

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

2024年12月5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。
- その際に、メンバーからは、まずは系統特性定数の必要性に関する整理が必要といったご意見や、系統特性定数を用いることの特質を整理した上で、系統特性定数の必要性を議論すべきといったご意見をいただいた。
- 上記を踏まえ、今回、まずもって「系統特性定数の必要性」について将来の状況変化も踏まえた整理を行ったため、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を含めた結果を報告する

第2回本作業会（2024年8月29日）資料3 - 2 系統特性定数に関する検討の方向性について

(辻メンバー)

- 系統特性定数は、時々刻々と系統の条件によって変わるものだと教えていただき、シミュレーションを詳細に行うことで、緊急時含め、どういった周波数の低下が起こるかを再現することは可能である一方で、全てのケースに対応させていくことは、現実的でない部分もあるので、実務上非常に有効な対応の仕方として、系統特性定数という位置づけがこれまで活用されてきたところをご説明いただき、そういった部分でのメリットがあることを再認識した。系統特性定数を活用しないで運用制御等されているエリアもあると話していただいたが、本日説明いただいた話を基に、系統特性定数を用いることの特質をしっかりと整理していただいた上で、系統特性定数の必要性の議論も引き続きできれば良いと考える。 関連するところで幾つか発言だが、系統特性定数に関しては、今あったとおり系統条件に応じて変わる。そういった中で、ご説明いただいた過去の系統特性定数の決め方でいうと、周波数の落ち方に色々バラつきがある中で、少し安全サイトで保守的に線を引き、系統特性定数として活用されてきたという図があったかと認識しているが、今後将来の運用容量という趣旨に照らしていくと、将来再生可能エネルギーが増えていった場合に、周波数の落ち方のバラつきは、系統の条件に応じて不確実性が高まっていくと考えており、そういった中で、シミュレーションを通じて、現象を確認、模擬していくことの重要性も高まると感じている。シミュレーションを通じてこういったところの分析をする時の方法論、考え方、そういったところについても、ご提案の中にあっただが、良く確認していただき、引き続きシミュレーションのかけ方についても、考え方の整理ができるといいと考える。時間帯毎にバラついて、系統定数が動いていく中で、それを毎回正確に取り扱うのは難しいのは勿論そうだが、今やっているように、系統毎に固有の値として一つだけでいいのかどうかは、見直す余地もあるかと考えており、例えば再生可能エネルギーの出力が非常に高い時間帯と、そうでない時間帯で系統の慣性が変わってくるので、周波数の落ち方が違うとか、そういう実務上、過度に難しくしない範囲で系統特性定数を複数用意する等、時間帯毎に変わるというところに対する対応の在り方の必要性も確認できると良い。

(河辺メンバー)

- 特性定数についてだが、季節や時間帯によっても変わりうるということは、従来より知られており、本日は伊佐治メンバーより紹介いただいた電源脱落実績を見ても、正にそうであるということを示しているものだと感じた。そうした理由からも、従来より正確な系統特性定数を推定するのは、難易度が高く、これまでの運用においても、ある程度保守的な値に設定することによって、安定供給を確保してきたものであると理解した。今後の論点についてのコメントだが、いずれも重要な論点ということで賛同させていただく。これらの論点のうち系統特性定数の必要性に関する整理が先ずもって必要で、併せて系統特性定数の算定方法等、運用上限の決め方をエリア間で揃えていく為の検討、それによって生じる課題の整理に重きを置きながら、進めていただければと考える。

1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

3. まとめと今後の進め方

1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

3. まとめと今後の進め方

- 周波数維持に関する運用には、東北・東京エリアにおける「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。
- この点、系統特性定数の必要性を整理する前に、そもそも「系統特性定数を用いない運用」とは何か、その本質を正しく理解し、系統特性定数を用いることの特質（本質的な意味）を整理することとする。

現行の系統特性定数について（緊急時：N-2等）

7

- また、緊急時の用途として、連系線の運用容量算出等に用いられる系統特性定数は、**エリア毎に違いがあることやそもそも系統特性定数を用いない運用がなされている同期連系系統（東北・東京）も確認された。**

断面	用途	周波数	系統特性定数（上段：系統特性定数／下段：算出根拠）		
			中西エリア	東北・東京エリア	北海道エリア
緊急時 (N-2)	③ 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算出	上昇側	中部：10.0%MW/0.5Hz 北陸：使用事例なし 関西：14.0%MW/0.6Hz 中国：" 四国：使用事例なし 九州：7.5%MW/0.5Hz	使用事例なし	12.4%MW/0.5Hz 仕上がり周波数50.5Hzとなる北本限界潮流は、需要に過去のシミュレーションで算出した12.4%を乗じて算出しており、実質的には12.4%MW/0.5Hzの系統特性定数を使用していることと同義
		実測結果・シミュレーション結果等			シミュレーション結果
	低下側	中部：3.5%MW/0.5Hz 北陸：4.4%MW/0.8Hz 関西：" 中国：" 四国：" 九州：5.2%MW/1.0Hz	同上	6.0%MW/1.0Hz	
	シミュレーション結果		GF実態・海外事例		
	④ 安定化装置の 制御量演算 (対象エリアのみ)	上昇側	使用事例なし		
	低下側	③に同じ	使用事例なし		
⑤ 地内電源線 運用容量の算出 (対象エリアのみ)	上昇側	電源脱落に伴う周波数低下を想定した制御であるため、上昇側の系統特性定数は不要			
	低下側	九州：4.4%MW/0.8Hz その他：③に同じ	使用事例なし		

1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

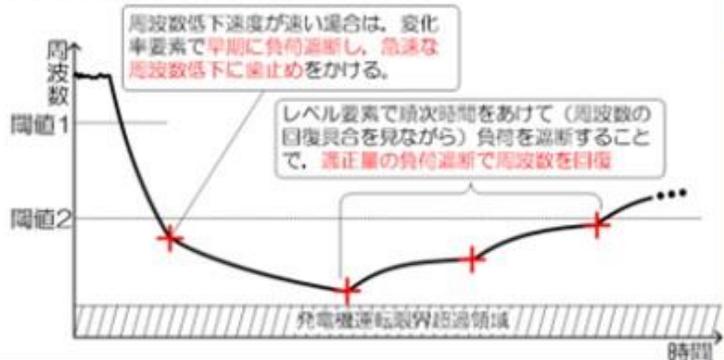
3. まとめと今後の進め方

- 東北・東京エリアでは、周波数維持を目的とした安定化制御についてはUFRにより対応。
- このUFRは、周波数の低下速度によって動作する変化率要素方式と、周波数レベルと滞留時間の組合せ（以下、レベル要素）の二つの方式を採用しており、UFR整定検討については、周波数シミュレーションにより対応している。

◆ 変化率要素とレベル要素の特性を考慮し、以下の組合せで周波数の回復を図る

- ① 周波数低下が速いケースでは、**変化率要素**により急速な周波数低下に歯止めをかける
 - 変化率要素は早期の動作が可能（タイマによる待ち時間なし）
 - × ただし、適正な遮断量を確定することはできない。
- ② **レベル要素**で、時間間隔をおいて順次負荷を遮断していくことで、適正量の負荷遮断で、確実な周波数回復を図る

