

# 本作業会における検討内容取りまとめと 今後の進め方について

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98回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下「調整力等委」という。）（2024年6月21日）において、2024年度以降の状況変化（調整力調達の変化、系統混雑の進展等）を踏まえ、制度と運用が両立した最適な運用容量等の在り方を目指し、「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」（以下「本作業会」という。）を調整力等委の下に設置した。
- 本作業会では、これまで計8回に亘り、一般送配電事業者の協力も得ながら、主要論点（系統特性定数・フリンジ等）の洗い出し・整理や、新たに顕在化した課題（負荷制限・EPPS等）の対応についての検討を行ってきた。
- 今回、これまでの取り組み状況（検討結果）について取りまとめを行い、今後の進め方についても整理を行ったため、その内容についてご報告する。

### 将来の課題認識 (全体像)

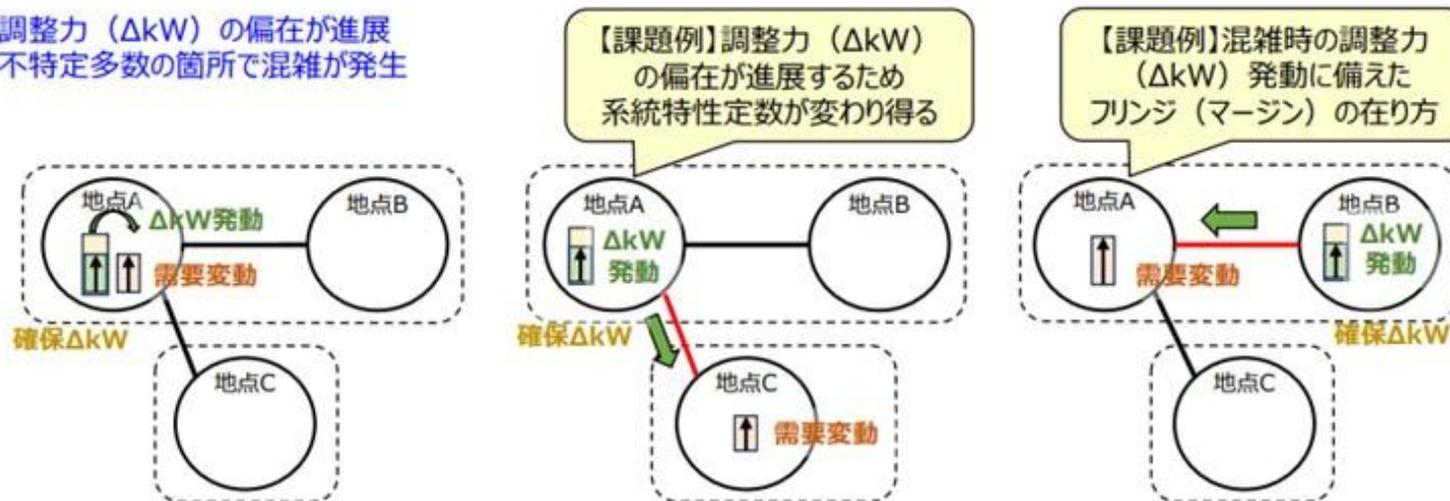
5

- 将来の日本の電力系統においては、主に下記のような状況変化が想定されている。
  - 広域運用可能なプラットフォーム構築に伴い、調整力 ( $\Delta kW$ ) の広域調達・運用は更に進展
  - 地域間連系線と地内系統の区別なく、不特定多数の箇所で混雑 (運用容量超過) が発生
- 上記のような世界観においては、地域間連系線だけでなく地内運用容量の値 (考え方) が、そのまま、電源起動・出力配分ひいては事業者収支 (経営) に直結するため、**制度として、妥当性・透明性の担保が重要。**
- また、従来の延長では対応できない事象が発生するとも考えられ、**運用としても、将来に備え、課題の早期把握※・ゼロベースで対応 (安定供給確保) を検討していくことが重要。**

※ 早期把握できた課題の一例として、「系統特性定数」「フリンジ」等が挙げられる。  
 (言い換えると、今後、新たな課題が顕在化した暁には、検討フォーカスに加える)

### 【将来の日本の電力系統 (世界観)】

- ・調整力 ( $\Delta kW$ ) の偏在が進展
- ・不特定多数の箇所で混雑が発生

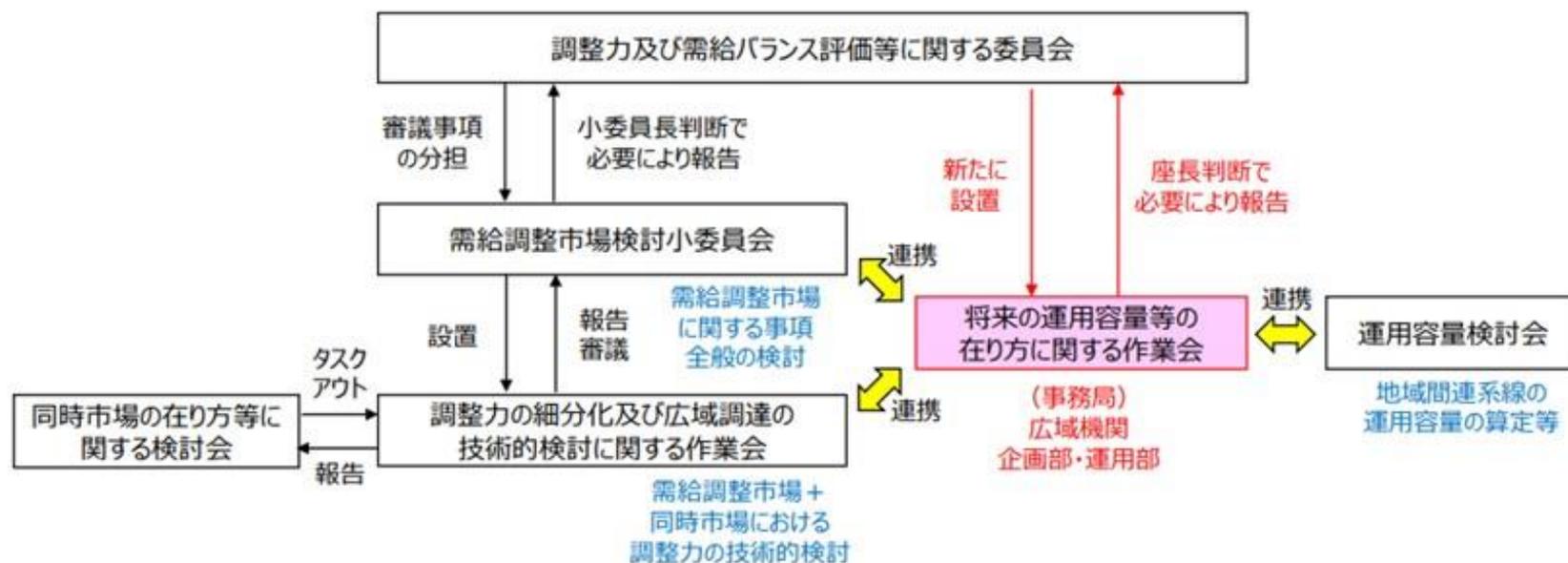


※ 地点A・Bが同一エリア、地点Cが他エリアといったイメージ

## 検討体制について

21

- 検討体制としては、現在（需給調整市場）ならびに将来（同時市場）の調整力に係る制度設計議論、ならびに運用容量算定に係る系統（運用）技術が関係し、現状はこれらを包含した各種委員会・検討会は存在しないことから、新たに調整力等委の下に作業会を立ち上げる（設置する）こととしてはどうか。
- また、上記にあたっては、それぞれの議論を扱っている需給調整市場検討小委、細分化作業会、運用容量検討会とも連携を密にするために、各事務局を担っている、電力広域的運営推進機関の企画部・運用部の共同事務局としたうえで、作業会を進めていくこととしたい。



## 今後の作業会スケジュール

23

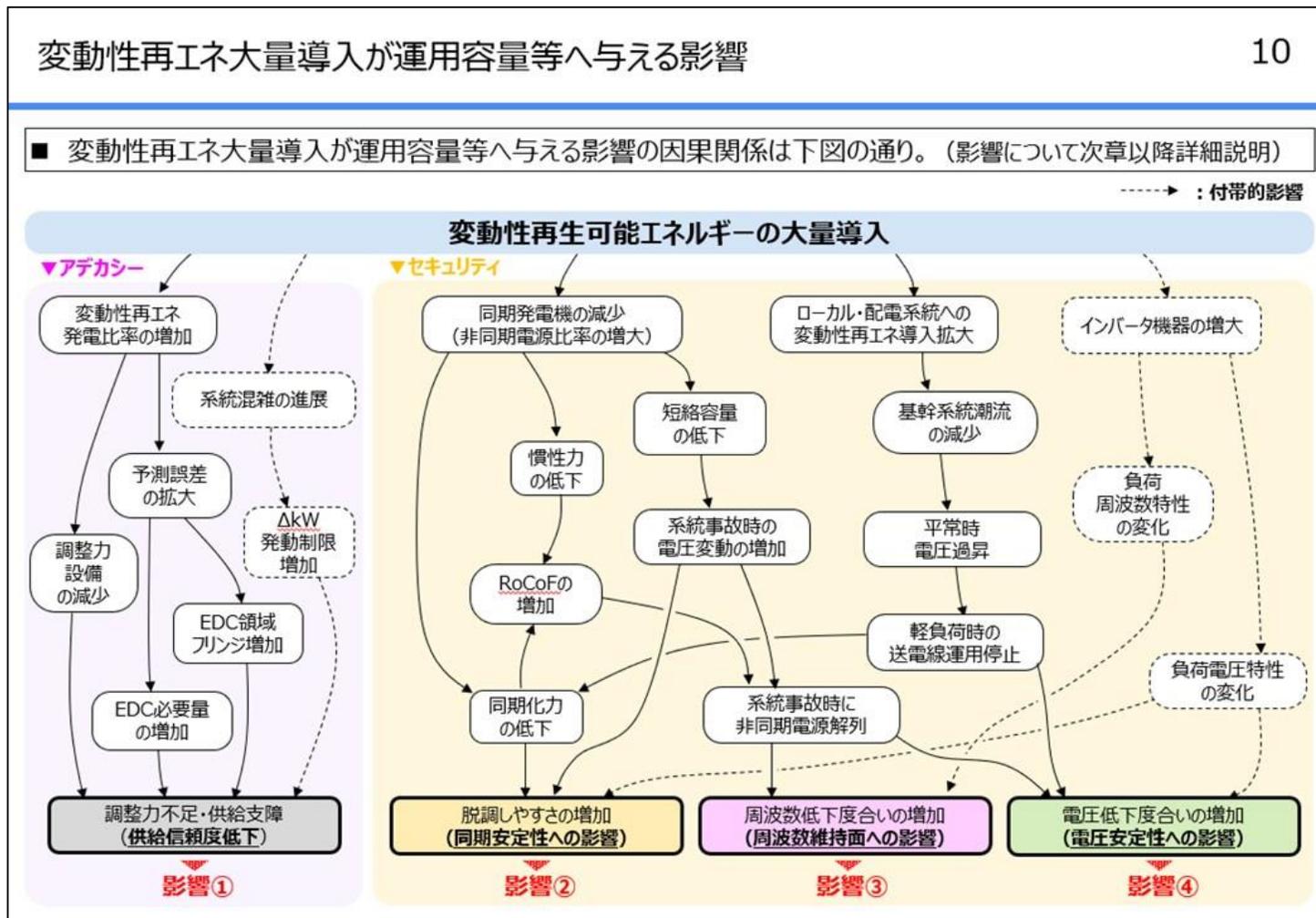
- 最終的には、同時市場の運用開始が見込まれる時期（2020年代後半以降）までに整理が必要と考えられるが、足元においても課題は顕在化し始めていること、ならびに、後工程にシステム対応等が必要な可能性もあることから、まずは、1年程度を目安に、現状確認や主要な論点の洗い出し・整理を進めていくこととする。
- その上で、足元の運用への導入要否、将来（同時市場）に向けた詳細検討等について（新たに顕在化した課題への対応含め）継続的に検討していくこととしてはどうか。



- 運用容量の実態把握や、変動性再エネ大量導入における運用容量への影響等を踏まえて、作業会における主要論点について下表のとおり整理し、これらを元にして深掘り検討を進めていくこととしていた。

大項目	中項目	No.	論点
共通	クライテリア (想定故障等)	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
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 $\theta$ 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	電制対象箇所の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	電制対象箇所の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	電制対象箇所の考え方の整理が必要か
	系統特性定数	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
		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

- 変動性再エネ大量導入が運用容量等に与える影響について、各制約要因ごとに整理した結果、これらを踏まえた合理的な算出方法、また、運用容量低下が顕在化した場合に補う方策の検討も併せて実施していくこととした。



