

一次調整力（異常時必要量）の見直しについて

2026年7月31日

需給調整市場検討小委員会 事務局
調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 事務局

- 平常時の時間内変動の極短期周期成分および緊急時の電源脱落に対応するために、一般送配電事業者は需給調整市場で一次調整力を調達している。
- これまで、緊急時の電源脱落時に周波数の維持を図るには最大電源脱落量を確保しておくことが望ましく、50Hz、60Hzそれぞれの最大電源脱落量を各エリアの系統容量で按分した量を一次調整力の事故時対応分としていた。
- 第15回本作業会（2018年6月20日）では、事故時対応分は小さくできる可能性があるものの、見直しについては、引き続き検討とされていた。
- 今回、電源脱落時の周波数変化に対する調整力応動の観点、および負荷の周波数特性に応じた需要減少の観点から、一次調整力の異常時必要量（以下、異常時一次必要量という）の見直しについて検討を行ったので、ご議論いただきたい。

事故時対応分の基準について

12

- 第14回本作業会（2018年5月14日）にて、事故時対応分について、一次調整力と三次調整力①では必要量が異なるのではないかとのご指摘を受けた。
- 一次調整力の方が事故時対応分は小さくできる可能性があるものの、周波数の維持を図るには最大電源脱落量を確保しておくことが望ましい。そこで、現時点では最大電源脱落量を各エリアの系統容量で按分した量を一次調整力の事故時対応分としておき、引き続き、検討することとしてはどうか。

1. 現行の異常時必要量について
2. 異常時一次必要量の算出方法の考え方
3. まとめ

1. 現行の異常時必要量について
2. 異常時一次必要量の算出方法の考え方
3. まとめ

- 一次～三次①は、GCから実需給断面における時間内変動・予測誤差等に対応する「平常時対応の調整力」と、電源脱落等に対応する「異常時対応の調整力」を調達することとしている。
- 異常時対応調整力は、単機最大ユニット脱落が起こった場合に対応できる量を確保している。
- 第55回本小委員会（2025年4月15日）において、異常時対応調整力については、EPPS動作分を控除すると整理された。

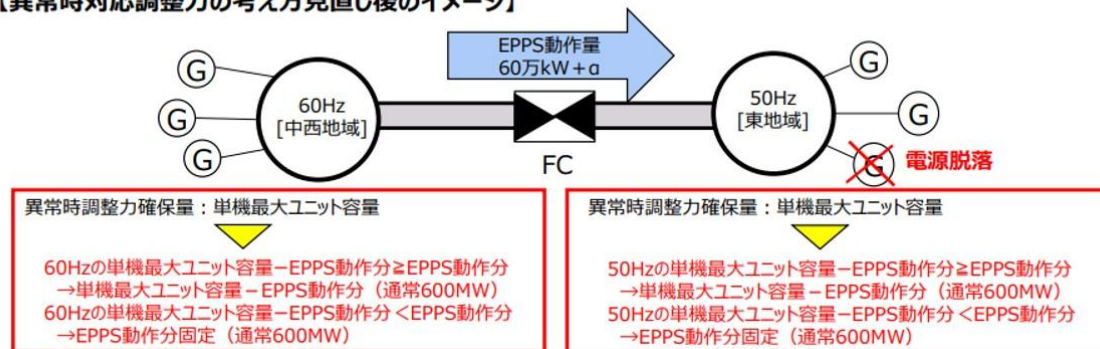
異常時（電源脱落）対応調整力必要量の考え方について（1 / 2）

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う、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】



■ 調整力は平常時と異常時（事故時）のそれぞれに対応する必要がある。

調整力に対応する事象（一次から三次①）

10

■ 調整力に対応する事象は平常時と事故時の大きく2つに分かれ、それぞれに対応する必要がある。

✓ 平常時

< 予測誤差 >

○ 需要予測誤差

小売電気事業者は、需要を予測することで需要計画を作成しているが、需要実績と完全に一致する計画を策定することができないため、GC後に予測と実績に差が生じる。これを「予測誤差」といい、調整力を用いることで需要と供給を一致させている。

○ 再エネ予測誤差

FIT特例制度①③による再エネの予測のうち、GC時点に想定された再エネ出力予測値と実績値との差についても調整力を用いて対応している。

< 時間内変動 >

○ 需要・再エネの時間内変動

実際の需要は時々刻々と変化し続けており、再エネの出力も時々刻々と変化している。仮に、予測と実績が30分平均値で一致していたとしても、30分より短い時間では細かな変動が生じている。これを「時間内変動」と呼び、こうした事象についても調整力を用いて需要と供給を一致させている。

