

系統特性定数に関する詳細検討について (その3)

2025年6月13日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

- 第2回本作業会（2024年8月29日）において、現行の系統特性定数の実態（算出根拠・活用方法等）を、一般送配電事業者から紹介いただくとともに、事務局として本作業会で取り扱う系統特性定数に関する論点として、「算出・判定方法・低下補填の妥当性※」「系統特性定数の必要性」「状況変化による系統特性定数の再算出」の3つと整理した。
- その後、第6回本作業会（2025年3月14日）では、メンバーからのご意見も踏まえて、各種条件を変えた場合の系統特性定数の変化について、傾向把握を行っていく方向をお示した。
- 今回、一般送配電事業者の協力のもと、ガバナフリー確保量や太陽光の量など、各種条件を変えた場合の周波数シミュレーションを実施し、系統特性定数の傾向把握を行ったため、結果をお示しする。
- また、第55回需給調整市場検討小委員会（2025年4月15日）において、EPPSの動作確実性向上のための整定見直しにより、異常時対応調整力の考え方ならびに一次調整力必要量も見直されることとなった。
- 今回、一次調整力必要量見直しによる北海道エリアへの影響およびマージン確保量の見直し要否についても検討したため、ご議論いただきたい。

※ 第2回本作業会当時は「判定方法の妥当性」のみの論点であったが、第3回本作業会において変動性再エネ大量導入の影響評価をした際、「算出方法、低下補填の妥当性」についても合わせて検討するよう論点を再整理したものの。

本作業会における今後の主要論点

変更あり

37

- 前章の内容を踏まえ、本作業会で取扱うべき主要論点は、現時点で以下の通り。
- 今後、それぞれの論点について、具体的な進め方の整理や深掘り検討を進めることとしたい。

大項目	中項目	No.	論点
共通	想定故障 (クライテリア)	1-1-1	N-1,N-2故障の具体的様相や社会的影響の考え方の違いは妥当か
	フリンジ	1-2-1	各決定要因におけるフリンジの取り扱いをどうするか
		1-2-2	地域間連系線とエリア内送電線のフリンジの取り扱いを統一することが可能か
	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内混雑の進展を見据え、地内系統における緊急的な運用容量の拡大スキームが必要かどうか
	再エネ導入による影響	1-4-1	再エネ大量導入が運用容量へ与える影響とは何か
熱	短時間容量	2-1-1	地内送電線へ適用している短時間容量を地域間連系線へ適用できない理由は何か
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西θを運用容量の新たな制約として追加する必要があるか
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所考え方の整理が必要か
	低下補填	3-3-1	将来的な同期安定性の低下を補う方策は何か
電圧安定性	算出・判定方法・低下補填	4-1-1	電圧安定性の妥当な算出方法・評価方法・補う方策は何か
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所考え方の整理が必要か
周波数維持	EPPS	5-1-1	周波数品質を踏まえ、考え方の見直しやその影響評価が必要かどうか
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まないことの (EUE算定への影響も含めて) 理由は何か
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所考え方の整理が必要か
		5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策は妥当か
	系統特性定数	5-4-2	調整力調達の在り方や系統構成、周波数制御方式が変化していく中でも系統特性定数は必要か
	5-4-3	調整力必要量の見直しや負荷特性の変化等を踏まえ、系統特性定数の再算定が必要か	

まとめ（系統特性定数に関する論点・今後の進め方）

27

- 第2回本作業会（2024年8月29日）における一般送配電事業者からのプレゼン内容を踏まえ、系統特性定数に関する論点・進め方については、大きく次の通りと考えられるか。

➤ 判定方法の妥当性 ⇒No.5-4-1に反映

- ・ 系統特性定数を用いて周波数上昇・低下限度を算出（判定）する場合、その系統特性定数の平常時（N-0）と緊急時（N-2）の算出方法の違いや、過渡的な周波数上昇の扱い等の妥当性を深掘り検討する必要があるか。

→ 次回以降、判定方法の妥当性について、検討結果を報告

➤ 系統特性定数の必要性 ⇒No.5-4-2に反映

- ・ 系統特性定数に関する前提（調整力調達の在り方や負荷特性など）が変化している一方で、系統の構成や周波数制御方式も変化していく中、そもそも系統特性定数が、今後も必要かどうかについて、平常時（N-0）、作業時（N-1）、緊急時（N-2等）の事象毎に検討する必要があるか。

→ 次回以降、系統特性定数の必要性について、検討結果を報告

➤ 状況変化による系統特性定数の再算出 ⇒No.5-4-3に反映

- ・ 仮に系統特性定数が将来的にも必要となった場合、調整力調達の在り方の変化による一次調整力がエリア需要の3%を下回る可能性や、負荷側において拡大するインバータ需要による負荷特性が変化している可能性が予想されることを踏まえ、系統特性定数の再算出について検討する必要があるか。

→ 次回以降、周波数上昇側の算出根拠等の考え方を整理するとともに、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算出の方法（検証の進め方）について検討し、再算出を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告する

第5回本作業会（2025年1月24日）資料3 系統特性定数に関する詳細検討について（その1）

（辻メンバー）

・（中略）二つ目の章の話については、①～③までの考え方の整理をしていただき、理解が深まった。②について、条件に応じて系統特性定数の異なるものを用いて管理するというのは、太陽光が多い少ない等、様々な事情で系統特性定数の変化の振れ幅が大きくなってくると、こういった管理がある程度有効になるという場面があるのではないかと考えている。デメリットとして色々煩雑になるというところがあると承知しているが、実際に太陽光の多い少ないで、周波数の落ち方が実際どれくらい変わり得るものかというところについては、シミュレーション環境を構築されているエリアで既に色々検討されているか、或いは将来更に太陽光が増えればどういう傾向になるのかが出ているシミュレーションで評価できるのではないかと考えている。系統特性定数をどれくらい複数管理するかで、どのように運用容量が変わってくるかということを具体的に定量的にお示しいただくと、どこまで踏み込んでいくべきかという議論も進みやすいのかと感じており、そういった検討もお願いできればと考える。

第6回本作業会（2025年3月14日）資料3 系統特性定数に関する詳細検討について（その2）

（永田メンバー）

・ご説明いただき感謝する。四国、九州、北海道の見直しについては、説明いただいたように異論はない。適切な方向に進んでいただいていると感じた。最後にシミュレーションの話を出していただいたが、傾向把握ということで、ここでのシミュレーションは定量的なものの把握というよりは、定性的にどのように条件が変わると結果も変わってくるかというようなパラメータスタディ的なものと考えている。今回、北海道で改めてシミュレーションして分かったような、今後の状況変化等も含めて、色々パラメータがこう変わったらこうなるのではというような傾向把握と考えており、それは非常に価値のあるものと認識しているが、そういう性格なものとはいえ、やはりシミュレーションなので条件によるところが大きいところもあり、こういう条件でこういうモデルで計算してこうだということのご説明は是非丁寧をお願いしたい。

1. 系統特性定数の傾向把握について
 - 1-1. シミュレーションの概要および各種条件について
 - 1-2. シミュレーション結果について
2. 北本マージンの考え方について
 - 2-1. 過去議論の振り返り
 - 2-2. 一次調整力見直しに伴う検討について
3. 中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）
4. まとめと今後の進め方

1. 系統特性定数の傾向把握について
 - 1-1. シミュレーションの概要および各種条件について
 - 1-2. シミュレーション結果について
2. 北本マージンの考え方について
 - 2-1. 過去議論の振り返り
 - 2-2. 一次調整力見直しに伴う検討について
3. 中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）
4. まとめと今後の進め方

- 第5回本作業会（2025年1月24日）において、周波数維持に関する運用の考え方について改めて整理を行い、北海道エリアおよび中西エリアにおけるシミュレーション環境の構築予定についても報告した。
- 今後、上記シミュレーション環境の構築状況も踏まえて、系統特性定数の再算出や運用方法について検討していくこととなるが、シミュレーション環境構築と並行して、系統特性定数の傾向把握に関するシミュレーションを実施してはというご意見をいただいたため、第6回本作業会（2025年3月14日）において予め検討を進めていく方向性をお示した。

系統特性定数の傾向把握について（1 / 2）

46

- 中西エリアの系統特性定数は1996年以降見直しは行われていないものの、1996年からの現在まで変化として、以下の2つが挙げられる。
 - ① 誘導機が大半であった時代から、インバータ需要設備（EV、蓄電設備、省エネ家電など）の割合が高まったことによる負荷周波数特性の変化
 - ② 同期機が大半であった時代から、PV等の非同期電源の増加に伴う慣性力の減少
- ①については、現在一般送配電事業者の取り組みとして、測定装置を設置し、データを蓄積しているところ。
- 一方、②については、同期機減少に伴う系統特性定数の悪化が、シミュレーション等により示されているものではなく（あくまで定性的な要素）、また今後、様々な選択肢（単一の系統特性定数で管理する方法、複数の系統特性定数で管理する方法等）の検討を効率的に進めていくためにも、以前ご指摘いただいたとおり、シミュレーション環境を用いた系統特性定数の傾向把握について、予め検討を進めていくこととしてはどうか。

第5回本作業会（2025年1月24日）

（辻メンバー）

条件に応じて系統特性定数の異なるものを用いて管理するというのは、**太陽光が多い少ない等、様々な事情で系統特性定数の変化の振幅が大きくなってくると、こういった管理がある程度有効になるという場面があるのではないかと**、お示しいただいたと**おりかと考えている**。デメリットとして色々煩雑になるというところがあると承知しているが、**実際に太陽光の多い少ないで、周波数の落ち方が実際どれくらい変わり得るものかというところについては、シミュレーション環境を構築されているエリアで既に色々検討されているか、或いは将来更に太陽光が増えればどういう傾向になるのかが出てくるシミュレーションで評価できるのではないかと**考えている。系統特性定数をどれくらい複数管理するかで、どのように運用容量が変わってくるかということをも具体的に定量的にお示しいただくと、どこまで踏み込んでいくべきかという議論も進みやすいのかと感じており、そういった検討もお願いできればと考える。

- 今回、一般送配電事業者のご協力のもと、東エリアのシミュレーション環境を用いた、複数条件でのシミュレーションを実施したため、その結果についてお示しする。

系統特性定数の傾向把握について（2 / 2）

50

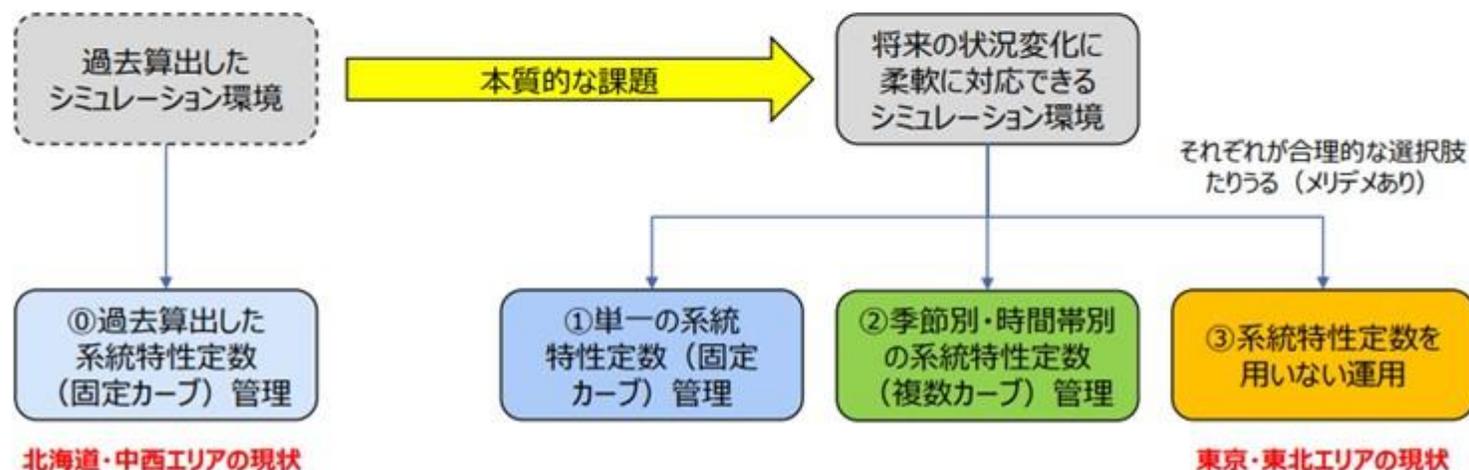
- 系統特性定数の傾向を把握するための算出条件の一例として、太陽光が多い昼間帯と、太陽光がない夜間帯での比較検証等が考えられるところ。
- これにより、あくまで、シミュレーションではあるものの、系統特性定数への影響や、系統特性定数の再算出における考慮事項について、知見が深まることも期待できる。
- 傾向把握のシミュレーションの実施方法については、中西エリアのシミュレーション環境と東エリアのシミュレーション環境が考えられるものの、以下の理由より、東エリアのシミュレーション環境を使用することとしてはどうか。
 - 現在、中西エリアのシミュレーション環境については、実績対比による精度検証を行っていること
 - 東エリアのシミュレーション環境については、大規模な電源脱落の再現シミュレーションや負荷側UFR整定のためのシミュレーションを既に行っていること
- 次回以降、シミュレーションによる複数条件での比較検証等を行い、結果をお示しすることとしたい。

周波数維持に関する運用の考え方（全体像）

35

- 第4回本作業会において、周波数維持に関する運用について整理を行い、本質的な課題としては、「実態に即したシミュレーション環境の更新（チューニング）を行い、将来の状況変化（調整力確保状況や負荷特性変化等）に柔軟に対応できる環境を整えること」とした上で、それが実現した暁に「①煩雑な算定や細分化された管理を避ける観点から単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理すること」・「②精緻な周波数維持制御の観点から季節別・時間帯別の系統特性定数（複数カーブ）で管理すること」あるいは「③系統特性定数を用いない運用を行うこと」のそれぞれが合理的な選択肢となりうる旨を示した。
- 上記考え方（全体像）を示したものが下図イメージとなり、次頁以降にて①～③の運用イメージ、ならびに北海道・中西エリアにおけるシミュレーション環境構築に向けた見通しについてお示しする。

【周波数維持に関する運用の考え方（全体像）】



- 中西エリアで用いている系統特性定数は、過去（1996年）に、発電機周波数特性については代表的なプラントモデルを用いてGF容量3%という条件で模擬し、負荷周波数特性については海外（イギリス）での試験結果を元に「3.33%MW/Hz」としたシミュレーション環境において、重負荷昼夜（8月ピーク・8月ナイト）と軽負荷昼夜（5月ピーク・5月ナイト）を算定の上、安全サイドで保守的に線を引いた単一固定カーブ（5.2%MW/Hz）としている。
- また、以降は、電源脱落事故時における周波数低下実績から系統特性定数の妥当性を確認している。（最下点が安全サイドであることを確認しており、周波数低下状況をシミュレーションにより再現している訳ではない点に留意）

中西系統の系統特性定数（周波数低下側）について 9

○ 中西系統の系統特性定数（周波数低下側）は、発電機特性（GF）および負荷特性を考慮し、改良Y法によるシミュレーションにより1996年度に算出したものを使用している。

(1)周波数低下時のGF発電機の応答

(a)GF応答特性

<試験結果>

- ・ 関西の試験結果について追加調査を行ったところ、GFで火力機の出力を5%程度変化させる場合、中低圧級の応動時定数は25秒程度となることがわかった。
- ・ 九州：新小倉5G、四国：坂出4号機において、周波数低下時のガバナ応動試験を実施した結果、関西での試験結果と同等の効果が得られた。上記の試験結果に基づき、シミュレーションにおいては、火力機についてプラントモデル（主蒸気系、プラント制御系、給水・燃料制御系を模擬したもの）を追加し、電中研の協力を得てプラント定数を設定した。

(b)GF容量

実績調査の結果より、3%MWのGF容量を確保できていることが確認できた。したがって、GF容量を3%MWとしてシミュレーションを行った。

(2)負荷特性（周波数）

過去より使用してきた周波数特性を採用
(1948年の英国における実証試験データを準用)

・ 周波数特性・・・2%MW/%Hz (3.33%MW/Hz)

[%MW/%Hz]⇒[%MW/Hz]の変換について

[60Hz系の変換]：60[Hz]を100[%]基準とした際の1[%]の変動に対する変動割合を示す

$$\frac{2.0[\%MW]}{1[\%Hz]} = \frac{2.0[\%MW]}{\frac{1}{100} \times 60[Hz]} = 3.33[\%MW/Hz]$$