○ 周波数の回復具合によって順次負荷遮断することで、適切な遮断量での周波数回復が可能
 × ただし、タイマ待ち時間があるため動作は遅れる



第4回平成30年北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会 資料1より引用

機関
from of

<UFRの動作要素>

変化率要素

レベル要素

- この周波数シミュレーション環境では、発電機周波数特性については想定事象に対するLFCや発電機などの制御ロジックなどを詳細模擬し、負荷周波数特性については過去実績（大規模な電源脱落による周波数変動実績）に合わせてチューニングしたモデルを構築している。
- これにより、「想定する発電機並列状況、需要（≒季節別・時間帯別）に対して、どの程度の電源脱落でどの程度周波数低下するか」が把握可能となり、「UFRがどのように動作して系統崩壊を防止するか」のみならず、「UFR動作しない電源脱落の閾値（≒細分化された系統特性定数）」まで実質的には把握することが可能となっている。
- すなわち、「**系統特性定数を用いない運用**」とは、**各断面における周波数低下状況のシミュレーションによる把握、ならびに将来の状況変化に柔軟に対応できる環境を有することで必ずしも単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理する必要がない運用**と言い換えることができる。（煩雑な算定や細分化された管理を避ける観点から、単一の固定カーブ管理とすることも選択肢としては可能（ex.可変EPPS動作量算出など））

東北・東京エリア（系統特性定数を用いない運用）	
特徴	各断面における周波数低下状況をシミュレーションにより把握可能 （電源脱落事故時の周波数低下状況をシミュレーションにより再現することで妥当性を確認）
緊急時 (N-2)	UFRが動作するような過酷ケースにおいて、夜間帯、昼間帯等の発電機状況を模擬したうえで、確実に動作し、かつ負荷制限後の周波数上昇等の虞がない適切な整定値を算出し、整定
作業時 (N-1)	N-1故障で供給支障を出さないよう、作業時断面の発電機状況を模擬したうえで、潮流調整やGF追加要否を算定
将来の状況 変化への対応	調整力確保状況（発電機モデルや並列状況）の変化、実績合わせ（チューニング）による負荷モデルの変化など、比較的柔軟に対応可能

- 東北・東京エリア (50Hz) の負荷周波数特性は、元々海外 (イギリス) での試験結果を元に「4.0%MW/Hz」としていたが、過去実績 (大規模な電源脱落による周波数変動実績) に合わせてチューニングした結果、現在は「0.3%MW/0.1Hz (=3.0%MW/Hz)」に変更している。
- 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) の割合が高まり、系統故障時の周波数低下がより厳しくなっているであろうことを考えると、定性的には正しい方向の変更と考えられる。

(参考) 負荷特性の根拠について

36

- 現在、日本 (本土系統) で一般的に使用されるβp (有効電力の周波数特性係数) の根拠は1948年にイギリスで実施された負荷特性把握試験結果を基に50Hz系統では4.0%MW/Hz、60Hz系統では3.3%MW/Hzが使用されている。

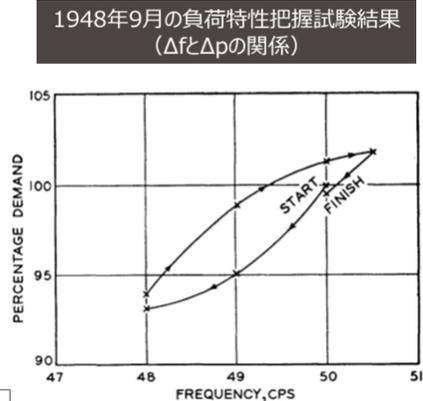
負荷の周波数特性

1948年9月、英国のCornWall地区 (50Hz) で独立システムを作り周波数を48Hzまで低下させ、系統電圧の安定した状態で各発電機出力の同時測定を行って得られたデータの結果、48~50Hzの間では負荷特性は1%の周波数変化に対し負荷の変化が約2%となっている。

また、英国ではこれ以前の1945年にも約1,000MWの工業地区において24回の測定を行い、このうち16回までは周波数1%の変化に対して負荷は1.75~2%の変化であった。

我が国ではこのような大幅な周波数低下の実験を行うことは不可能であり、負荷制限を必要とするような、周波数低下を伴う場合の負荷特性として1%Hz/2%負荷を採用している。

中西 6 社大の技術検討資料より



電中研資料より

[%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

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

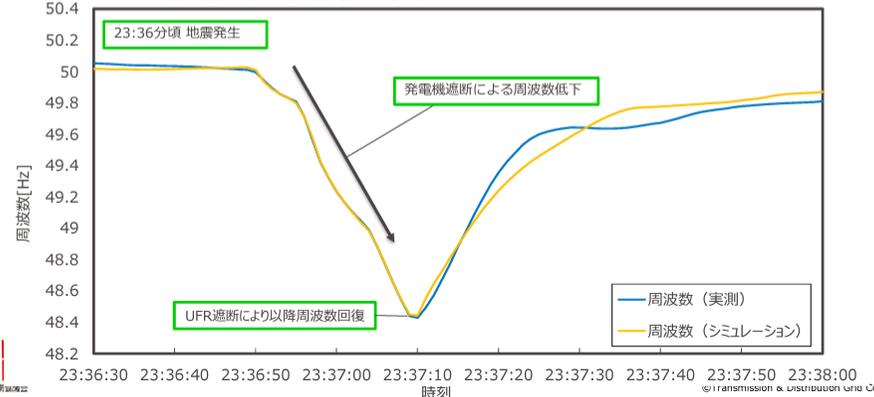
©Transmission & Distribution Grid Council

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>



© Transmission & Distribution Grid Council

1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

3. まとめと今後の進め方

- 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

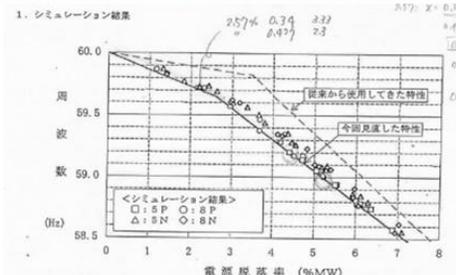
[60Hz系の変換]：60[Hz]を100[%]基準とした際の1[%]の変動に対する変動割合を示す

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



送配電網協議会

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）

©Transmission & Distribution Grid Council

- 過去（1996年）に、シミュレーションを実施した上で、煩雑な算定や細分化された管理を避ける観点から、単一の固定カーブ管理にした（選択肢としてそれを選べた）という点では、東北・東京エリアと相違ないという見方もできる。
- また、東北・東京エリアとは異なり、緊急時の負荷制限に系統安定化装置を用いることが多い中西エリアにおいては、負荷制限量を事前演算するにあたり、ロジックの複雑性回避の観点から単一の固定カーブを用いている背景もある。
- 一方、以降しばらくの間、新規プラントや負荷特性変化等の実態に即したシミュレーション環境更新が滞った※1ため、**過去の固定カーブ（ex.5.2%MW/Hz）に基づく周波数シミュレーションによる把握はできるものの、将来の状況変化に柔軟に対応できる環境がまだ完全には整っていないことにより、中西エリアの「系統特性定数を用いる運用」は実質的に単一の系統特性定数（固定カーブ）のみで管理している運用※2**と言い換えることができる。

※1 現在、60Hz全体のシミュレーションモデルは構築中（実績合わせ等の検証は未完）であり、将来の状況変化に柔軟に対応できる環境は整いつつある。

※2 これに伴う不確実性に対しては、系統安定化装置による事故後の補正制御やUFRによるバックアップと組み合わせる等に対応も行っている。

中西エリア（系統特性定数を用いる運用）	
特徴	各断面における周波数低下状況をシミュレーションにより把握可能 （現在は単一の系統特性定数（固定カーブ）を用いており、妥当性は事故の最下点より評価）
緊急時（N-2）	系統安定化装置で負荷制限量を事前演算するにあたり、単一の系統特性定数（固定カーブ）を用いて算定（ロジックの複雑性回避の観点）
作業時（N-1）	N-1故障で供給支障を出さないよう、単一の系統特性定数（固定カーブ）によって無制御限界潮流を算定の上、潮流調整（保安ポンプという手段も存在）
将来の状況変化への対応	発電機周波数特性が「代表プラント+GF容量3%」、負荷周波数特性が「3.33%MW/Hz」という条件のモデルしかなかったため、将来の状況変化に対しては新たにモデルを構築し現在対応中