大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
共通	想定故障 (クライテリア)	1-1-1	想定故障や社会的影響 の考え方の違いは妥当か	<p>現行のクライテリア (信頼度基準) においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと (ただし、電制は許容)、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。</p> <p>この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか (例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか)、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。</p> <p>➤ 次回以降、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認。その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討</p>
	フリンジ	1-2-1	各決定要因における フリンジの取扱い	<p>地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする (フリンジで対応する) にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取り扱いに、見直しの余地がないかを再確認する。</p> <p>地域間連系線では、同期安定性および電圧安定性のみ限界潮流からフリンジを控除しているが、他の制約要因 (熱容量等、周波数維持) に織り込んでいないことを踏まえ、故障時の影響や事故後の対応可否について深掘り検討し、必要により見直しを行ったうえで、エリア内送電線に適用可能かを判断したい (論点No.1-2-2)。</p> <p>➤ 第2回本作業会にて検討状況を報告 (資料4)、次回以降見直し要否を含め深掘り検討</p>
		1-2-2	連系線と地内送電線で の取扱い統一可否	<p>同時市場導入検討においては、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方向性が示されたものの、実際に考え方を統一することが可能かの検討が必要である。</p> <p>現在フリンジを考慮していないエリアにおいて、地域間連系線や他エリアと異なる理由について深掘りを行い、場合によっては未考慮側に合わせることも選択肢とし、合理的な取り扱いについて整理していくこととしたい。</p> <p>➤ 第2回本作業会での報告内容 (資料4) を踏まえ、一般送配電事業者と共に統一することの影響評価を行い、次回以降に検討結果を報告</p>
	緊急的な 運用容量拡大	1-3-1	地内系統の緊急拡大 スキーム整理が必要か	<p>地域間連系線では、N-0 (設備健全時) において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1故障・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められているが、地内系統における緊急拡大の考え方は整理されていない。</p> <p>地内系統においても、今後の系統混雑の進展に伴い、需給ひっ迫時においても供給力が制限されることが懸念されるため、地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み (適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など) の整理が必要ではないか。</p> <p>➤ 次回以降、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みを紹介した上で、地内系統の緊急拡大スキームの整理結果を報告</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要(背景、検討の進め方)
熱	短時間容量	2-1-1	連系線へ短時間容量を適用できるか	<p>現在、地域間連系線においては、連続容量超過時に短時間で潮流調整が困難であることから、連続容量を熱容量としている(本四連系線は短時間可能時間が4Hと長いため、下げ代不足時や夏季に限り短時間も採用されている)。今後、同時市場(次期中給)になれば、緊急時SCED機能により5分以内に潮流調整可能となることを踏まえれば、地域間連系線にも短時間容量を適用することが可能となるかどうか。</p> <p>➤ 次回以降、次期中給で具備される機能紹介および、当該機能を活用することによるN-1故障(2ルート連系の場合、N-2故障)時の短時間での潮流調整の実現性を報告</p>
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か	<p>N-1電制量を常時周波数変動(0.2Hz)に納める案が第28回広域系統整備委員会にて示された後、「流通設備の整備計画の策定(送配電等業務指針 第55条関連)におけるN-1電制の考え方について」で定めているが、0.2Hz以内でなければならない理由はあるか。</p> <p>また、エリア予備率を考慮する案も示され、同様に定められているが、単機最大脱落がどのエリアでも発生すると思えば、電制後のエリア予備率確保による上限も不要となるか。</p> <p>➤ 次回以降、過去の整理の経緯・背景を踏まえ、現状や将来の状況変化を見据えた場合にこれらの考え方の変更要否を整理し、報告</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要(背景、検討の進め方)
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西 $\theta$ を運用容量の制約へ追加すべきか	<p>中西60Hz系統は長距離くし形系統であり、東向き潮流の重潮流化で同期安定性が不安定になりやすい傾向(西系統の送電線N-2事故や中系統の電源脱落事故が発生すると系統間脱調に至る可能性)がある。上記事象を防止するため、中西<math>\theta</math>(九州の西側ノードから中国の東側ノードまでの位相差)が上限(限界値)に至らないように監視しており、超過時には持替え運用を行っている実態がある。</p> <p>一方、持替え運用は混雑処理(再給電)と同義であり、同時市場においてはSCUCで一括処理することが効率的と考えられるところ、中西<math>\theta</math>という指標を、新たな運用容量の考え方とすべく、管理方法やSCUCへの組み込み方等について検討を進める必要がある。</p> <p>➤ 次回以降、中西地域における中西<math>\theta</math>を考慮した運用実態(必要性)を紹介いただいた上で、事務局にて運用容量の制約要因とする場合の考え方(管理方法等)を整理・検討する</p>
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、同期安定性の場合には、最も遮断量小さい箇所が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>次回以降、同期安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する。</p>
	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あるか	<p>将来的な再エネ大量導入等に伴い、電力系統内の非同期電源比率が高まることで、中期的な運用容量への影響(運用容量低下)が顕在化し得る可能性が調整力等委で報告されていることを踏まえ、当該影響を補う方策についての検討が必要か。</p> <p>➤ 既存の技術で効果的と考えられる電源制限装置等を活用した対策効果の見通しについて、次回以降、本作業会にて報告する。</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
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	<p>関西中国間連系線では、電圧安定性が運用容量の決定要因となっており、その限界潮流の判断基準をL法（電圧0.9PU）で評価していることの妥当性（故障後の二次系統電圧の回復による低め解への移行や調相資源の投入等を模擬できないため、一定程度尤度を持たせたうえでの0.9PUとも考えられる）を説明できるかどうか。</p> <p>地内の電圧安定性の判定方法として、V法など他の計算ツールを用いているエリアもあることから、判定方法の違いについて、現在、送配電網協議会にて調査を進めている、負荷の電圧特性等も踏まえた合理的な説明ができるか。</p> <p>また、将来的な短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。</p> <p>➢ 次回以降、各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握した上で、負荷の電圧特性等を勘案し、算出・評価方法として妥当な説明が可能かについて整理結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。</p>
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、電圧低下の著しい箇所から離れた電源が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➢ 次回以降、電圧安定性制約の拡大を目的とした電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

大項目	中項目	No.	論点	概要(背景、検討の進め方)
周波数維持	EPPS	5-1-1	考え方見直し(影響評価)が必要か	EPPSを確実に動作させるために、新FC以外のFCにおいても周波数逆転を許容しない考え方(整定)を見直す必要があるか。また、考え方の変更にあたっては、EPPS送電後の健全側の周波数低下による影響をシミュレーション等で精緻に評価する必要があるか。 > 次回以降、周波数品質の悪化を踏まえ、見直すことの必要性を整理のうえ、見直すとなった場合には、その影響や設備側の整定変更要否について検討結果を報告
	負荷制限	5-2-1	N-2故障時に負荷制限を織り込まない理由とは	現行の関門連系線(九州向き)は周波数制約(無制御)で決まっており、PV不要脱落も相まって運用容量が相当小さく、卸(kWh)取引の変化やEUE(kW)評価において、九州向けが分断するケースも散見され、追加の社会コストがかかる等、課題が顕在化し始めている。負荷遮断の織り込みで解決する課題とも考えられるため、具体的な拡大方策の検討が必要か。 > 次回以降、負荷制限が織り込まれていない箇所(関門連系線の九州向き等)について、社会的便益(≒EUE評価結果への影響)等も踏まえた織り込み要否等について検討する
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	周波数上昇系統で効果は一律と考えられるものの、熱容量と同じ電制対象箇所の考え方で問題ないか整理が必要か。 > 次回以降、周波数上昇制約の拡大を目的として電制を設置されている一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する
	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策の妥当性	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、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エリア毎の違いの妥当性を深堀り検討する必要があるか。 また、将来的なRoCoFの増加、短絡容量低下に伴う、非同期(インバータ)電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、将来的な周波数維持制約の合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。 > 次回以降、算出方法・判定方法の妥当性について、検討結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。
		5-4-2	系統特性定数の必要性	系統特性定数に関する前提(調整力調達の在り方)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も、平常時(N-0)、作業時(N-1)、緊急時(N-2)の事象毎に検討する必要があるか。 > 第2回本作業会での事業者プレゼン内容(資料3-1)を踏まえ、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

大項目	中項目	No.	論点	概要(背景、検討の進め方)
周波数維持	系統特性定数	5-4-3	状況変化による系統特性定数の再算定	<p>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、負荷側においては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定の必要性について検討する必要があるか。</p> <p>▶ 次回以降、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算定の方法(検証の進め方)について検討し、再算定を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告</p>

第1回 (2024年7月19日)

- (1) 作業会の設置や進め方等について
- (2) 運用容量等に関する基本的事項について

第2回 (2024年8月29日)

- (1) 周波数維持に用いる系統特性定数等について
- (2) 系統混雑に対応したフリンジに関する検討の方向性について
- (3) 制約要因一覧等を踏まえた今後の主要論点について

第3回 (2024年10月10日)

- (1) 変動性再エネ大量導入が運用容量等に与える影響について
- (2) 緊急時の負荷制限の織り込みに関する検討の方向性について
- (3) EPPSの動作確実性向上に向けた検討について

第4回 (2024年12月5日)

- (1) 緊急時の負荷制限の在るべき姿と個別織り込みの検討状況について
- (2) 将来の状況変化を踏まえた系統特性定数の必要性について
- (3) 各制約要因における限界潮流・フリンジ算出方法の実態について

第5回 (2025年1月24日)

- (1) 系統特性定数に関する詳細検討について (その1)
- (2) フリンジに関する詳細検討について (その1)
- (3) 想定故障の違い等を踏まえた検討の進め方について

第6回 (2025年3月14日)

- (1) 系統特性定数に関する詳細検討について (その2)
- (2) フリンジに関する詳細検討について (その2)
- (3) 想定故障等に関する詳細検討について
- (4) 広域的な負荷制限の在るべき姿について
- (5) 確実なE P P S動作に向けた整定変更の方向性について

第7回 (2025年4月22日)

- (1) フリンジに関する詳細検討について (その3)
- (2) 中西安定度の運用容量制約への反映について
- (3) 地域間連系線への短時間容量適用の可能性について
- (4) 地内系統への緊急的な運用容量拡大スキーム適用について
- (5) 将来の中西エリアの周波数制御体系について

第8回 (2025年6月13日)

- (1) 系統特性定数に関する詳細検討について (その3)
- (2) フリンジに関する詳細検討について (その4)
- (3) 電源制限箇所の考え方について
- (4) 本作業会における検討内容取りまとめと今後の進め方について

1. 主要論点の検討結果（検討状況）
  2. 本作業会の今後の進め方
  3. まとめ
- （参考）各主要論点の検討内容について

## 1. 主要論点の検討結果（検討状況）

## 2. 本作業会の今後の進め方

## 3. まとめ

（参考）各主要論点の検討内容について

- 本作業会では、一般送配電事業者の協力を得ながら、主要論点や新たに顕在化した課題について検討してきた。
- 進捗状況は以下のとおりとなり、現段階で検討可能な論点については、概ね検討完了したため、主だった検討内容（下表赤枠）について次頁以降でご紹介する。（詳細な検討内容は参考資料 1 参照）

大項目	中項目	No.	論点	
共通	クライテリア（想定故障等）	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	検討完了
	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	継続検討
		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	継続検討
	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	継続検討
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	検討完了
	電源制限	2-2-1	N-1電制量上限の考え方は妥当か	検討完了
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西 $\theta$ を運用容量の新たな制約として追加する必要があるか	継続検討
	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	検討完了
	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	検討完了
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	継続検討
	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	検討完了
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	検討完了
	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	検討完了
	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	検討完了
	系統特性定数	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	検討完了
		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	検討完了
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	継続検討	

※検討完了には、現段階で可能な範囲の検討完了分を含む。

- クワイテリア（想定故障等）について、故障の定義（どういった事故様相がN-1 or N-2故障なのか）や、各故障様相における安定化の考え方について調査した結果、各エリア毎に様々な考え方（差異）が確認された。
- これらについて、考え方は統一可能か、あるいは差異は合理的かといった観点で検討を進め、地域性あるいは設備形成ルールとの不整合が発生する箇所は差異を許容しつつ、基本的には事故発生確率などを元に、全てのエリアで共通的な考え方になるよう整理を行った。

## クワイテリアの考え方（全体像）に関する各論点

8

- 一方、それぞれの枠の考え方については、エリアによって解釈が異なる可能性があるため、アンケート調査を実施。



## まとめ

31

- 今回、想定故障等について更に深掘りした調査を行うとともに、「N-1故障・N-2故障の定義」・「N-1故障における安定の考え方」・「N-2故障における安定の考え方」の3つの論点（差異）に関する合理的な考え方（考え方は統一可能か、差異は合理的か等）について、下記のとおり整理を行った。