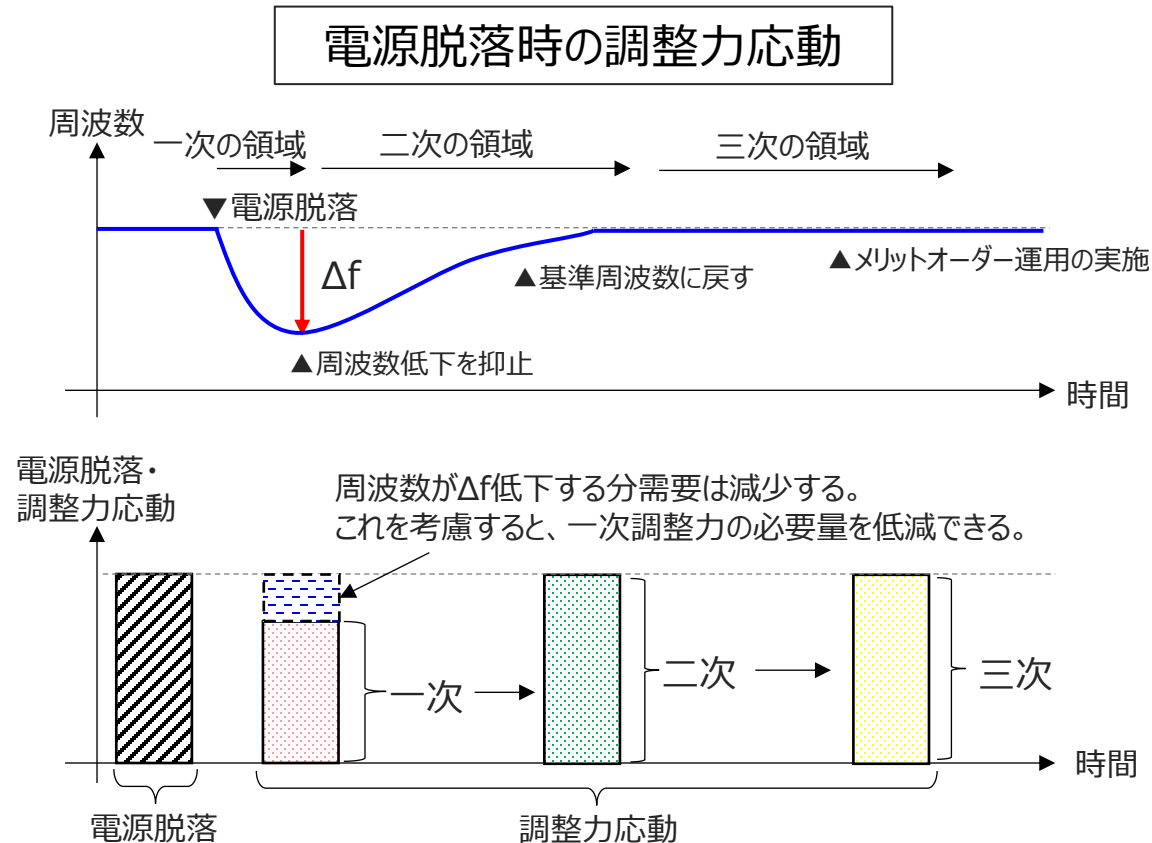
✓ 事故時

< 電源脱落 >

電源が予期せぬトラブルなどで停止すること（＝電源脱落）があり、このような予測不能なトラブルで生じた需要と供給の差に対しても調整力に対応する。

1. 現行の異常時必要量について
2. 異常時一次必要量の算出方法の考え方
3. まとめ

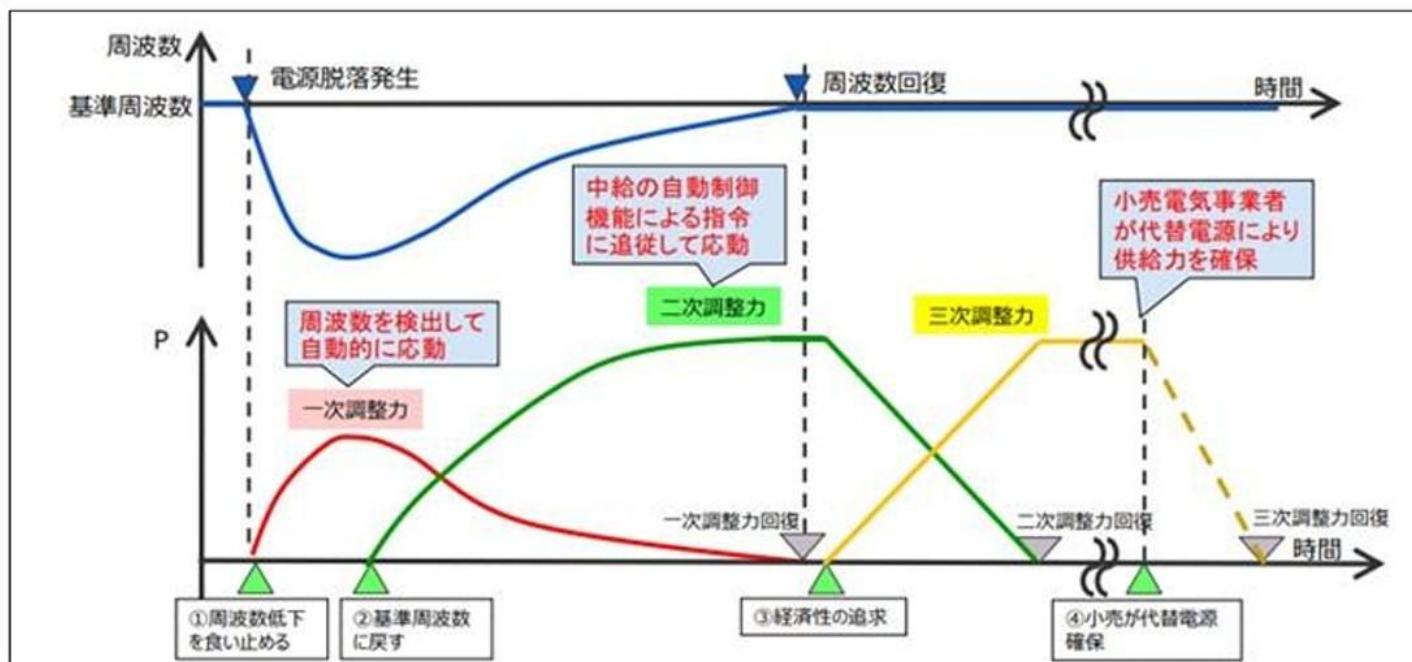
- 電源脱落発生時の調整力の具体的な応動としては応動時間の短いGF機能（一次）で周波数低下を一定範囲内に抑え、その後LFC（二次）やEDC（三次）で電源の持替えを行いながら、周波数を回復させる。
- 電源脱落による周波数低下時には、負荷の周波数特性に応じ需要が減少する。これを考慮すると、一次調整力の必要量を低減できるのではないか。



需給調整市場における異常時対応調整力について (2 / 2)

15

- また、電源脱落発生時の具体的な応動としては、応動時間の短いGF機能（一次）で周波数低下を一定範囲内に抑え、その後LFC（二次①）やEDC（三次①）で発電機の持替えを行いながら、周波数を回復させることから、異常時対応調整力としては、一次・二次①・三次①の内数としてそれぞれ確保している。（最終的には、小売電気事業者が代替電源により供給力を確保し、電源脱落対応分の調整力を回復させる）

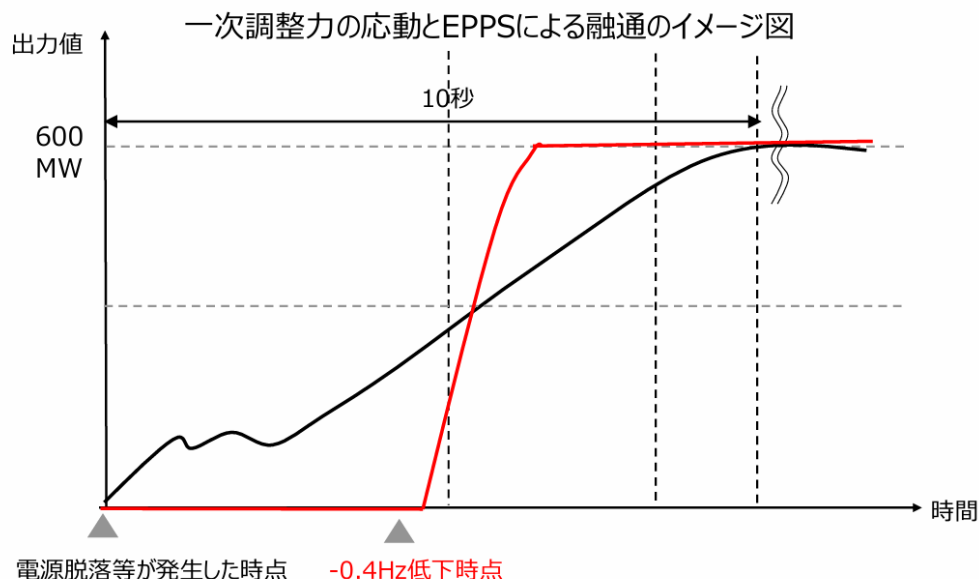


異常時（電源脱落）対応調整力の考え方の見直し（2 / 3）

30

- まず、一次成分について、通常の一次調整力においては、異常時要件を踏まえると、周波数低下継続時に応動し、10秒以内に供出可能な量を供出することになる。
- 一方で、EPPS動作分については、周波数が -0.4Hz 以上低下時に0.2秒で動作することから、 0.4Hz 低下までは周波数回復に寄与しない※ものの、 0.4Hz 低下時は瞬時に約600MWの電力を融通することになる。
- この点、仮に 1.0Hz 程度の低下が10秒程度で起こった場合、10秒時点の融通量（動作量）は、一次調整力とほぼ変わらず、電源脱落に伴う周波数低下に十分に対応できると考えられる。

※ $0.2\text{Hz} \sim 0.4\text{Hz}$ 低下の間については、確保している異常時対応調整力や手動でのポンプ遮断等に対応することになる。