- 系統安定化装置で負荷制限量を事前演算するにあたり、必ずしも単一の系統特性定数（固定カーブ）である必要はないが、各断面で複数の系統特性定数を使い分ける場合、ロジック構築（組合せ処理）が複雑になる。

系統特性定数の使用例（①【関西】安定化装置の制御量演算）

23

- 関西エリアでは、エリア内の電源脱落事象に対する周波数維持を目的に系統安定化装置（BSS）を設置している。
- BSSは、特定の電源脱落事象に対する制御量の演算に、系統特性定数『**4.4%MW/0.8Hz**』を用いている。

系統安定化装置（BSS）演算概要

4.4%MW/0.8Hz

制御判定閾値 $P_a = K\Delta f \times \alpha \times P_o$

系統定数 系統倍数 エリア需要

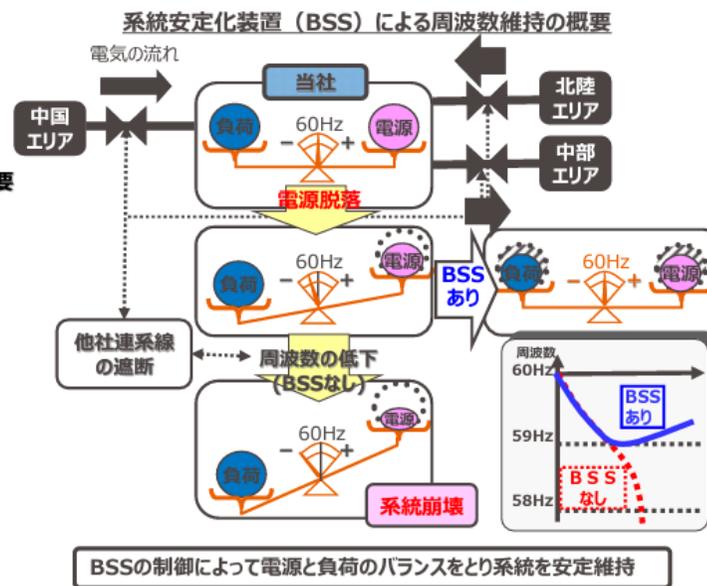
制御量PL $= \frac{PG - P_a}{1 - K\Delta f}$

電源脱落量 系統定数

電源脱落時の周波数低下幅を
0.8Hz以内に抑えるよう、
系統定数を設定



送配電網協議会



©Transmission & Distribution Grid Council

1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

3. まとめと今後の進め方

- 前述のとおり、**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が本質的な課題**であると考えられる。
- それが解決した上で、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）で管理することも、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）で管理することも、あるいは系統特性定数を用いない運用を行うことも、それぞれ合理的な選択肢となりうると考えられる。
- この点、**中西エリアは、本質的な課題全ては解決していない状態といえるため、将来的な状況変化に柔軟に対応できる環境構築を目指しつつ、足元は過去の固定カーブ（ex.5.2%MW/Hz）のみで管理していることを前提に、「緊急時（N-2）」「作業時（N-1）」「平常時（N-0）」における系統特性定数の必要性を整理**する。

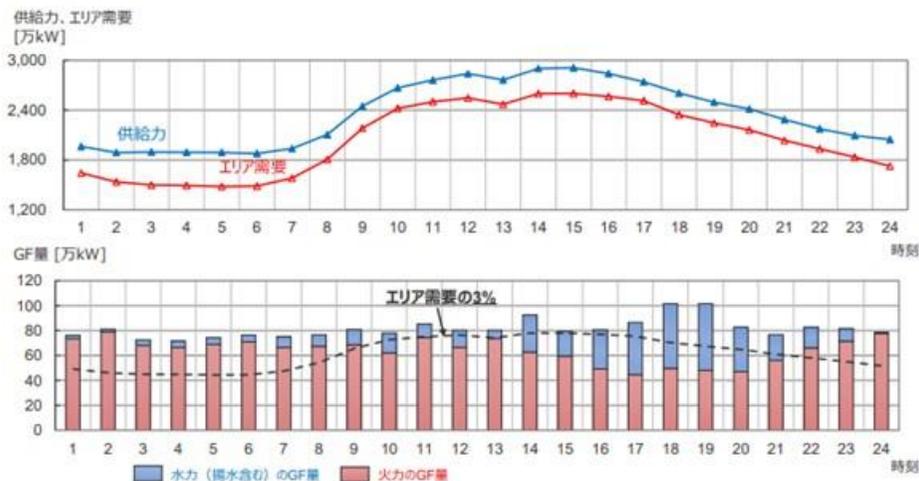
	東北・東京エリア（系統特性定数を用いない運用）	中西エリア（系統特性定数を用いる運用）
特徴	各断面における周波数低下状況をシミュレーションにより把握可能（電源脱落事故時の周波数低下状況をシミュレーションにより再現することで妥当性を確認）	各断面における周波数低下状況をシミュレーションにより把握可能（現在は、単一の系統特性定数（固定カーブ）を用いており、妥当性は事故の最下点より評価）
緊急時（N-2）	UFRが動作するような過酷ケースにおいて、夜間帯、昼間帯等の発電機状況を模擬したうえで、確実に動作し、かつ負荷制限後の周波数上昇等の虞がない適切な整定値を算出し、整定	系統安定化装置で負荷制限量を事前演算するにあたり、単一の系統特性定数（固定カーブ）を用いて算定（ロジックの複雑性回避の観点）
作業時（N-1）	N-1故障で供給支障を出さないよう、作業時断面の発電機状況を模擬したうえで、潮流調整やGF追加要否を算定	N-1故障で供給支障を出さないよう、単一の系統特性定数（固定カーブ）により無制御限界潮流を算定の上、潮流調整（保安ポンプという手段も存在）
将来の状況変化への対応	調整力確保状況（発電機モデルや並列状況）の変化、実績合わせ（チューニング）による負荷モデルの変化など、比較的柔軟に対応可能	発電機周波数特性が「代表プラント+GF容量3%」、負荷周波数特性が「3.33%MW/Hz」という条件のモデルしかなかったため、将来の状況変化に対しては新たにモデルを構築し現在対応中

- 2023年度までは、調整力公募による電源Ⅰ・電源Ⅱを活用し、GFは3%程度を確保。
- 2024年度の需給調整市場全面運開後は、需給調整市場で必要量を確保しているが、一次調整力の平常時必要量は過去応動実績から算出しているため、エリアによって一次必要量（平常時必要量 + 異常時必要量）がエリア需要の3%を下回る可能性がある。

2-2 GF運転の管理 (GF量の確保実績 (中部の例))

16

- 発電機の並列台数が減る時間帯においても、常にGF3%以上を確保できるよう計画し、運転している。
- また、火力発電機の余力が減少する時間帯（16～20時）は、揚水発電機などによりGF量を確保することで3%以上を確保している。