1996年度、中西6社大の技術検討資料（抜粋）

	採用値	根拠
GF応動特性	ガバナ応動試験結果（5%変化/25秒）を基にプラント定数を設定	関西・九州・四国でガバナ応動試験を実施
GF容量	3%MW	実績調査
負荷特性（周波数特性）	3.33%MW/Hz	従来通りの定数（1948年にイギリスで実施された負荷特性把握試験結果による）

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

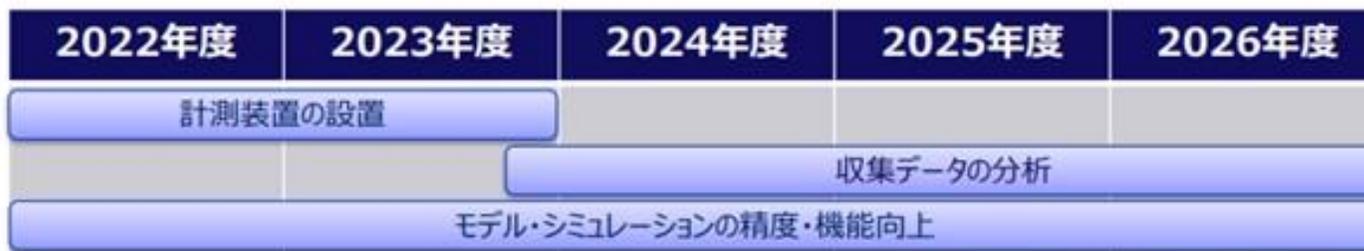
出所) 第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年8月29日）資料3-1をもとに作成
https://www.occto.or.jp/jinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyoukai_2_03_01.pdf

北海道および中西エリアのシミュレーション環境について

44

- 北海道および中西エリアについては、一般送配電事業者と電力中央研究所でシミュレーション環境の整備を進めており、簡易モデルおよび詳細モデル（個々の発電機ロジックを模擬）を既に構築している状況。
- また、負荷周波数特性についても、2023年度に計測装置を設置し、現在はデータ蓄積中といったステータス。
- 今後、数年かけて過去の周波数変動を伴った実際の事故※との実測対比による精度検証を通じて精度向上を図る予定であるため、今後、進捗に応じて一般送配電事業者から検討状況を報告いただく等、シミュレーション環境構築のフォローアップをしていくこととしたい。

※ 例えば、2024年の能登半島地震発生時に起きた電源脱落に伴う周波数低下や、本四連系線1回線停止中の残回線事故に伴う周波数上昇等。



ただし、今後詳細検討で変更となる可能性がある

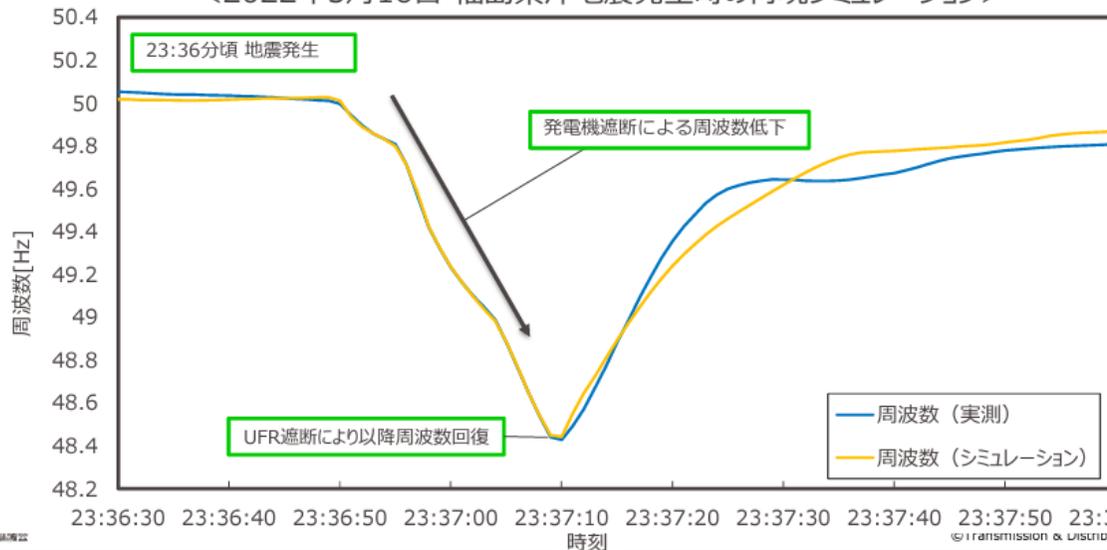
- 東京・東北エリアにおいては、大規模な電源脱落による周波数変動が生じた際等に再現シミュレーションを実施し、シミュレーション結果と実績が概ね一致することを確認している。

系統特性定数を用いずに運用している例【東京・東北エリア】

28

- ✓ UFR整定値の検討については周波数シミュレーションにより対応している。
- ✓ 本シミュレーションにおいては**発電機周波数特性については特定の定数を用いず**、想定事象に対するLFCや発電機などの制御ロジックなどを詳細に模擬することによって周波数状況を確認している。
- ✓ **負荷周波数特性については『0.3%MW/0.1Hz』を仮定**しているが、大規模な電源脱落による周波数変動が生じた際などに再現シミュレーションを実施し、シミュレーション結果と実績が概ね一致することを確認している。

<2022年3月16日 福島県沖地震発生時の再現シミュレーション>

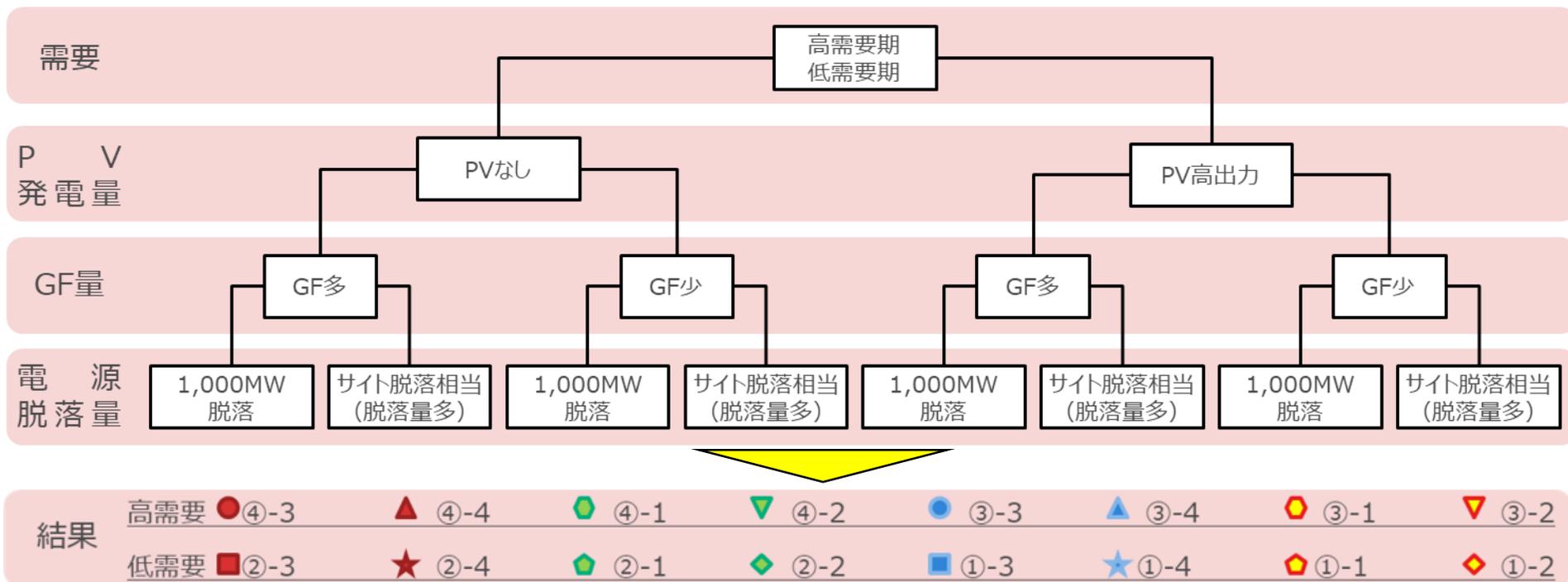


1. 系統特性定数の傾向把握について
 - 1-1. シミュレーションの概要および各種条件について
 - 1-2. シミュレーション結果について
2. 北本マージンの考え方について
 - 2-1. 過去議論の振り返り
 - 2-2. 一次調整力見直しに伴う検討について
3. 中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）
4. まとめと今後の進め方

- 系統特性定数の傾向把握を行うにあたり、下記のとおり、PV発電量等の複数の要素を変化させた場合の電源脱落シミュレーション（周波数ボトムにおける周波数低下度合いの確認）を行い、系統特性定数がどのように変化するかを確認した。

変化させる要素	目的	備考
需要	需要（系統容量）の大きさにより、周波数低下度合いが変化するかについて確認する	・高需要、低需要の2通り実施する
PV発電量	太陽光の発電量が大きい場合と、発電量が少ない場合それぞれの発電機態勢を反映し、周波数への影響を確認する	・同程度の需要で、PVが多い断面と少ない断面を選定 ・PV発電量が大きい時間帯は揚水ポンプが入っていることが多いため、バランス上並列している揚水ポンプの慣性力は考慮する（ポンプ遮断は模擬しない）
GF確保量	GF確保量が変わった場合の周波数影響について確認する	・2通りのGF確保量で実施する ・採用断面の需要やPV発電量を踏まえ、ある程度実態に即したバランスにしたうえで、必要により、GF確保量を満たすために追加並列（揚水発電もしくは火力発電）を行うこととする
電源脱落率	電源脱落率の大きさによる周波数影響への影響を確認する	・単機最大ユニット脱落と複数発電機が脱落するサイト脱落の2通り実施する ・一定以上の電源脱落率を超過した場合は、発電機GFの影響が少なくなり、負荷周波数特性のみとなる可能性があるため、負荷側UFR（49.0Hz）が動作しない程度の脱落率とする

- 前頁のシミュレーション概要を図で表すと、下記のようなイメージとなる。
- 高需要期、低需要期それぞれ8通り、合計16通りの条件でシミュレーションを実施し、傾向等を確認した。



凡例	○-1	○-2	○-3	○-4
①:低需要PV多				
②:低需要PV少	1000MW脱落	サイト脱落	1000MW脱落	サイト脱落
③:高需要PV多	GF少	GF少	GF多	GF多
④:高需要PV少				

- シミュレーションを実施する需要断面は下記のとおり。
- PV量が多い断面とPV量が少ない断面で、需要が同程度となるような断面をそれぞれ選定し、シミュレーションを行う。

【シミュレーションを実施する需要断面について】

	低需要断面		高需要断面	
	PV多 (断面①)	PV少 (断面②)	PV多 (断面③)	PV少 (断面④)
参考実績日時	2024年5月3日10時	2024年5月29日4時	2024年8月1日11時	2024年7月23日18時
東北東京エリア需要	30,859 MW	30,871 MW	61,468 MW	61,173 MW
太陽光・風力	20,229 MW	49.5 MW	18,383 MW	313 MW
揚水発電	0 MW	0 MW	0 MW	4,949 MW
揚水動力	7,434 MW	0 MW	0 MW	0 MW
(参考 同期電源出力)	15,507 MW	29,710 MW	43,386 MW	59,614 MW

【シミュレーションツール】

- 東京エリアの周波数応動解析シミュレーションを使用する。

【電源脱落量】

- 電源脱落量は、単機最大ユニット脱落ケースは共通（1,000MW）としつつ、サイト脱落ケースでは高需要期と低需要期で同程度の電源脱落率（約4.5%）となる脱落量（かつUFR遮断領域に至らない量）とした。
 - ▶ 低需要断面：1,000MW（単機最大ユニット脱落）、1,400MW（サイト脱落）
 - ▶ 高需要断面：1,000MW（単機最大ユニット脱落）、2,800MW（サイト脱落）

【GF確保量】

- GF確保量は、参照日時における一次調整力必要量から、系統容量の4%（GF多）と2%（GF少）に設定。
- 脱落発電機以外でGFを確保（脱落発電機はGFロック）する。

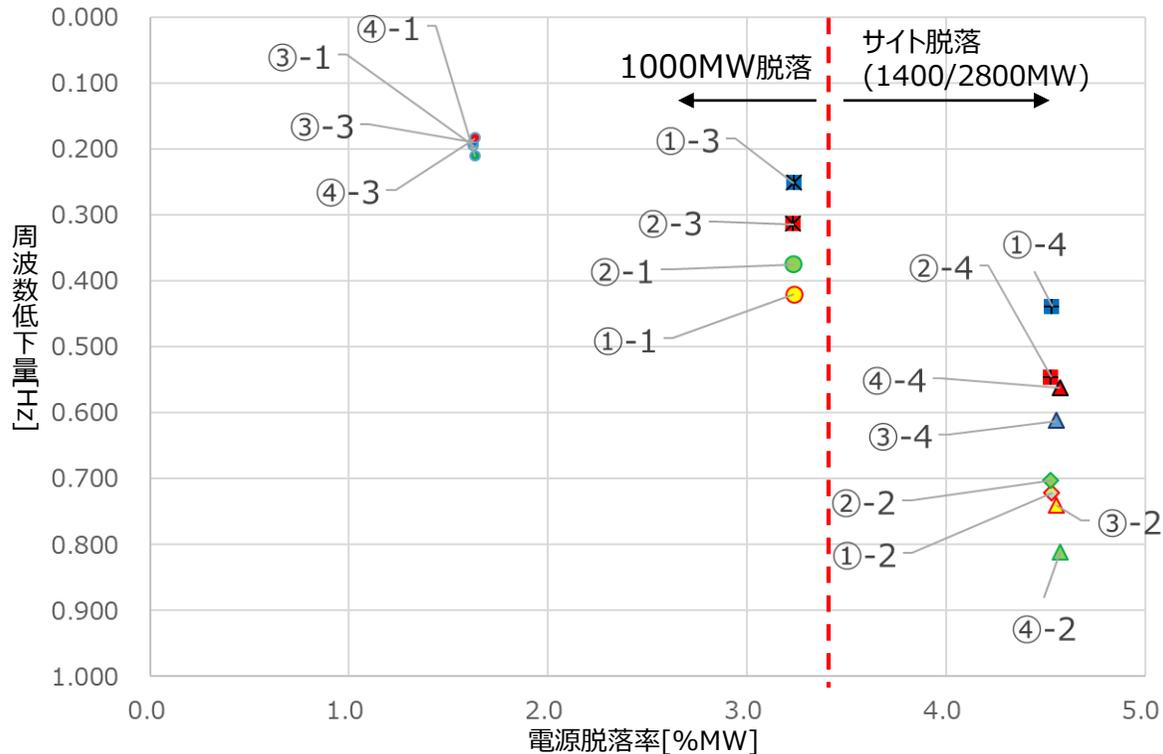
【その他条件】

- EPPS、揚水ポンプ遮断、負荷側UFRはロック、北本AFC動作は考慮しない。
- FRT非対応PVの不要解列については考慮しない。
- LFCはロック、EDC指令値の変更は行わない。

1. 系統特性定数の傾向把握について
 - 1-1. シミュレーションの概要および各種条件について
 - 1-2. シミュレーション結果について
2. 北本マージンの考え方について
 - 2-1. 過去議論の振り返り
 - 2-2. 一次調整力見直しに伴う検討について
3. 中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）
4. まとめと今後の進め方

- シミュレーション結果の全体傾向（各電源脱落率における周波数低下量※）は下記のとおりとなった。
- 周波数低下に影響する要素として、**PV発電量の多寡（多少）による周波数低下の傾向は一定とならなかった一方で、GF確保量は多い方が周波数低下しづらい結果となった**ため、次頁以降で理由について考察した。