	種別	応動
黒	一次	基準周波数から継続的な周波数低下に対し、継続的に上げ調整力供出
赤	EPPS動作	-0.4Hz 低下時に、瞬時に600MW融通

< 需要減少量の算出方法 >

- 異常時一次必要量を低減するために、「周波数低下による需要減少量」を差し引くことを考える。
- 需要減少量の算出方法は、負荷の周波数特性、周波数低下幅および系統容量の前提条件から算出する以下の式を用いる。

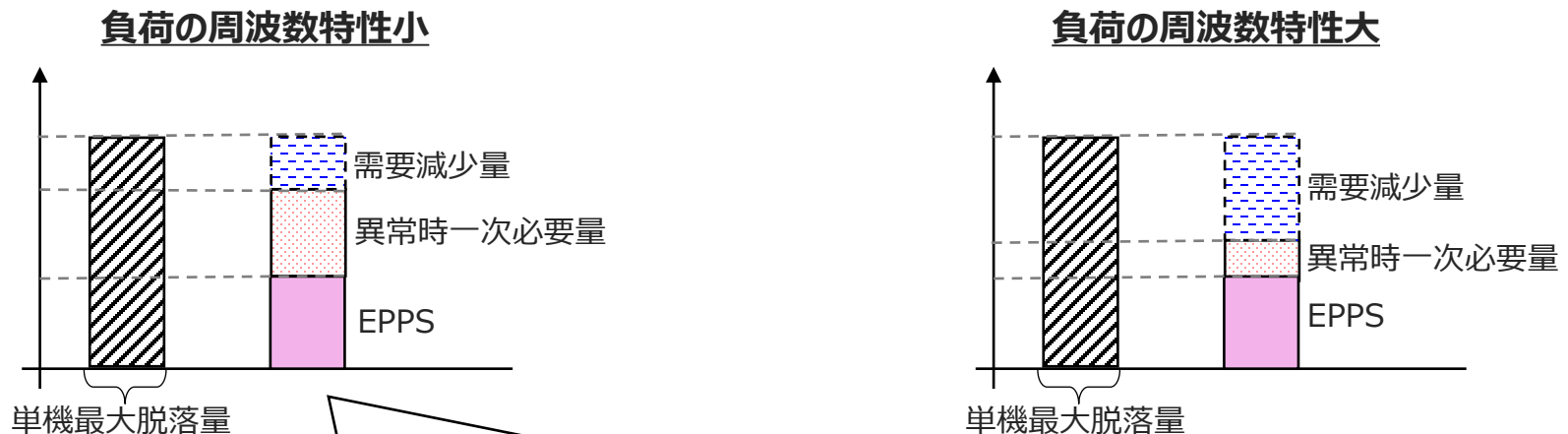
$$\text{需要減少量} = \text{負荷の周波数特性} \times \text{周波数低下幅} \times \text{系統容量}$$

各数値が大きくなるほど需要減少量が増加し、異常時一次必要量は減少する。

< 安全性（確実性）の考慮 >

- 一次調整力を適切に確保するため、需要減少量は「確実に期待できる量」とする。そのため、各数値は保守的な（安全側の）値とする。これらの方針で各項目について詳細な検討を行う。

- エリアごとに負荷の周波数特性は異なっており、北海道エリア：4.0%MW/Hz、東京・東北エリア：3.0%MW/Hz、中西エリア：3.33%MW/Hzとされている。
- 50Hz系統では、北海道エリアと東京・東北エリアで異なる負荷の周波数特性となっているが、電源脱落時に必要とされる異常時一次必要量を保守的に算定するため、50Hz系統では最小値3.0%MW/Hzを採用することでどうか。



負荷の周波数特性が小さければ、周波数低下時の需要減少量も小さくなるため
必要な異常時一次必要量は大きくなり、保守的な評価となる

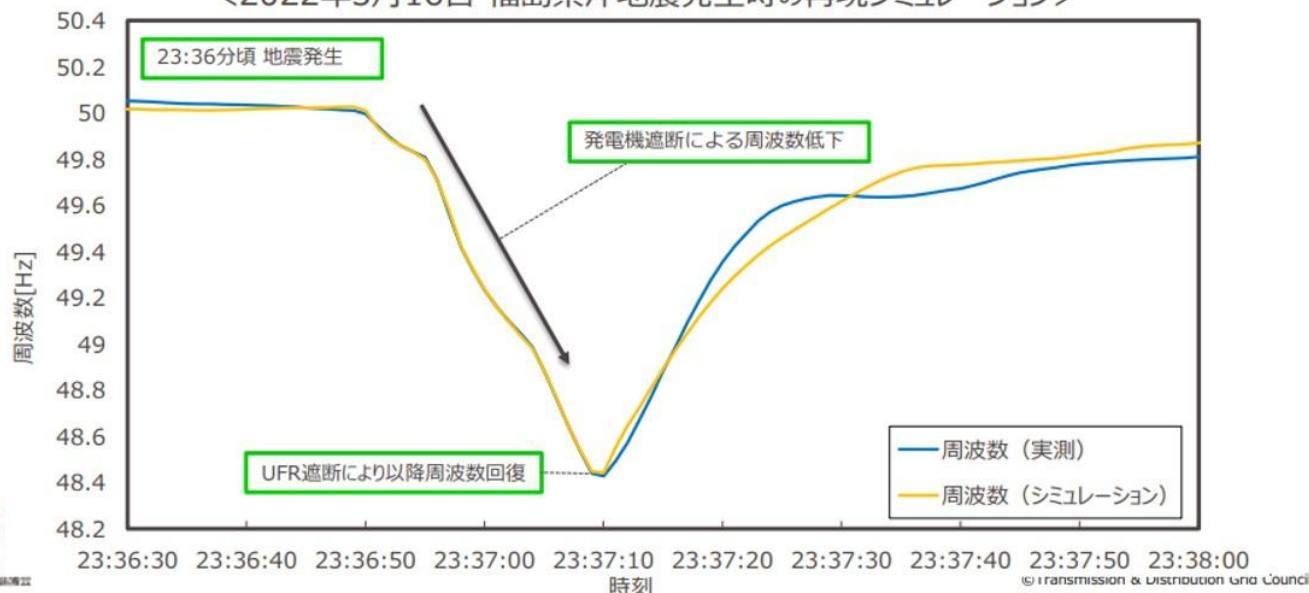
- 東京・東北エリアでは負荷の周波数特性として3.0%MW/Hz (0.3%MW/0.1Hz) を用いている。

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はいらず**、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>



32

- 36

- ©Transmission & Distribution Grid Council

■ 中西エリアでは負荷の周波数特性として3.33%MW/Hzを用いている。

(参考) 中西エリアの系統特性定数について

11

- 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、中低圧線の応答時定数は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答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

実証調査の結果より、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採用）

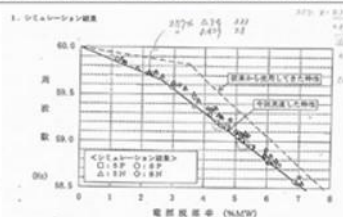
・周波数特性・・・2%MW/Hz（3.33%MW/Hz）

【%MW/Hz】→【%MW/Hz】の変換について

【60Hz系の周波数】-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

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

1996年度、中西6社大の技術検討資料（抜粋）



	採用値	根拠
GF応答特性	ガバナ応答試験結果（5%変化/25秒）を基にプラント定数を設定	関西・九州・四国でガバナ応答試験を実施
GF容量	3%MW	実証調査
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）