### 【N-1故障・N-2故障の定義】

- 「1φ2LG」については、本来的にはN-1故障と定義するのが合理的である一方、設備形成の考え方と不整合が生じるエリアにおいて、当面は1φ2LGに対し複数の定義が併存することを許容しつつ、1φ2LGにより負荷制限が発生する箇所（系統）に限り、負荷制限を許容するN-2信頼度基準ではなく、N-1信頼度基準（それに伴う、N-1故障における安定の考え方）を適用する
- 「2φ3LG」については、本来的にはN-2故障と定義するのが合理的である一方、北陸においては、引き続き、2φ3LGをN-1故障と定義する
- 「片母線」については、本来的にはN-2故障と定義するのが合理的なため、北海道・関西・沖縄において、片母線をN-2故障と定義することとし、設備形成の考え方と不整合が生じる北陸においてN-1故障と定義することを許容

### 【N-1故障における安定の考え方】

- 同期・電圧・周波数のN-1電制量上限については、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能としておくことが合理的
- 熱のN-1電制量上限についても、同様の考え方にも考えられるが、設備形成の考え方にも大きく影響を与えることから、関係する広域系統整備委員会とも連携して、引き続き、検討を進めていくこととする

### 【N-2故障における安定の考え方】

- 系統安定化装置または脱調分離ルーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とする

出所) 第5回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年1月24日）資料5をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyououryousagyoukai\\_5\\_05.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyououryousagyoukai_5_05.pdf)

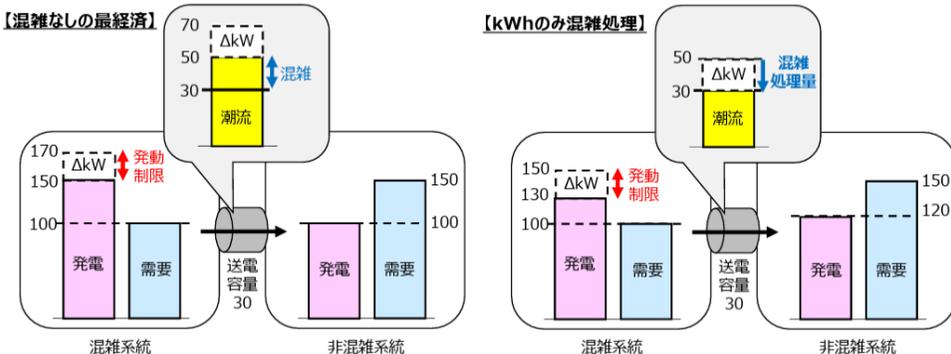
出所) 第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年3月14日）資料5をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyououryousagyoukai\\_6\\_05.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyououryousagyoukai_6_05.pdf)

- 同時市場において活用が考えられるSCUC・SCED (kWhとΔkWの同時最適) ロジックは、kWhのみを送電容量以内に抑える制約となるため、混雑系統にあるΔkWは発動制限を受ける課題 (発動時に再混雑が発生するため、発動できない制約) が生じることが判明した。
- この点、ロジック技術検証において、ΔkW発動も考慮したロジック実装は困難と判明し、別のアプローチとして適切なフリンジ (マージン) を設定すれば、発動制限ΔkWに対応可能な示唆が得られたため、その詳細について本作業会において深掘り検討することとなっていた。

## 系統制約の取扱いの検証 ( 1 / 2 )

76

- SCUC・SCEDロジックにおいては、送電容量制約を考慮することから、最適化の過程 (制約条件を満足する中) で混雑処理が行われることとなる (以下の左図から右図になるイメージ)。
- 一方で、海外事例 (米PJM等) の送電容量制約では、あくまでもkWh (電力量) のみを送電容量以内に抑える制約となっており、この場合、送電容量制約を考慮した最適化 (混雑処理) 後でも、混雑系統にあるΔkWは発動制限を受ける課題 (発動時に再混雑が発生するため、発動できない制約) が生じる。



## フリンジ (マージン) を設定した対応について ( 5 / 5 )

87

- また、フリンジ (マージン) に関しては、調整力細分化作業会 (調整力の定義見直し検討) においても、発動制限ΔkW対応としてフリンジで対応する方法が検討されており、地域間連系線とエリア内送電線で考え方を統一することが望ましく、まずは、地域間連系線の考え方に統一することを基本的な考え方としたうえで、発動制限ΔkWへの対応可否について深掘り検討を行うこととした。
- 検証A (ロジック技術検証) における「⑤系統制約の取扱い」としては、**ΔkW発動も考慮したロジック実装は困難と判断したことをもって完了**とし、妥当なフリンジ (マージン) の設定方法については、今後の地域間連系線および地内送電線の運用容量等の在り方を検討することを目的に本年7月に設置された、**「将来の運用容量等の在り方に関する作業会」**において引き続き検討していく。

論点整理・検討状況<各商品必要量の算定式> ( 10 / 10 )

最終 (4/10) 71

■ 前約要因の考え方や電源脱落の取扱いについては踏襲することとした一方で、フリンジの取扱いについて、同時市場においては現行の地域間連系線・エリア内送電線の明確な区分けがなくなることを踏まえ、考え方を統一する必要がある。この点、地域間連系線では (四角安定性・電圧安定性に対し) フリンジ考慮しており、また北米でも同様の考え方 (TRM-低頻度マージン) があることを踏まえ、地域間連系線と同様にすることで、発動制限ΔkWに対応する方向性が提示されたところ。

■ まずはこれを基本的な考え方として、引き続き深掘り検討を行い、解決が困難な課題が顕在化した場合は、必要に応じて見直しを行っていく予定。

商品名	必要量の算定式	注
電力	電力需要 (MW) × 時間 (h) × 1.05 (マージン)	
調整力	電力需要 (MW) × 時間 (h) × 1.05 (マージン) × 0.1 (調整率)	
送電容量	電力需要 (MW) × 時間 (h) × 1.05 (マージン) × 0.1 (調整率) × 0.1 (調整率)	
送電容量 (ΔkW)	電力需要 (MW) × 時間 (h) × 1.05 (マージン) × 0.1 (調整率) × 0.1 (調整率) × 0.1 (調整率)	

- 作業会においては、地域間連系線・地内送電線における将来的な調整力指令方法の違い、また、調整力成分毎（GF・LFC・EDC）の限界潮流超過リスクへの考え方の違いを踏まえ、運用容量とフリンジの関係性を整理した。
- 具体的には、予め調達した調整力を無駄にせず、かつ応動による限界潮流超過リスクへ対応するため、調整力調達～発動の各過程で異なる運用容量（空容量）の設定が必要なことを示し、その概略や算定方法について整理を行った（**将来の制度と運用が両立する在り方について一定の整理を進めた**）。

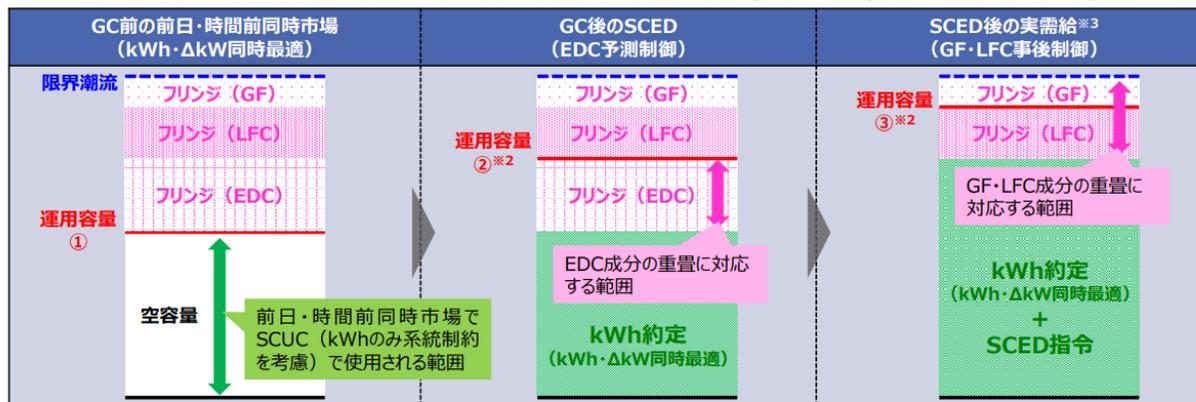
(Ⅲ) 調整力調達・運用の変化への対応 (まとめ)

53

- 調整力調達・運用の変化を踏まえた、**運用容量※1の設定（責任分解）**は下表のとおり。
- 具体的には、前日・時間前同時市場におけるkWh・ΔkWの同時最適（SCUC）では、**運用容量の制約要因に関わらずEDC成分（+GF・LFC成分）の重畳量をフリンジとして限界潮流から控除した値を運用容量①**として使用。
- GC以降のSCEDでは、**瞬間的な限界潮流超過を許容できない場合、GF・LFC成分の重畳量をフリンジとして限界潮流から控除した値を運用容量②※2**として使用する。
- SCED以降の実需給断面では、**地域間連系線のみ更に異なる運用容量③※2**とするか、あるいは、**地域間連系線においても地内送電線と同じく系統制約を考慮しないLFC指令とする必要がある**。

※1 本資料では、便宜上、運用容量と呼称しているが、業務規程等における実際の取扱いについては、別途整理が必要。

※2 瞬間的な限界潮流超過を許容できない制約要因の場合を例示（許容できる場合には、③は限界潮流、②は限界潮流からフリンジ（LFC）を控除した量）



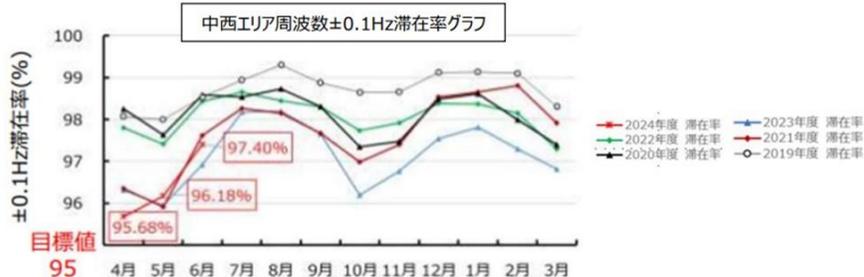
※3 地域間連系線の場合を記載（地内送電線の場合、系統制約を考慮したGF・LFC指令がなされないため、運用容量③の設定は不要）

- 周波数変換装置（FC）のEPPS健全側動作条件が、「基準周波数 - 0.1Hzより大きい」に設定されていたため、昨今の周波数±0.1Hz滞在率悪化に伴い、EPPSの健全側動作条件を満たさない確率が年々上がっており、電源脱落等の周波数低下事象発生時にEPPSが確実に動作できず、その目的を果たせなくなる問題があった。
- この点、複数の周波数シミュレーションを行い、健全側影響が軽微であることを確認できたため、EPPS動作確実性向上のため、「基準周波数 - 0.2Hzより大きい」に整定変更を行うこととした（2025年4月8日整定変更完了）。

## 至近の周波数滞在率悪化に伴うEPPSへの影響について

17

- 前述したとおり、健全側の動作条件が - 0.1Hz以上に設定されているため、健全側周波数が0.1Hzより低下していた場合、EPPSが動作せず、本来EPPSが動作していれば抑制できていたはずの負荷遮断が起こる可能性もある。
- この健全側起動条件について、従来、周波数±0.1Hz以上滞在率はそれほど低くなかったことから、大きな問題とはなっていなかった。
- 他方で、近年、主に中西地域で周波数±0.1Hz滞在率が低下しており、2019年度は98～99%程度だったが、2024年度は96～98%程度となるなど、健全側起動条件を満たさない確率も年々上がっている。
- EPPSは負荷遮断量低減や大規模停電防止の目的があり、連系線においてEPPS用のマージンを確保していることも考慮すると、周波数低下事象発生時の確実な動作が必須であることから、昨今の周波数滞在率状況も踏まえ、次章以降で動作確実性を向上させる方法について深堀り検討する。



出所) 第101回調整力及び需給バランス評価に関する委員会 (2024年9月30日) 資料5をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/2024/files/chousei\\_101\\_05.pdf](https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_101_05.pdf)

