

# 系統特性定数に関する詳細検討について (その1)

2025年1月24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4回本作業会（2024年12月5日）では、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が本質的な課題としたうえで、現状の系統特性定数を用いている（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※<sup>1</sup>」「状況変化による系統特性定数の再算出」を検討していくこととした。
- 上記を踏まえ、今回、現状の判定方法（周波数上昇・低下限度）の妥当性深掘りや、今後の系統特性定数の再算出（シミュレーション環境構築）の方向性について検討した※<sup>2</sup>ため、ご議論いただきたい。

※1 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。

※2 今回の検討は、現状「系統特性定数を用いる運用」を行っている中西エリア、北海道エリアを中心に行うものとした。

## 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、ご提案の中にあつたが、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. 算出・判定方法・低下補填の妥当性
  - 1-1. 上昇側限度について
  - 1-2. 低下側限度について
  
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
  - 2-1. 周波数維持に関する運用（振り返り）
  - 2-2. シミュレーション環境について
  
3. まとめ

1. 算出・判定方法・低下補填の妥当性
  - 1-1. 上昇側限度について
  - 1-2. 低下側限度について
  
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
  - 2-1. 周波数維持に関する運用（振り返り）
  - 2-2. シミュレーション環境について
  
3. まとめ

- 「系統特性定数を用いる運用」における周波数維持制約の判定方法は、「系統容量（MW）」に「系統特性定数（%MW/●Hz）」を掛け合わせた限界潮流（MW）以下であることを判定する※ものである。
- すなわち、周波数維持制約の判定方法の妥当性とは、どこまで周波数の上昇・低下を許容できるかといった周波数上昇・低下限度値（●Hz）の妥当性と言い換えることができる。
- そのため今回、現状の周波数上昇・低下限度の考え方を改めて整理したうえで、判定方法の妥当性を検討した。

※ 常時周波数変動の考慮有無はフリンジに関する検討で取扱う（本資料では取り扱わない）ものとする。

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)	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

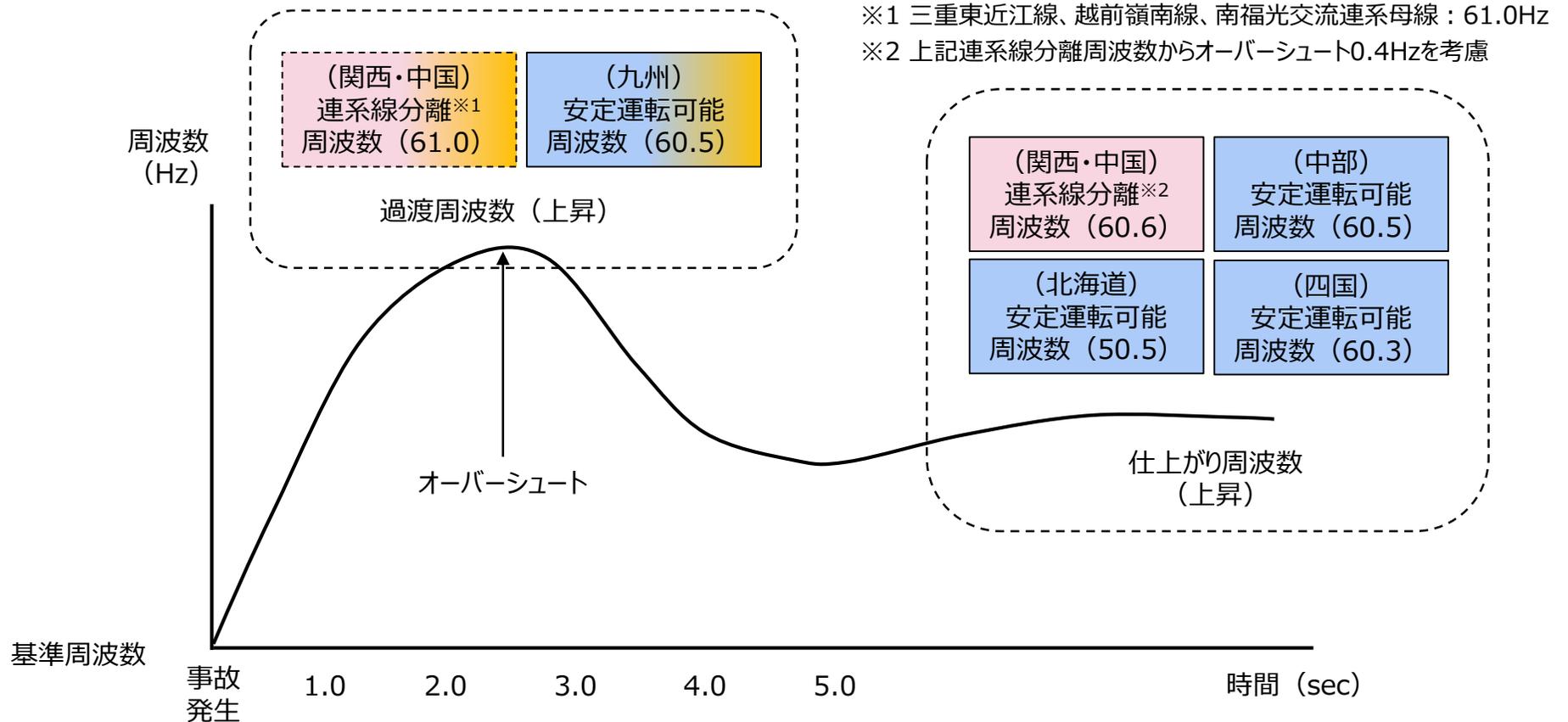
※1 仕上がり周波数50.5Hzとなる北本限界潮流は、需要に過去のシミュレーションで算出した12.4%を乗じて算出しており、実質的に12.4%MW/0.5Hzの系統特性定数を使用していること同義

※2 地内設備が対象

※3 地域間連系線・設備が対象

1. 算出・判定方法・低下補填の妥当性
  - 1-1. 上昇側限度について
  - 1-2. 低下側限度について
  
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
  - 2-1. 周波数維持に関する運用（振り返り）
  - 2-2. シミュレーション環境について
  
3. まとめ

- 系統分離時等の周波数上昇の挙動としては、まず**過渡的に周波数上昇**（一時的なオーバーシュートが発生）し、その後、**仕上がり周波数に落ち着く**（低下する）こととなる。
- この際、周波数上昇限度の管理対象としては、「**過渡周波数**」「**仕上がり周波数**」の双方が存在する状況。
- また、周波数上昇限度の理由（要因）としては、「**発電機の安定運転可能周波数**」「**発電機周波数上昇リレー(OFR)**」「**連系線分離周波数**」等があり、各エリアの実態（現状）を示すと下図のとおりとなる。



## 緊急時における周波数上昇限度値の違い (2 / 2)

14

- また、周波数上昇限度については、北海道・中西エリアにおいて、基準周波数から周波数上昇限度値までの負荷脱落量（連系線潮流）を算出している。
- この際、常時周波数変動（≡フリンジ）が最大となる断面（中西エリアの場合：60.2Hz）で、系統分離に至るN-2故障が生じた場合には、**周波数上昇限度を超える可能性**が考えられる。
- この点については、**第2回本作業会（2024年8月29日）資料4のフリンジへの対応の整理の中で検討を深めていくこととしたい。**

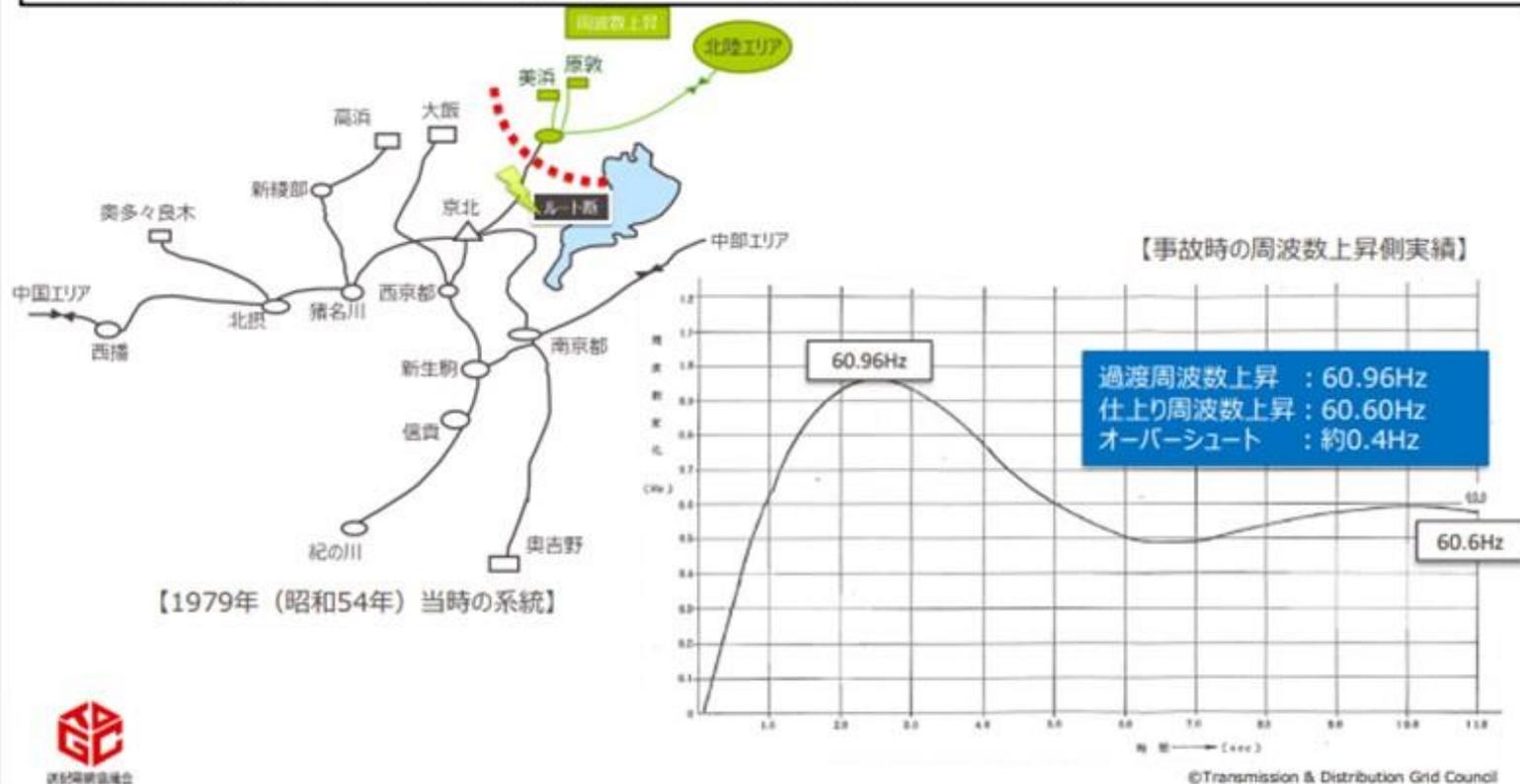
エリア		系統特性定数	周波数上昇限度	限度値に関する補足
北海道 (50Hz)	—	12.4%MW/0.5Hz*	50.5	火力プラントの安定運転可能周波数上限（50.5Hz）
東北・東京 (50Hz)	—	固有の系統特性定数を用いずに運用		
中西 (60Hz)	中部	10.0%MW/0.5Hz	60.5Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限（60.5Hz）
	北陸	不使用	60.0Hz	仕上がり周波数を60.0Hzとし、連系線潮流相当を電制制御するため系統特性定数は使用されていない
	関西	14.0%MW/0.6Hz	60.6Hz	エリア間の連系分離防止（61.0Hz）から過渡周波数上昇実績（0.4Hz）を控除した値
	中国	14.0%MW/0.6Hz	60.6Hz	
	四国	不使用 (無制御潮流を シミュレーションで算出)	60.3Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限（60.3Hz）
	九州	7.5%MW/0.5Hz	60.5Hz	火力プラントの安定運転可能周波数上限（60.5Hz）