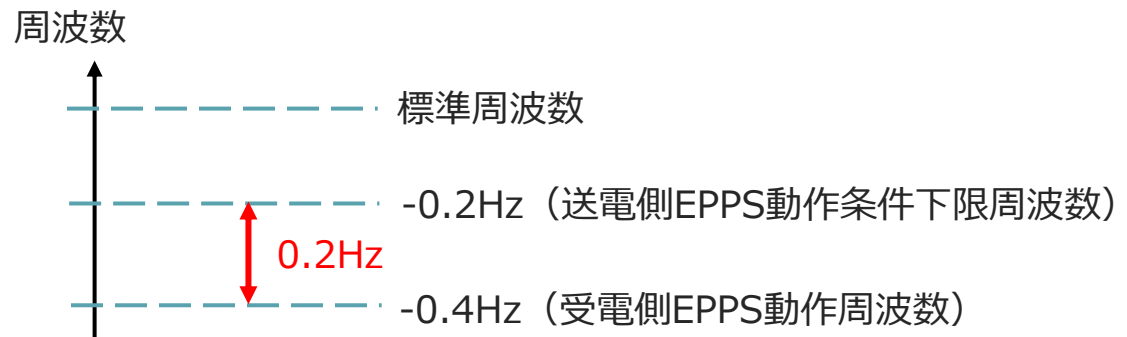
■ 異常発生エリア

- 現状の異常時必要量はEPPS動作（0.4Hz低下時に動作）を考慮して定められている。
- その考え方との整合性の観点から、本運用では異常発生エリアの周波数低下幅は0.4Hzとすることでどうか。

■ 健全側エリア（EPPS送電エリア）

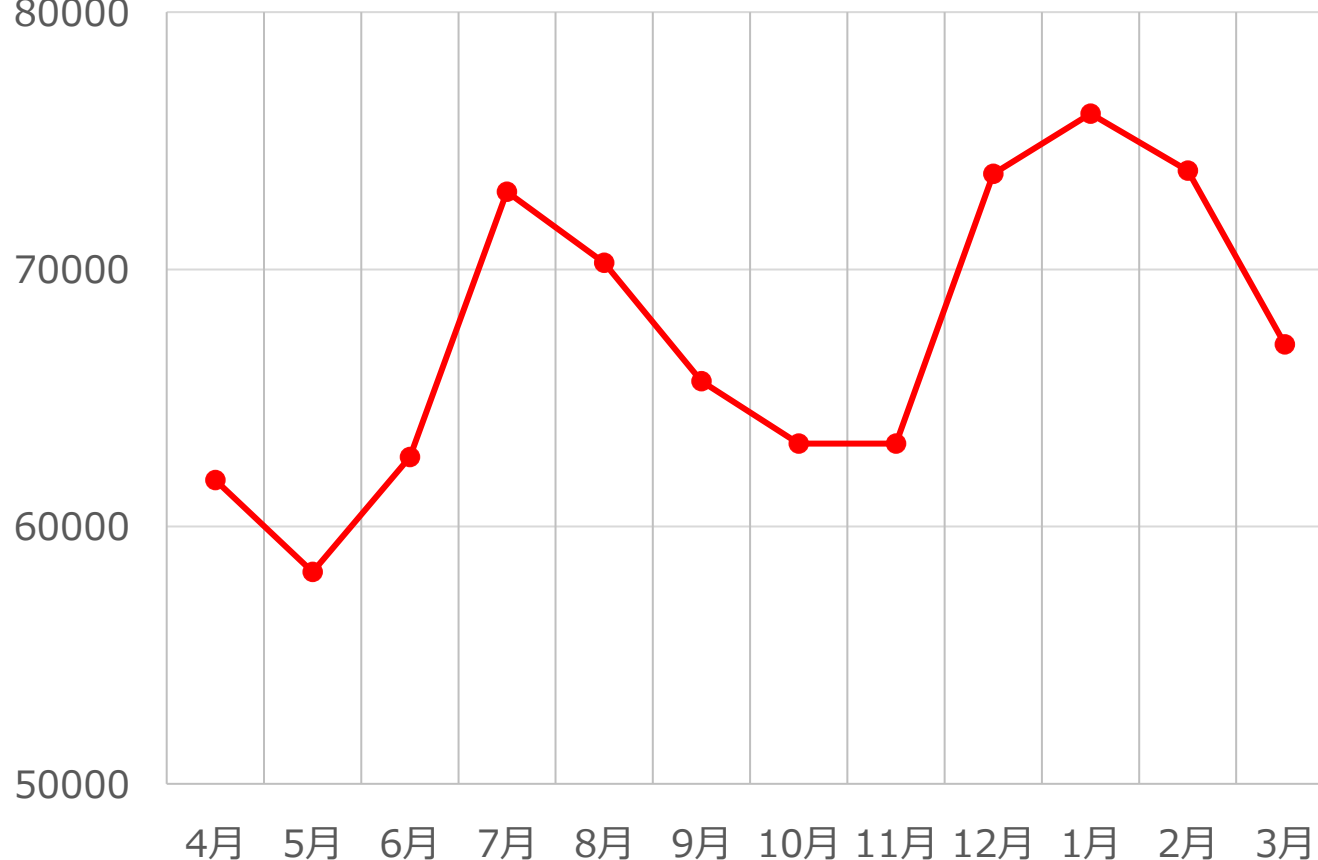
- 健全側エリアがEPPS送電を行うために確保する一次調整力も同様に周波数低下幅を考慮する。
- 考慮する周波数低下幅は、健全側エリアがEPPS動作条件の下限（-0.2Hz）で送電した後に、周波数低下によって異常発生エリアとならない範囲とすることが考えられる。
- したがって、健全側エリアの周波数低下幅は0.2Hz（ $= -0.2\text{Hz} - (-0.4\text{Hz})$ ）とすることでどうか。

健全側エリアの周波数低下幅



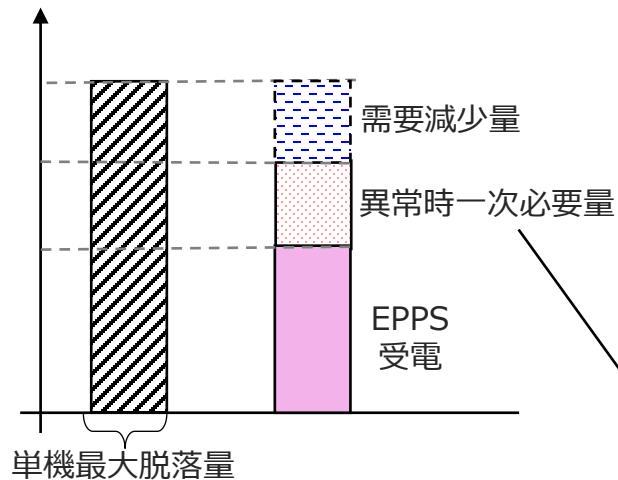
- 2025年度における沖縄を除く9エリア合計の各月の最小需要を下図に示す。
- 各月の最小需要は年間一律とは言えないため、系統容量は前年度の最小需要を各月で採用することとしてはどうか。