2024年度以降の一次～三次①の調整力必要量について

19

- 効率的な調達を踏まえると、2024年度以降の一次～三次①の調整力必要量の考え方は下表のとおり。

<2024年度以降の週間市場における一次～三次①の調整力必要量の考え方 (算定式) >

商品区分	対応する事象	必要量の考え方 (算定式)
一次	時間内変動 (短周期成分) + 電源脱落	「残余需要元データ ^{※1} - 元データ ^{※1} 10分周期成分」の3σ相当値 + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値
二次①	時間内変動 (短周期成分) + 電源脱落	「元データ ^{※1} 10分周期成分 - 元データ ^{※1} 30分周期成分」の3σ相当値 + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値
二次②	需要・再エネ予測誤差	「残余需要予測誤差のコマ間の差 ^{※2} 」の1σ相当値
三次①	需要・再エネ予測誤差 + 電源脱落	「残余需要予測誤差30分平均値 ^{※3} のコマ間で連続する量」の1σ相当値 + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値
複合商品(一次～三次①)	上記すべて	「残余需要元データ ^{※4} - (BG計画 - GC時点の再エネ予測値)」の1σ相当値 + 単機最大ユニット容量の系統容量按分値

<調整力の効率的な調達における一次～三次①追加調達必要量の考え方 (算定式) >

追加調達判断基準	追加調達必要量 (算定式)	追加調達実施時の必要量(週間市場+前日市場)
追加調達判断時点での最新の広域予備率が12%を下回った場合	複合商品3σ相当値 - 複合商品1σ相当値	複合3σ相当値

※1 残余需要1～10秒計測データ
 ※2 残余需要1分計測データ30分周期成分 - (BG需要計画 - GC時点の再エネ予測値) - 残余需要予測誤差30分平均値のコマ間で連続する量
 ※3 残余需要30秒計測データ30分平均値 - (BG需要計画 - GC時点の再エネ予測値)
 ※4 残余需要1分計測データ

(参考) 調整力偏在の影響について

- 2024年度から広域的な調整力調達が可能となったことにより、一次調整力が偏在することもあり得る。
- 調整力偏在により系統特性定数が変化することで、運用容量や系統安定化装置の負荷制限量算出への影響を与えることも考えられる。

<参考> 理論式による一次調整力偏在時の系統特性定数算出

6

○ 関西エリアの一次調整力（関西エリアの系統容量の3%）を全量中部エリアから調達した場合における三重東近江線（関西向き）の周波数低下限度値算出に使用する系統特性定数 K' の算出方法は以下の通り。

<前提>

- > 各エリアでは、各エリア系統容量の3%の一次調整力を自エリアで調達していることとし、その場合の中西系統の系統特性定数 K は、 $K = 4.4$ [%MW/0.8Hz] とする。
- > 中西系統の負荷周波数特性定数 $KL = 3.3$ [%MW/Hz] はどのエリアでも同等の値とする（ KL の偏在は考慮しない）。
 $KL = 3.3$ [%MW/Hz] = 2.64 [%MW/0.8Hz]
- > 系統特性定数 K [%MW/0.8Hz] = 発電機周波数特性定数 KG + 負荷周波数特性定数 KL より、
 KG [%MW/0.8Hz] = $4.4 - 2.64 = 1.76$ [%MW/0.8Hz] とする
- > 中西系統容量に対する各エリア系統容量の関係は全断面で、
中部エリア：関西エリア：その他4エリア = $27 : 30 : 43$ とする。

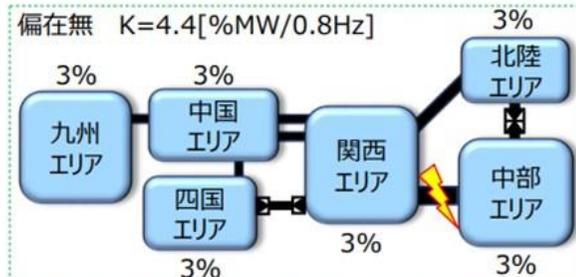
< K' の算出>

関西エリアの一次調整力を全量中部エリアから調達した場合における中部を除く5エリア分の発電機周波数特性定数を KG' とすると、

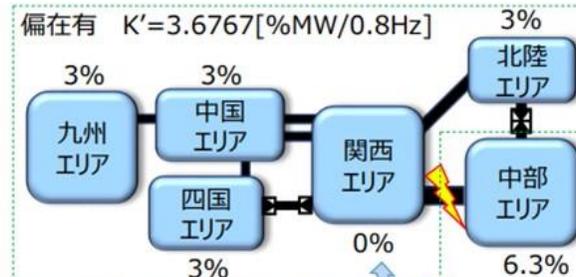
$$KG' = KG \times (\text{中部、関西エリアを除く中西4エリアの系統容量}) \div (\text{中部エリアを除く5エリアの系統容量})$$

$$= 1.76 \times 43 \div 73 = 1.0367$$

$$K' = KG' + KL = 1.0367 + 2.64 = 3.6767$$



自エリアで調達した一次調整力
(%_各エリアの系統容量比)



自エリアで調達した一次調整力
(%_各エリアの系統容量比)

関西エリア系統容量比の3%の一次調整力を中部エリアから広域調達



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

1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

3. まとめと今後の進め方

- 緊急時（N-2）の系統特性定数については、現状では主に連系線運用容量（負荷制限を織り込んでいない箇所の無制御限界潮流）算定や負荷制限量の事前演算（系統安定化装置）に使用されている。
- この点、前述のとおり、必ずしも単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理する必要はない（単一の固定カーブ管理、複数カーブによる管理、系統特性定数を用いない運用等の選択肢があり得る）ものの、足元では、過去の固定カーブ（ex.5.2%MW/Hz）のみで管理していることを前提に、至近で予定されている系統構成の変化等も踏まえたうえで、「系統特性定数を用いる運用」が引き続き必要になる箇所について整理した。

- まず、運用容量算定に用いている箇所として、2026年度の中地域交流ループ運用開始後においては、N-2で系統分離となる箇所は**中国九州間連系線と中国四国間連系線の2か所のみ**※となる（中国九州間連系線の増強は直流連系となる計画であり、周波数維持制約は継続）。
- よって、この2か所においては、**少なくとも足元では、系統特性定数（を用いる運用）は必要**であると考えられる。

※ 中国四国間連系線は熱容量が相対的に小さく（熱容量制約となっており）、実質的に運用容量算定には系統特性定数を用いていない。

中西系統の系統特性定数（周波数制御用）について			13
<p>○ エリア間連系線は、N-2故障時に故障後の各系統の周波数が上昇・低下限度値以内となる連系線潮流を定め、運用容量の制約条件の一つとしている。</p> <p>✓ 周波数制約となるエリア間連系線</p> <ul style="list-style-type: none"> ・ 三重東近江線（中部－関西） ・ 越前嶺南線（北陸－関西） ・ 本四連系線（中国－四国） ・ 関門連系線（中国－九州） <p>※ 50Hz系統は、N-2故障で連系分離とならないため、周波数維持面の制約はない。</p> <p>○ 低下側は、前述の5.2%MW/1.0Hzの特性より導いた定数を採用している。</p> <p>○ 上昇側は、前述の14%MW/0.6Hzのほか、エリア間連系線のルート断故障等により単独系統となりうるエリアにおいて、個々の系統に応じた考え方を採用している。</p>			
エリア	低下側	上昇側	
中部	3.5%MW/0.5Hz（⇒P.14参照）	10.0%MW/0.5Hz（⇒P.15参照）	
北陸	4.4%MW/0.8Hz	仕上がり周波数を60Hzとし、連系線潮流相当を電制御するため上昇側の系統特性定数を定めていない	
関西	4.4%MW/0.8Hz	14.0%MW/0.6Hz	P.11参照
中国	4.4%MW/0.8Hz	14.0%MW/0.6Hz	
四国	4.4%MW/0.8Hz	仕上がり周波数が60.3Hzとなる無制御潮流をシミュレーションで算出（⇒P.16参照）	
九州	5.2%MW/1.0Hz	7.5%MW/0.5Hz（⇒P.17参照）	