\* 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

## (参考) 周波数上昇側のオーバーシュートについて

12

- 1979年（昭和54年）に発生した関西地内の送電線ルート断故障（若狭幹線山）により、『北陸エリアの系統』と『関西エリアの一部系統（美浜系）』を合わせて単独系統となり、仕上がり周波数は60.6Hzまで上昇した。
- また、この際のオーバーシュートが約0.4Hzであった。



■ JEC（電気学会電気規格調査会標準規格）において、**発電機（同期機）は51.0Hz・61.2Hz（1.02PU）までは連続的に運転できなければならない**とされている（また、51.5Hz・61.8Hz（1.03PU）までの周波数変動に対しては、実運用上支障があってはならないとされている）。

29

（参考） 発電機の運転可能周波数及びUFRの整定範囲

電気学会技術報告第1393号より引用

- 同期機
 

JEC-2130-200「同期機」によれば、同期機は0.98～1.02pu内の周波数に対し、主要な定格値において連続的に運転して、実運用上支障があってはならず、0.95～1.03pu内の周波数変動に対しては、主要な定格値で運転して実運用上支障があってはならないとされている。
- 太陽光
 

技術的には任意の周波数で運転することが可能であるが、JEAC9701（系統連系規程）において周波数上昇リレーおよび周波数低下リレーの動作範囲が定められており、PCSはこれをもとに運転可能な周波数範囲を決めている。
- 風力
 

JEC2130（同期機）およびJEC2137（誘導機）により、定格周波数の-5～+3%の範囲で主要な定格値で運転して実用上支障があってはならないと規定されており、これが連続運転における運転可能周波数となる。

JEC-2130(同期機)の場合

系統連系規程より引用

高圧配電線との連系要件 整定範囲例			
	検出レベル	検出時限	備考
6. 周波数低下リレー UFR	48.5 (47.5※) ~49.5Hz /58.2 (57.0※) ~59.4Hz	0.5~2秒	離島など特殊事情がある場合には個別検討とする。 ※FRT要件の適用を受ける発電設備の場合

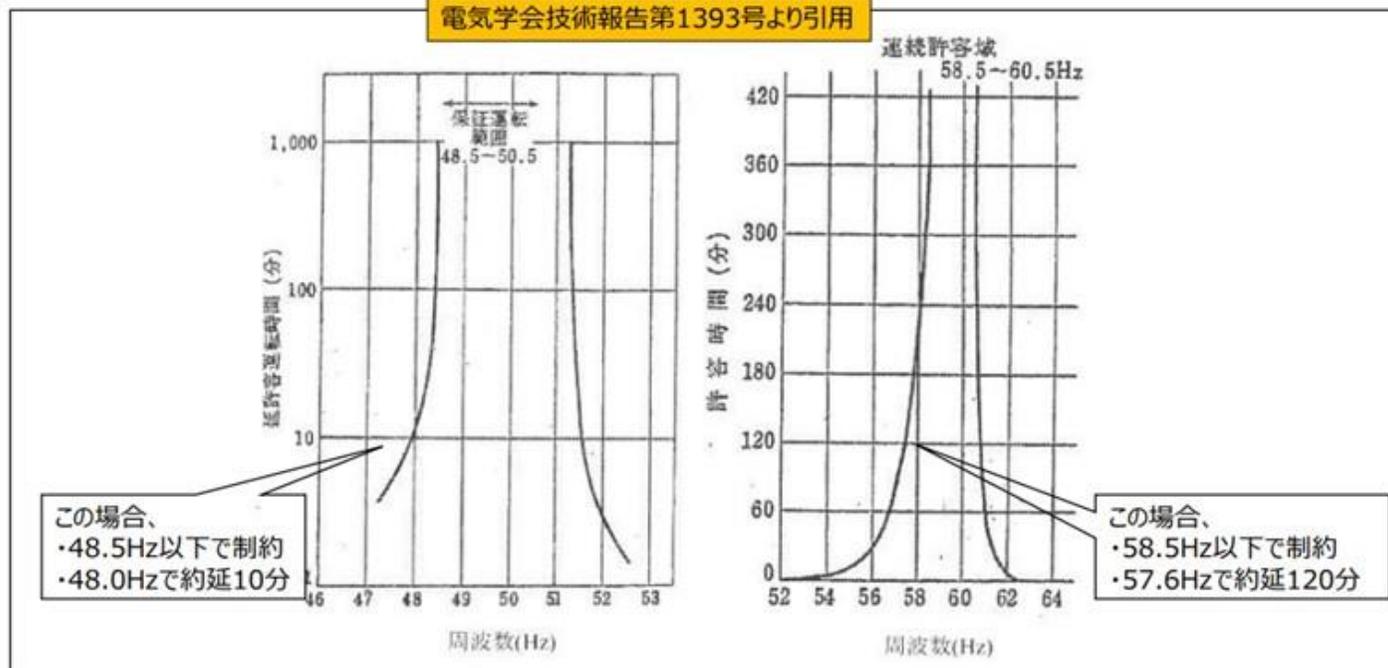
- また、連続運転可能周波数（51.0Hz・61.2Hzまで）を超過した場合の、運転可能時間としては下図のような、延許容運転時間が定められており、51.5Hz・61.8Hzでは約延10分（グラフ読み取り）となっている。

(参考) 発電機の運転可能時間曲線の例

30

- 運転可能周波数を逸脱して運転した場合、蒸気・ガスタービンは共振現象による損傷、発電機は鉄心の溶損に至るおそれがある。このため、以下のような延許容運転時間が定められている。

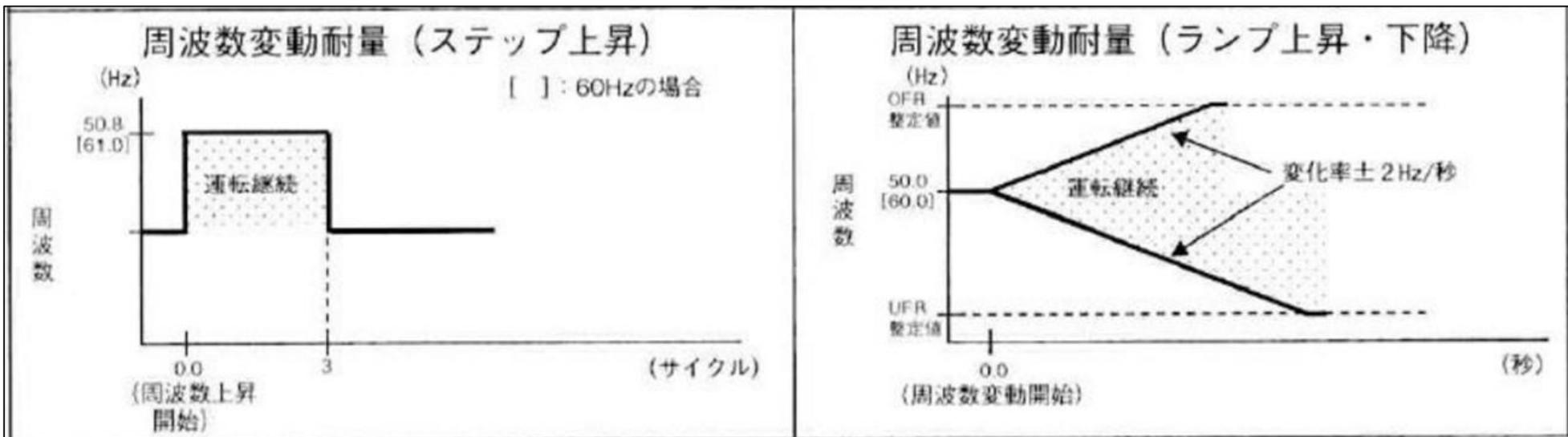
電気学会技術報告第1393号より引用



- 前述の発電機（同期機）に加え、太陽光発電設備等における現行の事故時運転継続要件（FRT要件）でも周波数変動に対する耐量（周波数上昇側:50.8Hz、61.0Hz）が定められている。

	周波数ステップ要素	周波数ランプ要素
現行のFRT要件	0.8Hz（50Hzエリア）以下、 1.0Hz（60Hzエリア）以下までは、 3サイクル以内の変動であれば 運転継続（周波数上昇側のみ）	周波数変化率±2Hz/s以内では 運転継続 （継続時間などの規定無し）

【FRT要件のイメージ】



- 他方、各社がJECを準拠した系統連系技術要件としたのは最近※であり、過去、JECよりも低い値 (ex.60.3Hz or 60.5Hz) を要件 (アクセス基準) としていた時期に建設 (連系) された発電機も一定数存在する状況。(そのため、将来的には存在しなくなるが、足元においては残存する制約といえる。)

※ 過去60.3Hzの要件 (アクセス基準) であった四国では、2004年度に「連続運転可能周波数61.0Hz以上」に、過去60.5Hzの要件 (アクセス基準) であった九州では、2023年度に「連続運転可能周波数61.2Hz」に変更。

## 系統特性定数 (周波数制御用) (【九州】周波数上昇側)

17

- 九州エリアの複数の火力機において、高周波数運転時に、タービン翼の共振現象により、過大な応力が発生し、損傷にいたる虞があるため、長時間運転可能周波数の許容限度値を設計上60.5Hzとしていたことから、**九州エリアの周波数上昇限度値は60.5Hz**を適用している。
- 1993年 (平成5年) の九州エリア単独時の実測データ (系統容量、周波数上昇値など) から、周波数上昇側の系統特性定数を算出した結果、『**7.5%MW/0.5Hz**』となった。
- エリア間連系線のルート断故障等により単独系統となる場合、系統安定化装置が上記系統特性定数を用いて、周波数上昇を0.5Hz以内に抑えるために必要な量を電源制限する。

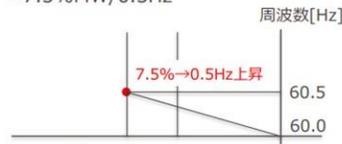
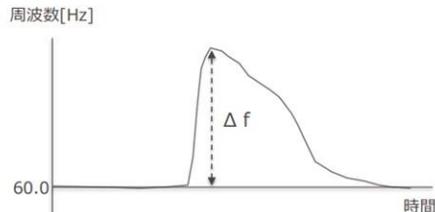
【九州エリア単独時の周波数上昇実績】

【系統特性定数の算出式】

$$\Delta f = 1 / K \times \Delta P / \text{系統容量} \times 100$$

K : 系統特性定数  
 $\Delta P$  : 九州エリア単独時の余剰 (MW)

