

北海道本州間連系設備マージン（逆方向）の見直しについて

2025年7月29日

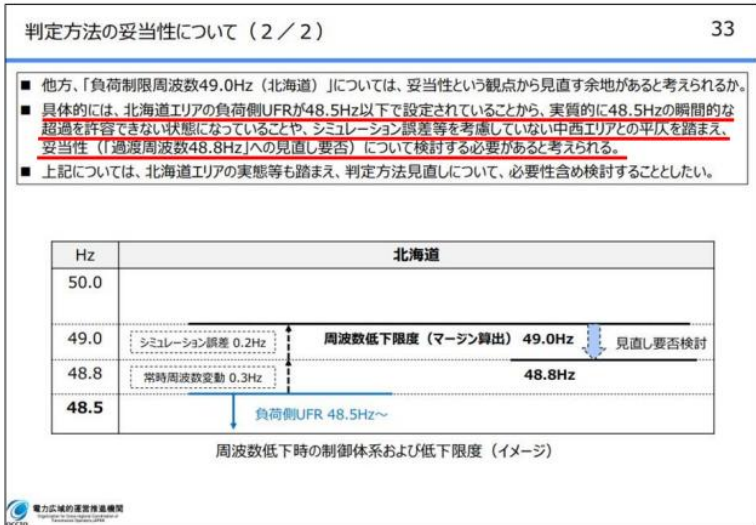
電力広域的運営推進機関 運用部

- 北海道エリアの周波数低下限度は、負荷制限（48.5HzUFR動作）を回避するため、常時周波数変動0.3Hzとシミュレーション誤差0.2Hzを考慮した49.0Hzを採用していた。
- 他方で、他エリアでは常時周波数変動分のみを考慮していることから、第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会において、他エリアと平仄を合わせ周波数低下限度を48.8Hzへ見直し可否について報告された。

前回振り返り

33

- 前述した通り、北海道エリアは、N-1事故で負荷制限（48.5HzUFR動作）に至ることを回避するために、周波数低下限度については、常時周波数変動0.3Hzおよびシミュレーション誤差0.2Hzを考慮し、49.0Hzを採用している。
- 他方で、他エリアでは、周波数低下限度にこのようなシミュレーション誤差は考慮していないことから、北海道エリアの実態等を踏まえて、判定方法の見直し要否（ex.低下限度48.8Hzに見直し等）について検討することとしていた。



- 単機最大機脱落時の周波数シミュレーションを実施した結果、周波数低下限度の見直し (**1.0Hz ➡ 1.2Hz**) は可能であるが、北海道エリアの特徴として単機最大機容量が系統容量に対して大きく、単機最大機脱落時の周波数ボトムに達するスピードが速いことから、周波数ボトム時点では確保した一次調整力が全量発動していないことが確認された。
- そのため、**周波数低下限度の見直しに合わせて、発電機周波数特性 K^G も見直した。**
(**2%MW/1.0Hz ➡ 1%MW/1.0Hz**)

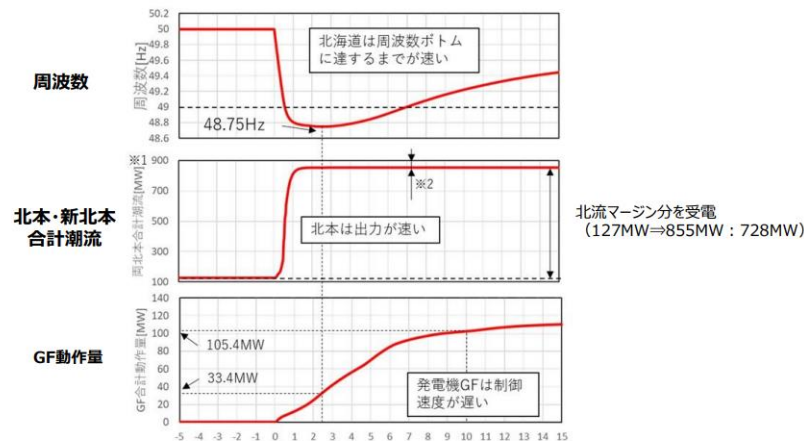
単機最大電源脱落シミュレーション結果 (同期機のみで一次を確保した場合)

37

今後の方向性について (北海道エリア)