各断面電源脱落時の周波数低下率

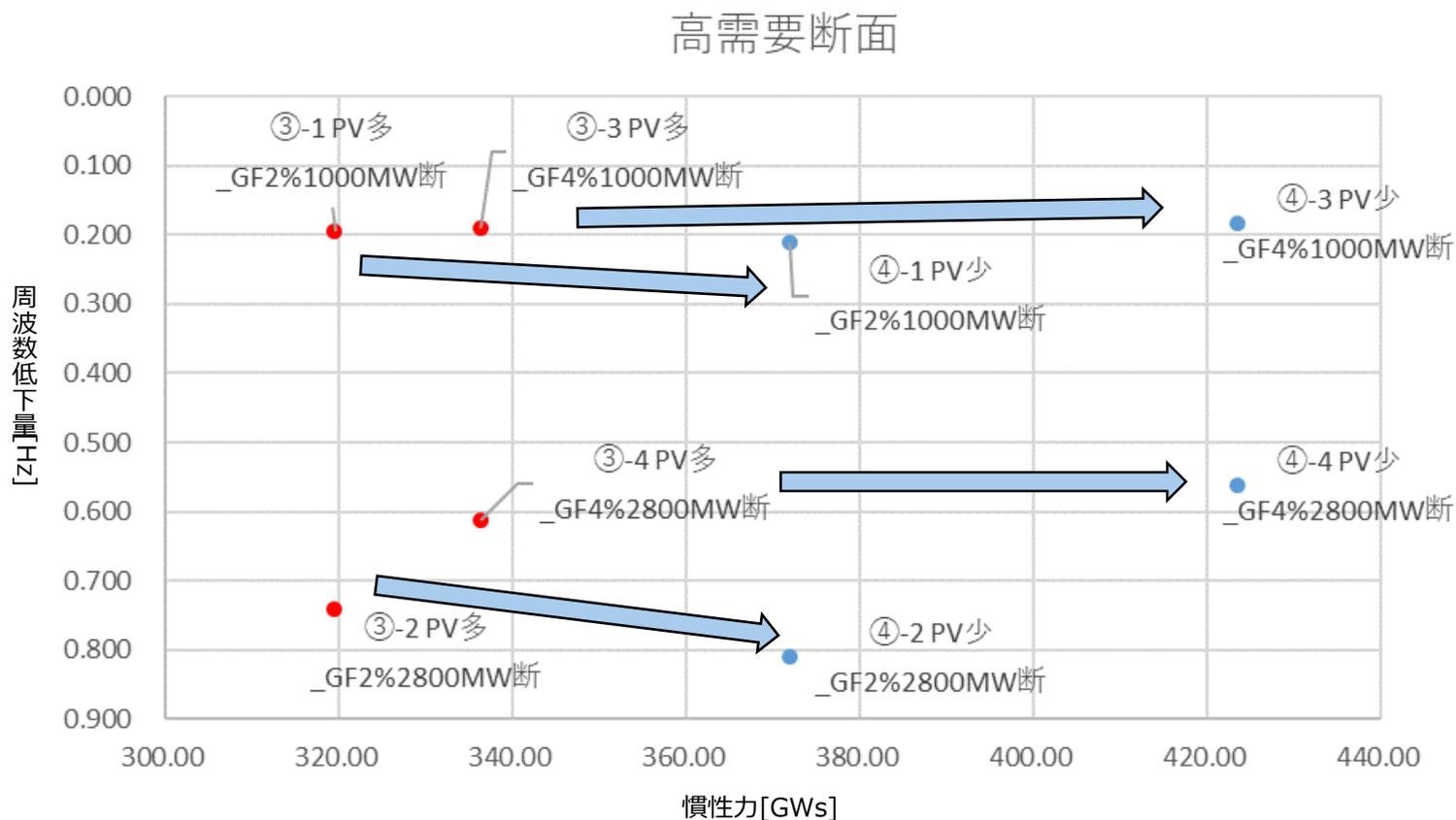


※今回、系統特性定数の傾向把握を行う観点から、周波数変化率RoCoF (Hz/s)ではなく、周波数ボトムにおける周波数低下量 (Hz) を記載。

シミュレーションケース	周波数低下量 [Hz]	電源脱落率 [%MW]
①-1 低需要PV多_GF2%1000MW断	0.421	3.2
①-2 低需要PV多_GF2%1400MW断	0.722	4.5
①-3 低需要PV多_GF4%1000MW断	0.252	3.2
①-4 低需要PV多_GF4%1400MW断	0.440	4.5
②-1 低需要PV少_GF2%1000MW断	0.375	3.2
②-2 低需要PV少_GF2%1400MW断	0.703	4.5
②-3 低需要PV少_GF4%1000MW断	0.314	3.2
②-4 低需要PV少_GF4%1400MW断	0.547	4.5
③-1 高需要PV多_GF2%1000MW断	0.195	1.6
③-2 高需要PV多_GF2%2800MW断	0.741	4.6
③-3 高需要PV多_GF4%1000MW断	0.190	1.6
③-4 高需要PV多_GF4%2800MW断	0.613	4.6
④-1 高需要PV少_GF2%1000MW断	0.212	1.6
④-2 高需要PV少_GF2%2800MW断	0.812	4.6
④-3 高需要PV少_GF4%1000MW断	0.184	1.6
④-4 高需要PV少_GF4%2800MW断	0.563	4.6

凡例	○-1	○-2	○-3	○-4
①:低需要PV多	1000MW脱落 GF 少	サイト脱落 GF 少	1000MW脱落 GF 多	サイト脱落 GF多
②:低需要PV少				
③:高需要PV多				
④:高需要PV少				

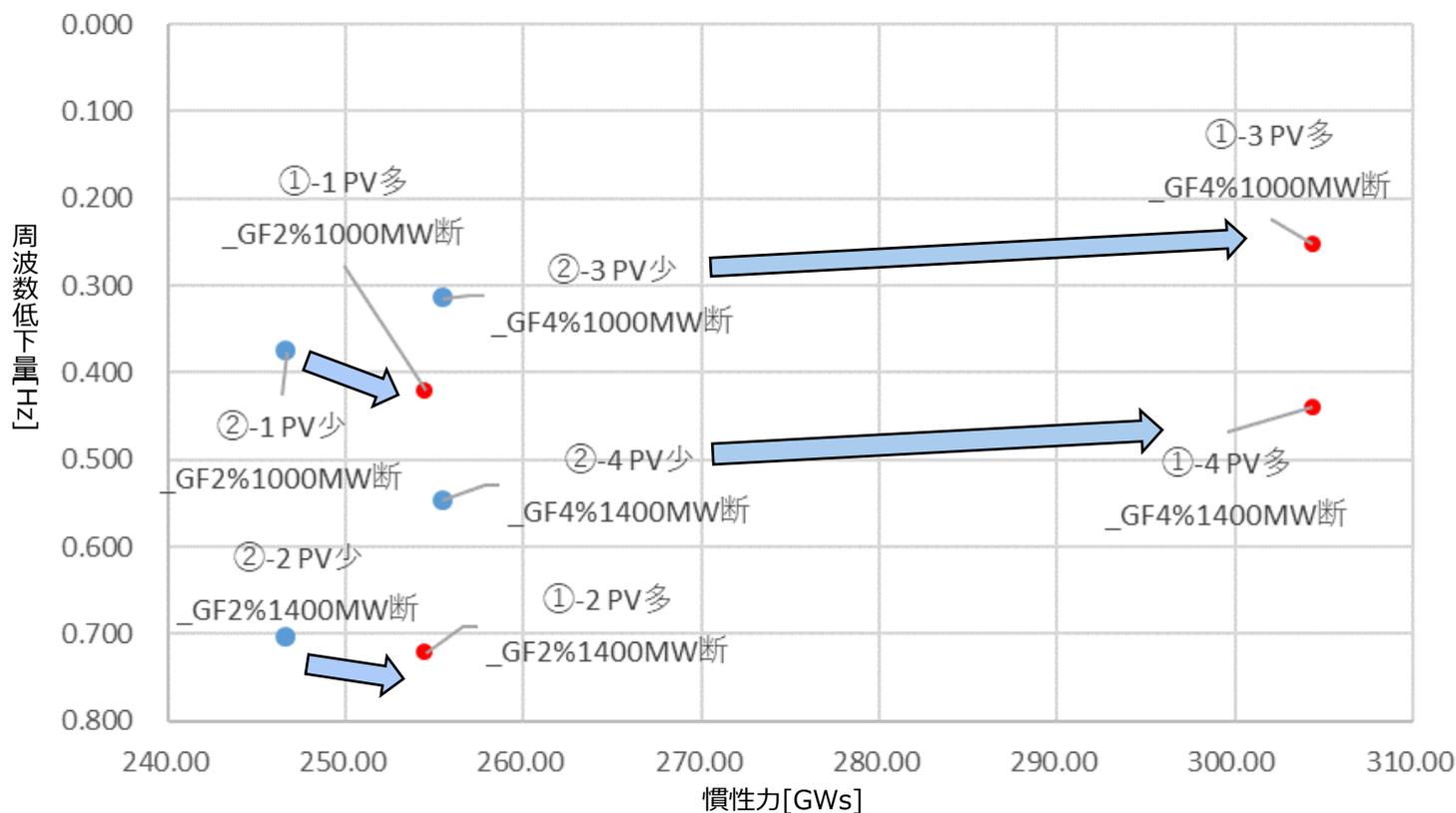
- 定性的には、PV発電量が増えると同期電源出力が減り、これによりシステムの慣性力が減少することで、周波数低下度合いが大きくなる（周波数が低下しやすくなる）と考えられる。
- 上記傾向があるか確認するため、高需要断面において、慣性力と周波数低下量の関係を分析したところ、③PV多（慣性力小）だからといって、必ずしも周波数低下量が大きい訳ではない結果になっていることが分かった（有意な相関は見られなかった）。



- また、低需要断面においては、そもそもPV発電量が多いからシステムの慣性力が小さい訳ではなく（むしろ逆の傾向となっており）、これはPVの余剰吸収のため揚水ポンプが並列されることで慣性力が増えるため※である。
- 上記の要因含め、PV発電量の多寡（多少）による周波数低下の傾向は一定とならなかった（PV多寡は周波数低下に直接影響しない結果となった）と考えられる。

※ GF多（4%）断面では、GF確保のための同期機追加並列による影響もある。

低需要断面



- 定性的には慣性力の低下によって、周波数は低下しやすくなると考えられるが、そもそも系統の慣性力量は発電機並列台数の影響が大きく、低需要期のPV多断面ではPV余剰吸収のための揚水ポンプが並列しているため、PVの多寡（多少）は慣性力の大小に直接紐づかないことも考えられる。

(参考) 再エネ主力電源化に向けた技術的課題の管理指標について

7

出所) 第57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を修正 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_57_haifu.html

- 論点1のとおり、日本においては、再エネ主力電源化に向けて慣性力の低下および同期化力の低下による電源脱落時の周波数変化率RoCoFの増加の課題が生じると考えられる。その課題発生要因は、同期電源の並列台数の減少による慣性力の低下であることを踏まえると、どのくらい慣性力が低下しているか、その状況を直接的に示す指標として、**系統の慣性力(Msys)にて管理**することが望ましいと考えられるがどうか。
- 他方で、**系統の慣性力(Msys)**の諸元となる単位慣性定数Hについては、各同期電源によって定格容量が同じでも異なる場合があり、**一般的には理解しづらい**ところもあることから、その補完的な指標として、**需給バランス状況を示す瞬間的な非同期電源比率(SNSP)を用いる**こととしてはどうか。

＜単位慣性定数Hの例＞

- ・電気学会EAST10モデル
4s：火力、原子力
5s：水力
- ・系統連系技術要件での記載例
3～4s：火力

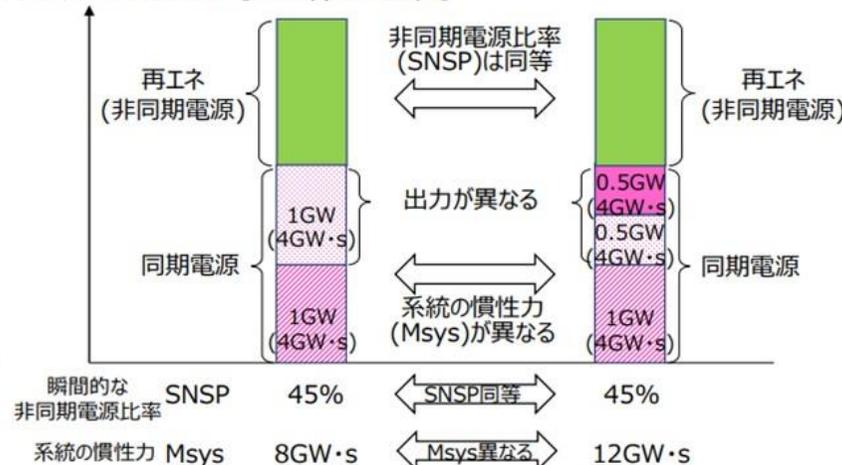
※同期電源は有効電力出力の大きさに関わらず、並列運転することで慣性力を提供できる



全て容量:1GW,単位慣性定数H:4sの同期電源
→慣性力Msys=1GW×4s=4GW・s

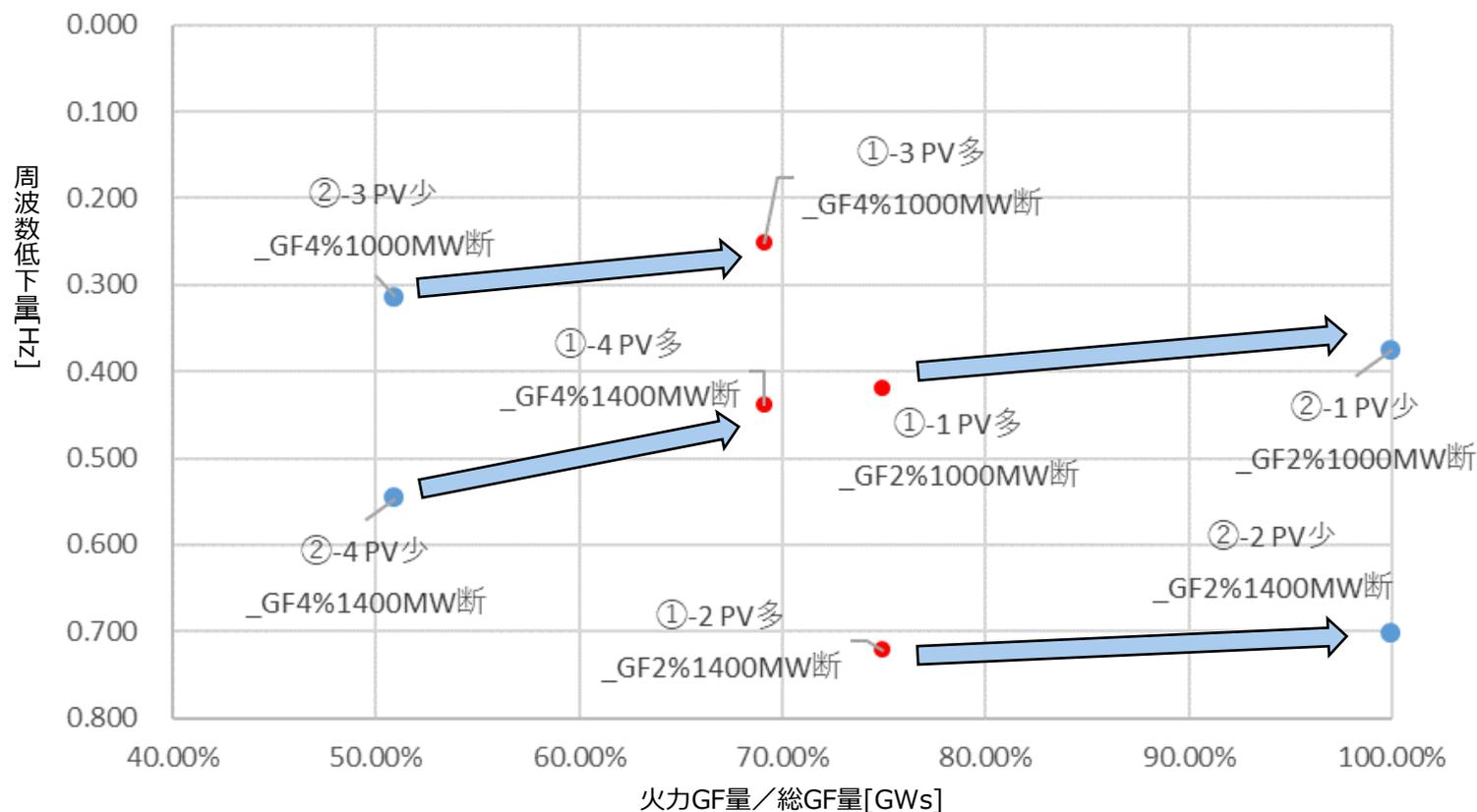
＜瞬間的な非同期電源比率(SNSP)と系統の慣性力(Msys)の関係イメージ＞

並列運転中の電源出力*[kW, ()内はMsys]



- PV発電量と周波数低下量には明確な相関がみられなかったため、次にGF確保量に関する分析・考察を行った。
- GF確保量が多いと周波数低下しづらいのは自明として、低需要断面（①PV多と②PV少）でのGF確保量が同じケースにおいて、GF火力割合が高いほど、周波数低下量が小さい結果となっていた（相関が見られた）。