$\Delta P$ 、 $\Delta f$ 、系統容量は九州エリア単独時の実測データより  
 $K = \Delta P / \Delta f / \text{系統容量} \times 100$   
 = 7.5%MW/0.5Hz



←九州エリア単独時の余剰 (%) ©Transmission & Distribution Grid Council



## 2 発電機の運転可能周波数の確認 (続き)

4

### (2)九州エリアの発電機運転可能周波数の見直し可否

- ・ 九州エリアにおいて、当社発電機については、過渡的な周波数上昇に関する運用限度を定めることで、一定程度、過渡的な運転可能周波数の拡大が可能と考えられる (過渡的な超過レベル (周波数、時間) ごとの機器寿命への影響評価が必要)
- ・ 一方、他社発電機については、系統アクセス基準 (九州電力) において、発電機の運転可能周波数を『60.5Hz以下で連続運転可能※』と定めている。このため、九州エリアに多数連系している他社発電機について、要件外の60.5Hzを超過した場合の安定運転の継続可否や発電設備への影響が不明。
- ・ 以上を踏まえると、現行の『発電機運転可能周波数60.5Hz以下』を見直すことは、現状では困難である。

#### 系統アクセス基準 (九州電力) 抜粋

##### 21.4 発電設備等の運転可能周波数

系統故障などにより周波数が変動した場合に、発電機が脱落すると周波数変動が助長され、さらに発電機の連鎖脱落を招き、最終的には系統崩壊に至る可能性がある。

このため、発電設備等を系統連系する者は、発電機が一定範囲の周波数変動に対し脱落しないように、系統の周波数維持、制御方式と協調した運転可能周波数範囲とする必要がある。

系統連系する発電設備等の運転可能周波数は原則として以下のとおりとする。

- (1) 連続運転可能な周波数  
58.5Hz以上、60.5Hz以下
- (2) 周波数低下時の運転継続条件  
58.0Hz以上で90秒以上  
57.5Hz以上で45秒以上

(2018.9.21) 第2回運用容量検討会 資料1-2から変更なし

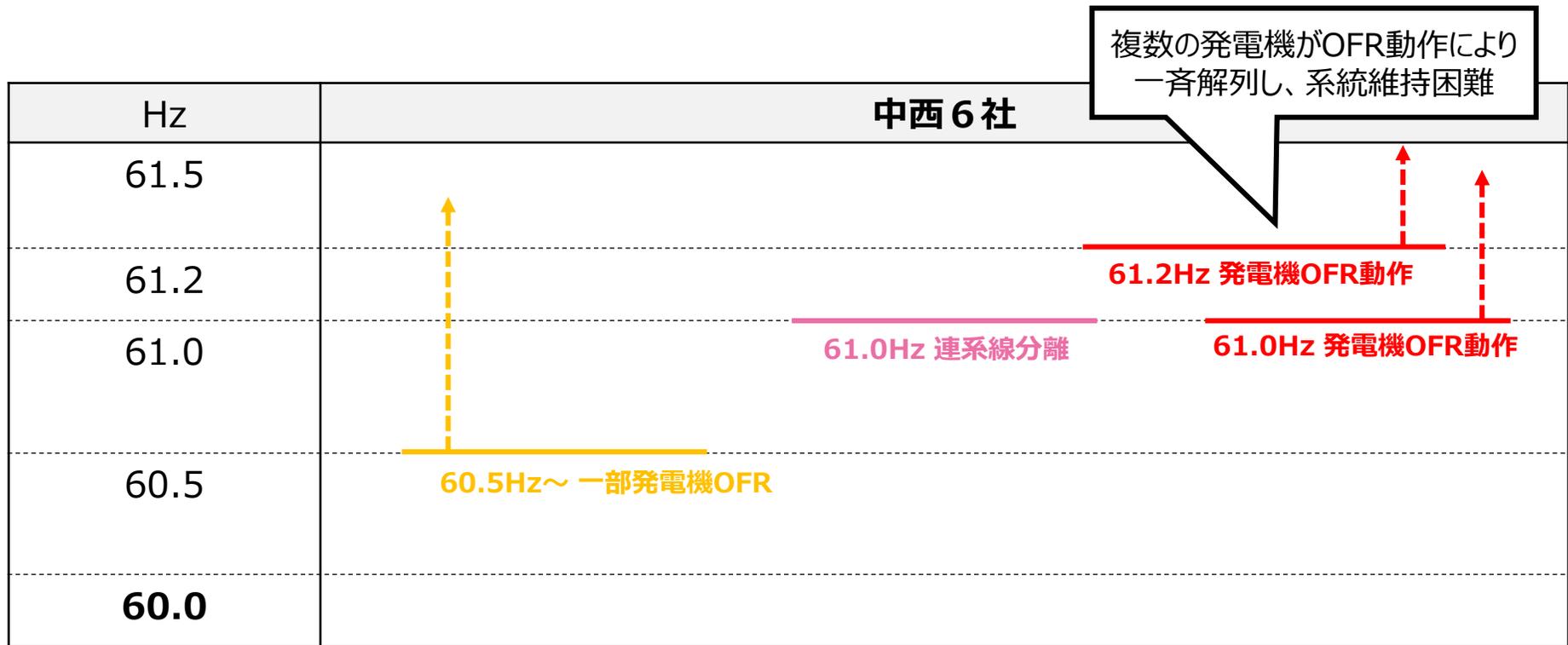
出所) 第2回将来の運用容量等の在り方に関する作業会 (2024年8月29日) 資料4

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyokai\\_2\\_04.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2024/files/unyouyouryousagyokai_2_04.pdf)

出所) 2018年度第2回運用容量検討会 (2018年12月14日) 資料1-2

[https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2018/files/2018\\_5\\_1\\_2\\_syuuhasuujoyouyugendo.pdf](https://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2018/files/2018_5_1_2_syuuhasuujoyouyugendo.pdf)

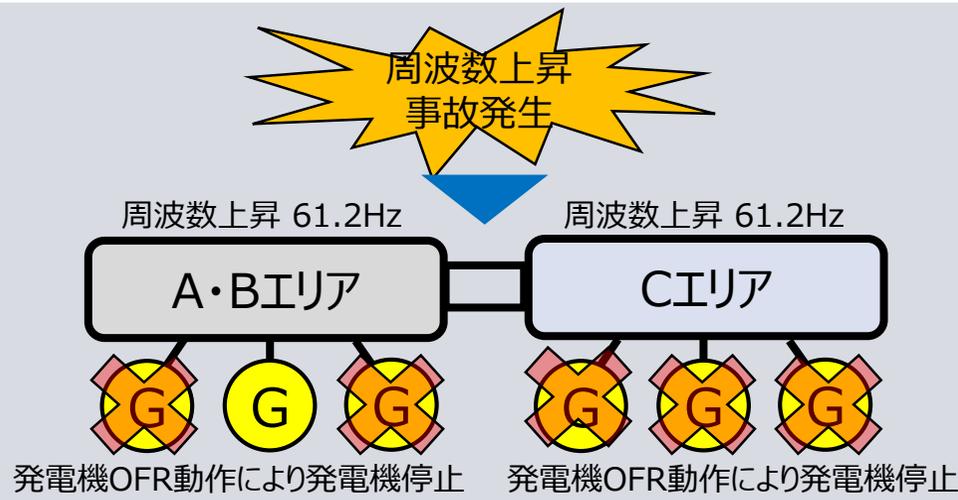
- また、前述の連続運転可能周波数（61.2Hz）を遵守するため（より正確には発電機保護のため）、周波数上昇リレー（OFR）が設置されており、多くが「61.2Hz（または裕度をとって61.0Hz） + 瞬時解列」で設定されている。
- すなわち、一斉解列による大規模停電リスク（前者の実態）を考慮すると、**実質的に61.0Hzの瞬間的な超過を許容できない状態になっている**といえる。



周波数上昇時の制御体系（イメージ）

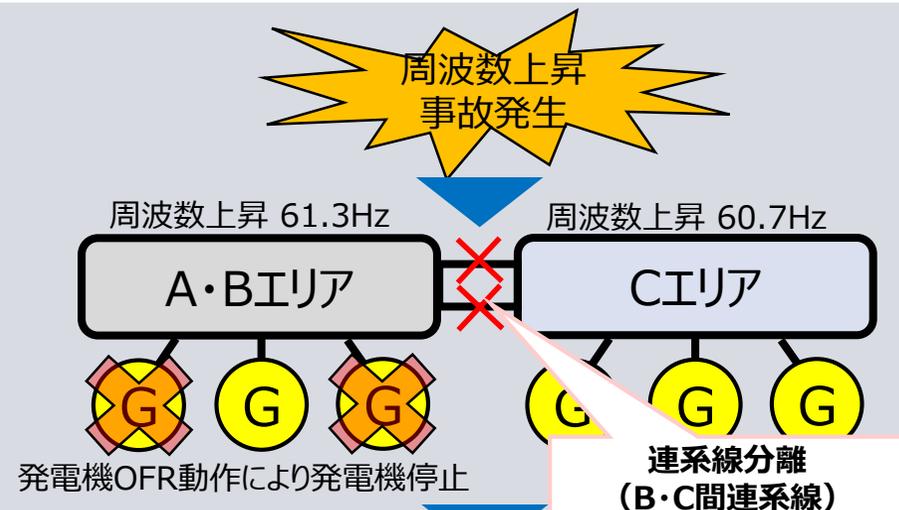
- 連系線分離周波数について、現状は中部関西間連系線・北陸関西間連系線等において「61.0Hz」で設定されており、連系分離に至ると周波数バランス維持が難しくなる懸念があるため、周波数上昇限度としている。
- しかしながら、連系線分離周波数が決まっているから周波数上昇限度になるといった考え方は本来的にはおかしく、連系を維持したままでは共倒れとなる具体的事象があり、それを防止するために連系線分離周波数が定まっている（そして、それを周波数上昇限度とする）といった考え方が本来的な在り方と考えられる。
- この点、前述のとおり、発電機OFR設定（多くが「61.0Hz・瞬時」）により連系維持が難しくなっていると考えられることから、連系線分離周波数による周波数上昇限度の考え方は、**実質的に発電機周波数上昇リレー（OFR）の制約（61.0Hzの瞬間的な超過を許容できないのは同様）**と**言い換えることが出来る**のではないかと。