地域間連系線の制約概要 (設備増強等反映後)

8

■ また、将来的な (設備増強後の) 制約要因は下図の通りであり、交流1ルート連系箇所[※]の減少により、**周波数維持制約**が決定要因となる箇所は中国九州間連系線のみとなる。

◀▶ : 交直変換所

◀▶ (逆三角) : 周波数変換所

中国九州間連系設備
+100万kW

中国九州間連系線
2033年頃
278万kW
⇒378万kW

中国九州間連系線

←周波数制約
→周波数制約

第二関門連系線
2033年頃



九州エリア

中国エリア

中国四国間連系線
↑熱容量等
↓熱容量等

沖縄エリア

四国エリア

関西中国間連系線
←熱容量等
→電圧安定性

北海道本州間連系設備 (日本海ルート)
+200万kW

北海道東北間連系設備
↑熱容量等
↓熱容量等
北海道本州間連系設備 (日本海ルート)
+200万kW

北陸関西間連系線

中地域交流ループ
フェンス管理 2026~
熱容量等
同期安定性

関西エリア

中部エリア

2030年頃

中部関西間連系線
300万kW→600万kW

関西四国間連系設備

中部関西間連系線

中部北陸間連系線

飛騨信濃FC
新信濃FC
佐久間FC
東清水FC

東京中部間連系設備
↑熱容量等
↓熱容量等

北海道エリア

東北エリア

東京エリア

北海道東北間連系設備
2027年度末
90万kW⇒120万kW

東北東京間連系線
2027年11月
573万kW
⇒1028万kW

東北東京間連系線
↑熱容量等
↓同期安定性
↓熱容量等

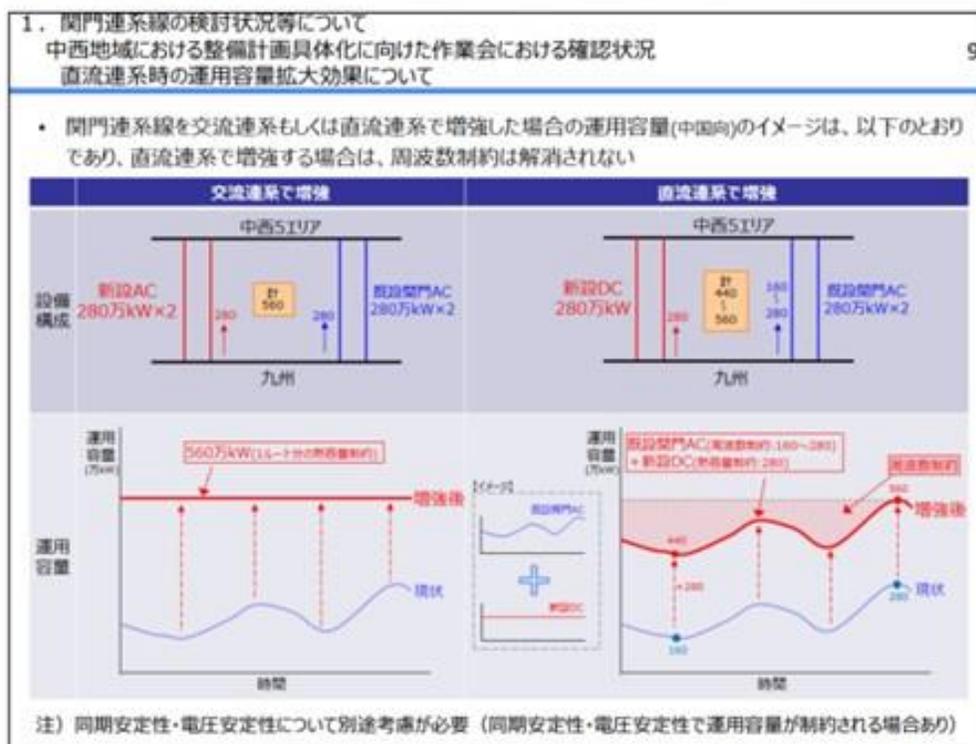
東京中部間連系設備
FC増強※
2027年度
210万kW
⇒300万kW

※新佐久間FC新設、東清水FC増強

(参考) 交流・直流併用系統における周波数維持制約

55

- 交流1ルート+直流1ルートの交直併用系統（下図「直流連系で増強」）においては、**交流ルートでのN-2故障時、直流1ルートの潮流が増加しない運用（制御）とする場合には、周波数維持制約は解消されない。**
- ただし、交流ルート断時に直流ルートの潮流（送電量）を一時的に増加するような運用（制御）がなされる場合には、周波数維持制約を部分的に解消（拡大）することも可能と考えられる。



■ また、北海道エリアにおいては北本連系設備におけるマージン設定に系統特性定数を用いており、こちらも**足元では**、北本故障・単機最大電源脱落時のマージン設定に、**系統特性定数（を用いる運用）は必要**であると考えられる。

北海道エリアの系統特性定数（周波数制御用）について

8

- **北本連系設備**は、連系設備の緊急停止もしくは単機最大電源脱落時に**北海道エリアの周波数が上昇・低下限度値以内**となるようマージンを設定している。
 - ✓ 順方向マージン（周波数上昇）
電中研Y法により周波数上昇側の北本潮流限度を算出し、マージンを設定。
 - ✓ 逆方向マージン（周波数低下）
系統特性定数と周波数低下限度からマージンを設定。
- 逆方向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と負荷特性4.0%MW/1.0Hzを織込んだ**6.0%MW/1.0Hz**を採用している。

(参考)北海道本州間連系設備に設定している各区分のマージン
【出典】第14回調整力及び需給バランス等に関する委員会 資料4 一部訂正 29
(https://www.occto.or.jp/shinwa/kakuhoku/kai/Doc_chousei_jishu_12_04.pdf)

方向	区分	詳細条件	算出方法等
順方向 (北海道 →東北)	C1	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を算出した値	【目標周波数】 過渡的: 51Hz以下、仕上がり: 50.5Hz以下 【算出方法】 -電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。 -北本融通比率=北本潮流限度/(北本潮流限度+最小需要) から -北本潮流限度=0.11/(1-0.11)×最小需要 -マージン=北本設備容量-北本潮流限度 ※最小需要: 前々日時点の1時間毎の需要予測の最小値 【算出例】(最小需要=345.8万kWの場合) -マージン=60万kW-0.11/(1-0.11)×345.8万kW=17.26万kW≒18万kW
	B1	電中研Y法による検討結果より、北本融通比率11%以下とする。北本潮流限度=北本潮流限度/(北本潮流限度+最小需要) から、北本潮流限度=0.11/(1-0.11)×最小需要	
逆方向 (東北→ 北海道)	A1	東広エリアの系統容量のシフト率の平均値のうち、東広エリアが供給不足した場合には、北海道エリアから供給が期待できる	【算出方法】 -電中研Y法による検討結果より、東広エリアの平均値を用いて算出する。 -マージン=東広エリアの系統容量×シフト率-東広エリアの平均値
	A1	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、北海道エリアの周波数低下一定値以内で制御するため。	【目標周波数】49Hz以上 【算出方法】 -マージン=最大電源ユニット出力×系統定数×Δf(1Hz)×最小需要 【算出例】(最小需要=345.8万kW、最大電源ユニット出力=94.1万kWの場合) マージン=94.1万kW-0.06×1×345.8万kW=73.352万kW≒60万kW(設備容量が上限)
	C1	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低下が一定値以内となる潮流の値を算出した値の方が大きい場合は、その値とする。	【目標周波数】49Hz以上 【算出方法】 -マージン=北本設備容量-系統定数×Δf(1Hz)×最小需要 【算出例】(最小需要=345.8万kWの場合) -マージン=60万kW-0.06×1×345.8万kW=39.25万kW≒40万kW