単位：MW
80000

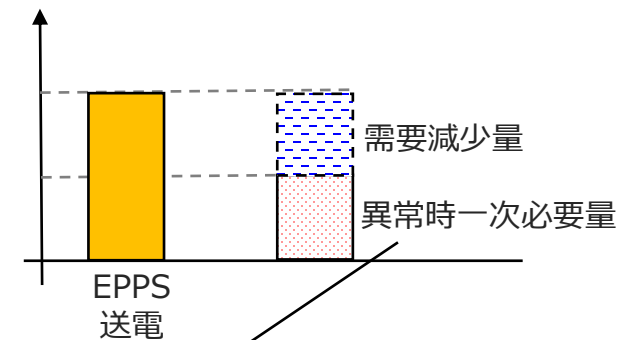


- 異常発生エリア、健全側エリアそれぞれの異常時一次必要量は以下の通りとなる。
- 異常発生エリア
 - 単機最大脱落量からEPPS動作分（600MW）と周波数低下（0.4Hz）による需要減少量を差し引いたもの。
- 健全側エリア
 - EPPS送電分（600MW）から周波数低下（0.2Hz）による需要減少量を差し引いたもの。
- これら2つのうち大きい方が異常時一次必要量となる。

異常発生エリアの上げ調整内訳



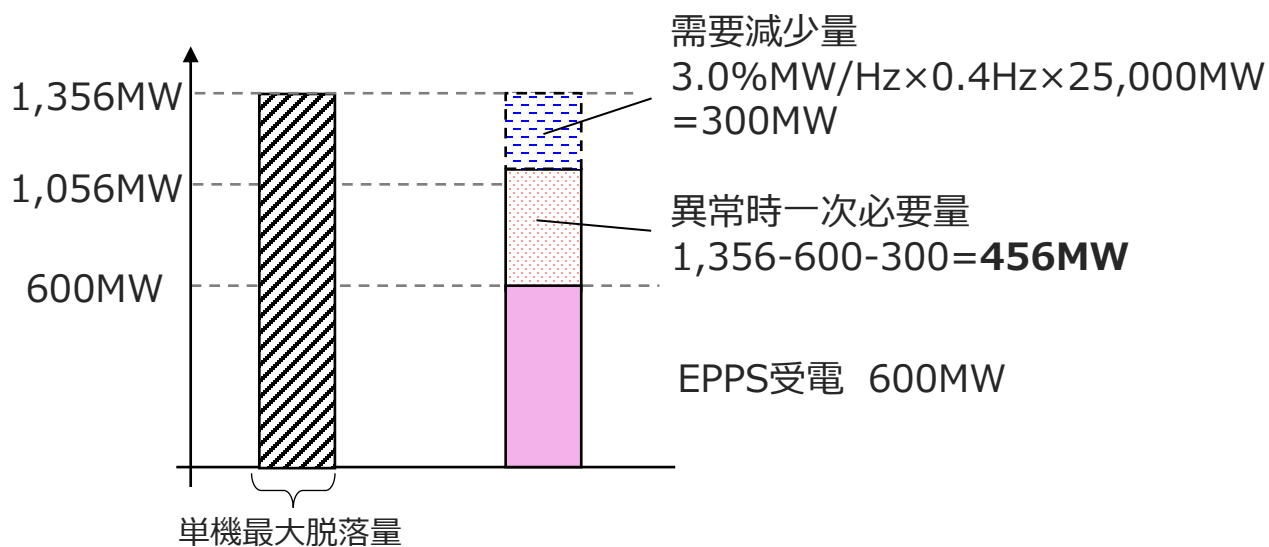
健全側エリアの上げ調整内訳



大きい方が異常時一次必要量となる。

- 前述の考え方をもとに、50Hz系統（東エリア3社）を例として異常時一次必要量の算出例を示す。
- 系統容量を25,000MWとすると、単機最大ユニットの脱落（1,356MW）における異常発生エリアの異常時一次必要量は456MWとなり、本見直しを適用しない場合に比べ、300MWの必要量低減が見込める。

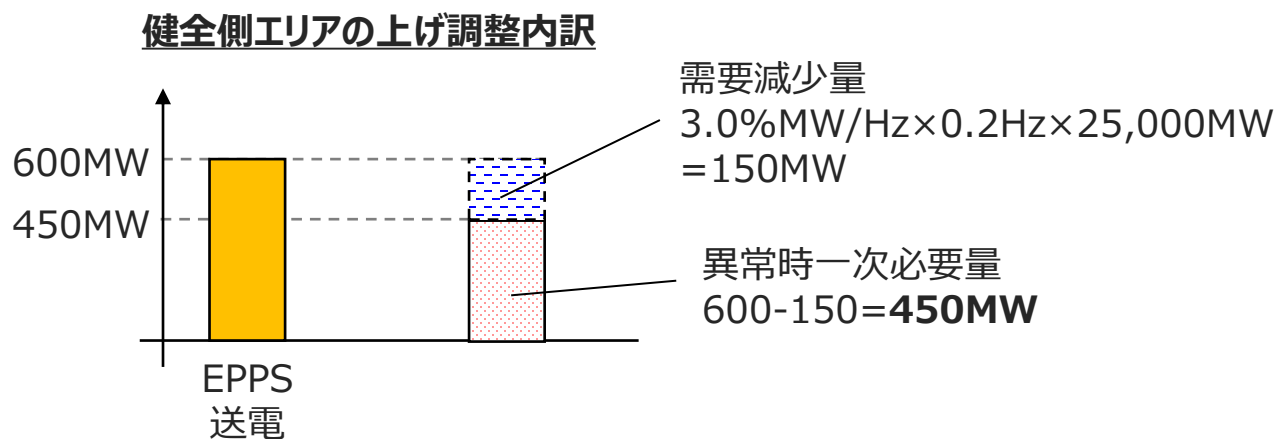
異常発生エリアの上げ調整内訳



<前提条件>

- ✓ 負荷の周波数特性：3.0%MW/Hz
- ✓ 周波数低下幅：0.4Hz
- ✓ 系統容量：25,000MW
- ✓ 最大ユニット容量：1,356MW
- ✓ EPPS受電量：600MW

- 系統容量を25,000MWとすると、EPPS送電時、健全エリアの異常時一次必要量は下図の通り 450MWとなり、本見直しを適用しない場合に比べ、150MWの必要量の低減が見込める。