## 連系線分離リレーがない場合



全エリアにおける発電機の一斉解列に伴う周波数維持困難

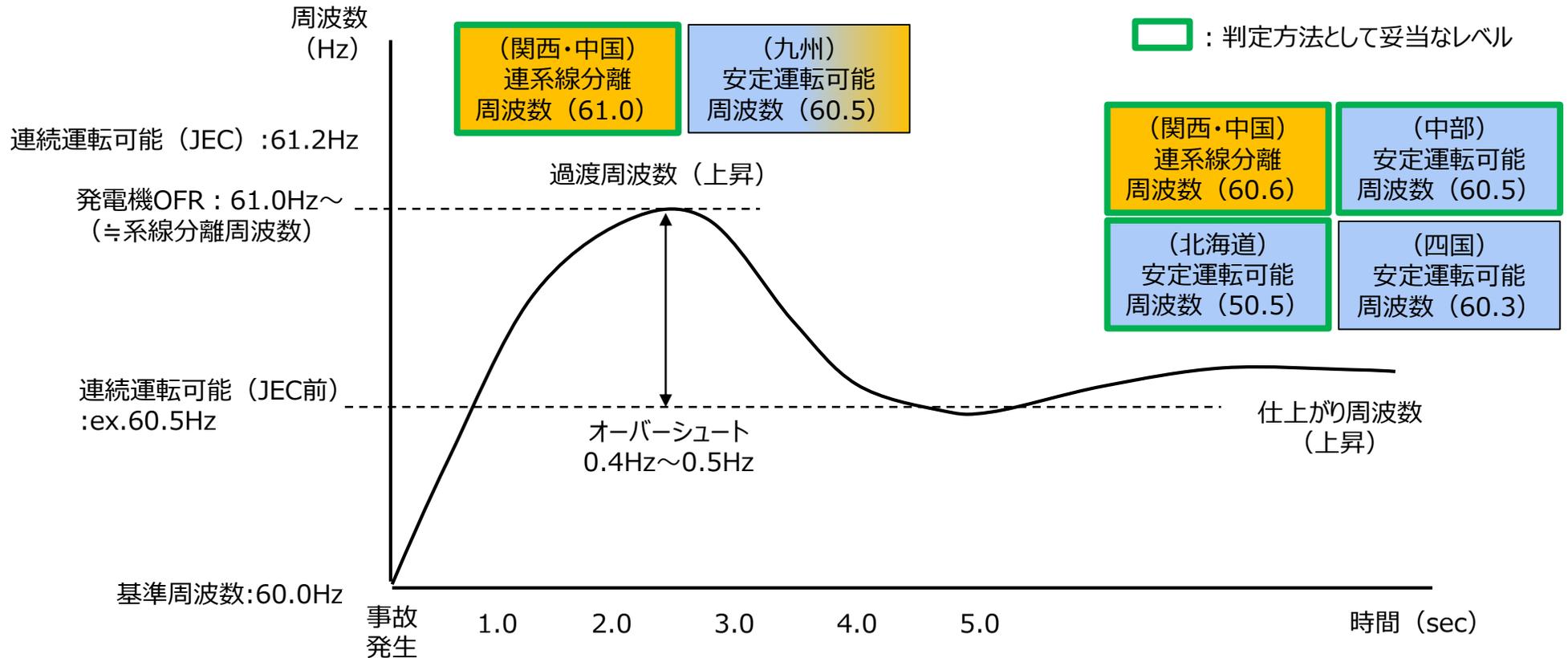
## 連系線分離リレーがある場合



連系線分離により共倒れを防止

■ 前述の整理をもとに、JECの連続運転可能周波数 (61.2Hz) を遵守するため、多く※1の発電機OFRが61.0Hz + 瞬時解列で設定されているもの (一斉解列による大規模停電リスクを有する) と考えられることから、**「61.0Hzの瞬間的な超過を許容せず (過渡周波数管理)、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 (仕上がり周波数管理) 閾値」**が、判定方法として妥当なレベル※2,3であると考えられる。

- ※1 過去、JECよりも低い値 (ex.60.3Hz or 60.5Hz) を要件 (アクセス基準) としていた時期に連系された発電機の一部を除く。
- ※2 本来的にはJEC上は過渡的な周波数変動61.8Hz (1.03PU) まで問題ないため、現行の発電機OFR自体が相当裕度をもった整定であると考えられ、これらの是正により周波数上昇限度の見直しも可能と考えられるが、相当の時間を要するため中長期的な課題とする。
- ※3 北海道エリアにおいても、JECの連続運転可能周波数 (51.0Hz) を考慮すると、仕上がり周波数50.5Hz管理は妥当と考えられる。



- 他方、「仕上がり周波数60.3Hz（四国）」「過渡周波数60.5Hz（九州）」については、妥当性という観点からは見直す余地があると考えられるか。
- 両者とも、過去、JECよりも低い値（ex.60.3Hz or 60.5Hz）を要件（アクセス基準）としていた時期に建設（連系）された発電機制約に伴う上昇側限度ではあるが、あくまでも連続運転可能周波数であることを踏まえると、九州エリアの上昇限度値についても「仕上がり60.5Hzに落ち着く閾値」に見直す方向が合理的※1と考えられる。
- また、実態として、中部関西間（中部向き）の運用容量は、中部の周波数低下側だけでなく、関西以西・北陸（5エリア）の周波数上昇側も考慮しており、その際の判定基準（仕上がり周波数60.6Hzまで許容）を踏まえると、現状でも既に、四国・九州エリアの個別判定方法を超過する運用※2がなされているともいえる。
- 上記については、四国・九州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。

## 5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（4）

65

### ⑥ 想定故障

- 中部関西間連系線2回線停止

### ⑦ 系統の周波数特性

	関西以西・北陸	中部
周波数低下側	4.4%MW / 0.8Hz	3.5%MW / 0.5Hz
周波数上昇側	14.0%MW / 0.6Hz	10.0%MW / 0.5Hz

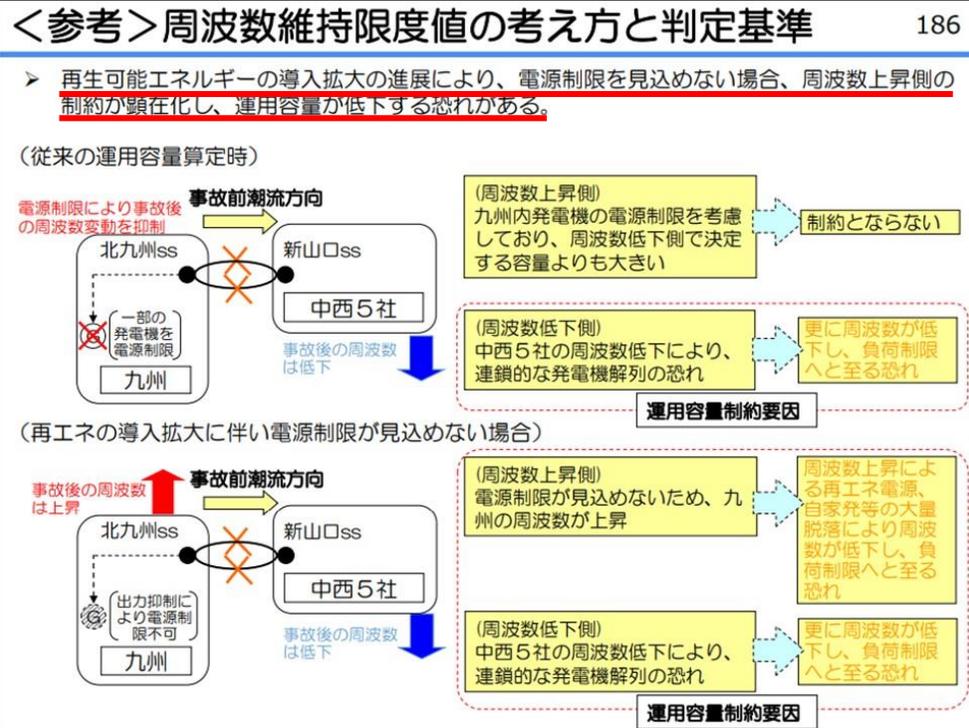
### <判定基準>

- 中部の周波数が、59.5Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。
- 関西以西・北陸の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。

※1 一方、過去の連続運転可能周波数を元に、発電機OFR60.5Hzで設定された自家発等も一部存在することから、限度値の見直し可否はこれら影響にも依る。

※2 実際に関西以西・北陸で周波数上昇になった際は、5エリアで協調して下げ調整を行い、速やかに60.3Hz以内に帰すこととなる。

- 中国九州間連系線(中国向き)は、電制量不足により周波数上昇側で運用容量が決定する場合がある。
- この点、運用容量低下による再エネ抑制を防ぐため、再エネ発電設備への電制装置設置を進めている。



### 【取組②】域外送電量の拡大(再エネ電制電源拡大)

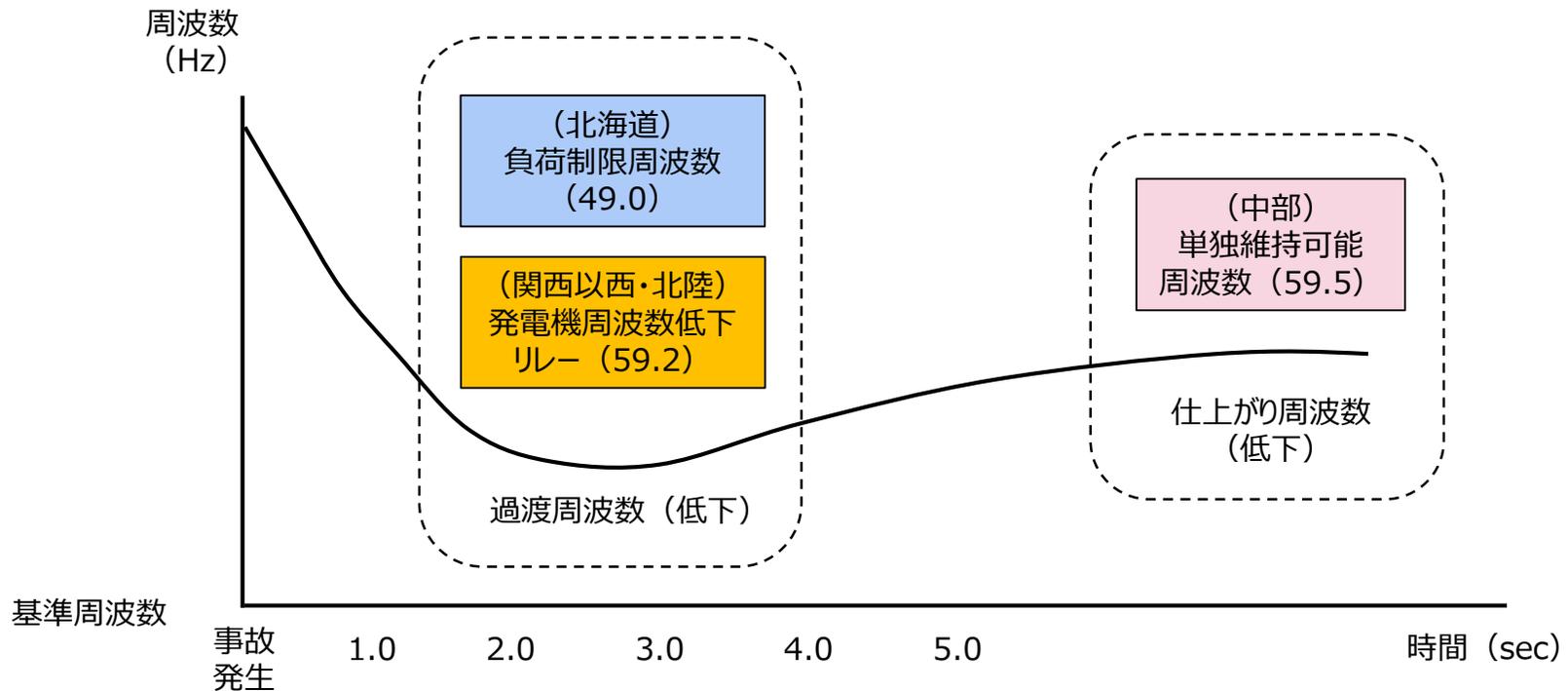
- 再エネ域外送電量拡大のため、九州送配電では再エネ発電設備への電制装置設置を進めている(令和5年度補正予算事業)。今般、設置先候補としていたすべての大規模再エネ発電事業者が参画することとなった。
- 設置事業者は、保全等の経費を一部負担いただくが、設置により九州エリア全体の再エネ出力制御量の低減が実現するもの。太陽光発電協会(JEPA)をはじめ、再エネ発電事業者の協力により再エネ最大導入の取組が進展していることは評価されるべきものである。
- なお、電制装置設置事業者(太陽光)は、原則※、電制効果を高めるため出力制御の実制御対象とはせず、オンライン代理制御のスキームを用いて精算で対応する。工期の関係で電制装置の本格稼働はR8年度となる見込み。 ※開門連系線の運用容量が最大活用される場合に出力制御を行うこともある。