実務結果面の空容量(順方向)

実務結果面のマージン(逆方向)

2017.3.23 第14回調整力及び需給バランス等に関する委員会 資料2-1

2-3-1.実需給断面におけるマージンの確保理由 (1)

3

年間・長期断面におけるマージンは、以下の実需給断面におけるマージンの設定の考え方にに基づき設定する。

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)	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〉 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。

※1 北海道風力実証試験に係るマージンおよび需給調整市場で調達した調整力を使用するマージンとして、調整力のエリア外調達のため。具体的には、北海道風力実証試験のために連系する風力発電の予測誤差に対応できる値および一次調整力・二次調整力①②のエリア外約定量。

※2 需給調整市場で調達した調整力を使用するためのマージン。具体的には、三次調整力①②のエリア外約定量。

〈 〉はマージンの区分を示す。シート7参照

- 系統安定化装置は、周波数が下がった後に対応する負荷側UFRと異なり、周波数低下幅緩和や単独系統維持のため周波数が下がる前に対応することから、系統特性定数を用いて負荷制限量の事前演算を行う必要がある。
- この点、前述のとおり、必ずしも単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理する必要はない（単一の固定カーブ管理、複数カーブによる管理、系統特性定数を用いない運用等の選択肢があり得る）ものの、足元では、過去の固定カーブ（ex.5.2%MW/Hz）のみで管理していることから、**現在、系統安定化装置を設置している箇所については、少なくとも足元では系統特性定数（を用いる運用）は必要**であると考えられる。

断面	用途	周波数	中西エリア	東北・東京エリア	北海道エリア
緊急時 (N-2)	安定化装置の 制御量演算	上昇側	中部：10%MW/0.5Hz ^{※1} 北陸：10%MW/1.0Hz ^{※1} 九州：7.5%MW/0.5Hz ^{※2}	使用なし	4.0%MW/0.55Hz ^{※2}
		低下側	中部：3.5%MW/0.5Hz 北陸：4.4%MW/0.8Hz 関西：// 中国：// 四国：// 九州：//	使用なし	使用なし (負荷特性定数と発電機応動を 考慮してリアルタイム演算)

※1 地内設備が対象
 ※2 地域間連系線・設備が対象

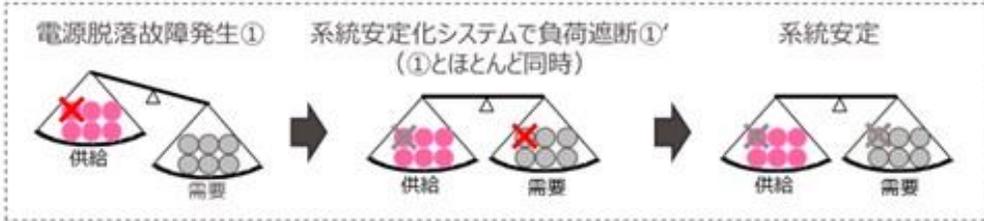
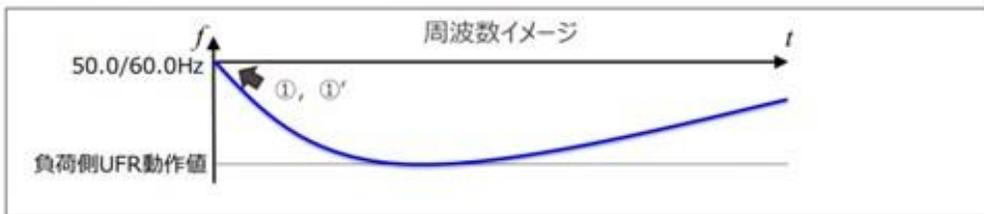
(参考) 系統安定化システムと負荷側UFRの違い

10

周波数が下がる前の対応

系統安定化システム

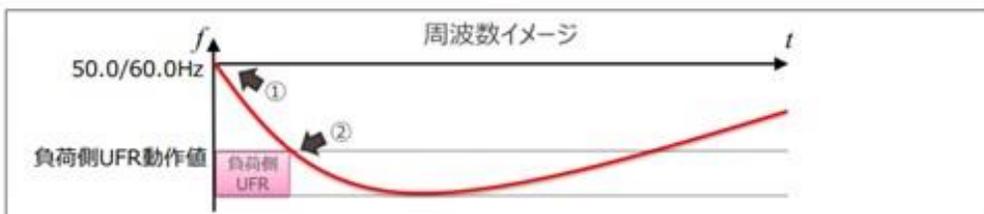
想定する電源脱落故障（送電線ルート断故障等）発生時に、周波数が負荷側UFRの動作値を下回ることがないよう、予め演算した量の負荷遮断（揚水動力などお客さまの停電に至らないものから優先）を瞬時に行う装置。



周波数が下がった後の対応

負荷側UFR

想定を超える電源脱落故障が発生し、周波数が負荷側UFR動作値を下回る場合、これを検出し自動的に負荷制限を行う装置。



©Transmission & Distribution Grid Council

- 前頁までの内容をまとめると下記のとおりであり、足元では、過去の固定カーブ（ex.5.2%MW/Hz）のみで管理していることを前提にすると、系統特性定数（を用いる運用）は必要と考えられる。
- そのうえで、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構築した後に、改めて系統特性定数の要否（どの選択肢とするか）について検討することとなるか。

断面	用途	周波数	中西エリア	東北・東京エリア	北海道エリア
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算出) ※2026年度の中地域交流ループ開始後	上昇側	四国：使用なし 九州：7.5%MW/0.5Hz その他：14.0%MW/0.6Hz	使用なし	12.4%MW/0.5Hz※1
		低下側	中国四国間連系線： 4.4%MW/0.8Hz 中国九州間連系線： 5.2%MW/1.0Hz	使用なし	6.0%MW/1.0Hz
	地内電源線運用容量算出 (対象エリアのみ)	上昇側	使用なし		
		低下側	中部：3.5%MW/0.5Hz その他：4.4%MW/0.8Hz	使用なし	使用なし
	安定化装置の制御量演算	上昇側	中部：10%MW/0.5Hz※2 北陸：10%MW/1.0Hz※2 九州：7.5%MW/0.5Hz※3	使用なし	4.0%MW/0.55Hz※3
		低下側	中部：3.5%MW/0.5Hz その他：4.4%MW/0.8Hz	使用なし	使用なし

※1 仕上がり周波数50.5Hzとなる北本限界潮流は、需要に過去のシミュレーションで算出した12.4%を乗じて算出しており、実質的に12.4%MW/0.5Hzの系統特性定数を使用していることと同義