## まとめ

41

- 第3回本作業会（2024年10月10日）において、昨今の周波数品質（±0.1Hz滞在率悪化）を踏まえると、現在のEPPS（周波数低下時に健全側から故障側へ瞬時に電力融通を行う機能）の健全側動作条件では、必ずしもEPPSが確実に動作するとは言えないことから、動作確実性向上のための整定見直しについて提案した。
- 今回、最軽負荷時および可変EPPS動作時の周波数シミュレーションを行い、健全側影響について確認した結果、健全側のポンプ遮断（59.5Hz or 49.5Hz）が起こる可能性があるものの、負荷制限ならびに連鎖的な発電機脱落が起こる可能性は低く、整定変更に伴う健全側システムへの影響は軽微であることが確認できた。
- これらの結果から、EPPS整定変更（健全側動作条件：- 0.1Hz以上⇒ - 0.2Hz以上）については、一般送配電事業者等の準備が出来次第、実施することとしてはどうか。
- また、これによりEPPS動作確実性向上が期待できるようになるため、需給調整市場の異常時必要量からEPPS分を控除することが可能かどうか（控除量、控除可能期間等）については、需給調整市場検討小委員会と連携の上、引き続き、検討を進めていくこととしたい。

電力広域的運営推進機関  
 OCECO

出所) 第3回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2024年10月10日）資料5をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyoukai\\_3\\_05.pdf](https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyoukai_3_05.pdf)

出所) 第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年3月14日）資料7をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyoukai\\_6\\_07.pdf](https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyoyouryousagyoukai_6_07.pdf)

- EPPS動作確実性向上が図れたことを受け、需給調整市場検討小委員会とも連携の上、異常時（電源脱落）対応調整力必要量について、従来の50Hzおよび60Hzの同一周波数連系系統毎に単機最大ユニット容量という考え方から、EPPS動作期待分を考慮した量に見直すこととした（9エリアで約1,000MWの必要量低減）。

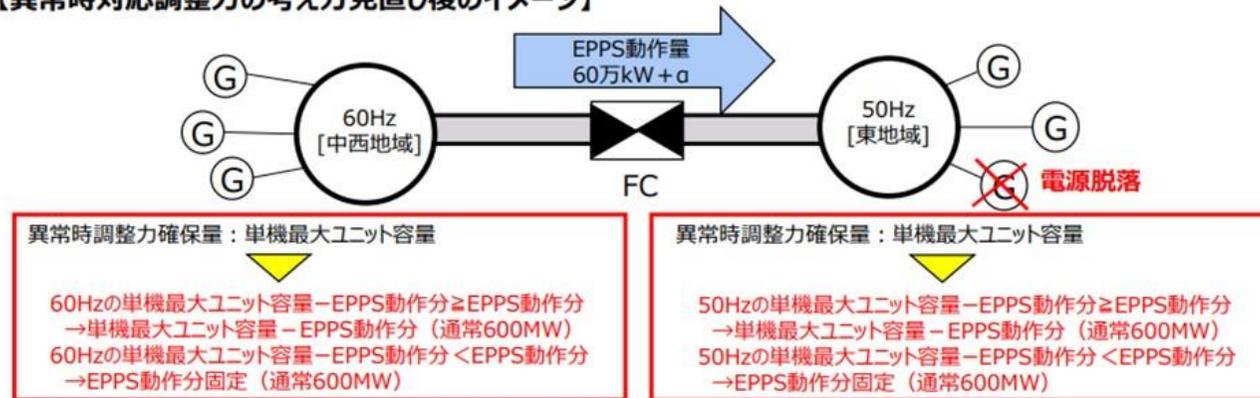
異常時（電源脱落）対応調整力必要量の考え方について（1 / 2）

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】



- 負荷制限の在るべき姿について、まずは基本的な考え方（地域間連系線と地内系統について、本質的な考え方を区別することなく議論する等）や、制度的・技術的な論点について整理を行った。
- また、個別連系線に関して、中部電力PG・九州電力送配電から、検討状況を報告いただき、運用容量検討会や調整力等委員会とも連携の上、運用容量への反映ならびに供給信頼度（EUE）評価への反映を図った。
  - 中部関西間（中部向き）：太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大が可能
  - 中国九州間（九州向き）：新たに負荷側UFRを活用することで、点灯帯を中心に+10～60万kWほど拡大が可能

## まとめと今後の進め方（1 / 2）

35

- 今回、負荷制限の在るべき姿について、下記のとおり、基本的な考え方や制度的・技術的論点の整理を行った。

### 【基本的な考え方（議論の前提）】

- 地域間連系線と地内系統、ならびに電源線と系統線の故障時の影響等を踏まえつつ、既に負荷制限を織り込み済の箇所を含め、本質的な考え方を区別することなく議論する
- 系統増強に対する補完的な方策というのが、系統制御（負荷制限）を用いた運用容量拡大の建付け
- 今回の検討対象は、想定故障（N-2故障まで）において、連鎖的な発電機停止や系統分離に至らない範囲

### 【制度的・技術的論点の検討結果】

分類	項目	整理（検討結果）
制度的論点	1-1 負荷制限の適用目的	負荷制限は「供給力確保」および「経済取引」の両方に資する
	1-2 負荷制限の社会的影響	停電コストとのトレードオフ関係は実質的に成立しないため、基本的には、技術的に可能、かつ必要な分だけ、負荷制限を織り込む考え方を適用
	1-3 永久事故時の復旧影響	早期復旧に関する定量的な基準を設けない（定性的な項目として扱う）
	1-4 広域負荷制限の在り方	広域ブロック単位の計画停電の考え方と同様（必要性等、引き続き検討）
技術的論点	2-1 対応可能な電源脱落率	系統規模に対する電源脱落の割合により負荷制限の技術的限界を決定
	2-2 再エネ逆潮流時の負荷制限確保	負荷UFRの場合、当面、設定を一律として制限量を算定する必要がある（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）
	2-3 ブラックアウトリスクへの対応	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を決定
	2-4 負荷制限時の混雑対応	非混雑系統内に一時的な運用容量超過の解消のための余力が必要

## まとめと今後の進め方（2 / 2）

36

- また、個別連系線に関する検討状況について、中部電力PG、九州電力送配電から検討進捗を報告頂いたことを踏まえ、今後、下記のとおり進めていくこととどうか。

### 【中部関西間連系線（中部向き）】

- 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限確保」「ブラックアウトリスクへの対応」の観点から、システム改修を伴わない短期的な運用容量の拡大方法について検討
- 技術的には、需要が大きく、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい平日の夜間帯に+20～50万kWほど拡大可能な見込み（拡大可能コマは、市場分断の発生コマの15%に相当）
- 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに適用については、一般送配電事業者とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととはどうか

### 【中国九州間連系線（九州向き）】

- 前述の負荷制限の在るべき姿の整理を踏まえ、主に、「再エネ逆潮流時の負荷制限確保」「広域負荷制限の在り方」の観点から、まずはシステム改修が不要な負荷UFRを用いた運用容量の拡大方法について検討
- 技術的には、太陽光による逆潮流の影響を受けにくい点灯帯を中心に+10～60万kWほど年間の運用容量を拡大可能な見込み（昼間帯については、PV出力予測活用により、前々日の運用容量を拡大できる可能性）
- 上記検討結果を踏まえて、運用容量拡大の手続きならびに供給信頼度（EUE）評価への反映については、既に検討の進め方が示されている調整力等委等とも連携の上、可能な限り、早急に進めていくこととはどうか
- また、更なる追加対策の検討要否については、必要な技術検討（系統安定化システムの改造等）を進めつつ、供給信頼度（EUE）の改善状況も踏まえながら、引き続き検討していくこととどうか

- また、広域負荷制限の在るべき姿についても引き続き検討を行い、社会的影響の低減に資する場合は、合理的な系統安定化維持対策であるといった位置づけを始め、いくつかの主要論点について整理を行った。
- それらの整理内容も踏まえ、一般送配電事業者（中西6社）から、遮断機会の均平化、社会的影響の極小化等の観点から、連系系統全体で負荷遮断を実施する「広域遮断」が望ましいという考え方のもと、将来の中西エリアの周波数制御体系として移行を目指していくことが示された（電源不要解列対応が進む2030年代を目標）。

まとめ

48

- 今回、広域負荷制限の在るべき姿について、下記のとおり、整理を行った。

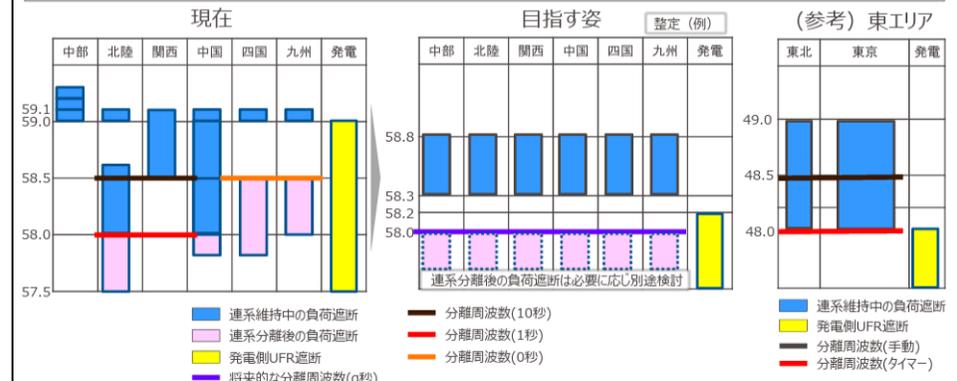
項目	整理 (検討結果)
広域負荷制限の位置づけ	社会的影響の低減に資する場合は、送配電等業務指針に則った合理的な系統安定化維持対策である。
負荷制限の実施単位	同期連系系統（50Hzまたは60Hzの交流系統）単位で実施することを基本とする。
エリア間の分担比率	各エリアの需要比率を基本としつつ、必要に応じて、実施頻度の均平化を図るための調整を行う。
制御方式	系統安定化システムと負荷側UFRのどちらの方式を選択するかに関しては、それぞれの特徴を踏まえた検討が必要である。
負荷制限実施後の復旧方針	広域機関および一般送配電事業者の実運用を担う関係箇所と連携しつつ、検討を進めていく必要がある。

- 引き続き、広域負荷制限の適用（拡大）要否、ならびに詳細な論点について、検討を進めることとしたい。

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。



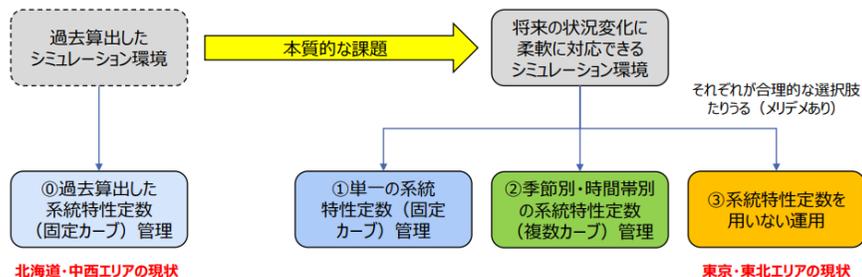
- 周波数維持運用については、「系統特性定数を用いない運用」・「系統特性定数を用いる運用」など様々な考え方（違い）が確認され、これらの本質的な意味（特質）を整理した結果、実態に即したシミュレーション環境の更新を行い、将来の状況変化（調整力確保状況や負荷特性変化等）に柔軟に対応できる環境を整えることが重要であり、北海道および中西エリアではそれらの環境がまだ完全には整っていないという本質的な課題が明らかになった。
- 上記については、北海道・中西エリアにおいて既に電力中央研究所と共同でシミュレーション環境整備を進めており、負荷特性のデータ計測・分析および実際の事故との実測対比による精度検証・向上を図っている段階であったため、今後、進捗に応じて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。