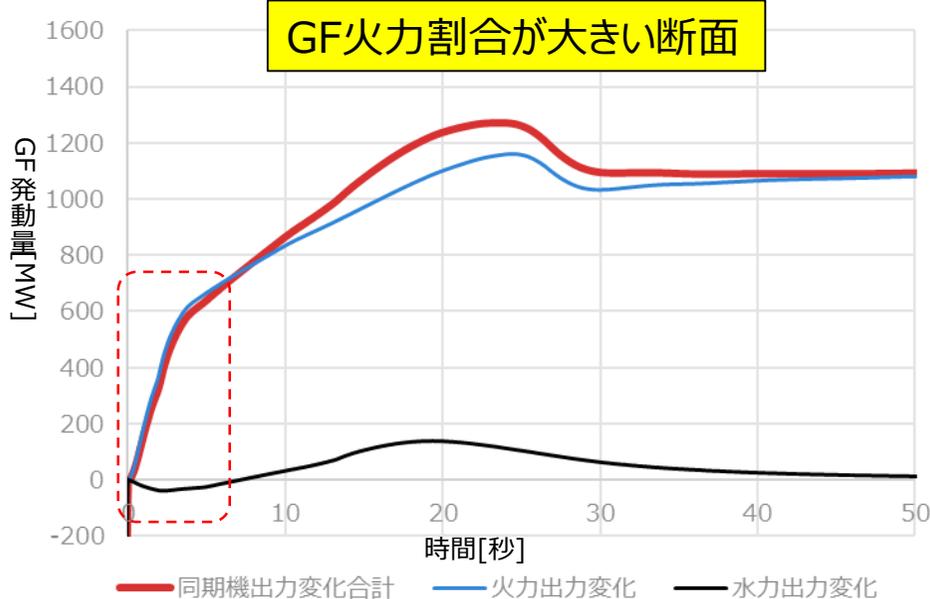
低需要断面



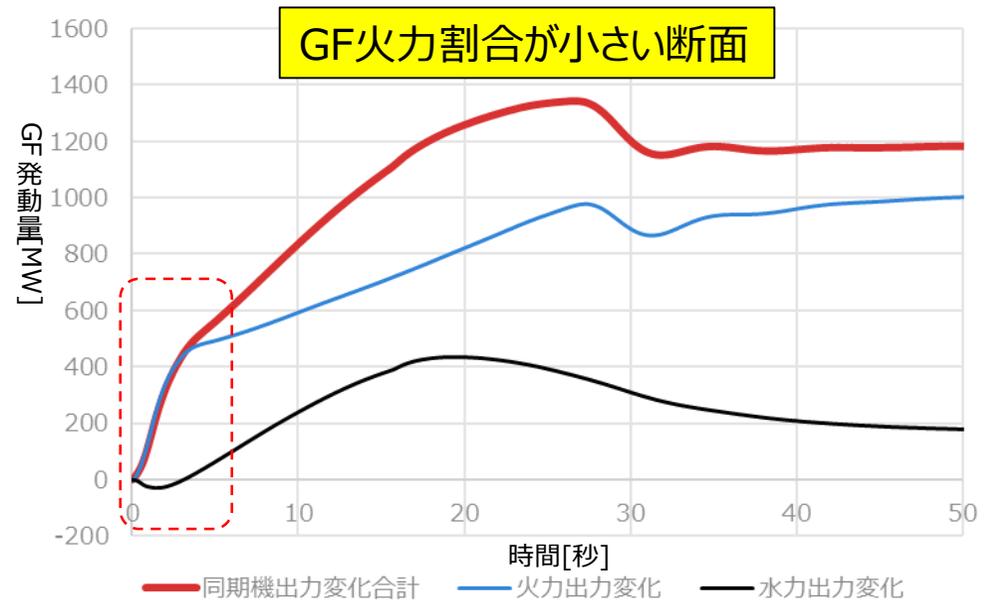
- この点、事故直後の各発電機（火力・揚水）の出力変化を比較すると、GF火力割合の大きい断面の方がGFの初期応動量が多く※、周波数低下量の抑制に寄与しているとみられることがわかった。
- つまり、GF確保量の大小は当然として、GF確保量の内訳（初期応動速度の速い機種種の割合）が周波数低下に与える影響が大きいことがわかり、これらの影響が前述のPV（ならびに慣性力）影響を上回っていたと考えられる。

※ 揚水は最初の数秒は逆応動するなど、火力に比べて初期応動量が少ない（詳細は次頁）。

①-4_低需要PV多_GF4%1400MW断



②-4_低需要PV少_GF4%1400MW断



	周波数低下量[Hz]	系統慣性[GWs]	GF火力割合
①-4 低需要PV多_GF4%1400MW断	0.440	304.41	69.13%
②-4 低需要PV少_GF4%1400MW断	0.547	255.45	50.94%

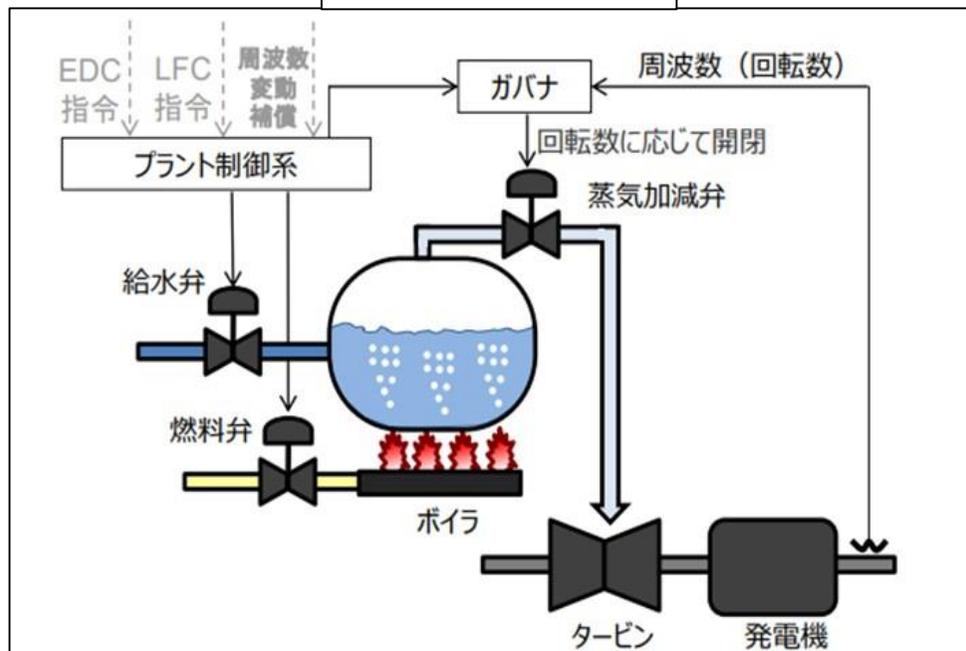
■ GFの初期応動速度は、以下の理由により揚水発電（水力）よりも火力の方が速いため、火力割合が大きい場合における周波数低下量が小さい結果に繋がったと考えられる。

▶火力発電は蒸気加減弁を開くことにより、余力蒸気でタービン出力増を行う。

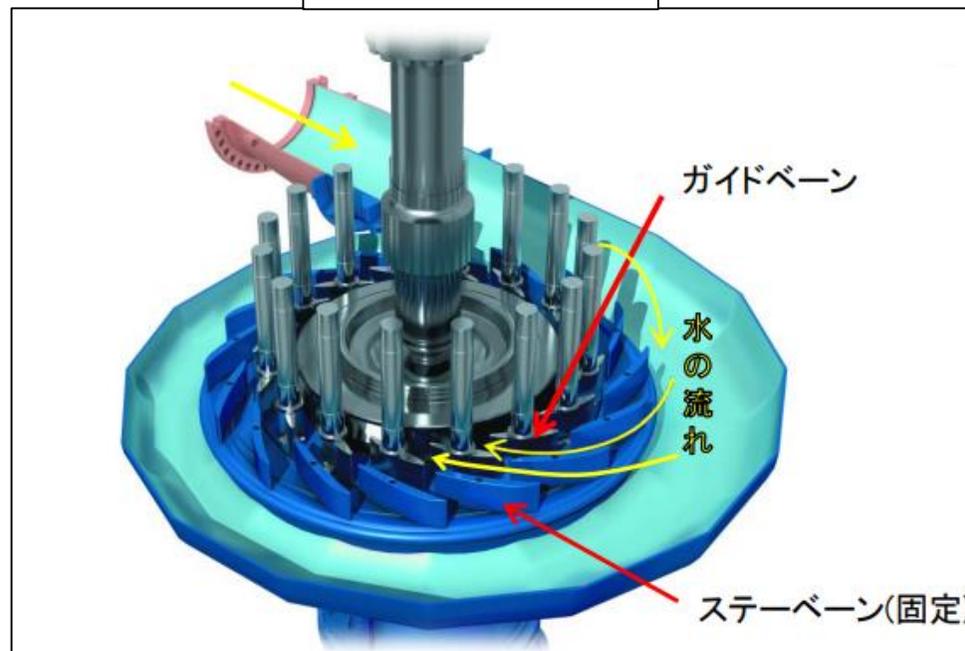
▶揚水発電はガイドベーン※を開いた後、水圧が増加するまでに時間を要する。

※ 水車ランナに導水する水量を調整する機構

火力発電概要図



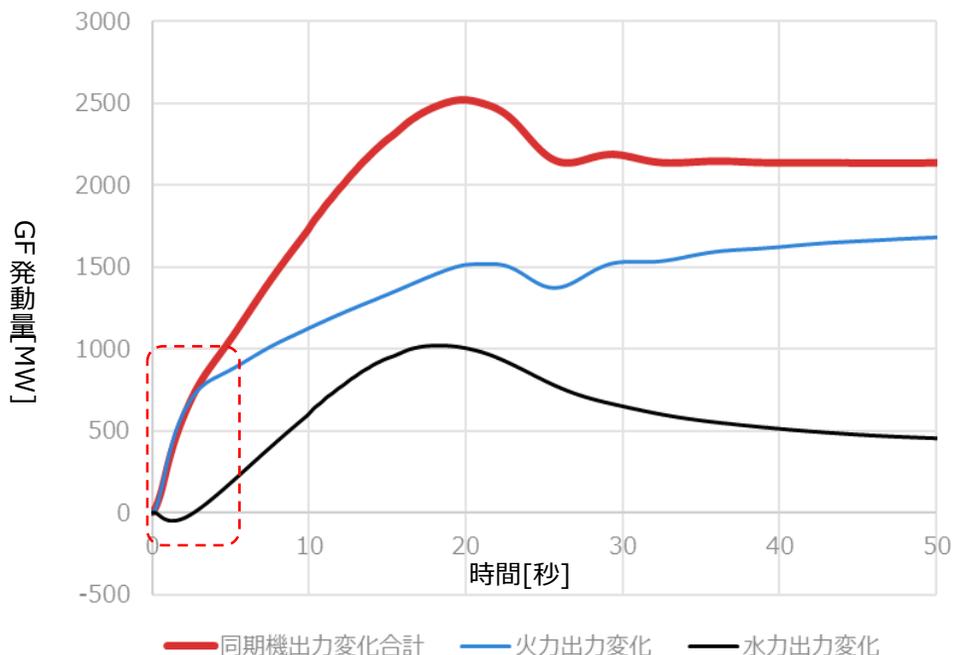
揚水発電概要図



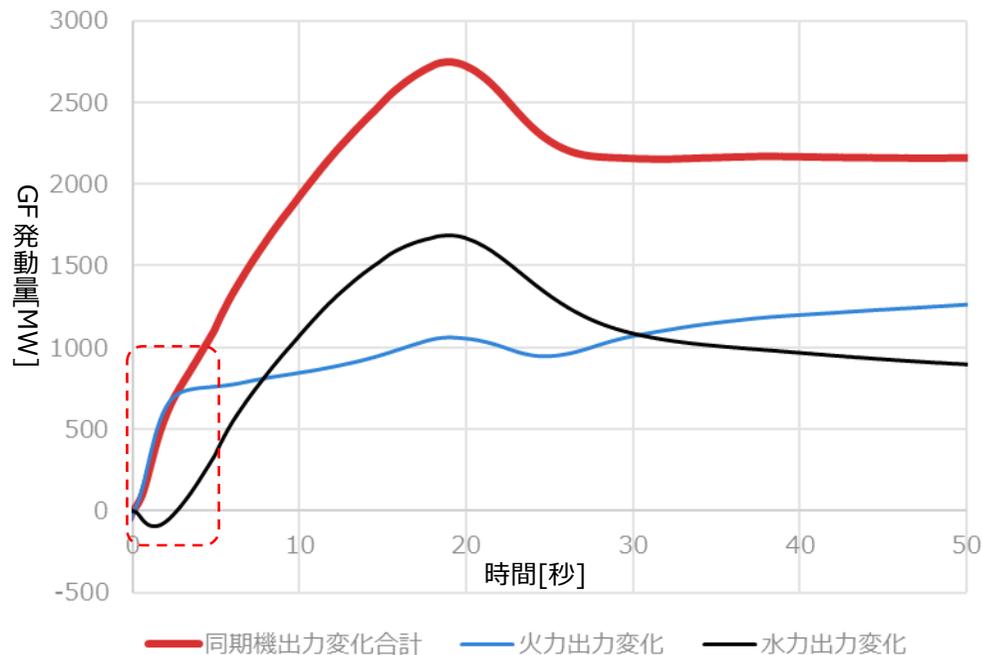
出所) 第19回回需給調整市場検討小委員会 (2020年9月29日) 資料2-2を抜粋
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyushijyo_19_02_02.pdf
出所) 電気学会 公開シンポジウム「再生可能エネルギーの活用と系統連系」
可変速揚水発電システムの概要と導入効果について (2016年12月12日) を抜粋
https://www.iee.jp/wp-content/uploads/honbu/03-conference/data-31/symp_161212/doc02.pdf

■ 断面③-4・④-4のように、GF確保量（絶対量）ならびに内訳（初期応動速度の速い機種の割合）に大きな差がない場合は、GFの初期応動量にも大きな差がないため、主にシステムの慣性力の大小によって周波数低下量の大小に差が生じる（慣性力が小さいほうが周波数が低下しやすくなる）傾向になっている。

③-4_高需要PV多_GF4%2800MW断



④-4_高需要PV少_GF4%2800MW断



	周波数低下量[Hz]	系統慣性[GWs]	GF火力割合
③-4 高需要PV多_GF4%2800MW断	0.613	336.34	46.40%
④-4 高需要PV少_GF4%2800MW断	0.563	423.53	43.08%

- 今回、複数の条件によりシミュレーションを実施した結果、周波数低下に影響しうる要素として、PV発電量の多寡による周波数低下の傾向は一定とならなかった一方で、GF確保量は多い方が周波数低下しづらい結果※1となった。
- 上記の要因について分析（考察）すると、**PVの影響よりも、GF確保量（絶対量）ならびに内訳（初期応動速度の速い機種割合）が周波数低下に与える影響が大きい**といった示唆が得られた。
- この点、特に昼間帯は需要だけでなく、PV発電量により発電機バランスおよび火力機割合も大きく変わる可能性があるため、今後、系統特性定数を再算出する際には、複数の条件において、想定される発電機バランスに合わせた上でのシミュレーションが重要になってくると考えられる。
- また、各種市場制度見直し※2※3により一次調整力（GF）必要量の考え方も変化していることから、シミュレーションの前提となるGF確保量についても、様々な条件を考慮した上で、算出方法を検討する必要があると考えられる。
- 今後、北海道エリアおよび中西エリアのシミュレーション環境構築状況や、周波数制御体系見直し等の状況変化も踏まえて、系統特性定数の再算出方法やその要否については、引き続き検討していくこととしたい。

※1 今回、ある需要断面を選定したシミュレーションの一例であり、PV発電量がさらに大きい断面では別の傾向となる可能性があることにも留意が必要。

※2 2024年度の需給調整市場全面運開に伴い、GF確保量については従来の各エリア系統容量の3%確保する考え方から、一次調整力必要量（平常時調整力＋異常時対応調整力）を確保する考え方に見直された。

※3 軽負荷期昼間帯等の再エネ余剰時は、一次調整力（異常時対応調整力）を従来の発電機での確保から、ポンプ遮断で確保することが増えることも考えられる。

- 第46回需給調整市場検討小委員会（2024年3月26日）において、再エネ抑制増加を回避するため、余剰時に電源脱落対応分を調整力としてのポンプに持ち替える運用（足元で対応可能な暫定対応）が整理されている。