設置予定発電所			精算区分(九州エリア)	
発電所	設備容量(MW)	種別	①旧ルール10kW以上500kW未満のオフライン発電所	②旧ルール500kW以上のオフライン発電所
北九州響灘海上ウインドファーム(西部)	160	風力	③オンライン発電所	④電制装置付発電所
鹿屋大崎ソーラーヒルズ太陽光発電所	76	太陽光		
鹿児島七島メガソーラー発電所	70	太陽光		
パシフィコ・エナジー細江メガソーラー発電所	63	太陽光		
大分ソーラーパワー	61	太陽光		
北九州響灘海上ウインドファーム(東部)	60	風力		
延岡門川メガソーラーパーク	42	太陽光		

※ オンライン代理制御のスキームでは、実制御を伴わなかったオフライン発電所(①②)は、オンライン発電所と比較して出力制御時間帯が長くなることから、出力制御量の補正を行うが、電制装置付発電所(④)はオンライン発電所であるため、補正を行わない。  
 ※ 風力はオンライン代理制御の対象外であるため、運用容量に影響しないように実制御で対応する。

1. 算出・判定方法・低下補填の妥当性
  - 1-1. 上昇側限度について
  - 1-2. 低下側限度について
  
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
  - 2-1. 周波数維持に関する運用（振り返り）
  - 2-2. シミュレーション環境について
  
3. まとめ

- 電源脱落・系統分離時等の周波数低下の挙動としては、まず過渡的に周波数低下（一時的に周波数ボトムまで低下）し、その後、仕上がり周波数に落ち着く（回復する）こととなる。
- この際、周波数低下限度の管理対象としては、「過渡周波数」「仕上がり周波数」の双方が存在する状況。
- また、周波数低下限度の理由（要因）としては、「負荷制限周波数（負荷側UFR）」「発電機周波数低下リレー（UFR）」「単独維持可能周波数」等があり、各エリアの実態（現状）を示すと下図のとおりとなる。



## 緊急時における周波数低下限度値の違い

15

- 一方、周波数低下限度について、中西エリアの大半で、常時周波数変動（0.2Hz）を考慮した場合であっても、発電機等が大量に解列される59.0Hzを下回らないよう系統特性定数を設定している。
- 他方で、九州エリアにおける連系線運用容量の算出では、常時周波数変動（≒フリンジ分）を考慮していないことから、常時周波数変動が最大となる断面（例:59.8Hz）で系統分離に至るN-2故障が生じた場合には、**周波数低下限度（59.0Hz）を下回る可能性**が考えられる。
- この点についても、**第2回本作業会（2024年8月29日）資料4のフリンジへの対応の整理の中で検討を深めていくこと**としたい。

エリア		系統特性定数	周波数低下限度	限度値に関する補足
北海道	—	6.0%MW/1.0Hz	49.0Hz	負荷遮断に至らない周波数（48.5Hz）から、 <b>常時周波数変動等（0.5Hz）を控除した値</b>
東北・東京	—	固有の系統特性定数を用いずに運用		
中西	中部	3.5%MW/0.5Hz	59.5Hz	単独系統時に系統維持可能周波数（59.5Hz）
	北陸	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	発電機等が大量に解列される周波数（59.0Hz）から、 <b>常時周波数変動（0.2Hz）を控除した値</b>
	関西	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
	中国	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
	四国	4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
	九州	(地内送電線) 4.4%MW/0.8Hz	59.2Hz	
(地域間連系線) 5.2%MW/1.0Hz		59.0Hz	発電機等が大量に解列される周波数（59.0Hz）	

- 北海道エリアにおいては、北本連系設備が逆方向（北海道向き）の際の、最大電源脱落や1ルート事故（N-1故障）時に、供給支障（負荷制限）を発生させないよう周波数低下限度（それに伴うマージン）を定めている。
- 現状、北海道エリアの負荷側UFRは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おり**、常時周波数変動0.3Hzやシミュレーション誤差等を考慮し、周波数低下限度を49.0Hzとしている。

※ 負荷側UFRの設定自体は、発電機の系統連系技術要件に定められた連続運転可能周波数48.5Hz（0.97PU）に基づいている。

(参考)北海道本州間連系設備(逆方向:北海道向き)の「周波数制御に対応したマージン」について

■ 北海道エリアの電源の計画外停止時の緊急受電分を予め確保することを目的にしている。

➤「逆方向:北海道向き」の周波数制御に対応したマージンの条件

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

【詳細条件】

- ・北海道エリアの最大電源ユニットが計画外停止した場合に、北海道エリアの周波数低下を1Hz以内に抑制するために東北・東京エリアから受電が必要な最大の電力の値

マージン=最大電源ユニット出力-系統定数× $\Delta f$ (1Hz)×最小需要

【計算例】(長期計画断面の2017年度の例)

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)

※必要量と設備容量の差分については、北海道エリア内の瞬動予備力の積み増しで対応している。

【考え方】

- ・発電設備の系統連系技術要件で連続運転可能周波数下限を48.5Hzとしていること、及び負荷遮断に至る周波数が48.5Hzであることと、シミュレーション誤差などを考慮し、1Hz以内としている。

1-5. 区分C1マーヅン(通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーヅン)について  
 区分C1マーヅン(通常考慮すべきリスクへの対応のための連系線潮流抑制のためのマーヅン)について

19

- 既設北本及び新北本の緊急停止時に、北海道エリアの周波数の変動を一定値以内に抑制できる許容供給力減少量及び増加量は、北海道エリアの需要規模等に依存するため、増強前後で変化はない。
- 新北本は別ルートであり、N-1故障の観点※1では同時故障は考慮する必要はなく、既設北本及び新北本の緊急停止を、それぞれ独立して考慮すればよい。その場合は、既設北本緊急停止が最も厳しい条件となる※2。

⇒既設北本の区分C1のマーヅンの必要性・量を継承することでどうか※3。

※1: N-2故障以上の観点では、既設北本及び新北本の同時故障はありうるが、稀頻度事象であるため考慮しない。

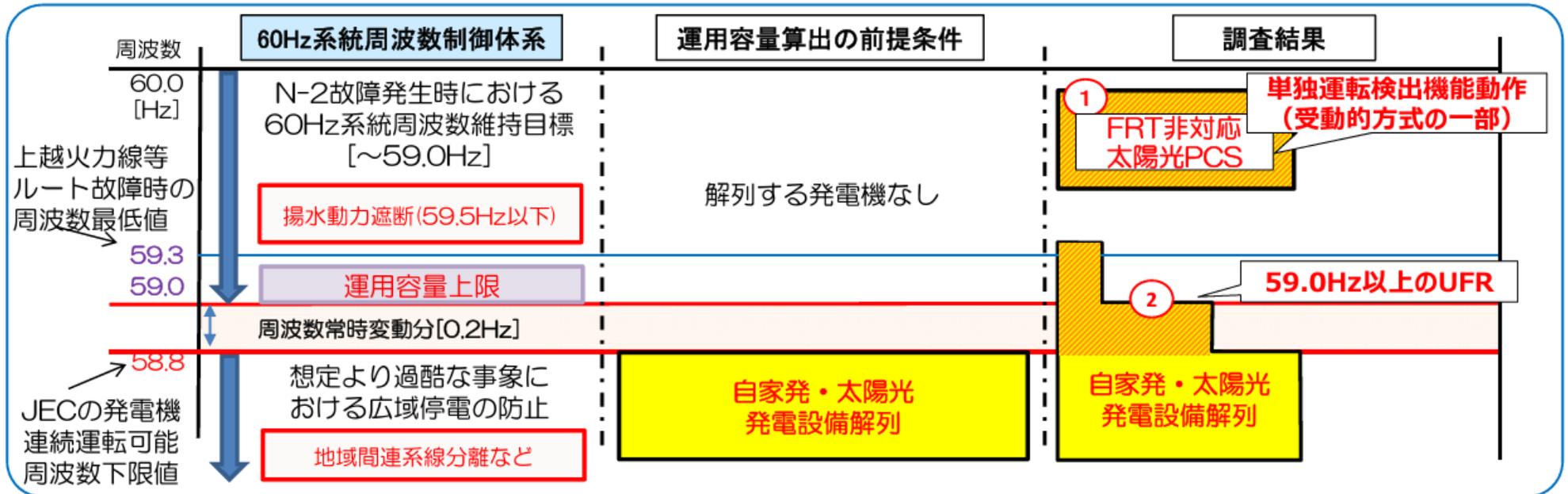
※2: 一方の設備の緊急停止時に、もう一方の設備にマーヅンがあれば、マーヅン分は瞬時に潮流を切り替えられるとすれば、一番厳しいのは、新北本にマーヅンが無いケースで既設北本が緊急停止した場合となり、これは現状の考え方と同一となる。

※3: 既設及び増強分の北海道本州間連系設備へのマーヅンの配分については、実際の運用を踏まえて運用部署にて今後検討する。

【現状の区分C1のマーヅン】

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差し引いた値	【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 = $0.11 / (1 - 0.11) \times \text{最小需要}$ ・マーヅン = 北本設備容量 - <b>北本潮流限度</b> → <b>許容供給力増加量</b> ※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) ・マーヅン = $60\text{万kW} - 0.11 / (1 - 0.11) \times 345.8\text{万kW} = 17.26\text{万kW} \approx 18\text{万kW}$
逆方向 (東北→北海道)	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差し引い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】 ・マーヅン = 北本設備容量 - <b>系統定数 × Δf(1Hz) × 最小需要</b> → <b>許容供給力減少量</b> 【算出例】(最小需要 = 345.8万kWの場合) ・マーヅン = $60\text{万kW} - 0.06 \times 1 \times 345.8\text{万kW} = 39.25\text{万kW} \approx 40\text{万kW}$

- 2016年度に発生した中西エリアにおける周波数低下事象を調査した結果、「UFR整定値が59.0Hz以上となっている一部の発電機が59.0Hz以上で解列する」ことが判明した。
- これら発電機UFRの整定変更については、事業者（特高および整定値が高い一部の高圧）へ整定変更の協議を行っているものの、合理的理由により変更不可の箇所もあり、全ての箇所において変更完了とはなっていない状況。
- そのため、周波数が59.0Hz以下になると、連鎖脱落による更なる周波数低下（それに伴う大規模停電）を起こす懸念があることから、**実質的に59.0Hzの瞬間的超過を許容できない状態になっており**、常時周波数変動0.2Hzを考慮し、周波数低下限度を59.2Hzとしている。