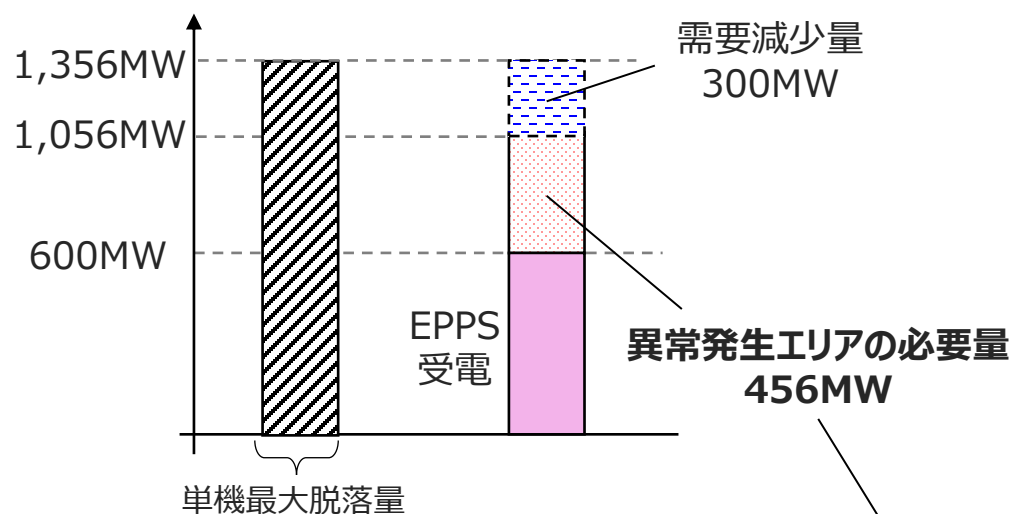


<前提条件>

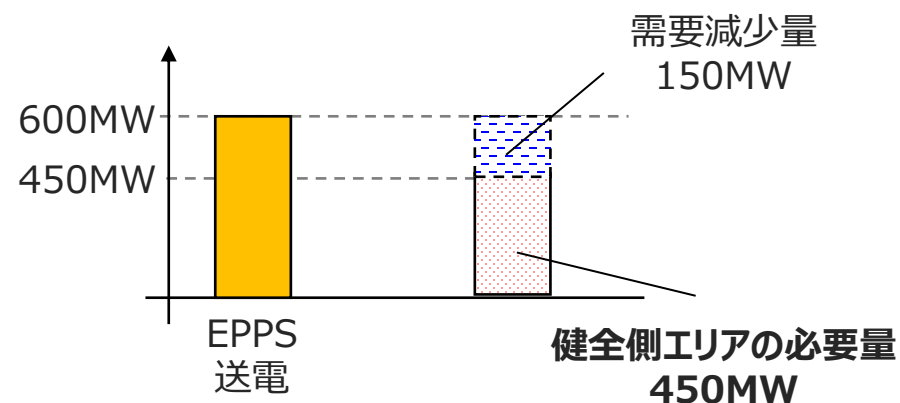
- ✓ 負荷の周波数特性：3.0%MW/Hz
- ✓ 周波数低下幅：0.2Hz
- ✓ 系統容量：25,000MW
- ✓ 最大ユニット容量：1,356MW
- ✓ EPPS送電量：600MW

- 異常時一次必要量は、異常発生エリア、健全側エリアいずれかの大きい方となる。
- 今回の算定条件においては456MWとなる。

異常発生エリアの上げ調整内訳

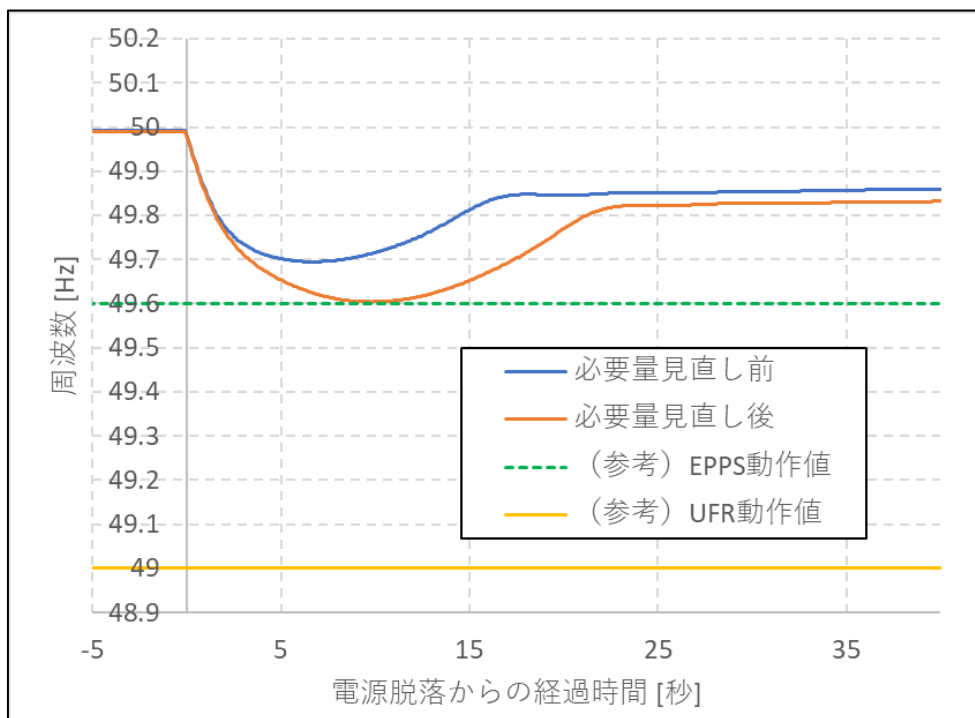


健全側エリアの上げ調整内訳



異常時一次必要量 : 456MW

- 今回の必要量見直しによる東京・東北エリアの最小需要時間帯における電源脱落時の周波数低下幅を確認した。
- その結果、周波数変化幅は大きくなるものの負荷脱落には至らない水準であった。



- 想定事象：軽負荷日時における1,356MW（単機最大ユニット容量）の電源脱落
 - ✓ 想定日時：2023年5月4日（木）2時00分
 - ✓ 想定需要：25,374MW（東京・東北合計）
- 一次必要量

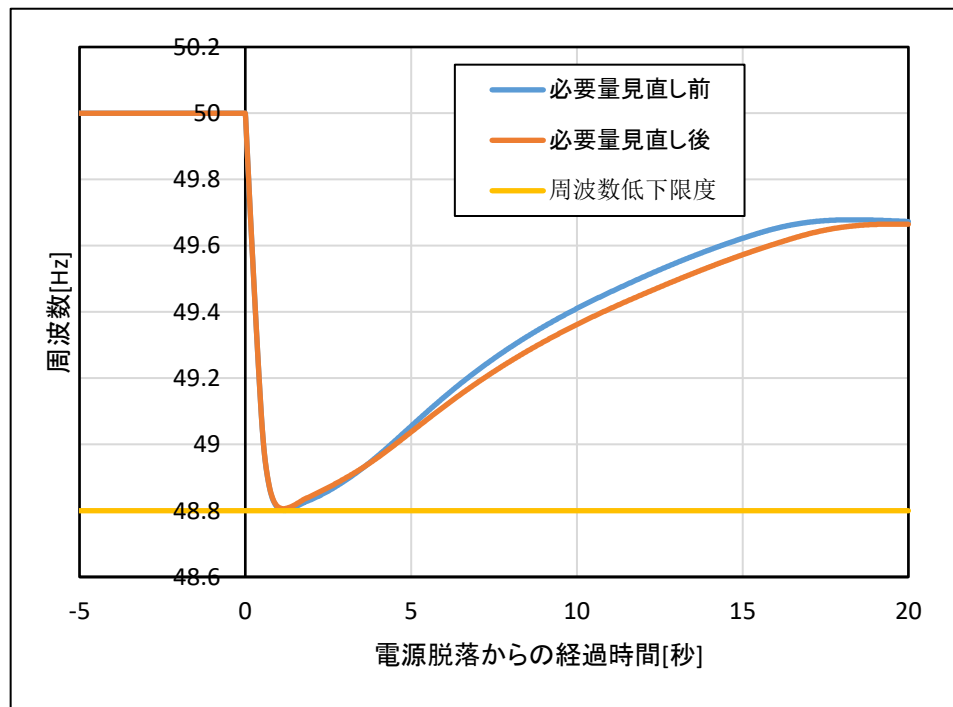
単位：MW

		東京・東北合計
平常時 (①)		234
異常時	見直し前 (②)	704
	見直し後 (③)	410
合計	見直し前 (① + ②)	948
	見直し後 (① + ③)	644