42

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



※1: 北本潮流は+側を北流、-側を南流とする。

※2: 北本・新北本の設備容量合計は900MWだが、ロス分 (5% : 45MW) を考慮しているため全量動作しても855MWが上限となる。

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

赤字: 見直し箇所

<単機最大電源脱落時マージンの算出方法 (現行)>

$$912\text{MW} - \left(\frac{6\% \text{MW}}{1.0\text{Hz}} \times 1.0\text{Hz} \times 2,320\text{MW} \right) \approx 773\text{MW}$$

単機最大ユニット 発電機周波数特性 K^G (GF分) 負荷周波数特性 K^L 周波数低下限度 系統容量

<単機最大電源脱落時マージンの算出方法 (今後)>

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

単機最大ユニット 発電機周波数特性 K^G (GF分) 負荷周波数特性 K^L 周波数低下限度 系統容量

<北本連系設備脱落マージンの算出方法 (今後)>

$$600\text{MW} - \left(\frac{6\% \text{MW}}{1.0\text{Hz}} \times 1.2\text{Hz} \times 2,320\text{MW} \right) \approx 433\text{MW}$$

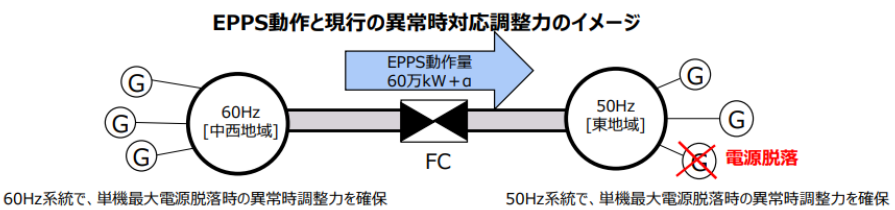
北本・新北本運用容量 発電機周波数特性 K^G (GF分) 負荷周波数特性 K^L 周波数低下限度 系統容量

- 第55回需給調整市場検討小委において、異常時調整力必要量の算出時に用いる最大機脱落量からEPPS動作分を控除することで異常時調整力必要量を低減する方針が示された。
- 異常時必要量低減により北海道エリアにおいては、一次調整力の必要量が40%程度低減される。
- 第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会において、一次調整力確保量の低減による単機最大機脱落時の周波数影響および周波数維持対策について報告された。

異常時（電源脱落）対応調整力の考え方の見直し（1 / 3）

28

- 現行の異常時（電源脱落）対応調整力については、50・60Hzそれぞれで単機最大ユニット脱落に対応できる量を確保しており、50・60Hzそれぞれで同時に単機最大ユニット脱落が起こった場合に対応できる量、言い換えると、日本全体で単機最大ユニット脱落に対応できる量（N-1）ではなく、2つの単機最大ユニット脱落（N-2）に対応できる量を確保しているとも言える。
- これは、直流設備による制約から、50・60Hz間の一次・二次①調整力の運用は行うことができず、電源脱落への対応が難しいことから、各同期連系系統毎に確保していたと考えられる。
- この点、EPPSの整定見直しにより動作確実性が向上したことに伴い、単機最大ユニット脱落時の周波数低下時に、健全側エリアから故障側エリアへの融通が期待できることから、異常時対応調整力必要量においては、EPPS動作分を考慮（控除）することができると思われるため、次頁以降で、一次・二次①・三次①それぞれの成分について、EPPS動作分に置き換えた場合の対応可否について整理を行った。



異常時（電源脱落）対応調整力必要量の考え方について（2 / 2）

36

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

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

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

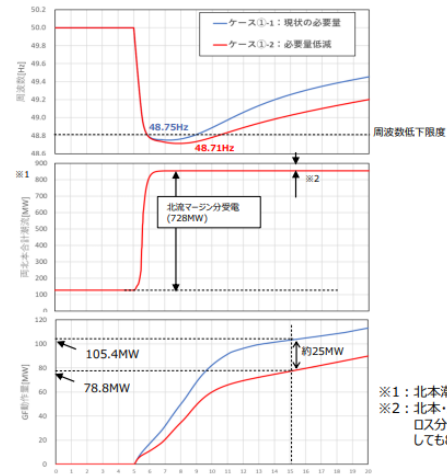
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	合計
見直し案/現行（低減率）	60% （▲40%）			50% （▲50%）						55% （▲45%）