## 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）】



## 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

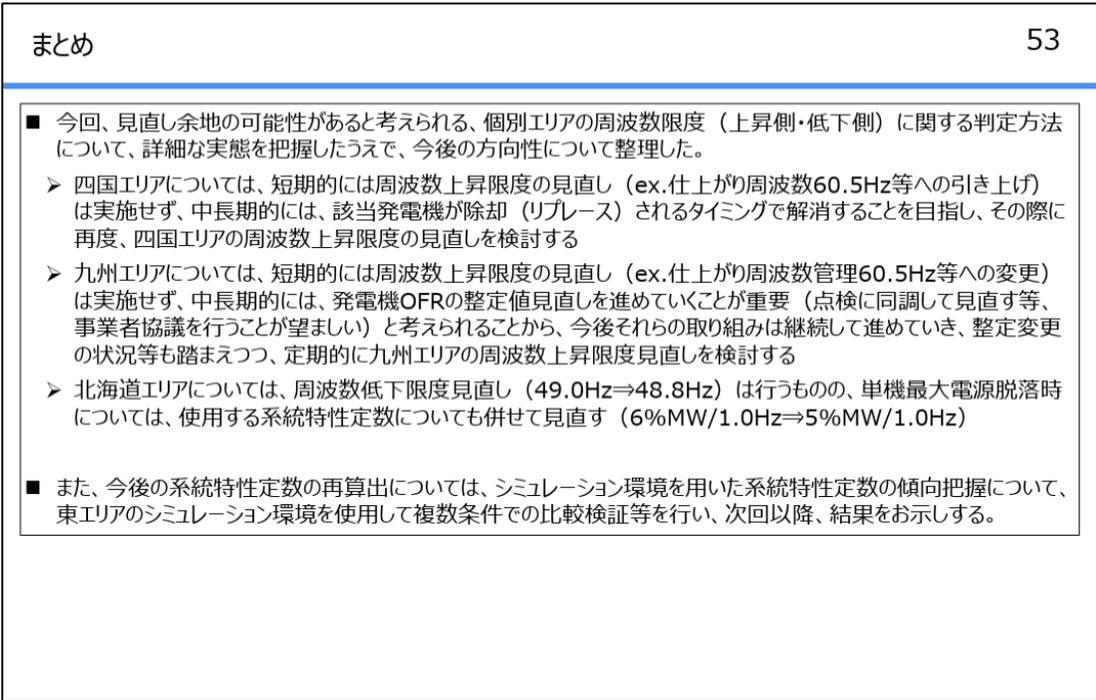
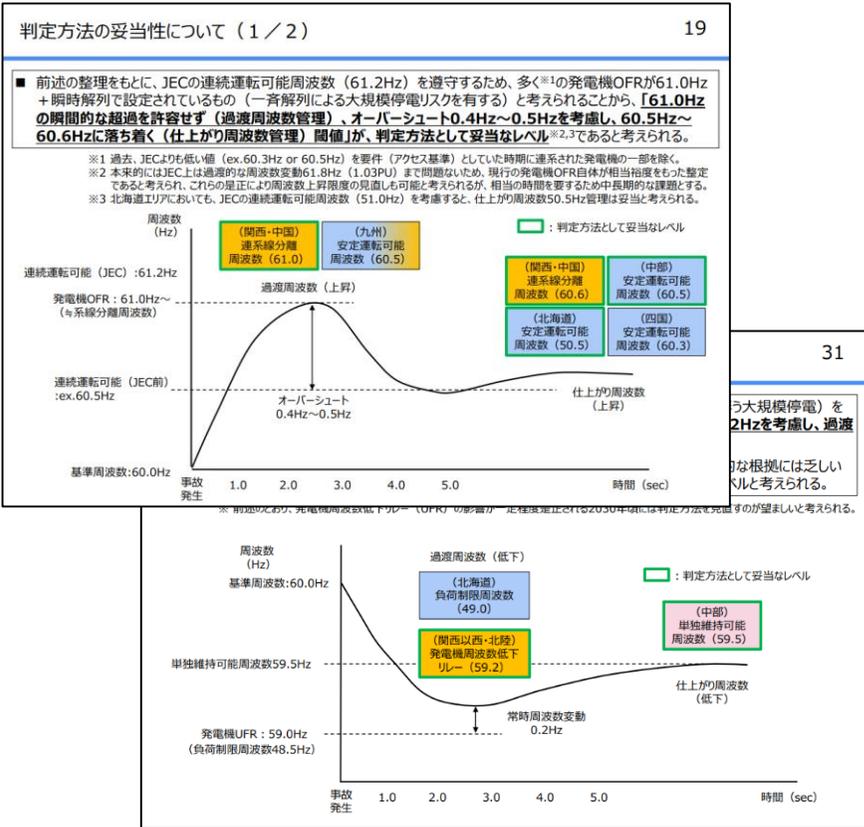
- 北海道および中西エリアについては、一般送配電事業者と電力中央研究所でシミュレーション環境の整備を進めており、簡易モデルおよび詳細モデル（個々の発電機ロジックを模擬）を既に構築している状況。
- また、負荷周波数特性についても、2023年度に計測装置を設置し、現在はデータ蓄積中といったステータス。
- 今後、数年かけて過去の周波数変動を伴った実際の事故\*との実測対比による精度検証を通じて精度向上を図る予定であるため、今後、進捗に応じて一般送配電事業者から検討状況を報告いただく等、シミュレーション環境構築のフォローアップをしていくこととした。

\* 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、本四連系統1回線停止中の残回線事故に伴う周波数上昇等。

2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度
	計測装置の設置			
			収集データの分析	
			モデル・シミュレーションの精度・機能向上	

ただし、今後詳細検討で変更となる可能性がある

- また、系統特性定数を用いた周波数維持限度値の考え方（判定方法）が妥当かといった観点でも調査した結果、各エリア毎に管理方法（過渡周波数 or 仕上がり周波数）や要因（安定運転可能周波数、発電側・負荷側の周波数リレー等）など様々な考え方（違い）が確認された。
- これを受け、安定供給を保つ（大規模停電を防ぐ）ために妥当なレベルを整理の上、それらに即していないエリアについては、詳細な実態を把握したうえで、周波数維持限度値の考え方見直しに向けた、短期的ならびに中長期的な進め方を整理した。



1. 主要論点の検討結果（検討状況）

2. 本作業会の今後の進め方

3. まとめ

（参考）各主要論点の検討内容について

- 本作業会においては、当初目安としていた1年程度、一般送配電事業者の協力の元、主要論点や新たに顕在化した課題について検討を進め、前章で報告した通り、概ね結論や今後の方向性について取りまとめたところ。
- 他方、将来の同時市場導入や次期中給システム運開に向けて、継続検討となっている残論点もあるため、今後は1回／半年程度の開催頻度とした上で、他の関係する審議会等とも連携しながら、残論点の検討ならびにフォローアップをしていくこととしてはどうか（主だった項目については下表のとおり）。

残論点	継続検討・フォローアップ項目
フリンジ	<ul style="list-style-type: none"> <li>・フリンジ算出における将来課題（①第1年度のフリンジ量の算出方法の整理、②再エネ等を踏まえたフリンジ量の上振れ評価、③フリンジの算出方法の在り方（将来的な細分化）、④実務対応負担を軽減するための効率的な算出、⑤フリンジ（GF・LFC）算出方法）の検討を行い、同時市場導入・次期中給運開までに方向性を示す</li> </ul>
緊急的な運用容量拡大	<ul style="list-style-type: none"> <li>・地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み（適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など）についての結論を出す（影響がある可能性のある地内送電線の選定を行い、拡大時の影響を整理する）</li> </ul>
中西安定度	<ul style="list-style-type: none"> <li>・中西θ制約をSCUC・SCEDロジックへ組み込む方法について、次期中給の開発状況等を踏まえながら整理する（中西安定度における将来のフリンジの考え方についても改めて検討）</li> </ul>
電圧安定性	<ul style="list-style-type: none"> <li>・系統負荷の電圧特性に関する調査結果および非同期（インバータ）電源の不要解列に伴う影響等を踏まえて、必要に応じた判定方法見直し（フリンジ超過リスクの許容可否含む）を検討し、運用容量が低下する場合には、それを補う方策についても検討結果し、結果を報告</li> </ul>
系統特性定数	<ul style="list-style-type: none"> <li>・発電機OFRおよびUFR整定見直しの状況により、周波数維持限度値の考え方見直しができるかどうか検討する</li> <li>・北海道および中西エリアの周波数シミュレーション環境構築について、必要により構築状況について報告いただいたうえで、フォローアップを行う</li> <li>・今後、周波数シミュレーション環境構築状況や負荷特性調査状況を踏まえた再算定の方法や今後の運用方法について検討を行い、再算定を行う場合には、実績との突合せ等含めた結果を報告</li> </ul>

- また、今後、地域間連系線だけではなく、地内送電線においても系統混雑が進展し、広域的な取引・運用に影響を与えることが考えられることから、混雑が見込まれる地域間連系線・地内送電線を対象として、本作業会で整理した内容をもとに合理的な運用容量の算出等が行われているか、定期的に確認することとしてはどうか。
- 確認のタイミングとしては、広域系統整備委員会において、毎年、地内送電線を対象に系統混雑に関する中長期見通し（5年後）の想定を行っていることを踏まえて、そのタイミングに合わせて確認することを基本としつつ、その他事由により混雑が見込まれた場合には都度確認をする※こととしたい。
- また、前述の残論点の検討ならびにフォローアップと合わせて、上記の定期確認において、運用容量に関する新たな課題が確認された場合は、その課題にも取り組んでいくこととしたい。

※ 地域間連系線については、毎年、市場分断率から検討断面の細分化要否等を検討していることから、そのような機会を利用して混雑状況を把握をした上で、合理的な算出方法について確認し、運用容量を算出することとする。

## 第7回本作業会（2025年4月22日）閉会時のコメント

（市村座長）

様々意見等をいただき感謝する。全体を通じて私から一件だけコメントさせていただく。今回の議題にのみ関わることではないが、この作業会は現在の運用の在り方や、将来についての検討とかなり幅広く検討いただいているが、こういったところ、今後の運用容量の考え方や在り方等、同時市場に向けたところということで、非常に重要なところを含んでいると考えている。こういった中で、今後どのようにマイルストーンを確認していくのか、**既にルール化できるところについてはルール化を検討していただくことも大事**だと考えているし、その上で、**今回色々議論していただいているところについては、今後どういった形で確認や検証を進めていくのか**といったところ、全体像を今後整理していただければと考える。

- 系統混雑に関する中長期見通しでは、全国大のメリットオーダーシミュレーションを元に検討・確認が行われている。

### 系統混雑に関する中長期見通しの算出方法

15

- 系統混雑に関する中長期見通しでは、**全国大のメリットオーダーシミュレーション（以下、広域SIM）を元にした年間8,760時間の系統混雑等の算出を基本とした。**
- なお、上記の算出方法は、メリットオーダーにより稼働状況が左右される電源が多く連系する基幹系統※1を対象にすることとし、**その他ローカル系統※2では、需要・発電出力の積み上げにより、年間8,760時間の算出を行った。**

※1 火力電源が連系する系統やループ系統を構成する一部ローカル系統を含む場合がある

※2 基幹系統の一部（配下に大規模火力等がない一次電圧が上位2電圧の変圧器など）を含む場合がある

#### 当委員会におけるこれまでの系統混雑想定からの変更点

13

- **これまで、当委員会においては、5年度先の代表3断面(重負荷期、軽負荷期等)における系統混雑の想定結果を報告してきた。今後は、算出対象を年間8,760時間として想定を行うことで、混雑状況の把握がより精緻化するものと考えられる。**
  - また、全国メリットオーダーシミュレーションを元にした年間8,760時間の系統混雑等の想定に加えて、期待される供給力<sup>※</sup>に対する系統制約等も別途算定を検討することとしたい。
- ※2028年度までの系統混雑想定結果を踏まえ、現時点において容量市場等で期待される供給力には系統制約を考慮していない。

	これまでの混雑想定	今回の方法
対象年度	5年後	5年後
基幹系統	・想定潮流合理化ガイドラインに基づき代表3断面(重負荷期・軽負荷期等)を対象に混雑を想定(期待される供給力への制約等も考慮)	・全国メリットオーダーシミュレーションを基に年間8,760時間の系統混雑等を想定(実需給段階の系統混雑量) ・上記に加えて、期待される供給力への制約等も別途算出を検討
ローカル系統	同上	・年間8,760時間の系統混雑等を想定(実需給段階の系統混雑量) ・必要に応じて、期待される供給力への制約等も別途算出を検討

1. 主要論点の検討結果（検討状況）
2. 本作業会の今後の進め方
3. まとめ

（参考）各主要論点の検討内容について

- 昨年7/19の運用容量等作業会発足からこれまでに、一般送配電事業者の協力の元、主要論点や新たに顕在化した課題について検討を進め、概ね結論や今後の方向性について取りまとめたところ。
- 今後、将来の同時市場導入や次期中給システム運開に向けて、1回／半年程度の開催頻度とした上で、継続となっている残論点の検討ならびにフォローアップを進めるとともに、混雑が見込まれる系統を対象とした妥当性の定期確認を行っていくこととし、適宜、調整力等委員会にも検討状況をご報告することとしたい。



以上  
(以降は各主要論点の検討内容)

上段は第2回本作業会で設定（第3回本作業会で一部修正）した内容を記載

クライテリアについて

36

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	クライテリア (想定故障等)	1-1-1	想定故障や社会的影響の考え方の違いは妥当か	<p>現行のクライテリア（信頼度基準）においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと（ただし、電制は許容）、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。</p> <p>この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか（例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか）、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。</p> <p>➤ 今後、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認 その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討</p>

検討結果（あるいは検討状況）

一般送配電事業者にアンケートを実施するとともに、「N-1故障・N-2故障の定義」・「N-1故障における安定の考え方」・「N-2故障における安定の考え方」の3つの論点（差異）に関する合理的な考え方（考え方は統一可能か、差異は合理的か等）について、下記のとおり整理を行った。