※2 地内設備が対象
※3 地域間連系線・設備が対象

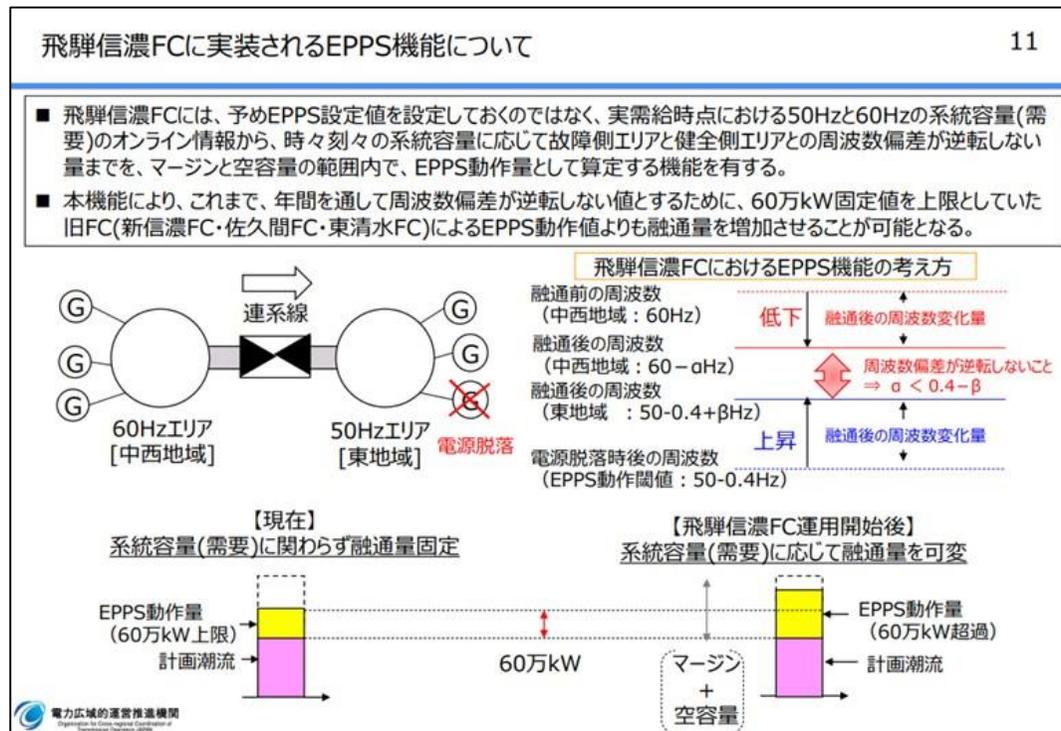
1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

3. まとめと今後の進め方

- 連系線や地内電源線の作業停止時ならびにN-1電制時には、N-1故障による系統分離や電源脱落により周波数低下が発生するため、その際に原則供給支障が発生させないために、あらかじめ無制御限界潮流（またはN-1電制量上限）を設定する必要がある。
- このため、中西エリアでは5.2%MW/1.0Hzの固定カーブより導いた、4.0%MW/0.7Hz（常時周波数変動±0.2Hzを考慮したうえで、59.1HzのUFR遮断に至らない値）が使用されている。
- こちらも前述のとおり、必ずしも単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理する必要はない（単一の固定カーブ管理、複数カーブによる管理、系統特性定数を用いない運用等の選択肢があり得る）ものの、足元では、過去の固定カーブ（ex.5.2%MW/Hzより導いた4.0%MW/0.7Hz）のみで管理していることを前提にすると、**少なくとも足元では、系統特性定数（を用いる運用）は必要**であると考えられる。

- また、その他の用途として、N-1故障以上の大規模電源脱落等があった際の負荷遮断量の抑制・回避等を目的に東京中部間のFC（周波数変換装置）に具備されているEPPSにおいても、系統特性定数が使用されている。
- 具体的には、飛騨信濃EPPS4段（可変EPPS）の制御量算出時に、健全側と故障側の周波数が逆転しない範囲での融通量の算出に用いられている。
- こちらも前述のとおり、必ずしも単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理する必要はない（単一の固定カーブ管理、複数カーブによる管理、系統特性定数を用いない運用等の選択肢があり得る）ものの、足元では、過去の固定カーブのみで管理していることを前提にすると、**足元では系統特性定数（を用いる運用）は必要**と考えられる。



■ 前頁までの内容をまとめると下記のとおりであり、留意事項については緊急時（N-2）と同様。

断面	用途	周波数	中西エリア	東北・東京エリア	北海道エリア
作業時 (N-1)	連系線作業時の 運用容量算出 (北海道エリアは マージン算出) ※2026年度の中地域 交流ループ開始後	上昇側	四国：使用なし 九州：7.5%MW/0.5Hz その他：14.0%MW/0.6Hz	使用なし	12.4%MW/0.5Hz※
		低下側	中国四国間連系線： 4.0%MW/0.7Hz 中国九州間連系線： 4.0%MW/0.7Hz	使用なし	6.0%MW/1.0Hz
	地内電源線 運用容量算出 (対象エリアのみ)	上昇側	使用なし		
		低下側	中部：3.5%MW/0.5Hz その他：4.0%MW/0.7Hz	使用なし	使用なし
電制時 (N-1)	N-1電制量 上限の算出 (対象エリアのみ)	上昇側	N-1電制に伴う周波数低下を想定したものであるため、上昇側の系統特性定数は不要		
		低下側 目的：熱容 量の拡大	1.0%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	0.6%MW/0.1Hz
		低下側 目的：同期・ 電圧安定性 の拡大	4.0%MW/0.7Hz	使用なし	使用なし
その他 (N-1)	可変EPPS(4段) 動作量算出	上昇側	0.75%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	-
		低下側	0.75%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	-

※ 仕上がり周波数50.5Hzとなる北本限界潮流は、需要に過去のシミュレーションで算出した12.4%を乗じて算出しており、実質的に12.4%MW/0.5Hzの系統特性定数を使用していることと同義。

1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

3. まとめと今後の進め方

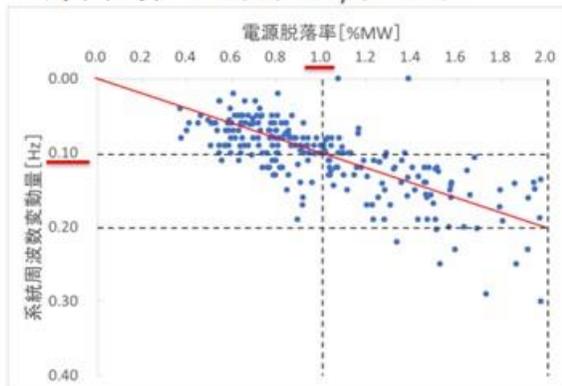
- 平常時（N-0）の系統特性定数は、各エリアにおいて主に需給制御に用いられており、この系統特性定数は過去の電源脱落やガバナカット試験等の実測結果を基に、おおよそ平均となる値を設定している。
- この点、現行は単一の系統特性定数（固定カーブ）としているが、昨今の周波数品質低下状況等も考慮すると、季節別・時間帯別に異なる（適した）系統特性定数を使い分けることも将来の選択肢としては有り得る。

系統特性定数（需給制御用）の根拠と評価

20

- 各社※1の中給システムでは、電源脱落やガバナカット試験などの実測結果を基に、**同期エリア毎に同じ値を系統特性定数として設定※2**している。
 ※1：北海道エリアは周波数制御用（低下側）と同様の考え方により『0.6%MW/0.1Hz』を採用している。
 ※2：負荷脱落のみの実測結果が少ないため、上昇側は低下側と同じ値を使用している。
- 概ね周波数品質は維持できているが、引き続き実績を蓄積し、必要に応じて見直していくことが合理的と考えられる。