- 単機最大電源脱落時の周波数影響を確認したところ、北海道エリア内の一次調整力確保量低減（40％減）により、単機最大機脱落時の周波数ボトムが周波数低下限度を下回る結果となった。
- 原因としては、一次調整力が周波数ボトム時点で全量発動していないことや、緊急時AFCによる瞬時の融通時に動作遅延やロスが発生している（考慮されていない）ことが考えられる。
- 上記を踏まえ、一次調整力確保量低減後も周波数低下限度を維持するため、**緊急時AFCの遅延・ロス分として、設備容量まで受電する場合の損失率（約5％）を考慮するようマージン算定式を見直した。**

一次調整力見直しの影響確認（単機最大ユニット脱落時）

45

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



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

一次調整力見直しに伴うマージン算出方法の見直し（1 / 2）

47

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

＜単機最大電源脱落時マージン（B1マージン）の算出方法（現状）＞

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

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

＜単機最大電源脱落時マージン（B1マージン）の算出方法（見直し後）＞

$$(912MW - (5\%MW/1.0Hz \times 1.2Hz \times 2,320MW)) \div (1 - 0.05) \div 813MW$$

単機最大電源 発電機周波数特性 K_G (GF分) 負荷周波数特性 K_L 周波数低下限度 系統容量 遅延・ロス分 5%考慮

- 前述の変更点を反映した北海道本州間連系設備マージン（逆方向）の算定式は以下のとおりとする。

＜単機最大電源脱落時マージンの算出方法＞

$$\text{見直し前：北海道本州間連系設備マージン(逆方向)} = \text{最大機容量} - \left(\frac{6\% \text{MW}/1.0\text{Hz}}{\text{系統特性定数}} \times 1.0\text{Hz} \times \text{系統容量} \right) \times \text{周波数低下限度}$$



$$\text{見直し後：北海道本州間連系設備マージン(逆方向)} = [\text{最大機容量} - \left(\frac{5\% \text{MW}/1.0\text{Hz}}{\text{系統特性定数}} \times 1.2\text{Hz} \times \text{系統容量} \right)] \div 0.95 \times \text{遅延・ロス分5\%考慮}$$

＜北本連系設備脱落マージンの算出方法＞

$$\text{見直し前：北海道本州間連系設備マージン(逆方向)} = (\text{北本・新北本運用容量}) - \left(\frac{6\% \text{MW}/1.0\text{Hz}}{\text{系統特性定数}} \times 1.0\text{Hz} \times \text{系統容量} \right) \times \text{周波数低下限度}$$



$$\text{見直し後：北海道本州間連系設備マージン(逆方向)} = (\text{北本・新北本運用容量}) - \left(\frac{6\% \text{MW}/1.0\text{Hz}}{\text{系統特性定数}} \times 1.2\text{Hz} \times \text{系統容量} \right) \times \text{周波数低下限度}$$

- 見直し後の北海道本州間連系設備マージン（逆方向）を実運用への反映は、次回の月間計画（9・10月分）から適用する。

北海道エリアのマージン算出方法の方向性について（1 / 3）

142

北海道エリアのマージン算出方法の方向性について（2 / 3）

143

北海道エリアのマージン算出方法の方向性について（3 / 3）

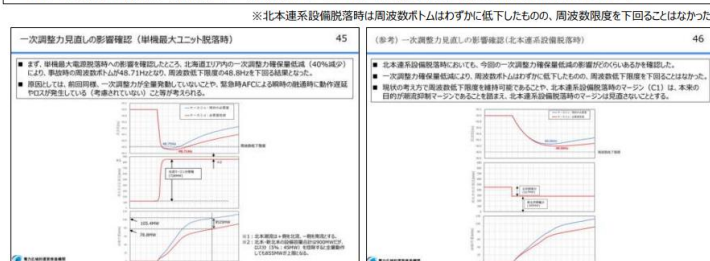
144

- 前述のシミュレーション誤差の妥当性について、第6回本作業会（2025年3月14日）において検討した。
- シミュレーションによる探掘り検討をした結果、北海道エリアの特徴として周波数変化率RoCoFが大きいため、電源脱落から周波数ボトムに達するまでの時間が短く、従来マージンを確保していたとしても周波数低下が大きいために、見直し後のマージンが大幅に減少する可能性がある。電源脱落時の周波数低下率（RoCoF）は、従来の周波数低下率（RoCoF）よりも大きく、見直し後のマージンが大幅に減少する可能性がある。
- 原因として、単機最大ユニット脱落時は周波数ボトムに達するスピードが速いことから、①一次調整力が全量発動していないことや、②緊急時AFCによる瞬時の融通時に動作遅延やロスが発生すること等があげられた。
- 上記を踏まえ、周波数低下限度を見直しに合わせて、発電機周波数特性 K_G を実態に合わせた値に見直すこととした。