まとめ

28

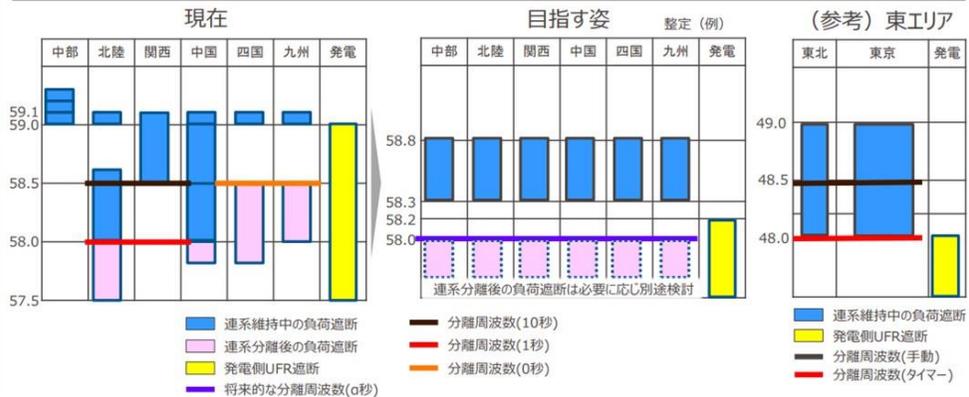
- 2024年度の需給調整市場の取引開始に伴い、電源脱落対応分も並列必須の調整力として確保することになるため、最低出力で運転をする火力等が増え、再エネ抑制頻度や再エネ抑制量の増加につながる懸念がある。
- そのため、足元で対応可能な暫定対応として、再エネ抑制増加を回避するため、電源脱落対応分を調整力としてのポンプに持ち替えることを、運用上認めることとしてはどうか。
- 具体的な調整力の持ち替え運用としては、一般送配電事業者において、以下のような運用をすることとしてはどうか。
 - ✓ 週間断面：「平常時対応分」「電源脱落対応分」の調整力（ ΔkW ）を需給調整市場を通じて調達する
 - ✓ 前日以降：再エネ余剰時において、電源脱落対応分に限り、計画上運転しているポンプ（不足する場合は優先給電ルールならびに一時的な揚水TSO運用によるポンプ並列）を用いて、最低出力以上で運転している ΔkW 約定電源を停止し、 ΔkW を持ち替えることを可能とする
 - ✓ 精算：停止した ΔkW 約定電源は ΔkW 精算を行うこととし、持ち替え先のポンプについては ΔkW 精算を実施しないこと（対象外）とする
- 今後の対応として、電源脱落対応分にポンプを応札できるように商品要件の変更を行うことについては、引き続き、需給調整市場システムの改修対応含めて、一般送配電事業者と連携して検討を進めることとする。

- 第7回本作業会（2025年4月22日）では、中西エリアにおいて、発電側UFR整定見直しが完了する2030年代を目標に、連系系統全体で負荷遮断を実施する広域遮断へ移行していく方向性が示された。
- これにより、周波数維持に関する運用の考え方自体が何らか変わることも考えられる。

将来の中西エリアの周波数制御体系

3

- 中西エリアでは、中央制御装置で負荷遮断を行う「自エリア遮断」を実施（揚水動力などお客さまの停電に至らないものから優先）したうえで、それでも周波数が一定時間、設定値以下となった時に広域的に負荷遮断を実施する「広域遮断」とを併用している為、事象に応じて負荷遮断の範囲が異なっていた。
- 中西エリアにおける負荷遮断の考え方を整理した結果、遮断機会の均平化、社会的影響の極小化などの観点から、連系系統全体で負荷遮断を実施する「広域遮断」が望ましいとの結論となった。



今後のスケジュール

10

- 今後、中西系統の更なるレジリエンス向上のために、将来の周波数制御体系移行に向けて、各エリア負荷遮断量の確保（周波数低下リレー設置等）を進めていく。

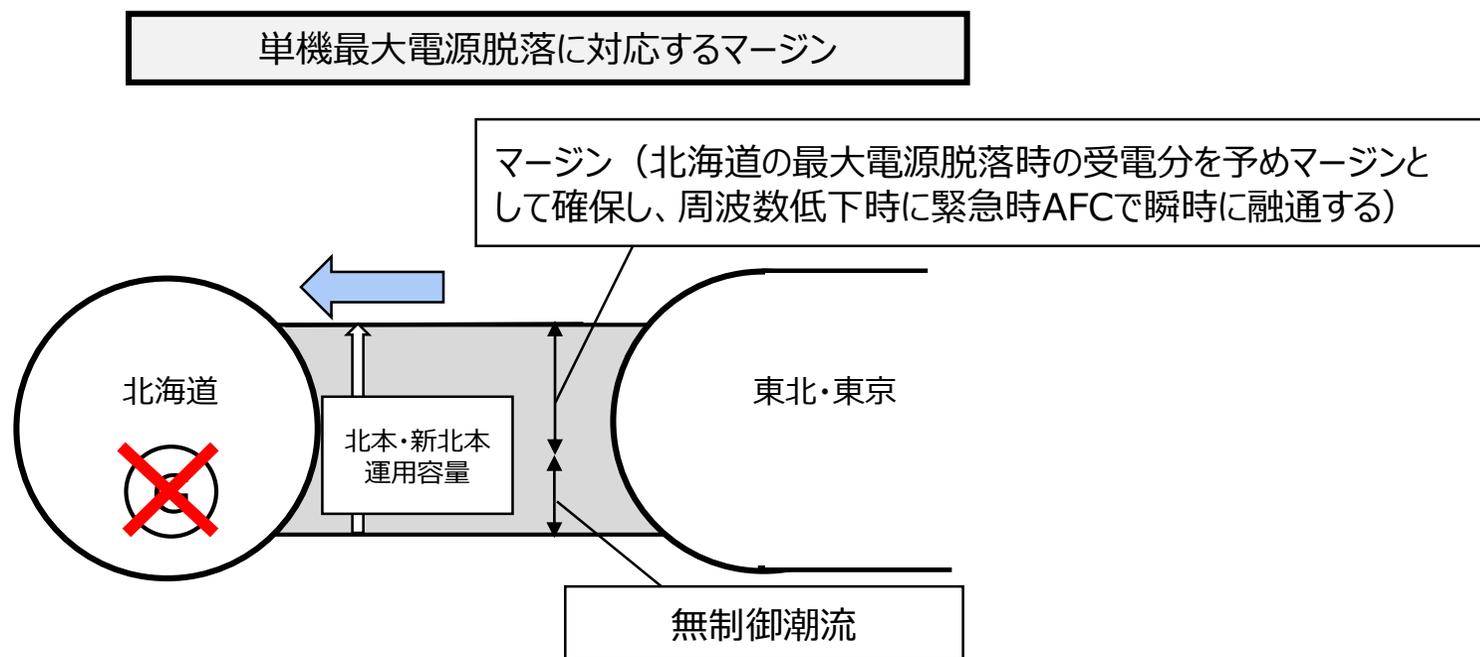
	2024年度	2025年～	2030年代
将来の運用容量等の在り方に関する作業会		4/22 ▽	
周波数低下リレー設置等		新規設置、既設UFR改造 →	方式移行
電源不要解列対応 (自家発、再エネの周波数低下リレーの整定変更お願い)		整定変更のお願い、事業者での整定変更 →	方式移行

1. 系統特性定数の傾向把握について
 - 1-1. シミュレーションの概要および各種条件について
 - 1-2. シミュレーション結果について
2. 北本マージンの考え方について
 - 2-1. 過去議論の振り返り
 - 2-2. 一次調整力見直しに伴う検討について
3. 中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）
4. まとめと今後の進め方

- 北海道エリアにおいては、単機最大電源脱落または北本連系設備故障時に、北海道エリア周波数が低下限度値以内となるよう、**系統特性定数**と**周波数低下限度**からマージンを設定している。
- 逆方向（東北⇒北海道）のマージンを算出する際の**系統特性定数**については、GF分2.0%MW/1.0Hzと負荷周波数特性4.0%MW/1.0Hzを織込んだ6.0%MW/1.0Hzを採用していた。
- また、N-1事故で負荷制限（48.5HzでのUFR動作）に至ることを回避するために、**周波数低下限度**については、常時周波数変動0.3Hzおよびシミュレーション誤差0.2Hzを考慮し、49.0Hzを採用していた。

連系線	方向	マージンの設定の考え方及び確保理由
北海道本州間連系設備	北海道⇒東北 (順方向)	北海道本州間連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数上昇を一定値以内に抑制するため。具体的には、次の①、②のうち大きい値とする。 ① 北海道・本州間電力連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 ② 新北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の上昇が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 また、上記に※1〈B0〉および※2〈A0〉を加える。
	東北⇒北海道 (逆方向)	<u>北海道エリアの電源のうち、出力が最大である単一の電源の最大出力が故障等により失われた場合にも、北海道エリアの周波数低下を一定値以内に抑制するため。なお単一の電源の最大出力は発電計画等を踏まえ設定する。〈B1〉</u> 但し、次の①、②のいずれかが、上記の値よりも大きい場合は①、②のうち大きい方の値とする。 ① 北海道・本州間電力連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数低下が一定値以内となる潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 ② 新北海道本州間連系設備の運用容量から、当該連系設備が緊急停止した場合に北海道エリアの周波数の低下が一定値以内となる最大の潮流の値を差し引いた値。〈C1〉 また、上記に※1〈B0〉および※2〈A0〉を加える。

- 北海道エリアは系統容量に対する単機最大電源の容量が大きく（系統容量比20%～40%程度）、単機最大電源脱落時に周波数が大きく低下する。
- そのため、瞬時に電力を融通することができる緊急時AFC機能を使用するためのマージンを確保しておき、事故時に瞬時に電力を融通することで、大幅な周波数低下ならびに負荷制限を回避している。



マージン = 単機最大電源出力 - 系統特性定数 × Δf (1Hz) × 最小需要

【計算例】

マージン = 単機最大ユニット (91.2万kW) - 系統特性定数(0.06) × Δf (1.0Hz) × 最小需要(232.0万kW) ≒ 78万kW

無制御限界潮流

(参考) 北海道本州間連系設備の緊急時AFC機能について

6

○緊急時AFC機能

- 北海道系統または本州系統において大きな周波数変動があった場合、瞬時に電力を融通し、当該系統の周波数を安定させる。

事務局補足:

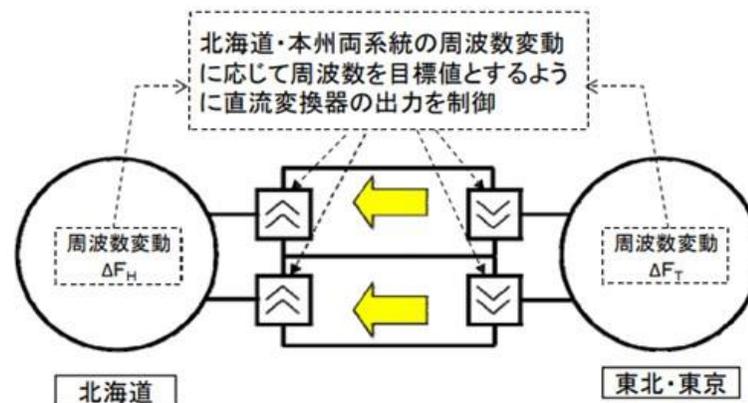
- 動作条件は、下記の通り。

北海道エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.38\text{Hz}$

東北・東京エリアの周波数変動 : $50 \pm 0.35\text{Hz}$

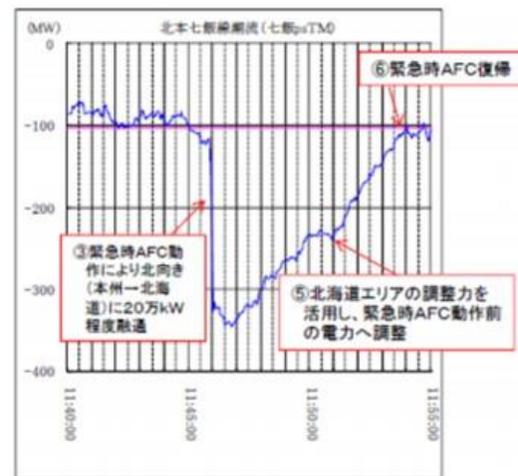
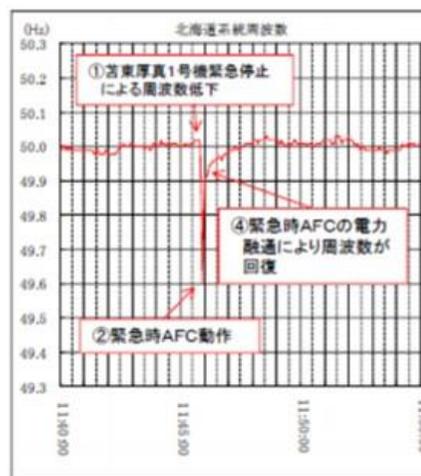
健全側周波数範囲 : $49.52\text{Hz} \sim 50.5\text{Hz}$

※北海道側と本州側で動作周波数が異なるのは、北海道側の方が、通常時の周波数変動が大きいため。



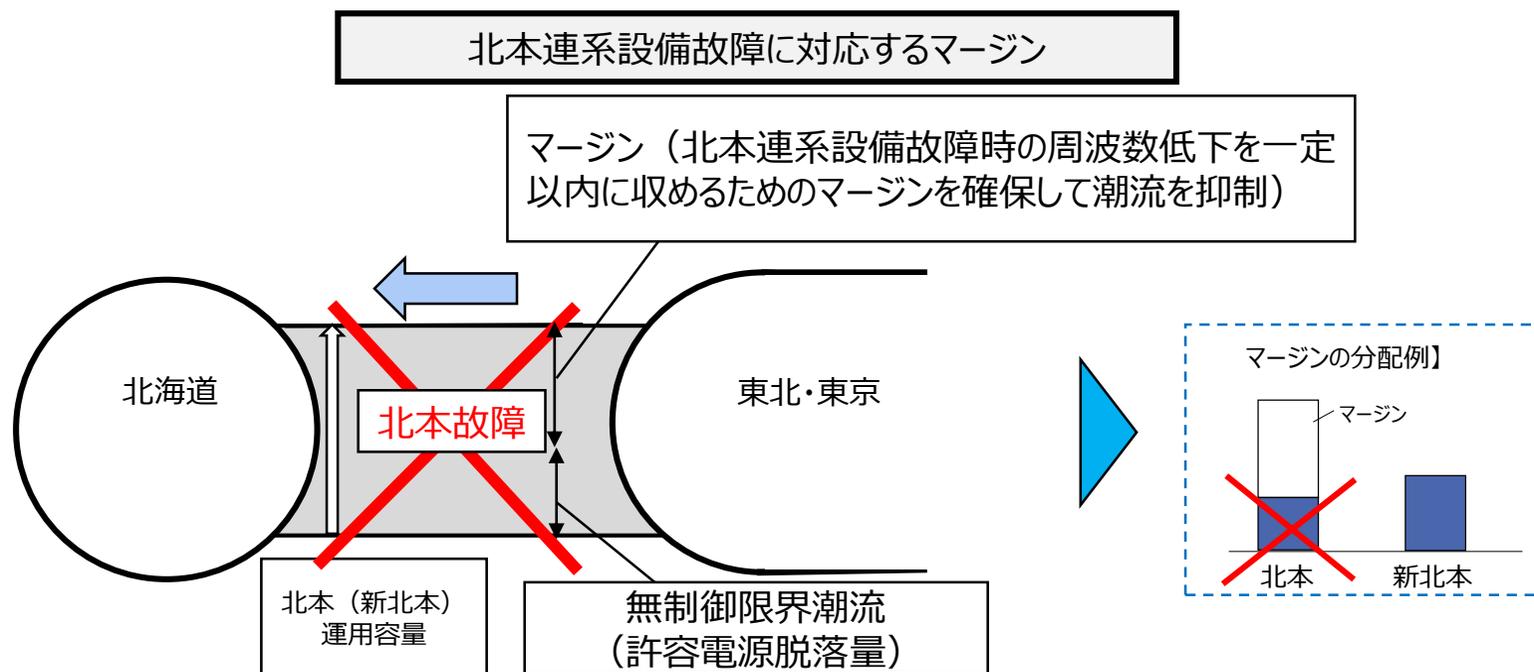
○緊急時AFCの動作実績(例)

発生日時	原因 (受電エリア)	
平成25年1月11日(金) 11:45(平日)	苫東厚真1号機停止 (北海道)	
停止前 発電機出力	動作方向	動作量
24万kW	北向き (本州→北海道)	20万kW 程度



出典: 広域的運営推進機関設立準備組合 第4回マージン及び予備力に関する勉強会 (H26.12.12)
北海道電力殿説明資料より編集

- 北本連系設備の単一故障 (N-1) で、供給支障が発生しないよう、マージンを設けている。
- 具体的には、系統特性定数と周波数低下限度 (1Hz) と系統容量 (需要) をかけ合わせることで、許容電源脱落量 (周波数低下限度値以内に収まる受電量) を算出し、運用容量からの差分をマージンとして確保しておくことで、北本連系設備故障時の周波数低下を目標値以内に抑えて、負荷制限を回避している。