【N-1故障・N-2故障の定義】（一般送配電事業者毎の差異が一部見られたもののみ記載）

- ・「1φ2LG」はN-1、「2φ3LG」はN-2※、片母線事故はN-2とする。
- ※は冬季雷の影響で2φ3LGの発生頻度が比較的高い北陸エリアを除く

【N-1故障における安定の考え方】

- ・同期・電圧・周波数のN-1電制量上限：技術的に可能かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能
- ・熱のN-1電制量上限：同期・電圧・周波数と同様の考え方にする事も考えられるが、設備形成の考え方にも大きく影響を与えることから、関係する広域系統整備委員会とも連携して、引き続き検討を進める

【N-2故障における安定の考え方】

- ・系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とする

（第5回本作業会資料3、第6回本作業会資料5）

検討を行った開催回を最下段に記載

下段は第8回本作業会までに検討した内容を記載

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	クライテリア (想定故障等)	1-1-1	想定故障や社会的影響の考え方の違いは妥当か	<p>現行のクライテリア（信頼度基準）においては、N-1故障では原則、発電・供給支障を発生させないこと（ただし、電制は許容）、N-2故障では発電・供給支障を許容しているが、社会的影響を鑑み、必要に応じて対策を講じることとしている。</p> <p>この点、各エリアにおいて、具体的にどういった故障をN-1故障と定義しているのか（例えば母線事故や同相欠相事故は含まれるのか）、また、N-2故障の対策として、どこまでの社会的影響に講じているのか、エリア間で違いがある場合には、その理由が合理的なものか検討する。</p> <p>➤ 今後、各エリアの現行の考え方を確認のうえ、エリア間の違いの理由の妥当性を確認 その結果、考え方を見直すことによる影響があれば、技術動向も含め対策を検討</p>

**検討結果（あるいは検討状況）**

一般送配電事業者にアンケートを実施するとともに、「N-1故障・N-2故障の定義」・「N-1故障における安定の考え方」・「N-2故障における安定の考え方」の3つの論点（差異）に関する合理的な考え方（考え方は統一可能か、差異は合理的か等）について、下記のとおり整理を行った。

**【N-1故障・N-2故障の定義】**（一般送配電事業者毎の差異が一部見られたもののみ記載）

- ・「1φ2LG」はN-1、「2φ3LG」はN-2※、片母線事故はN-2とする。
- ※は冬季雷の影響で2φ3LGの発生頻度が比較的高い北陸エリアを除く

**【N-1故障における安定の考え方】**

- ・**同期・電圧・周波数のN-1電制量上限**：技術的に可能かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能
- ・**熱のN-1電制量上限**：同期・電圧・周波数と同様の考え方にするとも考えられるが、設備形成の考え方にも大きく影響を与えうることから、関係する広域系統整備委員会とも連携して、引き続き検討を進める

**【N-2故障における安定の考え方】**

- ・系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とする

（第5回本作業会 資料3、第6回本作業会 資料5）

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
共通	フリンジ	1-2-1	各決定要因におけるフリンジの取扱い	<p>地域間連系線とエリア内送電線で同様の考え方とする (フリンジで対応する) にあたり、まずもって地域間連系線のフリンジの取り扱いに、見直しの余地がないかを再確認する。</p> <p>地域間連系線では、同期安定性および電圧安定性のみ限界潮流からフリンジを控除しているが、他の制約要因 (熱容量等、周波数維持) に織り込んでいないことを踏まえ、故障時の影響や事故後の対応可否について深掘り検討し、必要により見直しを行ったうえで、エリア内送電線に適用可能かを判断したい (論点No.1-2-2)。</p> <p>➤ 第2回本作業会にて検討状況を報告 (資料4)、次回以降見直し要否を含め深掘り検討</p>

検討結果 (継続検討)

フリンジの取り扱いに見直しの余地があることを確認し (第2回)、熱容量等制約を除く算出条件の実態 (第4回) を踏まえ、算出条件の在り方を整理 (第5回)。これまでの結果 (整理) および、現行の地域間連系線のフリンジ実態 (変動量・周期) を前提に、**瞬間的な限界潮流超過リスクへの対応が必要な制約要因を改めて整理し、将来のフリンジ実態や負荷特性調査の結果を踏まえ、必要に応じて見直していくこととした (第8回)。**

【地域間連系線・地内送電線における限界潮流超過リスクの考え方】

		フリンジ (GF・LFC) (~十数分程度の需要変動に対応)	フリンジ (EDC) (十数分程度以上の需要変動等に対応)
運用容量の制約要因	熱容量等	現行相当のフリンジ (GF・LFC) 実態であれば、平常時・故障時における限界潮流超過が設備寿命損失に繋がらないことから、 <b>超過リスクは許容できる</b> ※2	すべての制約要因に対して、 <b>EDC成分の重畳による限界潮流超過は許容できない</b> (常時運用容量超過と同義であるため)
	同期安定性	限界潮流超過時に系統故障が生じた場合、数msオーダーで発電機が脱調し、大規模停電に至る可能性があることから、 <b>超過リスクは許容できない</b>	
	電圧安定性	<p>(負荷の電圧特性が定電力特性※3の場合) 限界潮流超過時に系統故障が生じた場合、瞬間的に系統電圧崩壊し、大規模停電に至る可能性があることから、<b>超過リスクは許容できない</b></p> <p>(負荷の電圧特性が定電流※3の場合) 故障直後の系統電圧は、その後の変圧器タップ応動等に伴い、数十分程度の時間をかけて徐々に電圧低下が進展していく。故障発生時点で限界潮流が超過していた場合であっても、実際には一定の裕度があり、電圧崩壊までには限界潮流超過が解消されるため、<b>超過リスクは許容できる</b>※2</p>	
	周波数維持	限界潮流超過時に系統故障が生じた場合、故障から数sオーダーで発電機OFRあるいはUFRが一齐に動作し、大規模停電に至る可能性があることから、周波数の上昇・低下側ともに <b>限界潮流超過は許容できない</b> ※4	

※2 同時市場導入や次期中給運開後のフリンジ (GF・LFC) 実態に変化が確認された場合は適宜見直しが必要。  
 ※3 負荷電圧特性の実態調査結果を踏まえ、フリンジ (GF・LFC) による限界潮流超過の許容可否を最終的に判断。  
 ※4 発電機OFR動作が問題とならず、瞬間的な超過が許容できる箇所 (北海道・四国の周波数上昇側等) はこの整理に依らない。

大項目	中項目	No.	論点	概要 (背景、検討の進め方)
共通	フリンジ	1-2-2	連系線と地内送電線での取扱い統一可否	<p>同時市場導入検討においては、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方向性が示されたものの、実際に考え方を統一することが可能かの検討が必要である。</p> <p>現在フリンジを考慮していないエリアにおいて、地域間連系線や他エリアと異なる理由について 深掘りを行い、場合によっては未考慮側に合わせることも選択肢とし、合理的な取り扱いについて整理していくこととしたい。</p> <p>➤ 第2回本作業会での報告内容 (資料4) を踏まえ、一般送配電事業者と共に統一することの影響評価を行い、次回以降に検討結果を報告</p>

検討結果 (継続検討)

現在～将来 (同時市場導入や次期中給運開) にかけて、地域間連系線・地内送電線でフリンジとして対応すべき調整力成分を特定し (第6回)、**調整力の調達～発動までの各過程で考慮する運用容量および算出に必要なフリンジ量の合理的な算出方法を整理した (第7回)**。そのうえで、将来課題として、「①第1年度のフリンジ量の算出方法の整理 / ②再エネ等を踏まえたフリンジ量の上振れ評価 / ③フリンジ (EDC) の算出方法の在り方 (将来的な細分化) / ④実務対応負担を軽減するための効率的な算出および⑤フリンジ (GF・LFC) の算出方法」について、引き続き、一般送配電事業者と連携して検討を進める (第7・8回)。

【ΔkW調達～発動の各過程での運用容量算出に必要なフリンジ量の算出方法】

		地域間連系線	地内送電線
瞬間的な潮流超過を許容できない制約要因	① GC前の同時市場 (調整力の調達)	フリンジ (EDC・LFC・GF) 「実績潮流-GC時点の計画潮流」の3σ相当値	同左
	② GC後のSCED (EDCの予測制御)	フリンジ (LFC・GF) 「実績潮流-SCED後の計画潮流※1」の3σ相当値	同左
	③ SCED後の実需給 (GF・LFCの事後制御)	フリンジ (GF) ※2 「実績潮流-実績潮流10分周期成分」の3σ相当値	算出不要
瞬間的な潮流超過を許容できる制約要因	① GC前の同時市場 (調整力の調達)	フリンジ (EDC・LFC) ※2 「実績潮流10分周期成分-GC時点の計画潮流」の3σ相当値	フリンジ (EDC) 「SCED後の計画潮流-GC時点の計画潮流」の3σ相当値
	② GC後のSCED (EDCの予測制御)	フリンジ (LFC) ※2 「実績潮流10分周期成分-SCED後の計画潮流※1」の3σ相当値	算出不要
	③ SCED後の実需給 (GF・LFCの事後制御)	算出不要	算出不要

※1 GC時点の計画潮流値にSCED指令の結果として重畳するEDC成分を加算した値

※2 第6回本作業会でお示した「広域LFC機能の仕様」を前提として記載。(仕様変更により、系統制約を考慮しないLFC指令となる場合、地内送電線と同じ整理)

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
共通	緊急的な運用容量拡大	1-3-1	地内系統の緊急拡大スキーム整理が必要か	<p>地域間連系線では、N-0（設備健全時）において、需給ひっ迫に伴う計画停電等のおそれがある場合には、N-1故障・N-2故障時の供給信頼度低下を許容した緊急的な運用容量の拡大が認められているが、地内系統における緊急拡大の考え方は整理されていない。</p> <p>地内系統においても、今後の系統混雑の進展に伴い、需給ひっ迫時においても供給力が制限されることが懸念されるため、地内運用容量を緊急的に拡大できる仕組み（適用基準、承認者、拡大までのスキーム、情報公表、事後検証など）の整理が必要ではないか。</p> <p>➤ 今後、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みを紹介した上で、地内系統の緊急拡大スキームの整理結果を報告</p>

**検討結果**

第7回本作業会において、地域間連系線における緊急拡大スキームの考え方や仕組みについて紹介したうえで、地内系統に緊急拡大スキームを適用する場合の論点を整理した。

現行の地域間連系線の緊急拡大スキームでは、発生確率や影響範囲を踏まえて**適用基準**を設定し、広域機関理事会決議での**承認**を受けたうえで、広域機関HPに**情報公表**（拡大後の運用容量と想定される信頼度低下レベル）している。また、拡大後は広域機関が妥当性を**事後検証**する（①適用基準、②承認、③情報公表、④事後検証）

上記を踏まえて、**地内送電線において緊急的な運用容量拡大スキームを整備する場合の論点を整理**。  
 今後、一般送配電事業者と連携のうえ、適用系統（エリア間補正融通を制限し得る基幹系統とするか）や適用基準（影響範囲やリスク）等の論点の検討を進めていくこととし、次回以降、本作業会へ検討結果を報告する。

（第7回本作業会 資料6）

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
熱	短時間容量	2-1-1	連系線へ短時間容量を適用できるか	<p>現在、地域間連系線においては、連続容量超過時に短時間で潮流調整が困難であることから、連続容量を熱容量としている（本四連系線は短時間可能時間が4Hと長いため、下げ代不足時や夏季に限り短時間も採用されている）。今後、同時市場（次期中給）になれば、緊急時SCED機能により5分以内に潮流調整可能となることを踏まえれば、地域間連系線にも短時間容量を適用することが可能となるかどうか。</p> <p>➤ 今後、次期中給で具備される機能紹介、および当該機能を活用することによるN-1故障（2ルート連系の場合、N-2故障）時の短時間での潮流調整の実現性を報告</p>

## 検討結果

現状の短時間容量の適用状況や課題を整理するとともに、将来的な次期中給運開（あるいは同時市場導入）後の地域間連系線への短時間容量適用の可能性について検討した。

### 【現状の短時間容量の適用状況や課題】

- ・短時間容量適用には、**系統切替・出力調整と電源制限**といった手法の違いはあるが、いずれも**N-1故障発生時に設備の許容時間以内に、送電側の出力を抑制し、受電側の出力を増加させることで対応している**のは共通。
- ・地域間連系線はエリアを跨いだ運用となるため、**送電側の出力抑制・受電側の出力増加が短時間で実現可能かどうか**が、**地域間連系線への短時間容量適用の課題**となり、中国四国間連系線を除いて現状適用されていない。