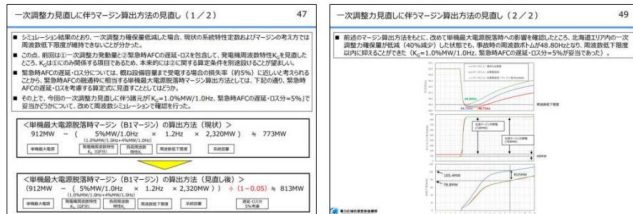
出所）第6回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年3月14日）資料3にも作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2025/files/chousei_03_03.pdf

- その後、EPPS整合変更およびそれに伴う異常時対応調整力の考え方の見直し（一定の閾値を設けたうえでEPPS分を必要量から控除する）により、40～50%程度、一次必要量が低減されることとなった。
- 一方で、北海道エリアは周波数変化率RoCoFが大きく、前述の一次調整力確保量低減の影響も大きいことから、周波数への影響（周波数低下限度48.8Hzを確保するか等）およびそれに伴う対策を検討した上で、一次調整力確保量低減の運用を開始することとした。
- そのため、第8回本作業会（2025年6月13日）において、まず一次必要量確保量を低減した場合のシミュレーションを実施した結果、単機最大ユニット脱落時には、周波数低下限度を下回る結果となった。



出所）第8回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年6月13日）資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2025/files/chousei_03_03.pdf

- この点、第6回本作業会の見直しでは、①一次調整力発動量と②緊急時AFCの遅延・ロスを包含して、発電機周波数特性 K_G を見直ししたところ、 K_G は①にのみ関係する項目であるため、本来的には②に関する算定条件を別途設けることが望ましい。
- 緊急時AFCの遅延・ロスについては、概ね設備容量まで受電する場合の損失率（約5%）に近しいと考えられることから、緊急時AFCの融通時に相当する単機最大電源脱落時マージン算出方法としては、下記の通り、緊急時AFCの遅延・ロスを考慮する算定式に見直すこととした。



出所）第8回将来の運用容量等の在り方に関する作業会（2025年6月13日）資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2025/files/chousei_03_03.pdf

1. マージン算出方法変更による影響度合いは以下のとおり。

■ <単機最大電源脱落時マージンの算出例>

$$\text{見直し前} : \underbrace{912\text{MW}}_{\text{単機最大機容量}} - \left(\underbrace{6\%\text{MW}/1.0\text{Hz}}_{\text{系統特性定数}} \times \underbrace{1.0\text{Hz}}_{\text{周波数低下限度}} \times \underbrace{2,320\text{MW}}_{\text{系統容量}} \right) \div 773\text{MW}$$



$$\text{見直し後} : \left[\underbrace{912\text{MW}}_{\text{単機最大機容量}} - \left(\underbrace{5\%\text{MW}/1.0\text{Hz}}_{\text{系統特性定数}} \times \underbrace{1.2\text{Hz}}_{\text{周波数低下限度}} \times \underbrace{2,320\text{MW}}_{\text{系統容量}} \right) \right] \div \underbrace{0.95}_{\text{遅延・ロス分5\%考慮}} \div 813\text{MW}$$

➤見直し後のマージンは見直し前と比較すると、**約40MW増加**する。

■ <北本連系設備脱落マージンの算出例>

$$\text{見直し前} : \underbrace{600\text{MW}}_{\text{北本・新北本運用容量}} - \left(\underbrace{6\%\text{MW}/1.0\text{Hz}}_{\text{系統特性定数}} \times \underbrace{1.0\text{Hz}}_{\text{周波数低下限度}} \times \underbrace{2,320\text{MW}}_{\text{系統容量}} \right) \div 461\text{MW}$$



$$\text{見直し後} : \underbrace{600\text{MW}}_{\text{北本・新北本運用容量}} - \left(\underbrace{6\%\text{MW}/1.0\text{Hz}}_{\text{系統特性定数}} \times \underbrace{1.2\text{Hz}}_{\text{周波数低下限度}} \times \underbrace{2,320\text{MW}}_{\text{系統容量}} \right) \div 433\text{MW}$$

➤見直し後のマージンは見直し前と比較すると、**約28MW減少**する。