マージン = 北本 (新北本) 設備容量 - 系統特性定数 × Δf (1Hz) × 最小需要

【計算例】 ※北本の場合

マージン = 北本設備容量 (60万kW) - 系統特性定数(0.06) × Δf (1.0Hz) × 最小需要(232.0万kW) ≒ 47万kW

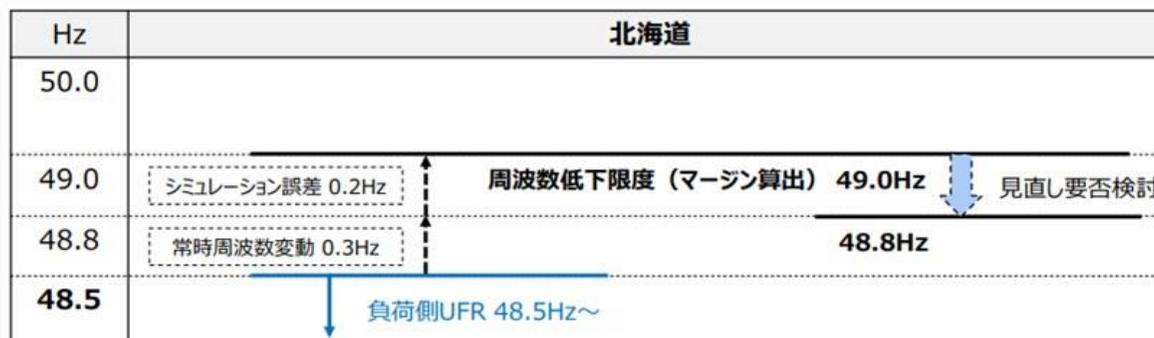
無制御限界潮流

- 前述のとおり、北海道エリアは、N-1事故で負荷制限（48.5HzUFR動作）に至ることを回避するために、周波数低下限度については、常時周波数変動0.3Hzとシミュレーション誤差0.2Hzを考慮し、49.0Hzを採用していた。
- 他方で、他エリアでは周波数低下限度にこのようなシミュレーション誤差は考慮していないことから、第5回本作業会（2025年1月24日）において、判定方法の見直し要否（ex.低下限度48.8Hzに見直し等）について言及した。

判定方法の妥当性について（2 / 2）

33

- 他方、「負荷制限周波数49.0Hz（北海道）」については、妥当性という観点から見直す余地があると考えられるか。
- 具体的には、北海道エリアの負荷側UFRが48.5Hz以下で設定されていることから、実質的に48.5Hzの瞬間的な超過を許容できない状態になっていることや、シミュレーション誤差等を考慮していない中西エリアとの平仄を踏まえ、妥当性（「過渡周波数48.8Hz」への見直し要否）について検討する必要があると考えられる。
- 上記については、北海道エリアの実態等も踏まえ、判定方法見直しについて、必要性含め検討することとしたい。



周波数低下時の制御体系および低下限度（イメージ）

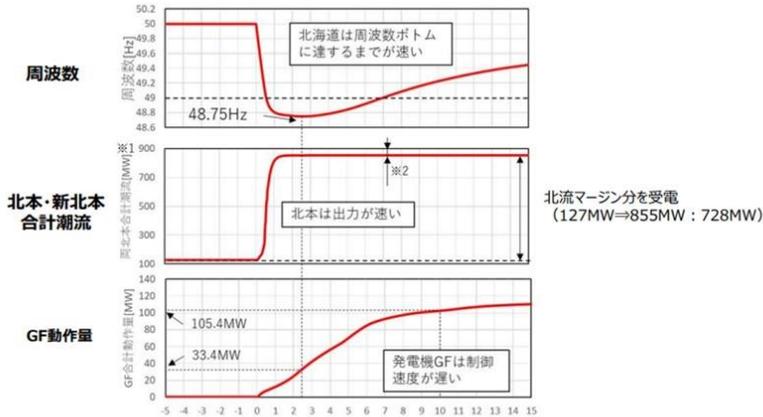
- これを受け、第6回本作業会（2025年3月14日）において、北海道エリアの実態調査をもとに周波数低下限度見直し要否について検討した。
- まず、実態調査の結果、シミュレーション誤差を0.2Hzに設定した理由は見つからなかった。
- 他方で、前述した通り、北海道エリアは系統規模に対する電源脱落量（単機最大電源）が大きいことや、周波数低下時の緊急時AFCによる電力融通の影響（マージン確保量の影響）が大きいため、改めて単機最大電源脱落および北本連系設備故障時の周波数シミュレーションを行い、周波数低下限度見直し可否、ならびに見直し後のマージン確保量について深掘り検討を実施した。

- シミュレーションによる深掘り検討の結果、北海道エリアの特徴として周波数変化率RoCoFが大きいいため、電源脱落から周波数ボトムに達するまでの時間が短く、従来マージンを確保していたとしても周波数低下が大きいことが判明。
- 原因として、単機最大ユニット脱落時は周波数ボトムに達するスピードが速いことから、①一次調整力が全量発動していないことや、②緊急時AFCによる瞬時の融通時に動作遅延やロスが発生すること等があげられた。
- 上記を踏まえ、周波数低下限度見直しに合わせて、発電機周波数特性 K_G を実態に合わせた値に見直すこととした。

単機最大電源脱落シミュレーション結果（同期機のみで一次を確保した場合）

37

- 一次調整力を同期機のみ（火力+水力）で確保した場合、需給調整市場の要件通り10秒時点の供出可能量に応じたGF動作量となるが、北海道エリアの特徴として周波数変化率RoCoFが大きいため、電源脱落から2.5秒程度で周波数ボトムが約48.8Hzに達する（従来の周波数低下限度49.0Hz遵守が出来ない）結果となった。



※1：北本潮流は+側を北流、-側を南流とする。
 ※2：北本・新北本の設備容量合計は900MWだが、ロス分（5%：45MW）を考慮しているため全量動作しても855MWが上限となる。

シミュレーション結果を踏まえた今後の方向性について

39

- 前述のシミュレーション結果は、従来マージン（緊急時AFC受電枠）を確保していたとしても、48.8Hz（ $\Delta 1.2$ Hz）程度まで低下することが判明した事象であり、言い換えると、北海道エリアの系統特性定数が6%MW/1.0Hzから、6%MW/1.2Hz（=5%MW/1.0Hz）に変化した（再算定された）ことと同義だと考えられる。
- 周波数低下量が想定の下限度（1Hz）より大きくなった原因として、単機最大電源脱落時は周波数ボトムに達するスピードが速く（1~2.5秒程度）、一次が全量発動していないことが分かった（確保量に対し3割程度）。
- また、前頁のとおり、高速な緊急時AFCによる瞬時の融通により周波数低下を抑えているものの、動作遅延（ある程度周波数低下してから動作に1秒程度）と設備の5%のロス分が発生することも影響していると考えられる。
- 以上より、周波数低下限度見直しと合わせて、発電機周波数特性 K_G を実態に合わせた値（2.0%MW/1.0Hz⇒1.0%MW/1.0Hz）に見直すことで、単機最大電源脱落時の系統特性定数を見直す方向性が考えられる。

<単機最大電源脱落時マージンの算出方法（現行）>

$$912\text{MW} - \left(\frac{6\% \text{MW}/1.0\text{Hz}}{(2.0\% \text{MW}/1.0\text{Hz} + 4\% \text{MW}/1.0\text{Hz})} \times 1.0\text{Hz} \times 2,320\text{MW} \right) \div 773\text{MW}$$

単機最大電源 発電機周波数特性 K_G (GF分) 負荷周波数特性 K_L 周波数低下限度 系統容量

<単機最大電源脱落時マージンの算出方法（今後）>

$$912\text{MW} - \left(\frac{5\% \text{MW}/1.0\text{Hz}}{(1.0\% \text{MW}/1.0\text{Hz} + 4\% \text{MW}/1.0\text{Hz})} \times 1.2\text{Hz} \times 2,320\text{MW} \right) \div 773\text{MW}$$

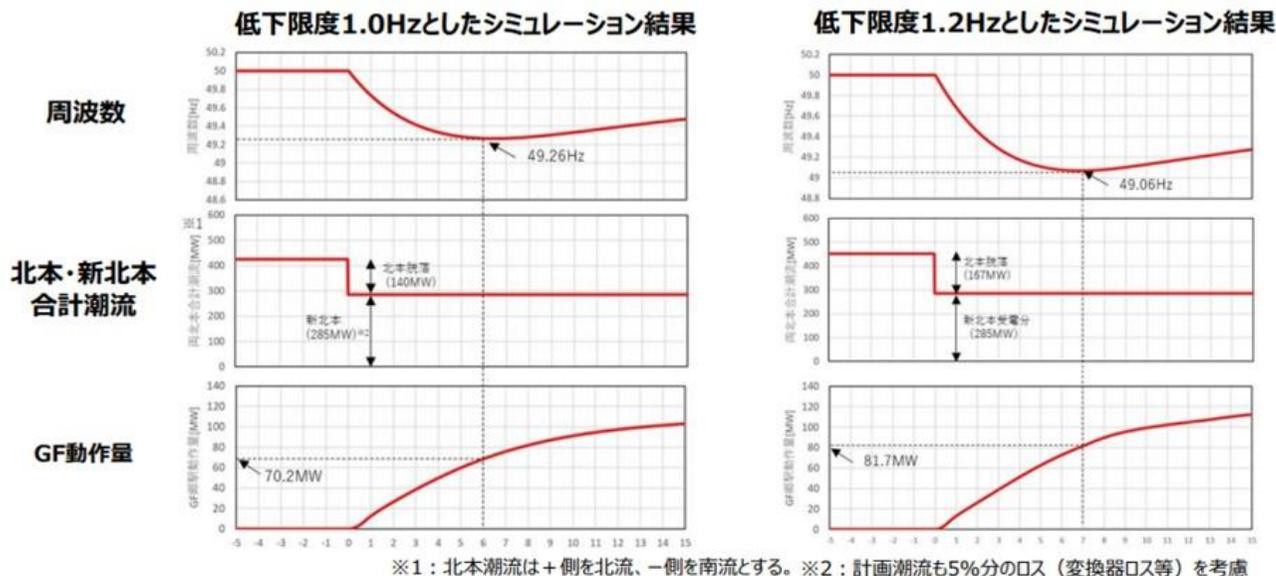
単機最大電源 発電機周波数特性 K_G (GF分) 負荷周波数特性 K_L 周波数低下限度 系統容量

- 北本連系設備脱落時については、単機最大ユニット脱落時よりも周波数低下速度が遅く、マージン算出時の系統特性定数見直しは不要とした。

北本連系設備脱落シミュレーション結果と今後の方向性

40

- 続いて、北本連系設備脱落時についても同様のリスク（周波数低下が速く、発電機GF動作量が不足する問題）があるかを確認するためにシミュレーション（周波数低下限度1.0Hz、1.2Hz）を実施したところ、単機最大電源脱落時より周波数低下量が抑制される結果となった。
- この理由として、北本連系設備脱落時は、潮流抑制を目的としたマージンを取っていることから、供給力減少量が単機最大電源脱落時よりも小さく、周波数ボトムまでの時間も長くなり、GFも7割程度動作したためと考えられる。
- 以上のことから、北本連系設備脱落時のマージン（潮流抑制C1マージン）算定においては、現行の系統特性定数は変更せず周波数低下限度の見直し（1.0Hz⇒1.2Hz）のみ実施する方向性が考えられる。



- 前述の周波数シミュレーションの結果により、北海道エリアにおいては下記のとおり考え方を見直すこととした。
- また、今後の状況変化（一次必要量の見直しや新々北本運開等）があった場合は、必要に応じ系統特性定数の見直しについて検討することとしていた。

今後の方向性について（北海道エリア）

42

- 前頁までの内容を整理すると下記の通りとなり、他エリアとの平仄踏まえ、**周波数低下限度の見直しは行うものの、単機最大電源脱落時には周波数低下速度が速いため、使用する系統特性定数についても併せて見直す**（6%MW/1.0Hz⇒5%MW/1.0Hz）こととしたい。
- **また、今後、状況変化（一次必要量の見直しや新々北本運開等）があった場合は、必要に応じ系統特性定数の見直しについて検討することとしてはどうか。**

赤字：見直し箇所

<p><単機最大電源脱落時マージンの算出方法（現行）></p> $912\text{MW} - \left(\begin{matrix} \text{6\%MW/1.0Hz} \\ \text{(2.0\%MW/1.0Hz+4\%MW/1.0Hz)} \end{matrix} \times 1.0\text{Hz} \times 2,320\text{MW} \right) \div 773\text{MW}$				
単機最大ユニット	発電機周波数特性 K ^G (GF分)	負荷周波数 特性K ^L	周波数低下限度	系統容量
▼				
<p><単機最大電源脱落時マージンの算出方法（今後）></p> $912\text{MW} - \left(\begin{matrix} \text{5\%MW/1.0Hz} \\ \text{(1.0\%MW/1.0Hz+4\%MW/1.0Hz)} \end{matrix} \times 1.2\text{Hz} \times 2,320\text{MW} \right) \div 773\text{MW}$				
単機最大ユニット	発電機周波数特性 K ^G (GF分)	負荷周波数 特性K ^L	周波数低下限度	系統容量
<p><北本連系設備脱落マージンの算出方法（今後）></p> $600\text{MW} - \left(\begin{matrix} \text{6\%MW/1.0Hz} \\ \text{(2.0\%MW/1.0Hz+4\%MW/1.0Hz)} \end{matrix} \times 1.2\text{Hz} \times 2,320\text{MW} \right) \div 433\text{MW}$				
北本・新北本運用容量	発電機周波数特性 K ^G (GF分)	負荷周波数 特性K ^L	周波数低下限度	系統容量

1. 系統特性定数の傾向把握について
 - 1-1. シミュレーションの概要および各種条件について
 - 1-2. シミュレーション結果について
2. 北本マージンの考え方について
 - 2-1. 過去議論の振り返り
 - 2-2. 一次調整力見直しに伴う検討について
3. 中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）
4. まとめと今後の進め方

- 第6回本作業会 (2025年3月14日) では、EPPS動作確実性向上のための健全側動作条件見直し (-0.1Hzより大きい場合動作⇒ -0.2Hzより大きい場合動作※) を行う方向性を示し、2025年4月8日に整定変更を実施した。
- EPPS動作確実性が向上したことに伴い、電源脱落事故時に健全側から故障側へのEPPS機能による送電が期待できるようになったことを受け、第55回需給調整市場検討小委員会 (2025年4月15日) において、異常時対応調整力の考え方が見直された。
- この見直し (一定の閾値を設けたうえでEPPS分を必要量から控除する) により、40~50%程度、一次必要量が低減されることとなった。

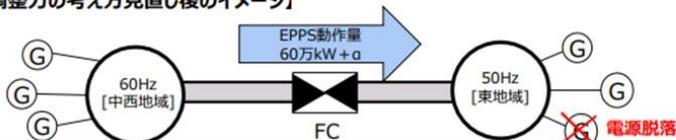
※ 過去の資料では、▲0.1Hz「より大きい」ではなく、「以上」と記載していたが、正確には整定値より大きい場合に動作する仕様であったため記載を修正。

異常時 (電源脱落) 対応調整力必要量の考え方について (1 / 2) 35

- 前述のとおり、異常時 (電源脱落) 対応調整力の全成分 (一次・二次①・三次①) において、EPPS動作分を考慮 (控除) することができるため、続いて、具体的にどのように控除するかについて検討を行った。
- 控除の方法 (必要量の算定方法) としては、50Hz・60Hzそれぞれで確保している単機最大ユニット脱落分から、固定のEPPS動作量 (通常は600MW※) を引くことが考えられる。
- 一方、控除後の異常時対応調整力が固定のEPPS動作量未満となった場合、健全側エリアとしてEPPS融通することで平常時対応調整力まで使ってしまい、健全側エリアの通常の需給運用に支障をきたすことが考えられる。
- そのため、50Hzおよび60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量からEPPS動作期待分を控除した量が、EPPS動作期待分を上回る場合は「単機最大ユニット容量-EPPS動作期待分」、下回る場合は「EPPS動作期待分固定」とし、これを同一周波数連系系統の各エリア系統容量を元に按分した量としてはどうか。

※ 複数のFC故障等により、固定EPPS動作量600MWが確保できない場合もある。

【異常時対応調整力の考え方見直し後のイメージ】



異常時調整力確保量：単機最大ユニット容量
 60Hzの単機最大ユニット容量 - EPPS動作分 ≥ EPPS動作分
 → 単機最大ユニット容量 - EPPS動作分 (通常600MW)
 60Hzの単機最大ユニット容量 - EPPS動作分 < EPPS動作分
 → EPPS動作分固定 (通常600MW)