### 【同時市場導入／次期中給運開後の短時間容量適用の可能性について】

- ・N-1故障発生時に、設備の許容時間以内に、送電側の出力抑制、受電側の出力増加を行うことで過負荷による損壊回避可能であれば、地域間連系線・地内系統問わず短時間容量適用は可能と考えられる
- ・将来的に、エリア跨ぎ（地域間連系線）・エリア内（地内系統）関係なく、**短時間で運用容量以内になるような潮流調整（SCED機能）が可能**になることで、送電側の出力抑制代及び受電側の出力増加代がある場合には**潮流調整に要する時間を許容できる過負荷領域（ex.100%～150%）までの拡大（適用）は期待できる**一方、**電源制限による対応が必要な過負荷領域（ex.150%～）までの短時間容量適用は慎重な検討を要する**

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
熱	電源制限	2-2-1	<b>N-1電制量上限の考え方は妥当か</b>	<p>N-1電制量を常時周波数変動（0.2Hz）に納める案が第28回広域系統整備委員会にて示された後、「流通設備の整備計画の策定（送配電等業務指針 第55条関連）におけるN-1電制の考え方について」で定めているが、0.2Hz以内でなければならない理由はあるか。</p> <p>また、エリア予備率を考慮する案も示され、同様に定められているが、単機最大脱落がどのエリアでも発生すると思えば、電制後のエリア予備率確保による上限も不要となるか。</p> <p>➤ 今後、過去の整理の経緯・背景を踏まえ、現状や将来の状況変化を見据えた場合にこれらの考え方の変更要否を整理し、報告</p>

### 検討結果

第5回本作業会のクライテリア（想定故障）の検討の中で、N-1故障における安定化（電制量上限）の考え方について、一般送配電事業者へアンケートを実施し、確認した。

また、第6回本作業会では、上記アンケートを踏まえながら、クライテリア（想定故障）の整理の中で、N-1故障における安定化（電制量上限）の合理的な考え方についても整理した。

N-1電制の起因事象（電制動作のきっかけとなる事故）がN-1故障であることを踏まえると、電制量上限の考え方についても**N-1信頼度基準に準ずるのが整合的**と考えられることから、**同期・電圧・周波数のN-1電制量上限については、技術的に可能、かつ必要な箇所に対しては、UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能としておくことが合理的**（N-1電制実施後に供給力不足に陥る可能性がある等事情があれば、エリアによっては単機最大ユニットを上限とすることも考えられる）。

また、N-1電制の起因事象ならびに電制後の影響（需給バランス）は、運用容量の制約要因（熱、同期、電圧、周波数）で大きく変わらないと考えれば、**熱におけるN-1電制量上限の考え方についても、上記と同様の考え方にする（現状の考え方から見直す）ことも考えられる。**

一方で、N-1熱電制の考え方は、設備形成の考え方にも大きく影響を与えること、ならびにN-1熱電制の対象や電制量については、N-1電制ガイドライン改訂含めた対応が必要となることから、関係する**広域系統整備委員会とも連携して、引き続き、検討を進めていく**こととする。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
同期安定性	中西安定度	3-1-1	中西θを運用容量の制約へ追加すべきか	<p>中西60Hz系統は長距離くし形系統であり、東向き潮流の重潮流化で同期安定性が不安定になりやすい傾向（西系統の送電線N-2事故や中系統の電源脱落事故が発生すると系統間脱調に至る可能性）がある。上記事象を防止するため、中西θ（九州の西側ノードから中国の東側ノードまでの位相差）が上限（限界値）に至らないように監視しており、超過時には持替え運用を行っている実態がある。</p> <p>一方、持替え運用は混雑処理（再給電）と同義であり、同時市場においてはSCUCで一括処理することが効率的と考えられるところ、中西θという指標を、新たな運用容量の考え方とすべく、管理方法やSCUCへの組み込み方等について検討を進める必要がある。</p> <p>➤ 今後、中西地域における中西θを考慮した運用実態（必要性）を紹介いただいた上で、事務局にて運用容量の制約要因とする場合の考え方（管理方法等）を整理・検討する</p>

### 検討結果

第7回本作業会において、中西安定度の運用実態や課題を紹介したうえで、運用容量制約への反映について下記のとおり整理を行った。

- 中西θについては、同時市場で検討されている**SCUC・SCEDロジックによる広域大の混雑処理の枠組みの中で運用・管理していくことが効率的**と考えられる。
- **中西安定度は同期安定性制約の一つとして扱うことが本来的**であり、**現在の運用どおり中西θ（位相差）により管理**する。また、**運用目標値については安定限度値からFRINGE相当分を控除した値とする**（中西安定度における将来のFRINGEの考え方については改めて検討）。
- **中西安定度の運用容量制約への反映については、中西安定度（中西θ）に関する制約式を組み込むことで実現できる可能性がある**一方で、技術的な実現可否等については要検討。
- 将来的な中西安定度の維持・向上対策については、広域電制と負荷制限との組み合わせも含めて検討していく（同期調相機やSTATCOMといった主回路機器の設置も考えられる）。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
同期安定性	電源制限	3-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、同期安定性の場合には、最も遮断量が小さい箇所が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➤ 今後、同期安定性制約拡大を目的とした電制を設置している一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

検討結果

第8回本作業会において、一般送配電事業者にアンケートを実施したうえで、制約要因毎の電源制限の考え方について整理した。

一般送配電事業者へアンケートをした結果、大宗がY法などのシミュレーション結果を踏まえ、**安定化効果の高い電源（高出力機、非電制時の内部相差角の増加速度が速い電源、電氣的距離が遠い電源）を選定**していた。

また、電源制限が同期安定性に与える要素は以下が考えられる。

- **電制により送電線に流れる潮流が減少することで、発電機の相差角のねじれが緩和され、同期安定性が向上。**
- **安定化効果の小さい発電機を電制した場合は、送電線に流れる潮流は減少するものの、発電機の相差角のねじれは緩和されず、行き場を失ったエネルギーが発電機の加速に使われ、同期安定性が悪化。**

上記より、同期安定性維持のための安定化効果量の大小は、エリア毎の電源スペック（励磁装置やPSSなどの制御系含む）や系統構成によって左右されるため、熱容量のような単純な優先順位を定めることは困難であり、**電制対象の選定にあたっては、Y法やS法などのシミュレーション結果を踏まえ、安定化効果の高い電源を選定する必要があると整理**した。

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
同期安定性	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あるか	<p>将来的な再エネ大量導入等に伴い、電力系統内の非同期電源比率が高まることで、中期的な運用容量への影響（運用容量低下）が顕在化し得る可能性が調整力等委で報告されていることを踏まえ、当該影響を補う方策についての検討が必要か。</p> <p>▶ 既存の技術で効果的と考えられる電源制限装置等を活用した対策効果の見通しについて、次回以降、本作業会にて報告する。</p>
<b>検討結果</b>				
<p>第6回本作業会において、N-1故障およびN-2故障における安定化の考え方について整理し、各想定故障における電源制限の考え方（電制量上限の考え方等）を整理した。（共通・クライテリアを参照）</p>				
<p>N-1故障：技術的に可能かつ必要な箇所に対しては、<b>UFR動作に至らない（供給支障に至らない）量まで織り込み可能としておく</b></p> <p>N-2故障：系統安定化装置または脱調分離リレーによる安定化を前提とし、それに伴う<b>負荷制限を許容した運用（類型Ⅱまたは類型Ⅳ）をN-2故障における安定化の共通的な考え方とする</b></p>				
<p>また、第7回本作業会において、中西安定度のようなエリア間を跨いだ同期安定性に関しては、社会的影響を勘案の上、技術的に可能であれば、<b>広域的な電源制限や負荷制限についても有効な低下補填対策になりうる</b>ことをご紹介した。</p> <p>加えて、<b>同期調相機やSTATCOMといった故障発生中の系統電圧維持に貢献し、同期安定性の改善が期待できる主回路機器の設置</b>も考えられるが、これら機器の設置および保守には相応のコストが必要となるため、同期安定性の改善効果と対策コストを考慮した上で、機器の設置要否について検討する必要がある。</p>				
<p>（第6回本作業会 資料5、第7回本作業会 資料4）</p>				

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
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	<p>関西中国間連系線では、電圧安定性が運用容量の決定要因となっており、その限界潮流の判断基準をL法（電圧0.9PU）で評価していることの妥当性（故障後の二次系統電圧の回復による低め解への移行や調相資源の投入等を模擬できないため、一定程度尤度を持たせたうえで0.9PUとも考えられる）を説明できるかどうか。</p> <p>地内の電圧安定性の判定方法として、V法など他の計算ツールを用いているエリアもあることから、判定方法の違いについて、現在、送配電網協議会にて調査を進めている、負荷の電圧特性等も踏まえた合理的な説明ができるか。</p> <p>また、将来的な短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。</p> <p>➤ 今後、各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握した上で、負荷の電圧特性等を勘案し、算出・評価方法として妥当な説明が可能かについて整理結果を報告                      その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する</p>

## 検討結果（継続検討）

各エリアの判定方法の違い（L法、V法等）を把握し（第2回）、各エリアの電圧安定性判定方法の考え方を整理（関西中国間連系線における限界潮流の判断基準をL法（電圧0.9PU）で評価していることの妥当性含）し、故障直後の系統負荷の電圧特性が概ね定電流特性であることを前提に、各判定方法の妥当性を評価・整理した（第8回）。なお、系統負荷の電圧特性の調査結果や非同期（インバータ）電源の不要解列に伴う影響等を踏まえ、必要に応じて、判定方法を見直すことを検討し、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する。

	判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
	①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)	定電流 (実感より)	定電流 (実感より)	定電力相当 (リスク)	定電流 (実感より)	定電流・定電力の中間 (リスク)	定電力 (リスク)
電圧調整	非考慮 (楽観)	非考慮 (楽観)	非考慮 (楽観)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)
変圧器タップ	非考慮 (楽観)	非考慮 (楽観)	非考慮 (楽観)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)
調相操作	非考慮 (リスク)	非考慮 (リスク)	非考慮 (リスク)	非考慮 (リスク)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)
発電機AVR	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)	考慮 (実感より)
判定断面	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障発生後20分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解
判定基準	ノーズ端電圧付近 <sup>※3</sup> 以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧付近 <sup>※3</sup> 以上	低め解領域に至らない (ノーズ端電圧から一定の裕度なし)	ノーズ端電圧付近 <sup>※3</sup> 以上	ノーズ端電圧付近 <sup>※3</sup> 以上
エリア実感 (基幹系統N-2故障)	北陸	沖縄	北海道・中国・四国	関西・九州	中部	東北・東京
妥当性	定電流特性	一定の裕度	複数の裕度	一定の裕度	複数の裕度	複数の裕度
	定電力特性	ギリギリ or NG	裕度大と想定	一定の裕度	ギリギリ or NG	裕度なくギリギリ

※3 ノーズ端電圧より高い電圧値を判断基準とするエリアが大宗（例：関西中国間連系線の場合、定格電圧の90%以上）

	判定ツール①：電中研Y法・L法			判定ツール②：電中研V法・VQCシミュレーション		
	①-1：Y法	①-2：Y法	①-3：L法	②-1：V法	②-2：V法	②-3：VQC
系統負荷電圧特性 (SIM設定)	定電流 (楽観)	定電流 (楽観)	定電力相当 (実感より)	定電流 (楽観)	定電流・定電力の中間 (楽観)	定電力 (実感より) 故障から数分程度後想定
電圧調整	故障直後の系統負荷特性が定電力特性に近づく場合、原理上、電圧調整の動作を考慮する時間的裕度がない					
判定断面	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障直後の電圧解	故障発生後20分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解	故障発生後数十分程度の電圧解
判定基準	ノーズ端電圧付近 <sup>※3</sup> 以上	運用電圧下限以上	ノーズ端電圧付近 <sup>※3</sup> 以上	低め解領域に至らない (ノーズ端電圧から一定の裕度なし)	ノーズ端電圧付近 <sup>※3</sup> 以上	ノーズ端電圧付近 <sup>※3</sup> 以上
エリア実感 (基幹系統N-2故障)	北陸	沖縄	北海道・中国・四国	関西・九州	中部	東北・東京
妥当性	定電流特性	一定の裕度	複数の裕度	一定の裕度	複数の裕度	複数の裕度
	定電力特性	ギリギリ or NG	裕度大と想定	一定の裕度	ギリギリ or NG	裕度なくギリギリ

※ ノーズ端電圧より高い電圧値を判断基準とするエリアが大宗（例：関西中国間連系線の場合、定格電圧の90%以上）

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
電圧安定性	電源制限	4-2-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>熱容量と異なり効果が一律でないため、電圧低下の著しい箇所から離れた電源が妥当か等の整理が必要か。</p> <p>➤ 今後、電圧安定性制約拡大を目的とした電制を設置している一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