(2026年5月2時相当の必要量)

- その他前提
 - 北本AFCの応動は未考慮
 - 余力活用のGFは未考慮（必要量分のGFのみが応動する設定）

- 同様に必要量見直しによる北海道エリアにおける電源脱落時の周波数変化幅を確認した。
- その結果、周波数回復速度は遅くなるものの、周波数低下幅は周波数低下限度以内となった。したがって、北本周波数マージンは影響を受けない（周波数マージン算出に使用する系統特性定数の見直し不要）。また、北海道エリアの系統安定化システムはGF量を前提に設計されていないため、今回の見直し適用による影響を受けない。



- 想定事象：軽負荷日時における912MW（単機最大ユニット容量）の電源脱落
 - ✓ 想定日時：2023年9月25日（月）2時00分
 - ✓ 想定需要：2,320MW
- 一次必要量

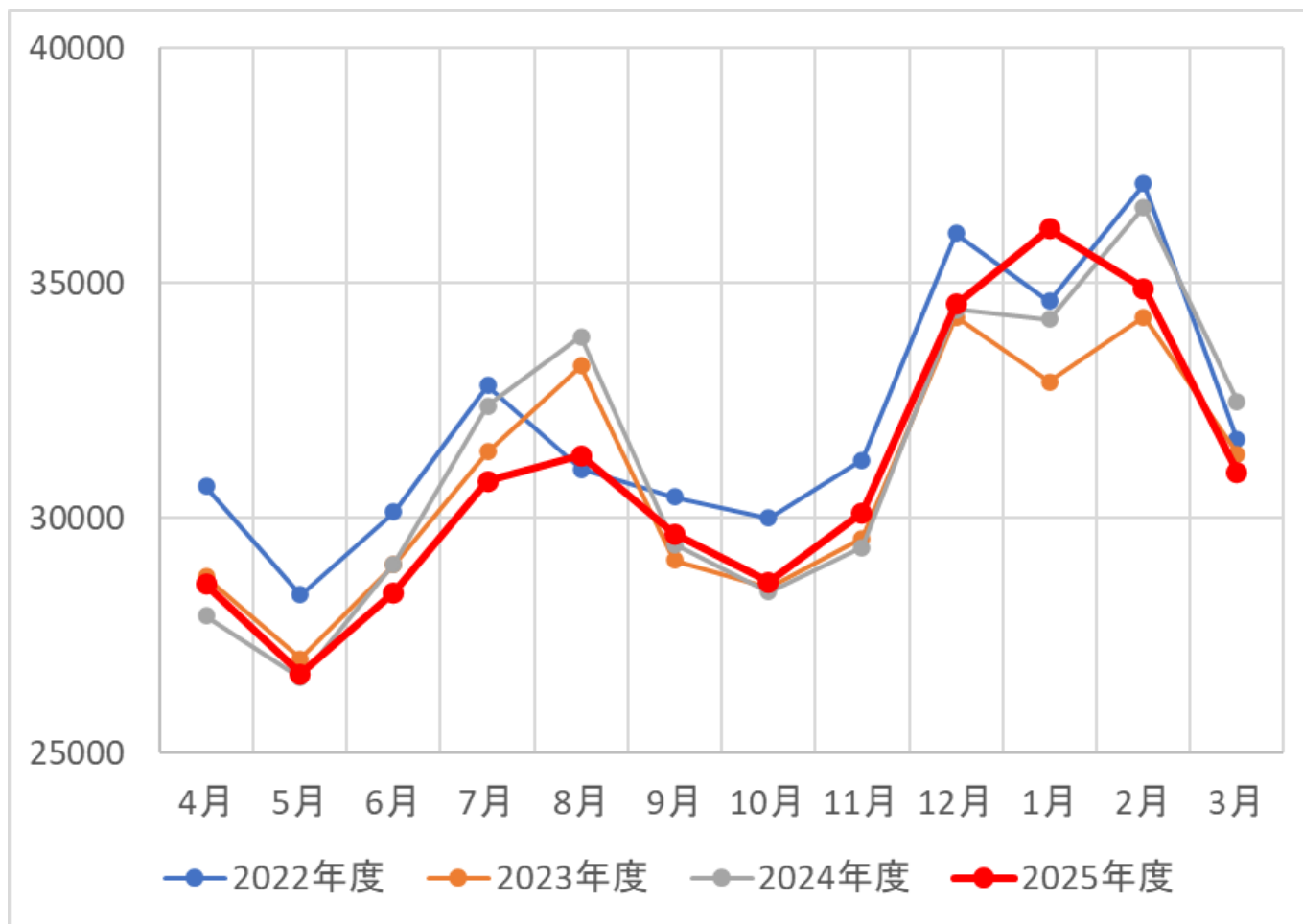
単位：MW

		北海道
平常時 (①)		38
異常時	見直し前 (②)	42
	見直し後 (③)	27
合計	見直し前 (① + ②)	80
	見直し後 (① + ③)	65

(2026年9月2時相当の必要量)

- 東エリア3社の至近年度の月間最小需要は下図の通り。
- 1年で最も需要が小さい5月の最小需要については各年度で比較しても大きな差が見られない。

単位：MW



- 周波数制御体系に用いられる方式には、「負荷側UFR」と「系統安定化システム」の2つがある。
 - 負荷側UFR：周波数が負荷側UFR動作値以下を下回る場合、これを検出し負荷遮断を実施する方式。
 - 系統安定化システム：想定する特定の事故発生時に周波数が負荷側UFR動作値を下回らないよう、予め演算した量の負荷遮断を実施する方式。
- 50Hz系統のうち東京・東北エリアは、「負荷側UFR」のみを導入している。一方、60Hz系統（中西エリア）は、「負荷側UFR」と「系統安定化システム」を導入している。
- 50Hz系統のうち東京・東北エリアは、「負荷側UFR」のみであるため、周波数低下幅のみに着目して検討を行ったが、60Hz系統は「系統安定化システム」もあるため、単機最大ユニット脱落時の周波数低下幅以外の観点からも検討を行った。