異常時調整力確保量：単機最大ユニット容量
 50Hzの単機最大ユニット容量 - EPPS動作分 ≥ EPPS動作分
 → 単機最大ユニット容量 - EPPS動作分 (通常600MW)
 50Hzの単機最大ユニット容量 - EPPS動作分 < EPPS動作分
 → EPPS動作分固定 (通常600MW)

異常時 (電源脱落) 対応調整力必要量の考え方について (2 / 2) 36

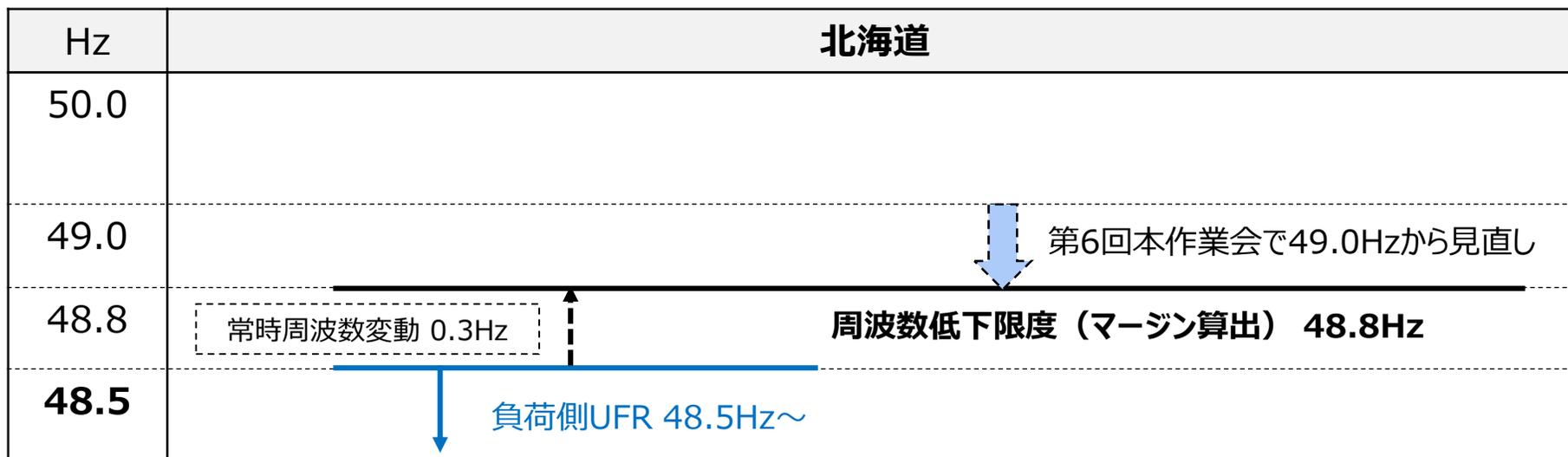
- 前述の考え方にもとづき、異常時 (電源脱落) 対応調整力必要量を試算した結果については下表のとおりであり、全9エリアで合計約1,000MW (約45%) の必要量低減となる見込み。

【異常時 (電源脱落) 対応調整力必要量 (2024年データの年間平均値)】 単位：MW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
現行	70	197	735	342	71	362	146	67	204	2,193
		1,002				1,192				
見直し案	42	118	440	172	36	182	73	34	103	1,200
		600				600				

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
見直し案/現行 (低減率)		60% (▲40%)				50% (▲50%)				55% (▲45%)

- 一方で、北海道エリアは周波数変化速度RoCoFが大きく、前述の一次調整力確保量低減の影響も大きいことから、周波数への影響（周波数低下限度48.8Hzを守れるか等）およびそれに伴う対策を検討した上で、一次調整力確保量低減の運用を開始することとした。
- 今回、一次調整力確保量低減の影響を確認するために、改めて単機最大電源脱落時および北本連系線脱落時の周波数シミュレーションを実施し、系統特性定数もしくはマージン算出方法見直し等の対策について検討したため、次頁以降でお示しする。



周波数低下時の制御体系および低下限度（イメージ）

(参考) シミュレーションの検討条件について

- 需要 2,320MW (2023年9月25日 2時、2023年度最小負荷断面)
- 電源構成 原子力：泊3G 火力機：苫東厚真4G、石狩湾新港1G
水力機：実績ベース 揚発機：なし
- 脱落想定電源 泊3G (912MW)
- 負荷特性定数 4%MW/Hz
- 一次調整力必要量

ケース	一次調整力[MW]			連系線潮流[MW]	
	平常時	異常時	必要量	マージン	初期潮流
①-1 現状の必要量	41	64	105	773	127 ^{※2}
①-2 一次必要量低減	41	42 ^{※1}	83	773	127 ^{※2}
①-3 一次必要量低減 + マージン拡大 (後述する見直し案)	41	42 ^{※1}	83	813 ^{※3}	87
②-1 現状の必要量	41	64	105	433	467 ^{※4}
②-2 一次必要量低減	41	42 ^{※1}	83	433	467 ^{※4}

B1マージン
(最大機脱落)

C1マージン
(北本脱落)

※1：低減後の異常時調整力必要量は、第55回需給調整市場検討小委資料3から42MWとした。

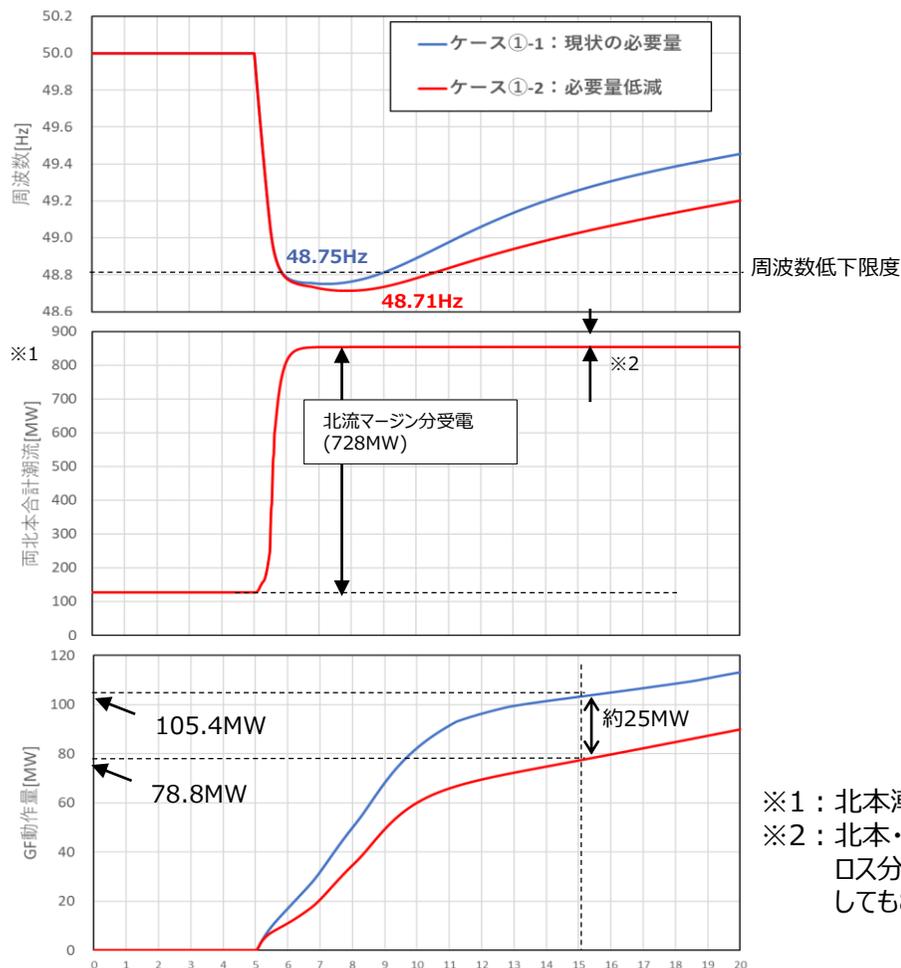
※2：事故前潮流は北本北向きマージンのみを確保した最大受電量
(北向きマージン=912MW-2320MW×1.2Hz×5%MW/Hz≒773MW)
(北本受電量=900MW-773MW=127MW)

※3：現状の北本北向きマージンから約5%分拡大した。

※4：脱落前潮流は、C1マージン分のみを確保した最大受電量

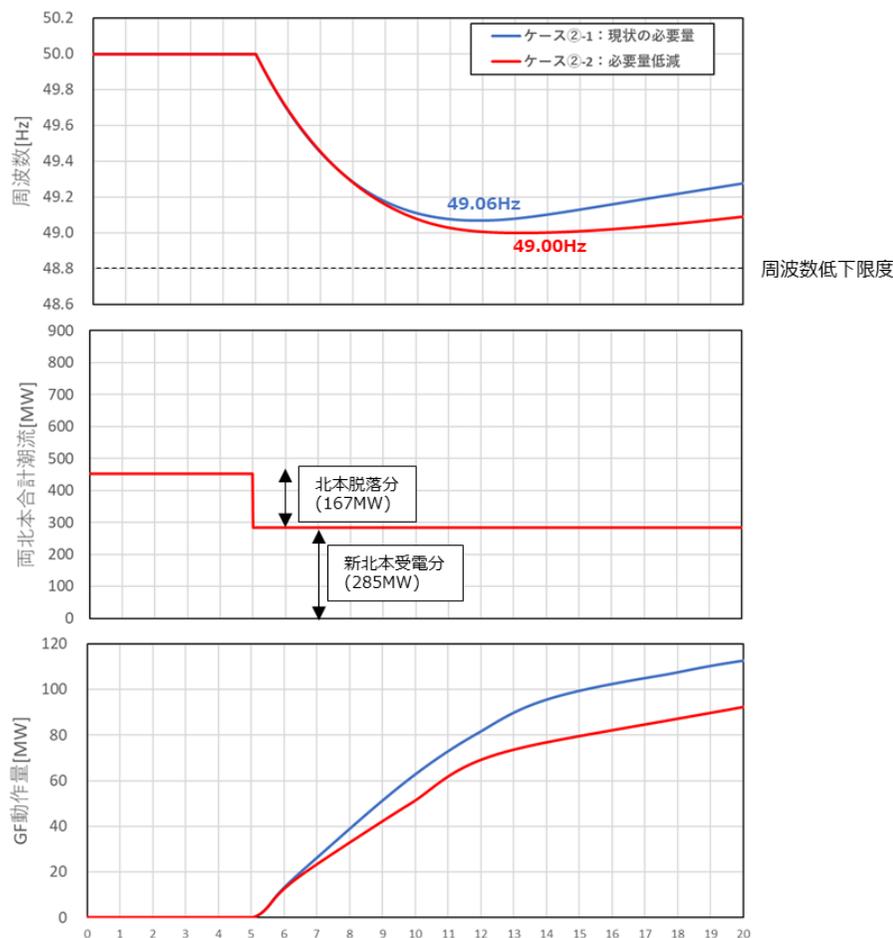
C1マージン = 600MW - 2,320MW×1.2Hz×6%MW/Hz ≒ 433MW、北本受電量 = 900MW - 433MW = 467MW

- まず、単機最大電源脱落時への影響を確認したところ、北海道エリア内の一次調整力確保量低減（40%減少）により、事故時の周波数ボトムが48.71Hzとなり、周波数低下限度の48.8Hzを下回る結果となった。
- 原因としては、前回同様、一次調整力が全量発動していないことや、緊急時AFCによる瞬時の融通時に動作遅延やロスが発生している（考慮されていない）こと等が考えられる。



※1：北本潮流は+側を北流、-側を南流とする。
 ※2：北本・新北本の設備容量合計は900MWだが、ロス分（5%：45MW）を控除すると全量動作しても855MWが上限となる。

- 北本連系設備脱落時においても、今回の一次調整力確保量低減の影響がどのくらいあるかを確認した。
- 一次調整力確保量低減により、周波数ボトムはわずかに低下したものの、周波数低下限度を下回ることはなかった。
- 現状の考え方で周波数低下限度を維持可能であることや、北本連系設備脱落時のマージン (C1) は、本来の目的が潮流抑制マージンであることを踏まえ、北本連系設備脱落時のマージンは見直さないこととする。



- シミュレーション結果のとおり、一次調整力確保量低減した場合、現状の系統特性定数およびマージンの考え方では周波数低下限度が維持できないことが分かった。
- この点、今回は①一次調整力発動量と②緊急時AFCの遅延・ロスを含めて、発電機周波数特性 K_G を見直したところ、 K_G は①にのみ関係する項目であるため、本来的には②に関する算定条件を別途設けることが望ましい。
- 緊急時AFCの遅延・ロス分については、概ね設備容量まで受電する場合の損失率（約5%）に近いと考えられることから、緊急時AFCの融通枠に相当する単機最大電源脱落時マージン算出方法としては、下記の通り、緊急時AFCの遅延・ロスを考慮する算定式に見直すこととしてはどうか。
- その上で、今回の一次調整力見直しに伴う諸元が「 $K_G=1.0\%MW/1.0Hz$ 、緊急時AFCの遅延・ロス分=5%」で妥当かどうかについて、改めて周波数シミュレーションで確認を行った。

<単機最大電源脱落時マージン（B1マージン）の算出方法（現状）>

$$912MW - \left(\frac{5\%MW/1.0Hz}{(1.0\%MW/1.0Hz+4\%MW/1.0Hz)} \times 1.2Hz \times 2,320MW \right) \div 773MW$$

単機最大電源

発電機周波数特性
 K_G (GF分)

負荷周波数
特性 K_L

周波数低下限度

系統容量

<単機最大電源脱落時マージン（B1マージン）の算出方法（見直し後）>

$$(912MW - \left(\frac{5\%MW/1.0Hz}{(1.0\%MW/1.0Hz+4\%MW/1.0Hz)} \times 1.2Hz \times 2,320MW \right)) \div (1-0.05) \div 813MW$$

単機最大電源

発電機周波数特性
 K_G (GF分)

負荷周波数
特性 K_L

周波数低下限度

系統容量

遅延・ロス分
5%考慮

- FCのEPPSについても、運用容量に織り込むにあたり、EPPS動作までの時間遅れによる影響によって、EPPS動作量全てが周波数回復に寄与しないことを考慮している。(今回見直しの考え方と概ね同様)

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準 (1)

80

<考え方>

- 北陸関西間連系線がルート断(2回線故障)した場合において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇(または低下)することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

- 関西以西、中部系統

FCのEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。
EPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮するため、時間遅れ係数を掛け合わせる。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} + (\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量}) \times \text{時間遅れ係数} (0.9^{2t}) \quad 1)$$

- 北陸系統

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} - \text{発電機解列量} \quad 1)$$

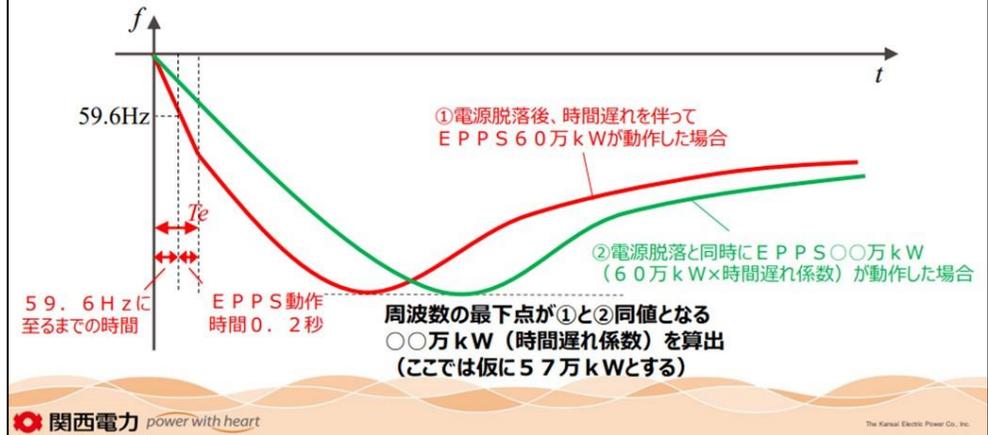
1) () は周波数低下側のみ

2) EPPS見込み量 > 発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる。

時間遅れを考慮したEPPS織り込み量の考え方

18

- 「電源脱落后、時間遅れを伴ってEPPS60万kWが動作した場合の周波数の最下点」と「電源脱落と同時にEPPS〇〇万kWが動作した場合の周波数の最下点」が同値となるEPPS量が仮に57万kWである場合、EPPSの実効動作割合は0.95 (57万kW / 60万kW) となる。
- 従って、**EPPSの時間遅れについては、EPPS量に実効動作割合(時間遅れ係数とする)を乗じる**こととする。