## 1. はじめに (これまでの経緯)

3

○広域機関と一般送配電事業者が2016年度に発生した60Hz系統(中西エリア※<sup>1</sup>)における周波数低下事象を調査した結果、

①周波数変動を敏感に検出し、FRT※<sup>2</sup>要件非対応の太陽光発電が59.0Hz以上で不要解列する

②UFR※<sup>3</sup>の整定値が59.0Hz以上となっている一部の発電機が59.0Hz以上で解列する

③60Hz系統(中西エリア)は、地域間連系線等のN-2故障においても周波数を59.0Hz以上に維持する制御体系となっていることから、①②のような59.0Hz以上で解列する発電機の影響により、需給状況によっては中国九州間連系線のルート故障時に発電機が連鎖的に解列し60Hzの各エリアが系統分離するなど、**安定供給に支障を及ぼすおそれがあることが判明した。**

※1 中西エリア(北陸、中部、関西、中国、四国、九州の6エリア)

※2 FRT(Fault Ride Through: 事故時運転継続)

※3 UFR(Under Frequency Relay: 周波数低下リレー)

○このため、2017年9月、60Hz系統の一般送配電事業者において、以下の対応を実施することとした(第11回系統ワーキンググループ、第21回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で報告済み)。

- ・自家発や太陽光発電の新設や設備更新時には、UFR整定を58.8Hz以下とすること。【2017年9月時点で対応済】
- ・既設の特別高圧連系の自家発等のUFR整定見直しに向け、発電事業者と個別協議を実施すること。
- ・中国九州間連系線の運用容量については、60Hz地域の一般送配電事業者が必要時に系統保安ポンプ(揚水動力)の追加実施や潮流調整(相殺潮流)などを組み合わせた対策を実施することで、運用容量を維持すること。等

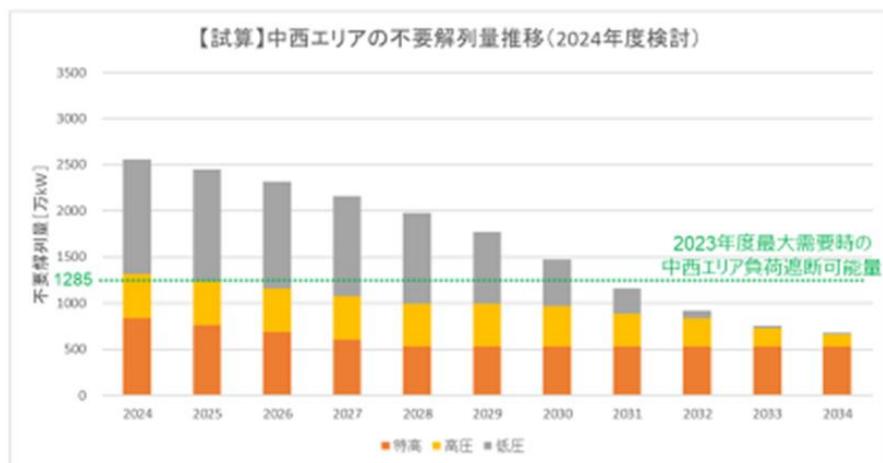
○2018年9月の北海道胆振東部地震発生直後、風力発電機のほぼ全てが地震発生直後に周波数低下により停止した(夜間の地震発生のため太陽光発電はなかった)。これを踏まえ、電力レジリエンスWGの中間取りまとめや北海道胆振東部地震に伴う大規模停電に関する検証委員会中間報告及び最終報告において、以下の評価・提言が行われた。

- ・風力発電機の停止については、周波数が46.13Hzまで低下していく過程で周波数低下リレーが動作した結果であり、必ずしも問題はなかったと考えられる。
- ・しかしながら、**今後、大規模電源脱落等による周波数低下時に一斉解列等が発生し系統全体の周波数維持に大きな影響を及ぼすことを避けるため、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しを行う。**

- 整定変更協議の進捗状況、ならびに高低圧PCSの標準的な耐用年数が15年である（15年経過したPCSが更新される）ことを前提条件とすると、2030年頃には運用容量の算出条件を従来の考え方（発電機不要解列を考慮しない）に戻すことが可能な見込みが示されている。

### 中西地域の発電設備不要解列量推移の試算結果について 中部電力パワーグリッド

- 今回、2023年12月時点の整定見直し実績を踏まえて以下の条件（前回に同じ）にて再度試算した結果、中西地域の運用容量の算出条件を従来の考え方に戻すことが可能となる時期は、**2030年頃**となる見込みとなり、**2023年1月の検討結果から大きな変更は無い事が分かった。**



【算出条件】(2023年12月時点の実績基準)

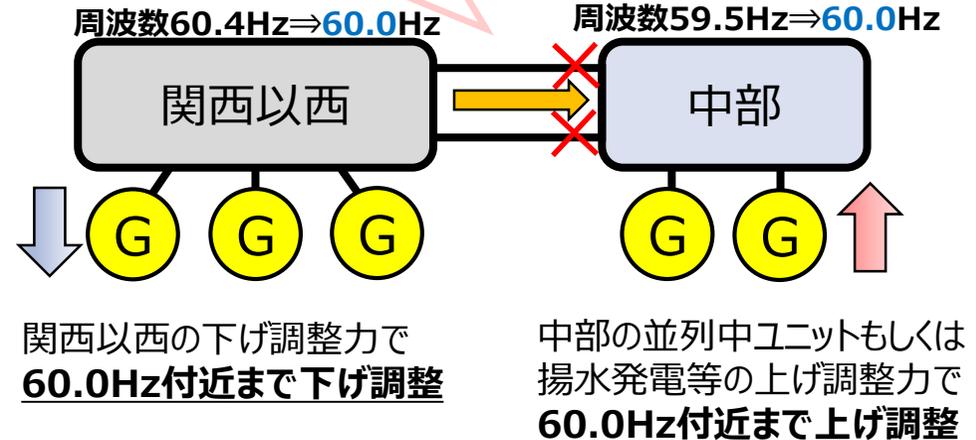
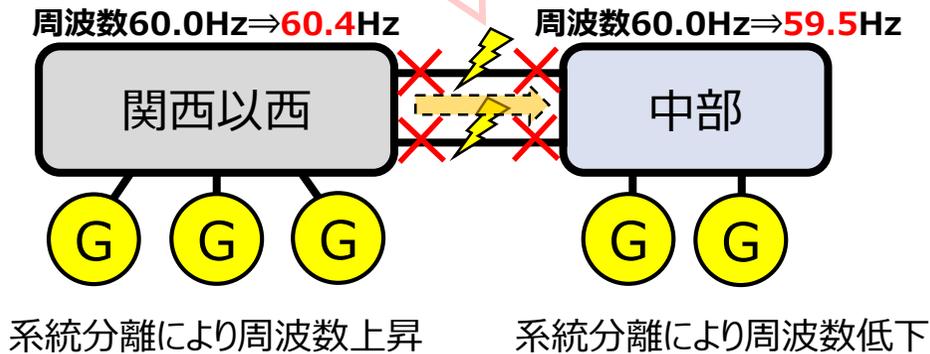
- ・ 特高系は、個別協議の実績を踏まえ、変更待ちおよび協議中の案件についても、2024年以降の3年間で整定見直しの対応が完了し、58.6Hz以上の対象設備の約70%が整定変更するものと想定（約30%は、協議結果の推移より、整定変更不可となることを想定）。
- ・ 高圧系は、現時点で全ての協議対象（59.1Hz以上の設備）と協議を実施し、発電事業者側の変更待ちの状態となっており、2023年12月時点で残り3万kW（高圧影響量全体の1%以下）程度であることから、更新等による自然減の影響が支配的となるため、整定変更による減少を考慮しない。

※ 高低圧については、現況を正確に反映できていないわけではないことに留意が必要。

- 中部エリアでは、中部関西間連系線のルート断故障時に単独系統となるため、健全回線がある場合にすぐに系統並列（復旧）できるよう、仕上がり周波数59.5Hzを周波数低下限度としている。
- 具体的には、系統並列する際、短時間で調整可能な上げ調整力により、60Hz付近まで周波数を回復させる必要があることから、経験則的に59.5Hzを仕上がり周波数目標として設定しているものとなる。

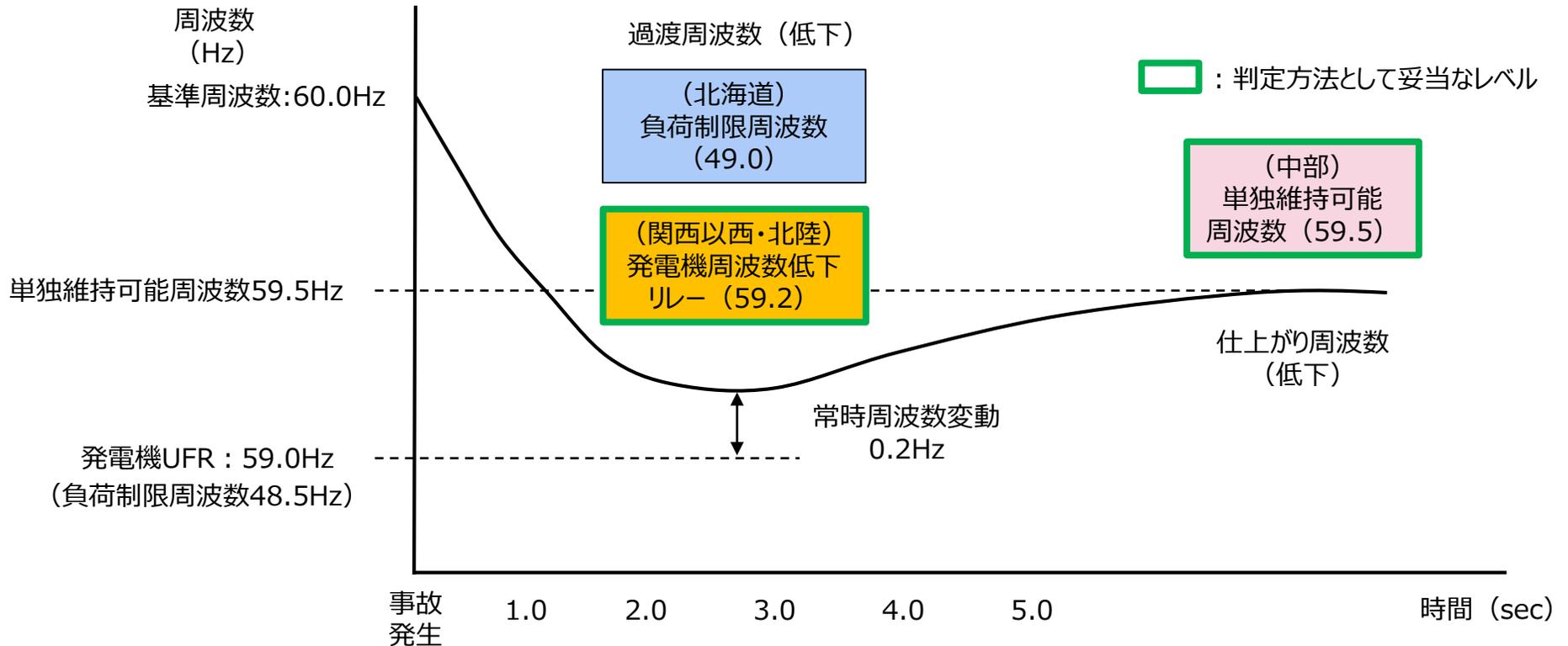
中部関西間連系線の中部向き潮流時にルート断事故発生

関西から送電成功時、速やかに周波数調整を行い周波数を合わせたくえて、中部で系統並列



- 前述の整理をもとに、発電機UFR (59.0Hz) 連鎖脱落による更なる周波数低下 (それに伴う大規模停電) を起こす懸念があることを踏まえると、「**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**」は、判定方法として妥当なレベル<sup>※</sup>であると考えられる。
- また、単独維持からの系統並列を考慮し、仕上がり周波数59.5Hzで管理する閾値も、定量的な根拠には乏しい (経験則な) もの、過渡周波数59.2Hzと同レベル相当であることから、相対的に妥当なレベルと考えられる。

