th>Parameter</th> <th>Range</th> <th>Default setting</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Lower frequency</td> <td>47,0Hz – 50,0Hz</td> <td>49,5Hz</td> </tr> <tr> <td>Upper frequency</td> <td>50,0Hz – 52,0Hz</td> <td>50,1Hz</td> </tr> <tr> <td>Lower voltage</td> <td>50% – 100% U_n</td> <td>85 % U_n</td> </tr> <tr> <td>Upper voltage</td> <td>100% – 120% U_n</td> <td>110 % U_n</td> </tr> <tr> <td>Observation time</td> <td>10s – 600s</td> <td>60s</td> </tr> <tr> <td>Active power increase gradient</td> <td>6% – 3000%/min</td> <td>disabled</td> </tr> </tbody> </table> | | Parameter | Range | Default setting | Lower frequency | 47,0Hz – 50,0Hz | 49,5Hz | Upper frequency | 50,0Hz – 52,0Hz | 50,1Hz | Lower voltage | 50% – 100% U_n | 85 % U_n | Upper voltage | 100% – 120% U_n | 110 % U_n | Observation time | 10s – 600s | 60s | Active power increase gradient | 6% – 3000%/min | disabled | <p>13.7, 14.4</p> |
| Parameter | Range | Default setting | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lower frequency | 47,0Hz – 50,0Hz | 49,5Hz | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Upper frequency | 50,0Hz – 52,0Hz | 50,1Hz | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Lower voltage | 50% – 100% U_n | 85 % U_n | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Upper voltage | 100% – 120% U_n | 110 % U_n | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Observation time | 10s – 600s | 60s | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Active power increase gradient | 6% – 3000%/min | disabled | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

4. 詳細検討資料

③その他（海外事例）

● 米国規格 IEEE1547

IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

4.10 Enter Service

Enter Service Criteria

分散型電源を系統 (Area EPS) へ新たに接続する際には、以下の要件を満たしていること。

| Enter service criteria | | Default settings | Ranges of allowable settings |
|---------------------------------|---------------|-----------------------------|------------------------------|
| Permit service | | Enabled | Enabled/Disabled |
| Applicable voltage within range | Minimum value | $\geq 0.917 \text{ p.u.}^a$ | 0.88 p.u. to 0.95 p.u. |
| | Maximum value | $\leq 1.05 \text{ p.u.}$ | 1.05 p.u. to 1.06 p.u. |
| Frequency within range | Minimum value | $\geq 59.5 \text{ Hz}$ | 59.0 Hz to 59.9 Hz |
| | Maximum value | $\leq 60.1 \text{ Hz}$ | 60.1 Hz to 61.0 Hz |

Synchronization

系統へ接続し、同期する際の許容値は、以下の通りである。

| Aggregate rating of DER units (kVA) | Frequency difference (Δf , Hz) | Voltage difference (ΔV , %) | Phase angle difference ($\Delta \Phi$, °) |
|-------------------------------------|---|--------------------------------------|---|
| 0-500 | 0.3 | 10 | 20 |
| > 500-1 500 | 0.2 | 5 | 15 |
| > 1 500 | 0.1 | 3 | 10 |

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"> 全電源 全電圧階級 全容量 | | |
| 論点2 技術的実現性 | <ul style="list-style-type: none"> 同期検定回路により並列している実態を踏まえ、既存技術で対応可能。 新規研究・開発・実証試験不要で対応可能 | <ul style="list-style-type: none"> 周波数計測において、サンプリング期間、平均化処理など、具体的な要求仕様の設定が必要である。(JPEA) 離島では周波数変動のレベルは異なる。(JPEA) 計画値同時同量の対応をしている発電事業にとっては、もし周波数高の状態が長く続くと計画どおりに発電できない機会が発生してしまう。その場合には補償など、制度面での対応が必要である。(JPEA) 風力発電所のケース(特別高圧(154, 66kV)系統に変電設備を介して連系)にて、特にカットアウト、起動時でもない場合でも+0.1Hzを超える場合がある。(JWPA) | <ul style="list-style-type: none"> <u>ローカルでの周波数評価手法は、計測地点、サンプリング周期なども含めて適切な手法を相談していく。(業界からも案を提示していただきたい)</u> 機会損失に関して、周波数は上下の中心値を適切に管理しているので、>+0.1Hzとなるのは年間1%未満、かつ最長で5分程度の実績となっており、機会損失はほとんどないと認識。(接続後に>+0.1Hzとなっても解列の必要はなし) <u>「標準周波数+0.1Hz」の数値が適切か審議する。</u> <u>欧米規格と同様に、設定可能範囲も規定するか。</u> <u>(50.1~51.0Hzの間で設定可能など)</u> |

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3 費用 | <ul style="list-style-type: none"> 僅少なコスト増 | <ul style="list-style-type: none"> <u>ソフト改修費や確認試験費用などが必要と想定(費用は1機種あたり数百万円～2千数百万円と想定)</u> (JPEA) 認証試験は部分変更となりますが、<u>制御ソフトの変更になるため、書類審査だけでは済まず、数百万円ほど認証費用が発生すると思われる。</u> (JEMA) | |
| その他 (問題提議、提案等) | | <ul style="list-style-type: none"> <u>高・低圧設備はJET認証内容に影響する。認証試験方法を改定する必要がある。その認証を実施して製品化するには時間がかかる。(1～2年のレベル)</u> (JEMA) 周波数だけでなく、 <ul style="list-style-type: none"> ・並列可能な電圧範囲 ・発電機出力 (有効電力) の増加速度時限 ・ドループ機能の要否 をセットにしたご検討を願いたい。周波数設定の追加認証試験を行った後に電圧やドループ機能の追加試験が要求されることが想定されるため。 (JEMA) | <ul style="list-style-type: none"> <u>適用時期については、開発・評価期間なども考慮しつつ適切に規定する。</u> <u>EN規格などを参照し、関連する規定を同時に決めた方が良いとの提案に関しては、どの項目を要件化すべきか、規定例含めてご提案いただきたい。</u> |