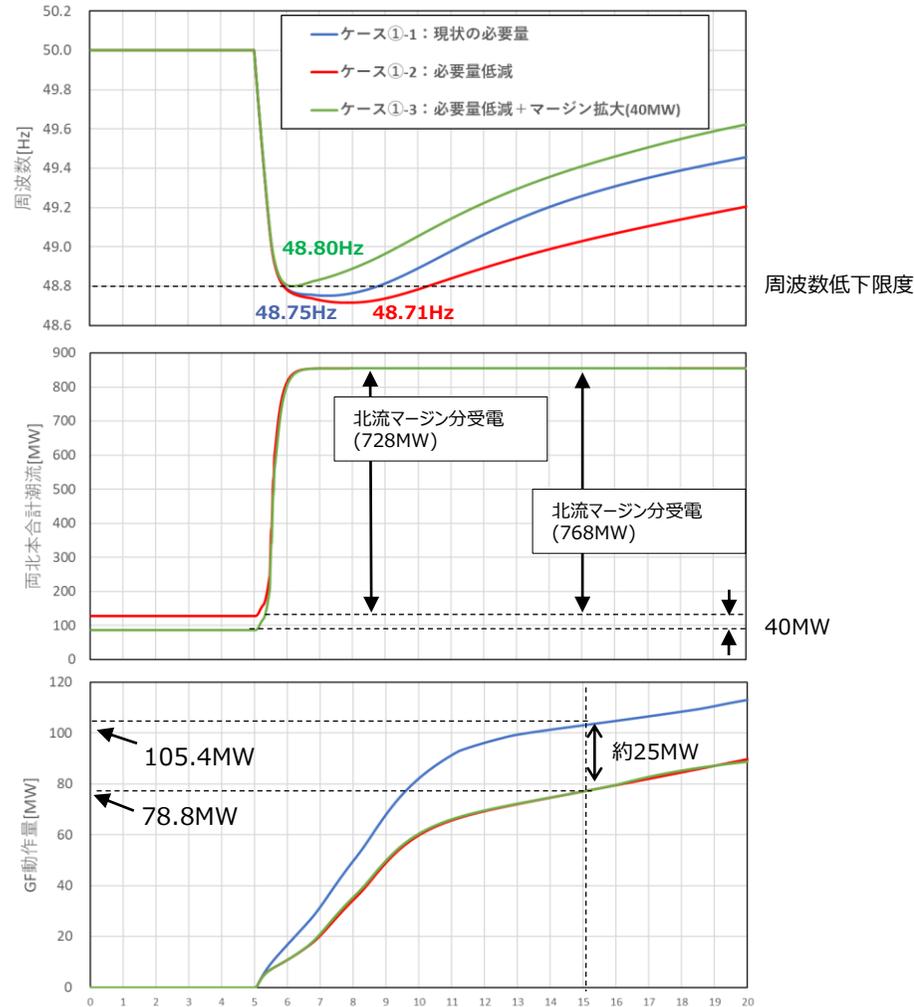
出所) 2024年度 第4回運用容量検討会 (2025年2月12日) 資料1-2をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2024/files/unyouyouryou_2024_4_2.pdf

出所) 2018年度 第5回運用容量検討会 (2018年12月14日) 資料1-1

https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2018/files/2018_5_1_1_syuuhasuuteikaijigendo.pdf

■ 前述のマージン算出方法をもとに、改めて単機最大電源脱落時への影響を確認したところ、北海道エリア内の一次調整力確保量が低減（40%減少）した状態でも、事故時の周波数ボトムが48.80Hzとなり、周波数低下限度以内に抑えることができた（ $K_G=1.0\%MW/1.0Hz$ 、緊急時AFCの遅延・ロス分=5%が妥当であった）。



1. 系統特性定数の傾向把握について
 - 1-1. シミュレーションの概要および各種条件について
 - 1-2. シミュレーション結果について
2. 北本マージンの考え方について
 - 2-1. 過去議論の振り返り
 - 2-2. 一次調整力見直しに伴う検討について
3. 中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）
4. まとめと今後の進め方

- 中国九州間連系線 (中国向き) の周波数低下限度については、運用容量低下の社会的影響を考慮して、**常時周波数変動±0.2Hzや発電機不要解列量が織り込まれていない。**
- 一方で、安定供給の観点からは、本来的にはこれらの織り込みが重要であるところ、**EPPS見込み量の見直しや59.1HzUFR負荷制限量織り込み等の低下補填対策**を行うことにより、他の地域間連系線同様、常時周波数変動や発電機不要解列量を考慮する算出方法に見直し可能かどうかについて検討した。

(参考) 中国九州間連系線 (中国向き) の低下側限度について

32

- 現在、中国九州間連系線 (中国向き) については、運用容量低下の社会的影響を考慮し、常時周波数変動0.2Hzや発電機不要解列量などは織り込まれておらず、安定供給上はリスクを抱えた状態といえる。
- 一方、EPPSについては600MWのうち100MWのみ反映、また、59.1Hzで動作する負荷側UFRについても定性的にしか織り込んでいない (負荷制限拡大効果を精緻に反映したものではない) など、安全サイドの要素も存在する。
- そのため、中国九州間連系線 (中国向き) については、周波数低下限度 (判定方法) の妥当性という観点のみならず、EPPS動作確実性や広域負荷制限の在り方も踏まえた算出方法と合わせて整理を行っていく。

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準 (1) 170

<考え方>

- 中国九州間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅な周波数上昇 (または低下) することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。
- ただし中国向きについては、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を反映した際の、運用容量低下による社会的影響を考慮し、当面の間運用容量を維持する運用対策を実施する。

<検討条件>

① 算術式

➢ 中国以東系統

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (+\text{EPPS見込み量} [1075\text{MW}])^{1)}$$

1) () は周波数低下側のみ

➢ 九州系統の周波数上昇

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} + \text{電源制限対象分}$$

➢ 九州系統の周波数低下

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} - \text{発電機解列量}$$

現行の無制御限界潮流 (1.0Hz)

60.0Hz

負荷側UFR動作
59.1Hz

59.0Hz~
発電機不要解列

- 検討結果は下記の通りであり、常時周波数変動等を織り込んだ場合でも、EPPS見込み量見直しや負荷制限量織り込みによって、運用容量は大きく低下せず、現状の運用容量を維持可能な水準であると考えられる。
- この点、時間帯によってはPV逆潮流により負荷制限 (59.1HzUFR) 量も減少することや、レジリエンスの観点から想定外故障 (N-3以上) に対応する負荷制限量も一定量残しておく必要があること等を考慮すると、実際に59.1HzUFR動作量をどの程度織り込み可能かについては、各エリア実態を把握した上での詳細な検討が必要。
- そのため、今回はまずもって、中国九州間連系線 (中国向き) 周波数低下限度は、他の地域間連系線と同程度の信頼度であることの確認とし、精緻な運用容量の見直し可否については、引き続き検討を進めていくこととしたい。

【5月平日昼間における中国九州間連系線 (中国向き) の周波数低下限度運用容量概算値】

	現状	今回検討	(参考) 周波数制御体系見直し後	備考
常時周波数変動 (±0.2Hz)	織り込みなし (5.2%MW/1.0Hz) 無制御潮流 1,976MW	織り込み (4.4%MW/0.8Hz) 無制御潮流 1,672MW (▲304MW)	織り込み (5.2%MW/1.0Hz※1) 無制御潮流 1,976MW	※1 第7回本作業会資料7における中西エリアの 目指す姿の整定 (例) を参考に、周波数低下 限度を負荷側UFR整定値の58.8Hzとした場合
発電機不要解列	織り込みなし	織り込み ▲700MW※2	織り込みなし (発電機不要解列解消後のため)	※2 単独運転検出機能 (FRT非対応) による 解列量と周波数低下Ryによる解列量の合算値
負荷制限量 織り込み (59.1HzUFR)	織り込みなし	織り込み +380MW~760MW※3	織り込みなし (59.1HzUFRは発電機不要解列 解消に合わせて整定値引き下げ)	※3 5月平日昼間需要38000MW程度の1%~ 2%を運用容量に織り込み可能と仮定した場合
EPPS織り込み量	100MW	600MW※4 (+500MW)	540MW※5 (+440MW)	※4 EPPS見込み量 < 発電機不要解列のため EPPS動作までの時間遅れ影響を考慮しない ※5 EPPS時間遅れを考慮
合計	2,076MW	1,952MW~2,332MW (▲124MW~+256MW)	2,516MW	・負荷制限量をどの程度織り込むかによって変動

【技術 2 - 2】再エネ逆潮流時の負荷制限量確保 (3 / 3)

27

- 一方、UFRで負荷制限を行う場合、遮断対象箇所がアップ潮流かダウン潮流を都度判断することが困難である（時間帯により方向が変わる可能性もある）ため、設定次第ではアップ潮流箇所が遮断対象となり、結果的に制御量が増加、もしくは制御量不足に陥るおそれがある。
- この点、将来的にはUFR制御の高度化により解決が見込めるものの、それまでの間、特にPV発電量が多い昼間帯において逆潮流となる箇所を除外した上で、UFR設定を一律として制限量を算定する必要がある（また、一律の設定となることにより、夜間帯に比べ昼間帯の制限量・割合が目減りすることが考えられる）。

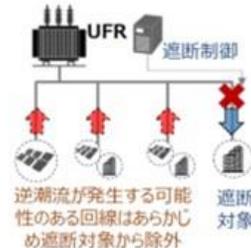
(参考) デジタル化の取組例① UFR制御の高度化

【出所】 大量導入・次世代電力ネットワーク委員会（第39回）再生可能エネルギー主力電源化制度改善小委員会（第15回）資料会議（2022年2月14日）資料3

- UFR（周波数低下リレー）は、事故時に周波数の低下を検知し、ブラックアウトしないよう需要を遮断する装置であり、従来、事故時の電源確保の観点から、逆潮流の可能性のある回線は、遮断対象から除外されていた。
- しかし、変動再生エネ電源が多数接続されるようになると、時間帯によって逆潮流するかどうか異なる中、必要な遮断量が確保できない可能性がある。
- こうした中で、UFRの制御を高度化し、その時々々の負荷や逆潮流の大きさに応じて需要遮断の最適化を行うことにより、常に必要な遮断量を確保することが可能となる。

<現状>

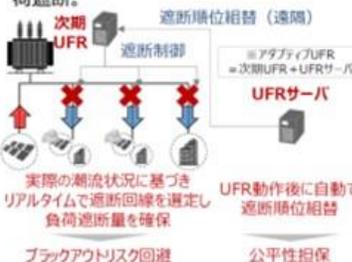
遮断対象変更は現地での設定が必要となるため、頻繁な変更ができない



逆潮流が発生する可能性のある回線はあらかじめ遮断対象から除外

<導入後>

時々刻々の逆潮流の状況と遮断必要量に応じて、遮断対象をリアルタイムで選定し、負荷遮断。



ブラックアウトリスク回避 公平性担保

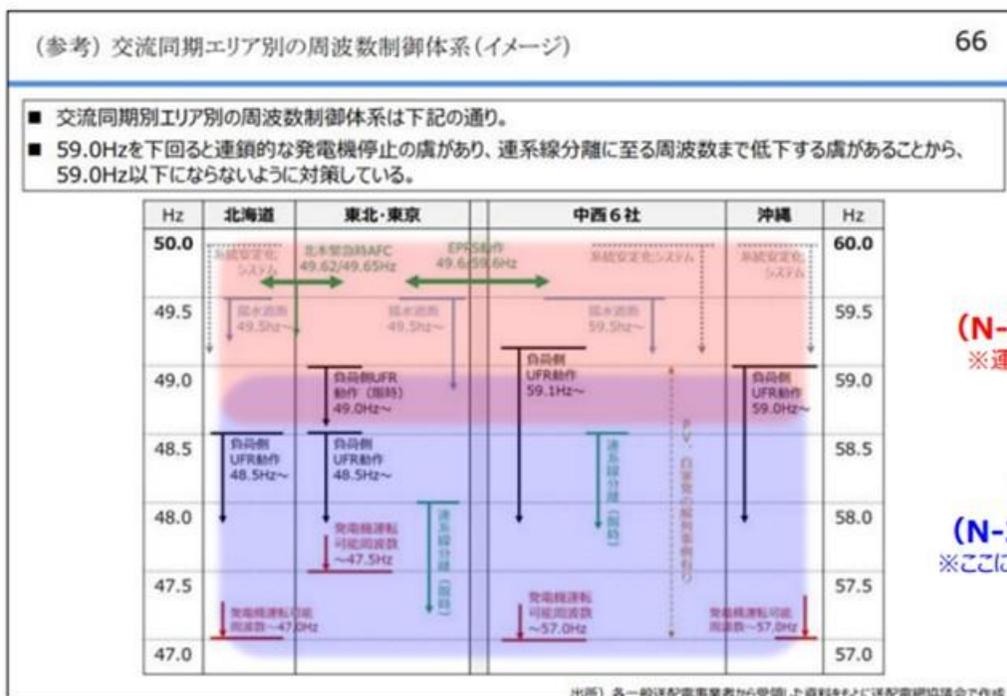
33

出所) 第45回電力・ガス基本政策小委員会 (2022年2月25日) 資料4-2をもとに作成
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/045_04_02.pdf

【技術2 - 3】ブラックアウトリスクへの対応 (2 / 2)

29

- 最大電源サイトの脱落等によるブラックアウト発生リスクへの対応としても負荷制限は有効である一方で、負荷制限の確保量には限り（技術的な限界）があるところ。
- この点、負荷制限の確保量は、想定故障（N-2故障まで）の領域だけでなく、想定外故障（N-3故障以上）の領域にも共用され得るため、電力レジリエンス総点検（ブラックアウトリスクの対応）という観点からは、負荷制限確保量の一部は控除した上で、負荷制限の技術的限界（運用容量の拡大幅）を決めることになるか。



想定故障
 (N-2故障まで)の領域
 ※運用容量の拡大に資する

想定外故障
 (N-3故障以上)の領域
 ※ここにも負荷制限確保量が必要

出所) 第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2024年8月29日) 参考資料1をもとに作成・一部加工
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyoursagyoukai_2_sankou_01.pdf

出所) 第4回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2024年12月5日) 資料3-1をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyoursagyoukai_4_03_01.pdf

1. 系統特性定数の傾向把握について
 - 1-1. シミュレーションの概要および各種条件について
 - 1-2. シミュレーション結果について
2. 北本マージンの考え方について
 - 2-1. 過去議論の振り返り
 - 2-2. 一次調整力見直しに伴う検討について
3. 中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）
4. まとめと今後の進め方

【系統特性定数の傾向把握について】

- 複数断面シミュレーション結果としては、周波数低下に影響しうる要素として、PV発電量の多寡による周波数低下の傾向は一定とならなかった一方で、GF確保量は多い方が周波数低下しづらい結果となった。
- 上記要因について分析（考察）すると、PVの影響よりも、GF確保量（絶対量）ならびに内訳（初期応動速度の速い機種割合）が周波数低下に与える影響が大きいといった示唆が得られた。
- 今後、北海道エリアおよび中西エリアのシミュレーション環境構築状況や、周波数制御体系見直し等の状況変化も踏まえて、系統特性定数の再算出方法やその要否については、引き続き検討していくこととしたい。

【一次調整力必要量見直しによる北本マージンの考え方見直しについて】

- 単機最大電源脱落時については、一次調整力が全量発動していないことや、緊急時AFCによる瞬時の融通時に動作遅延・ロスが発生することにより、事故時の周波数ボトムが周波数低下限度48.8Hzを下回る結果となった。
- そのため、緊急時AFCの融通枠に相当する単機最大電源脱落時マージン算出方法としては、緊急時AFCの遅延・ロスを考慮する算定式に見直すこととしてはどうか（周波数シミュレーションにより、その妥当性は確認済）。

【中国九州間連系線（中国向き）の運用容量について（補論）】

- 常時周波数変動や発電機不要解列量の織り込みに際し、EPPS見込み量の見直しや59.1HzUFR負荷制限織り込み等の低下補填対策を行うことにより、現状の運用容量を維持可能な水準であると考えられる。
- 他方、負荷制限（59.1HzUFR）の織り込み可能量については、各エリア実態を把握した上での、詳細な検討が必要であるため、精緻な運用容量の見直し可否については、引き続き検討を進めていくこととしたい。
- その他、系統特性定数の再算出の方法や、算出・判定方法・低下補填対策については、今後も引き続き、検討を進めていくこととしたい。