※ 前述のとおり、発電機周波数低下リレー (UFR) の影響が一定程度是正される2030年頃には判定方法を見直すのが望ましいと考えられる。



- 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定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

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (+\text{EPPS見込み量} [10\text{万kW}])^{1)}$$

1) ( ) は周波数低下側のみ

- 九州系統の周波数上昇

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

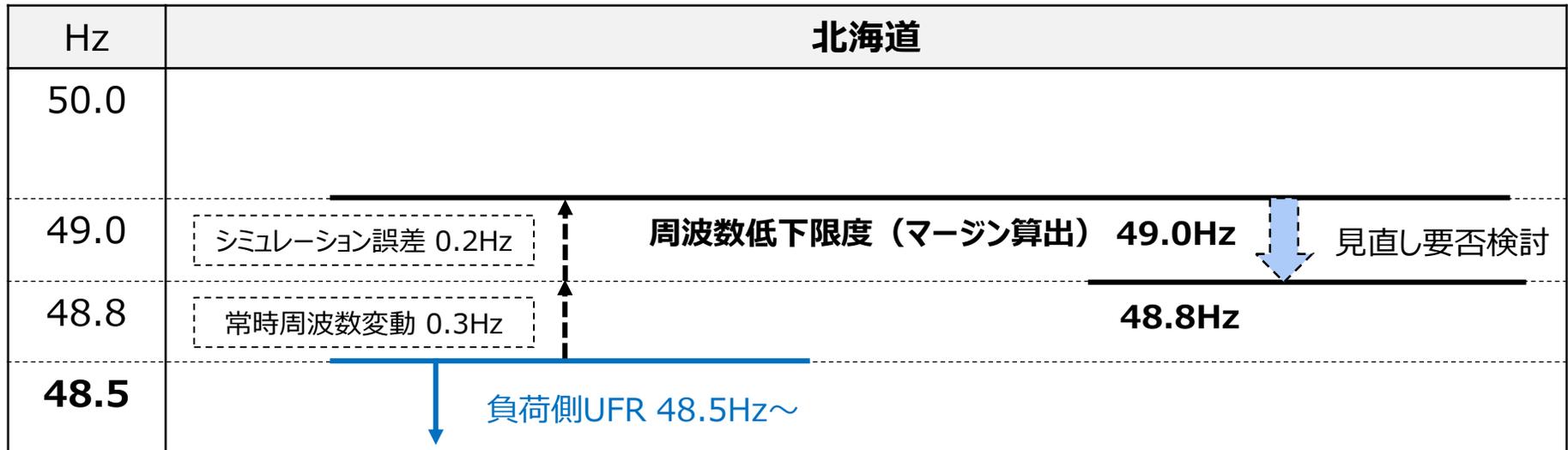
- 九州系統の周波数低下

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

### 現行の無制御限界潮流(1.0Hz)



- 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。

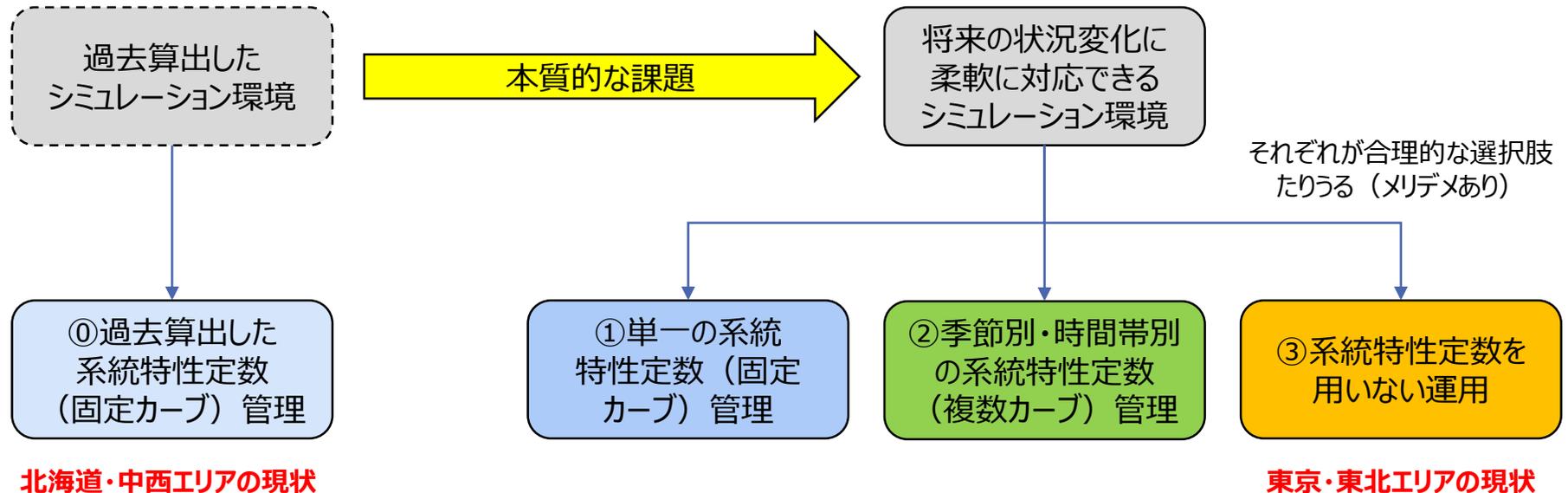


周波数低下時の制御体系および低下限度（イメージ）

1. 算出・判定方法・低下補填の妥当性
  - 1-1. 上昇側限度について
  - 1-2. 低下側限度について
  
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
  - 2-1. 周波数維持に関する運用（振り返り）
  - 2-2. シミュレーション環境について
  
3. まとめ

- 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）】



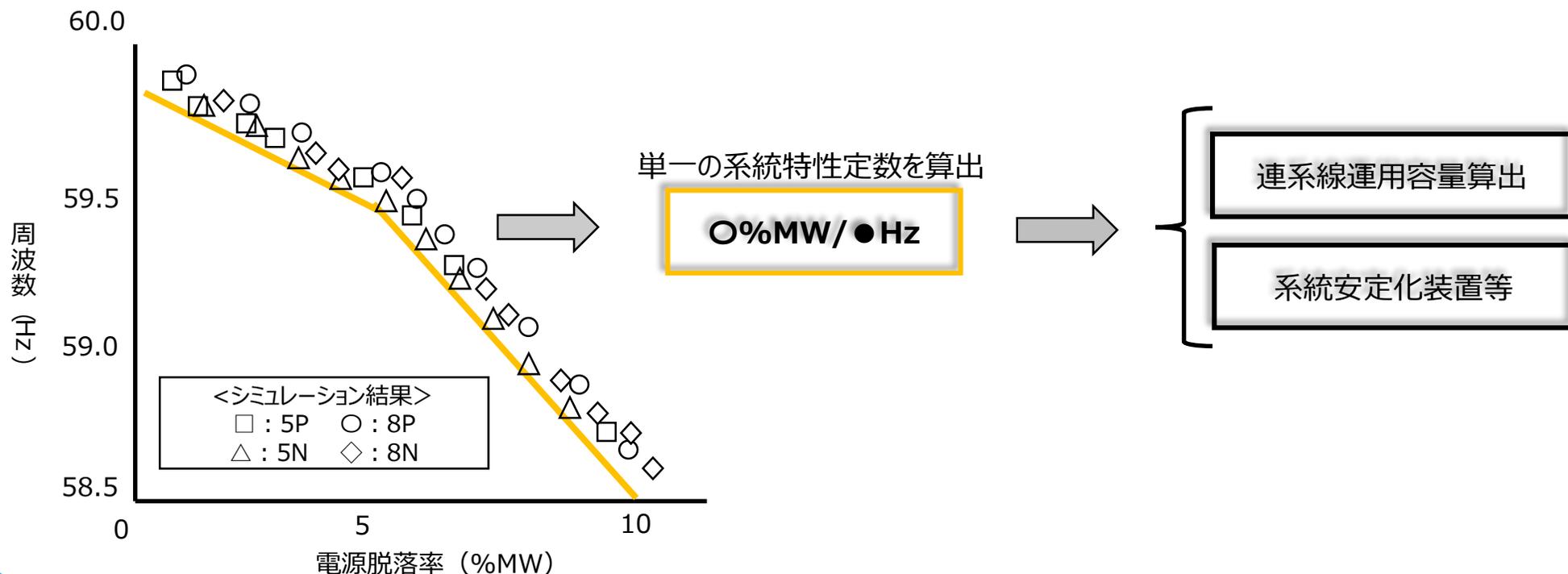
## 系統特性定数を用いることの特質 (本質的な意味)

18

- 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

- こちらは、単一（固定カーブ）の系統特性定数（%MW/●Hz）を用いて、運用容量（無制御限界潮流）や系統安定化装置の制御量等の演算を行う運用方法である。
- この運用方法のメリットとしては、煩雑な算定や細分化された管理（あるいは既存の系統安定化装置の改修）が不要となり、効率的に周波数維持運用が可能となる点が挙げられる。
- 一方で、デメリットとしては、単一の系統特性定数で対応するため、年間通じて最も過酷断面での値（保守的）にする必要があり、その他の時間帯においては運用容量抑制・制御量過多になる点が挙げられる。