<中西エリア：1.0%MW/0.1Hz>

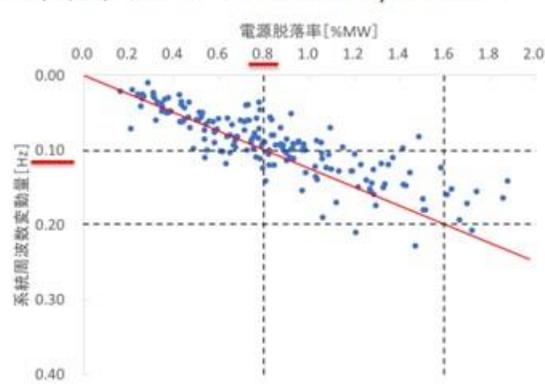


1996~2019年度中西地域電源脱落事故実績



送配網研設協会

<東北東京エリア：0.8%MW/0.1Hz>



2008~2018年度東地域電源脱落事故実績

©Transmission & Distribution Grid Council

- ただいずれにせよ、**平常時（N-0）の需給制御においては**、現行の「FFC制御」、「TBC制御」、また、2026年度から運用開始予定の「広域LFC（現状の中給システムの活用案）」や「次期中給（仕様統一案）」に関しても、系統特性定数を用いた計算を行うことが示されており、**将来に亘り系統特性定数は必要**であると考えられる。
- 他方で、平常時の系統特性定数は、実測結果等を元に設定するものであることから、緊急時の系統特性定数とは異なり、必ずしもシミュレーション環境を用いた算定が必須でない点は留意が必要。

系統特性定数（需給制御）について

19

- 需給制御においては、需給変動が生じ、周波数偏差が生じた場合に均衡状態へ戻すために必要な地域要求量を算出し、その値が「零」になるよう発電出力の制御を実施している。
- **地域要求量（AR）**は、各社が採用している周波数制御方式によって異なる*が、いずれも**系統特性定数**を用いて算出している。

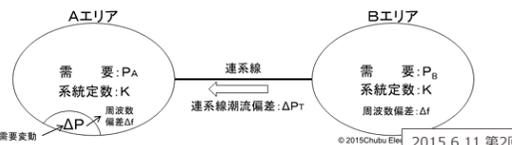
17 【参考】地域要求量（AR：Area Requirement）について

※北海道、東京：FFC制御
東北及び中西地域：TBC制御

- 60Hz地域では、エリア内で需給変動が生じた場合、変動が生じたエリア内の発電機出力を調整し、基準周波数を維持している。
- 需要変動(ΔP)と、エリア需要(P_A)と周波数偏差(Δf)の積は、次式のとおり比例関係にある。
$$\Delta P = -K \cdot P_A \cdot \Delta f \quad (K: \text{系統定数})$$
- 下図において、Aエリアで需要変動(ΔP)が生じ、周波数偏差(Δf)が生じた場合、需給の均衡状態へ戻すために必要な調整量を、地域要求量(AR)と呼んでいる。
- 連系系統において、Aエリア内の需要変動(ΔP)により、周波数偏差(Δf)および連系線潮流偏差(ΔP_T)が生じた場合の、Aエリアにて必要な調整量(AR)は、周波数偏差および連系線潮流偏差を「零」に戻すために必要な量の合計となる。
$$AR = -K \cdot P_A \cdot \Delta f + \Delta P_T \quad (= \Delta P)$$
- 中央給電指令所は、常時ARを監視し、その値が「零」になるよう発電出力の調整を行っている。

FFC制御のAR算出式

TBC制御のAR算出式

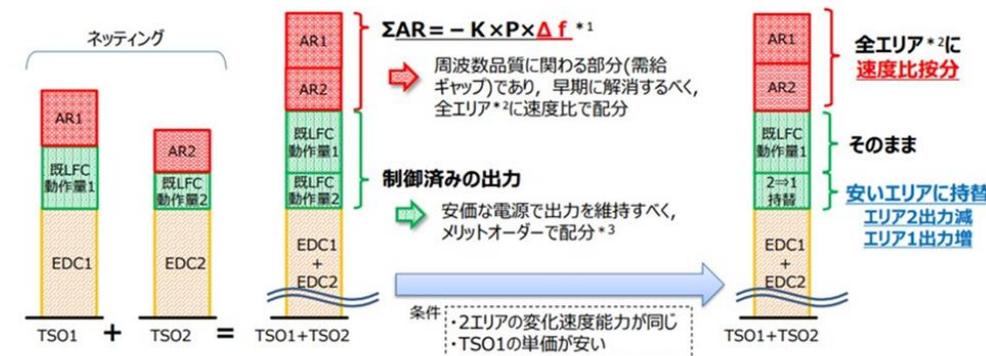


© 2015 Chubu Electric Power Co., Ltd. 2015.6.11 第2回調整力等に関する委員会 資料3-1 hcl

I. 現状活用案の検討 ネットイングの対象と配分のコンセプトについて

5

- 二次調整力①の広域運用においては、**周波数を早く回復させるためにARを速度比率（エリア毎のLFC動作可能量比率）で各エリアに配分**する。
- また、**三次調整力に受け渡すまでの出力（既LFC動作量）維持において、メリットオーダーにより安価な電源に出力を持ち替える。**
(本コンセプトについては、電力中央研究所の発案)



- * 1 K(%/0.1Hz)：系統定数 P(MW)：系統容量 Δf(Hz)：周波数偏差
- * 2 需給調整市場検討小委（2019.3.28）の整理に基づき、50Hz系2社（東京・東北）と60Hz系6社（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）の同期系統毎の広域運用とする。
- * 3 ΣAR配分後の変化速度の余力範囲で配分

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/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyououryousagyoukai_2_03_01.pdf

出所）第18回需給調整市場検討小委員会（2020年8月7日）資料5をもとに作成

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2020/files/jukyu_shijyo_18_05.pdf

- 前頁までの内容をまとめると下記のとおりであり、必要性については将来に亘り変わらないと考えられるものの、将来の状況変化（調整力確保状況や負荷特性の変化等）に対応すべく、実測結果等を元にした値の見直し、あるいは季節別・時間帯別の使い分けなどを検討していく必要があるか。

断面	用途	周波数	中西エリア	東北・東京エリア	北海道エリア
平常時 (N-0)	需給制御における 地域要求量 (AR算出)	上昇側	1.0%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	0.6%MW/0.1Hz
		低下側	1.0%MW/0.1Hz	0.8%MW/0.1Hz	0.6%MW/0.1Hz

1. 周波数維持に関する運用
 - 1-1. 系統特性定数を用いない運用
 - 1-2. 系統特性定数を用いる運用
 - 1-3. 系統特性定数を用いることの特質

2. 将来の状況変化も踏まえた必要性
 - 2-1. 緊急時 (N-2)
 - 2-2. 作業時 (N-1)
 - 2-3. 平常時 (N-0)

3. まとめと今後の進め方

- 周波数維持に関する運用には、系統特性定数を用いない運用および系統特性定数を用いる運用があることから、それぞれの特質を踏まえたうえで整理を行った。
- 系統特性定数を用いない運用とは、各断面における周波数低下状況のシミュレーションによる把握、ならびに将来の状況変化に柔軟に対応できる環境を有することで、必ずしも単一の系統特性定数（固定カーブ）で管理する必要がない運用と言い換えることができる。
- 系統特性定数を用いる運用とは、煩雑な算定や細分化された管理が不要となるものの、中西エリアの実態としては、将来の状況変化に柔軟に対応できる環境がまだ完全には整っていないことにより、実質的に単一の系統特性定数（固定カーブ）のみで管理している運用と言い換えることができる。
- この点、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が本質的な課題であると考えられる。
- 次回以降、今回（足元では）必要と整理された箇所において、「算出・判定方法・低下補填の妥当性」ならびに「状況変化による系統特性定数の再算出（本質的な課題への対応とも同義）」について、一般送配電事業者と連携のうえ、検討していくこととしたい。