### 検討結果

第8回本作業会において、一般送配電事業者へアンケートを行い、電源制限箇所の考え方について整理した。

一般送配電事業者へのアンケートを行った結果、事故後の健全回線への回り込み潮流による無効電力損失の低減に効果的な電源や、安定化効果の高い電源（不安定な発電機や他発電機を安定にする効果や電制により系統電圧の改善が図れる発電機など）を選定したうえで、実指令時にはシステム演算により電制量最小となるよう電制電源を選定していることが確認された。

電源制限が電圧安定性に与える影響は以下のとおり。

- **電制により、送電線に流れる潮流が減少することで、送電線の無効電力消費が小さくなり、電圧低下が抑制されることで、電圧安定性が向上。**
- **電制により、事故後の電圧支持源である発電機が失われることで、電圧安定性が悪化する。**（主に、需要地点に近い発電機を遮断することにより電圧安定性が悪化。）

このため、電圧安定性維持のための電制対象の選定についても、同期安定性の場合と同様に、**Y法、L法やV法などのシミュレーションにより効果量の高い電源を選定する必要があると整理した。**

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	EPPS	5-1-1	考え方見直し（影響評価）が必要か	<p>EPPSを確実に動作させるために、新FC以外のFCにおいても周波数逆転を許容しない考え方（整定）を見直す必要があるか。また、考え方の変更にあたっては、EPPS送電後の健全側の周波数低下による影響をシミュレーション等で精緻に評価する必要がある。</p> <p>➤ 今後、周波数品質の悪化を踏まえ、見直すことの必要性を整理のうえ、見直す場合には、その影響や設備側の整定変更要否について検討結果を報告</p>

### 検討結果

第3回本作業会において、常時の周波数目標や昨今の周波数滞在率を考慮し、動作確実性を高めるために、**健全側動作条件を「-0.1Hzより大きい」から「-0.2Hzより大きい」※に見直すことを提案**。見直し可否については、EPPS送電を行う健全側への影響を確認したうえで判断することとした。

第6回本作業会において、最軽負荷時および可変EPPS動作時の周波数シミュレーションを行い、健全側影響について確認した結果、健全側のポンプ遮断（59.5Hz or 49.5Hz）が起こる可能性があるものの、負荷制限ならびに連鎖的な発電機脱落が起こる可能性は低く、整定変更に伴う健全側系統への影響は軽微であることが確認できた。

これら結果から、**EPPS整定変更（健全側動作条件：-0.1Hzより大きい⇒-0.2Hzより大きい）を行う方向と整理し、2025年4月8日に整定変更を実施済**。

EPPS動作確実性向上が図れたことを受け、需給調整市場検討小委員会とも連携の上、**異常時（電源脱落）対応調整力必要量**について、従来の50Hzおよび60Hzの同一周波数連系系統毎に単機最大ユニット容量という考え方から**EPPS動作期待分を考慮した量に見直すこととした**（9エリアで約1,000MWの必要量低減）。

（EPPS整定見直し：第3回本作業会 資料5、第6回本作業会 資料7、  
異常時対応調整力見直し：第55回需給調整市場検討小委 資料3）

※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（以降同様）

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	負荷制限	5-2-1	<b>N-2故障時に負荷制限を織り込まない理由とは</b>	<p>現行の関門連系線（九州向き）は周波数制約（無制御）で決まっており、PV不要脱落も相まって運用容量が相当小さく、卸（kWh）取引の変化やEUE（kW）評価において、九州向けが分断するケースも散見され、追加の社会コストがかかる等、課題が顕在化し始めている。</p> <p>負荷遮断の織り込みで解決する課題とも考えられるため、具体的な拡大方策の検討が必要か。</p> <p>➤ 今後、負荷制限が織り込まれていない箇所（関門連系線の九州向き等）について、社会的便益（≒EUE評価結果への影響）等も踏まえた織り込み要否等について検討する</p>

**検討結果**

第4回本作業会において、**負荷制限の在るべき姿について、まずは基本的な考え方**（地域間連系線と地内系統について、本質的な考え方を区別することなく議論する等）や、**制度的・技術的な論点について整理を行った。**

また、昨今の状況変化が著しい個別連系線について、負荷制限織り込みに関する個別検討結果（見直し案）を報告いただいた。

- **中部関西間（中部向き）**：太陽光による逆潮流の影響を受けにくい**平日の夜間帯に+20～50万kW程度拡大**が可能。
- **中国九州間（九州向き）**：新たに負荷側UFRを活用することで、**点灯帯を中心に+10～60万kW程度拡大**が可能。

上記検討結果を踏まえて、運用容量検討会や調整力等委とも連携の上、**運用容量拡大の手続きならびに供給信頼度（EUE）評価への反映を実施した。**

また、第104回調整力等委におけるオブザーバーの発言を受け、第6回本作業会では**広域負荷制限の在るべき姿**についても検討を行い、社会的影響の低減に資する場合は合理的な系統安定化維持対策であるといった位置づけ等、各論点に関する整理を行った。

関連して、第7回本作業会では、**将来の中西エリアの周波数制御体系**に関する検討の進捗報告として、**連系系統全体で負荷遮断を実施する「広域遮断」を目指す**ことを、一般送配電事業者よりご紹介いただいた。

（負荷制限：第3回本作業会 資料4、第4回本作業会 資料3-1、 個別連系線：第4回本作業会 資料3-2、3-3、  
 広域負荷制限：第6回本作業会 資料6、 中西周波数制御体系見直し：第7回本作業会 資料7）

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	電源制限	5-3-1	電制対象箇所の考え方の整理が必要か	<p>周波数上昇系統で効果は一律と考えられるものの、熱容量と同じ電制対象箇所の考え方で問題ないか整理が必要か。</p> <p>➤ 今後、周波数上昇制約拡大を目的として電制を設置している一般送配電事業者の考え方を確認し、整理が必要な場合には、その整理結果を報告する</p>

**検討結果**

第8回本作業会において、一般送配電事業者へアンケートを行い、電源制限箇所の考え方について整理した。

一般送配電事業者へのアンケートの結果、**電源容量が大きく電制による周波数維持効果が高い電源**を電制対象としているエリアが大宗であった。事故時の実指令時においては、他の制約要因における電制と同様、系統安定化システムによる演算により、**電制量最小となるよう電制電源を選定している**例が確認された。また、電制後の再並列に要する時間を考慮しているエリアもあった。

周波数維持（上昇側）の電源制限においては、電制後による発電機出力低下量の差に比べて、ガバナ応動による差は十分小さいと考えられるため、電制対象の選定については、**電源による周波数維持効果が高い電源**や、**再並列に要する時間の短い電源**といった観点で優先順位を設定する方向性を整理した。

（第8回本作業会 資料5）

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	系統特性定数	5-4-1	系統特性定数を用いた算出方法・判定方法・補う方策の妥当性	<p>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、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エリア毎の違いの妥当性を深掘り検討する必要があるか。</p> <p>また、将来的なRoCoFの増加、短絡容量低下に伴う、非同期（インバータ）電源解列の可能性が示唆されていることを踏まえ、将来的な周波数維持制約の合理的な算出方法の整理、および、これら整理の結果として運用容量が低下した場合にそれを補う方策の検討も必要か。</p> <p>➤ 今後、算出方法・判定方法の妥当性について、検討結果を報告。その上で、運用容量が低下する場合には、それを補う方策について検討結果を報告する</p>

### 検討結果

第2回本作業会において、一般送配電事業者から**系統特性定数の運用方法**の実態について紹介いただくとともに、事務局にて系統特性定数に関する論点を「算出・判定方法・低下補填の妥当性※1」「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。

また、第5回本作業会では、各エリアの周波数上昇・低下限度の判定方法について、**過渡的な上昇・低下、仕上がりの上昇・低下**の4つに分類し、それぞれの**限界値の要因となる事象（発電機OFR、連系線分離Ry、発電機UFR、負荷側UFR等）**を明らかにした上で、**妥当な判定基準を以下のとおり整理した。**

上昇限度：「61.0Hzの瞬間的な超過を許容せず（過渡管理）、オーバーシュート0.4Hz～0.5Hzを考慮し、60.5Hz～60.6Hzに落ち着く（仕上がり管理）閾値」  
 低下限度：「59.0Hzの瞬間的超過を許容せず、常時周波数変動0.2Hzを考慮し、過渡周波数59.2Hzで管理する閾値」

- また、**他エリアと差異があり、見直しの余地があると考えられる個別エリア**において、第6回本作業会で詳細な実態を確認し、以下のとおり整理した。
- 九州エリア（過渡周波数60.5Hz）：60.9Hz以下の発電機OFR動作による電源脱着量が大きいため、短期的には見直し不可。中長期的には発電機OFRの整定変更の取り組みは継続して進めていき、整定変更の状況等も踏まえつつ、定期的に九州エリアの周波数上昇限度見直しを検討する
  - 四国エリア（仕上がり周波数60.3Hz）：周波数上昇時にプラントリップの虞がある発電機があることから、短期的には見直し不可。中長期的には該当発電機が除却（リプレース）されるタイミングで解消することを目指し、その際に再度、四国エリアの周波数上昇限度の見直しを検討する
  - 北海道エリア（過渡周波数49.0Hz）：シミュレーション誤差0.3Hzを廃止し、周波数低下限度は1.2Hzとする。合わせて、単機最大ユニット脱落時の周波数低下速度を考慮し、発電機特性K<sup>G</sup>を見直し（その後異常時対応調整力低減の議論を受け、マージン算出において、緊急時AFC融通時のロスを考慮する考え方に見直し）

（系統特性定数の運用実態：第2回本作業会 資料3-1、系統特性定数に関する検討の方向性（論点整理）：第2回本作業会資料3-2、系統特性定数を用いた判定方法：第5回本作業会 資料3、第6回本作業会 資料3、異常時対応調整力見直しに伴う北海道エリアマージンの考え方整理：第8回本作業会 資料3）

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	系統特性定数	5-4-2	系統特性定数の必要性	<p>系統特性定数に関する前提（調整力調達の内訳）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も、平常時（N-0）、作業時（N-1）、緊急時（N-2）の事象毎に検討する必要があるか。</p> <p>▶ 第2回作業会における事業者プレゼン内容を踏まえ、今後、系統特性定数の必要性について、検討結果を報告</p>

## 検討結果

第4回本作業会において、現状東エリアにおける「**系統特性定数を用いない運用**」と、中西エリアにおける「**系統特性定数を用いた運用**」の大きく二つが存在することを整理し、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周波数特性変化等）に柔軟に対応できる環境を整えることが本質的な課題**であると整理した。

また、足元で行っている単一の系統特性定数の運用を前提としたうえで、将来の状況変化を踏まえた系統特性定数の必要性について以下のとおり整理した。

緊急時（N-2）：連系線ルート断時の運用容量算出（北海道エリアはマージン）※、安定化装置の制御量演算

作業時（N-1）：作業時やN-1電制量上限算出時等に使用

平常時（N-0）：需給制御における地域要求量（AR算出）

第5回本作業会において、**様々な運用の選択肢（単一の系統特性定数を用いた運用、複数の系統特性定数を用いた運用、系統特性定数を用いない運用）**を改めて整理し、それぞれの得失について整理した。

（系統特性定数の必要性整理：第4回本作業会 資料4、周波数維持運用方法の整理：第5回本作業会 資料3）

※ 中国九州間連系線、中国四国間連系線（2026年度の中地域交流ループ後を想定）

大項目	中項目	No.	論点	概要（背景、検討の進め方）
周波数維持	系統特性定数	5-4-3	状況変化による系統特性定数の再算定	<p>仮に、系統特性定数が将来的にも必要となった場合、調整力調達の内訳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、負荷側においては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定の必要性について検討する必要があるか。</p> <p>▶ 今後、負荷特性も含めた状況変化を踏まえた再算定の方法（検証の進め方）について検討を行い、再算定を行う場合には、机上だけでなく実績との突合せ等含めた結果を報告</p>

## 検討結果

第5回本作業会において、系統特性定数を用いた運用を行っている北海道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状況をご紹介します。

・**負荷周波数特性**については、**2023年度に計測装置を設置し、現在はデータ蓄積中。**

・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（2026年度目途完了予定）

また、第6回本作業会において、**系統特性定数の傾向把握**を行っていく方向性が示され、第8回本作業会において、東エリアのシミュレーション環境を用いたシミュレーション結果を提示した。

この点、PVの大小と周波数低下量に相関は確認されず、GFを確保している発電機の割合※1によって、系統特性定数（周波数低下量）に与える影響が大きく変わること※2がわかった。

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。

（シミュレーション環境構築状況：第5回本作業会 資料3、

系統特性定数の傾向把握について：第6回本作業会 資料3、第8回本作業会 資料3）

※1 水力よりも火力の方がGFの初期応動速度が速いため、火力割合が大きいほど周波数低下量が少ない結果となった。

※2 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。

以上

(詳細な検討内容は参考資料 1 に記載)