### 系統特性定数を用いる運用について (2 / 2)

15

- 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。

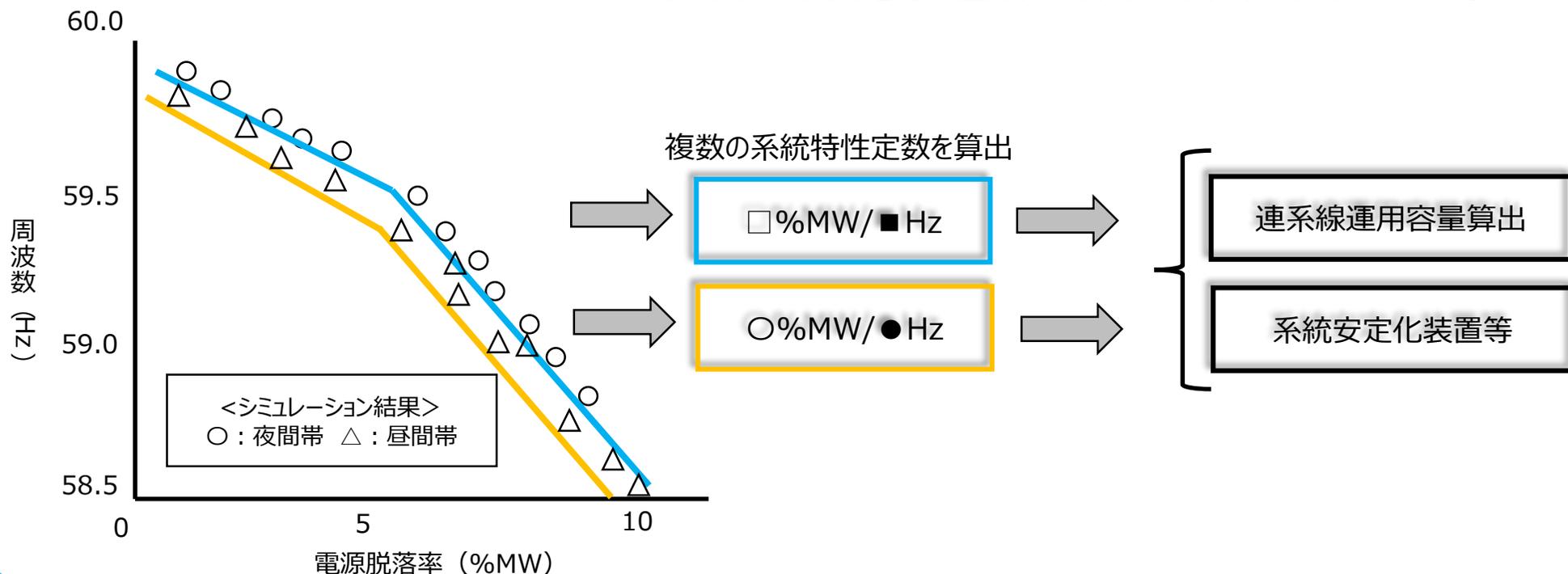
※1 現在、60Hz全体のシミュレーションモデルは構築中（実績合わせ等の検証は未完）であり、将来の状況変化に柔軟に対応できる環境は整いつつある。

※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で対応も行っている。

	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

- こちらは、電源態勢・負荷特性等が大きく異なるような季節別・時間帯別※に、いくつか（複数カーブ）の系統特性定数を算定しておき、それらを使い分けて、運用容量（無制御限界潮流）や系統安定化装置の制御量等の演算を行う運用方法である。
- この運用方法のメリットとしては、年間を通じて保守的に設定した単一の系統特性定数（固定カーブ）よりも、断面によっては運用容量拡大あるいは制御量極小化が可能となる点が挙げられる。
- 一方で、デメリットとしては、各断面に応じた系統特性定数の算定が煩雑という点や、既存の系統安定化装置等の改修が必要となる点、運用面での細分化された管理が複雑になってしまう点などが挙げられる。

※ 一例として、太陽光発電が多い昼間帯と、存在しない夜間帯に分ける方法などが考えられるか。



- 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  $K$    系統倍数  $\alpha$    エリア需要  $P_o$

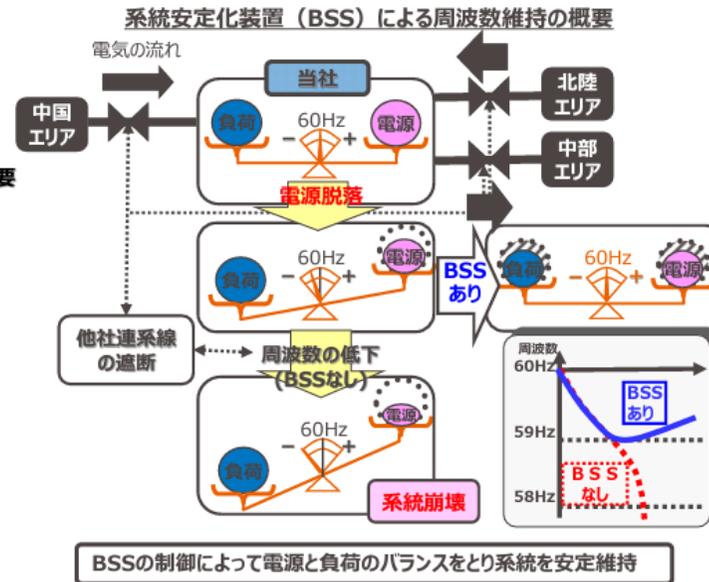
制御量  $PL = \frac{PG - P_a}{1 - K\Delta f}$

電源脱落量  $PG$    系統定数  $K$

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



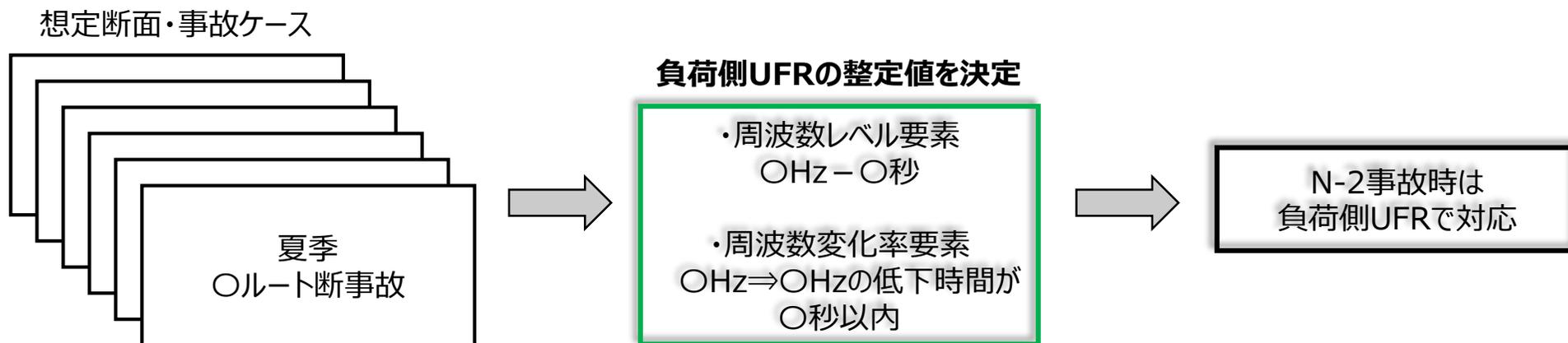
送配電網協議会



BSSの制御によって電源と負荷のバランスをとり系統を安定維持

©Transmission & Distribution Grid Council

- こちらは、電源態勢・負荷特性等が大きく異なるような季節別・時間帯別に、いくつかのシミュレーションを行った上で、負荷側UFRの整定（ならびに作業時の潮流調整・GF追加など）を行う運用方法である。
- この運用方法のメリットとしては、実質的に周波数維持制約を考慮する必要がなくなり、非常にシンプルな運用となる点が挙げられる。
- 一方、系統分離時の単独系統維持の可能性を高めるため系統安定化装置を併用する場合もあり、このような場合には、系統安定化装置の事前演算のための系統特性定数について別途設定する必要がある。



## 系統特性定数を用いない運用について (2 / 2)

11

- 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

1. 算出・判定方法・低下補填の妥当性
  - 1-1. 上昇側限度について
  - 1-2. 低下側限度について
  
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
  - 2-1. 周波数維持に関する運用（振り返り）
  - 2-2. シミュレーション環境について
  
3. まとめ

- 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

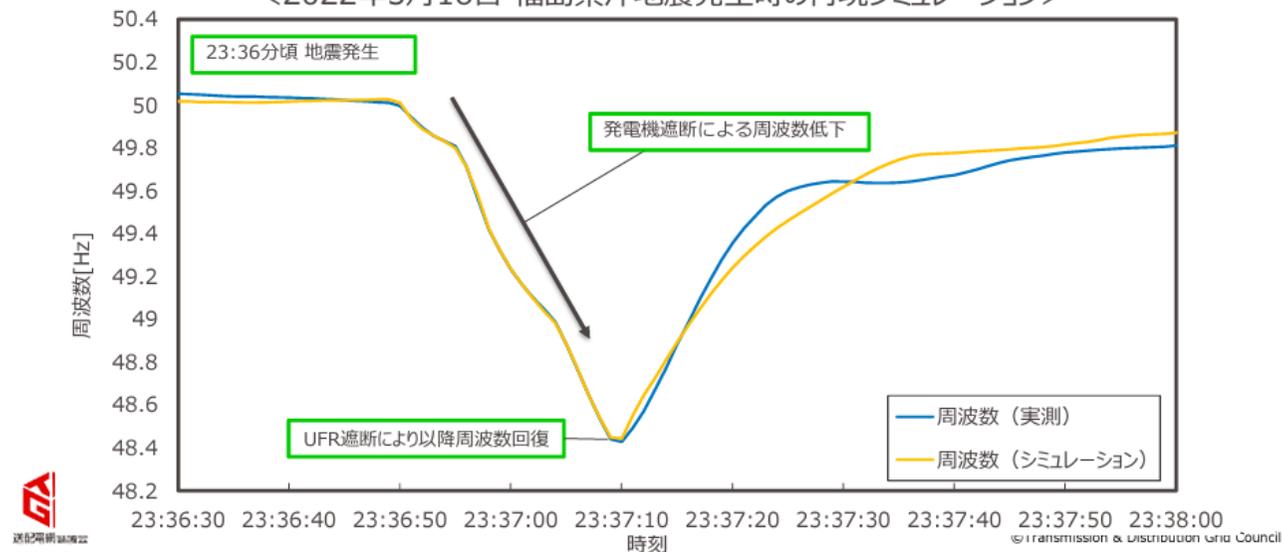
- 東京・東北エリアにおいては、大規模な電源脱落による周波数変動が生じた際等に再現シミュレーションを実施し、シミュレーション結果と実績が概ね一致することを確認している。

## 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. 算出・判定方法・低下補填の妥当性
  - 1-1. 上昇側限度について
  - 1-2. 低下側限度について
  
2. 状況変化による系統特性定数の再算出
  - 2-1. 周波数維持に関する運用（振り返り）
  - 2-2. シミュレーション環境について
  
3. まとめ

- 今回、周波数限度（上昇側・低下側）に関する判定方法の妥当性、ならびに今後の系統特性定数の再算出（シミュレーション環境構築）の方向性について検討した。
- このうち、周波数限度（上昇側・低下側）に関する判定方法については、エリア間の平仄や周波数変化時の制御体系等を考慮すると、見直しの余地の可能性があるものが確認されたため、次回以降、一般送配電事業者の協力のもと、検討を進めていくこととしたい。
- また、今後の系統特性定数の再算出については、周波数維持に関する運用の考え方について、改めて整理するとともに、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について報告した。
- 今後のシミュレーション環境構築（実際の事故との実測対比による精度検証）状況やフォローアップ等を踏まえて、今後の系統特性定数の再算定の具体的方法については、引き続き検討していくこととしたい。