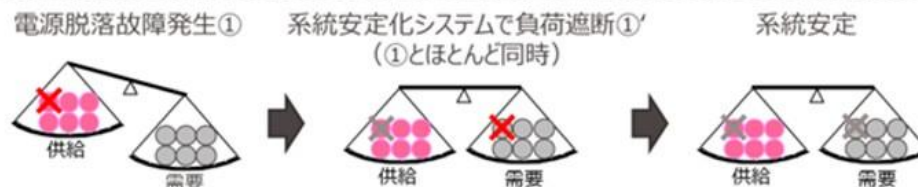
(参考) 系統安定化システムと負荷側UFRの違い

10

周波数が下がる**前**の対応

系統安定化システム

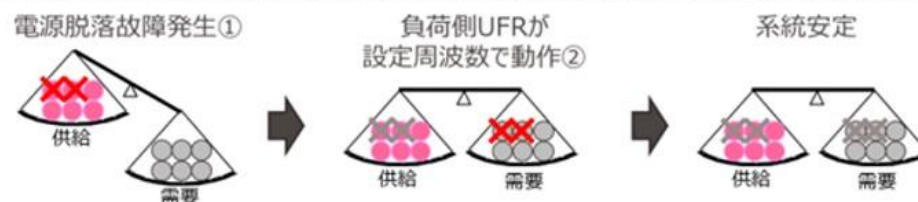
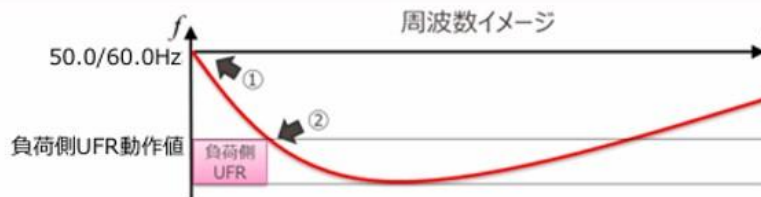
想定する電源脱落故障（送電線ルート断故障等）発生時に、周波数が負荷側UFRの動作値を下回ることがないよう、予め演算した量の負荷遮断（揚水動力などお客さまの停電に至らないものから優先）を瞬時に行う装置。



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。



送配電網協議会

©Transmission & Distribution Grid Council

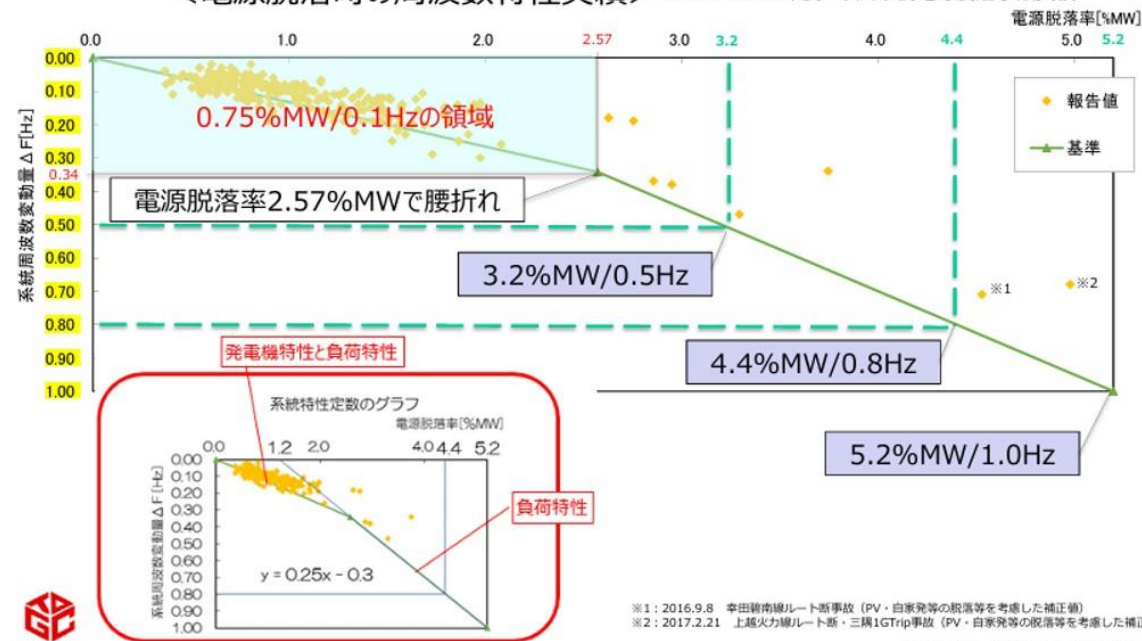
- 系統安定化システムは特定の事故（特定の電源脱落）を予め想定しておき、その事故が発生した場合の周波数低下量を事前に演算しておき、自エリアの負荷遮断を実施するものである。
- 周波数低下量を事前演算するためには、電源脱落に伴い、どの程度周波数が低下するかが重要であり、中西エリアでは過去の実績等をもとに以下の系統特性定数を用いている。

中西系統の系統特性定数の評価（周波数低下実績比較）

10

○ 1996年度以降、電源脱落時の周波数特性実績との比較による分析を継続しており、現在に至るまでおおよそ**基準値通りであることを確認**している。

＜電源脱落時の周波数特性実績＞ 1996～2024年度 中西系統電源脱落事故実績



©Transmission & Distribution Grid Council

- 60Hz系統では、それぞれのエリアで導入している系統安定化システム等で固有の系統特性定数を用いている。
- 一方、東京、東北エリアでは、周波数制御で固有の系統特性定数を用いていない。（今回の見直しを適用しても、周波数制御に影響がない）
- 北海道エリアでは、北本周波数マージンの算出に固有の系統特性定数を用いているが、前述の通り今回の必要量見直しを適用しても、系統特性定数の見直しは不要。

系統特性定数の現状について（用途別一覧）

6

○ 系統特性定数は、おもに①周波数制御（電源・負荷脱落、連系線ルート断等の周波数変動事象の演算）と、②需給制御（中給システムにおける地域要求量（AR）の算出）に使用され、それぞれ異なる値を用いている。

周波数	エリア	①周波数制御 （連系線運用容量検討・系統安定化システム等）		②需給制御 （地域要求量（AR））	
		低下側	上昇側	低下側・上昇側	
50Hz （東）	北海道	6.0%MW/1.0Hz	— （潮流限度をシミュレーションで算出しており、不使用）	0.6%MW/0.1Hz	
	東北	固有の系統特性定数を用いずに運用		0.8%MW/0.1Hz	
	東京				
60Hz （中西）	中部	3.5%MW/0.5Hz	10.0%MW/0.5Hz	1.0%MW/0.1Hz	
	北陸	4.4%MW/0.8Hz	— （実潮流を元に電制制御）		
	関西		14.0%MW/0.6Hz		
	中国		— （無制御潮流をシミュレーションで算出しており、不使用）		
	四国	5.2%MW/1.0Hz			
	九州	7.5%MW/0.5Hz			

42

今後の方向性について（北海道エリア）

■ 前頁までの内容を整理すると下記の通りとなり、他エリアとの平仄踏まえ、**周波数低下限度の見直しは行うものの、単機最大電源脱落時には周波数低下速度が速いため、使用する系統特性定数についても併せて見直す**（6%MW/1.0Hz⇒5%MW/1.0Hz）こととしたい。

■ また、今後、状況変化（一次必要量の見直しや新々北本運開等）があった場合は、必要に応じ系統特性定数の見直しについて検討することとしてはどうか。

赤字：見直し箇所

<単機最大電源脱落時マージンの算出方法（現行）>

912MW − (6%MW/1.0Hz × 1.0Hz × 2,320MW) ≒ 773MW

(2.0%MW/1.0Hz+4%MW/1.0Hz)

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）>

912MW − (5%MW/1.0Hz × 1.2Hz × 2,320MW) ≒ 773MW

(1.0%MW/1.0Hz+4%MW/1.0Hz)

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）>

600MW − (6%MW/1.0Hz × 1.2Hz × 2,320MW) ≒ 433MW

(2.0%MW/1.0Hz+4%MW/1.0Hz)

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

- 電源脱落時の周波数低下量については、周波数の下がり始めはGFによる影響を大きく受ける。
- 系統安定化システムは見直し前のGF量を前提に設計されているため、本見直しにより一次調整力（GF）が減少すると、周波数特性が変化し、同システムの設計想定から逸脱する可能性がある。

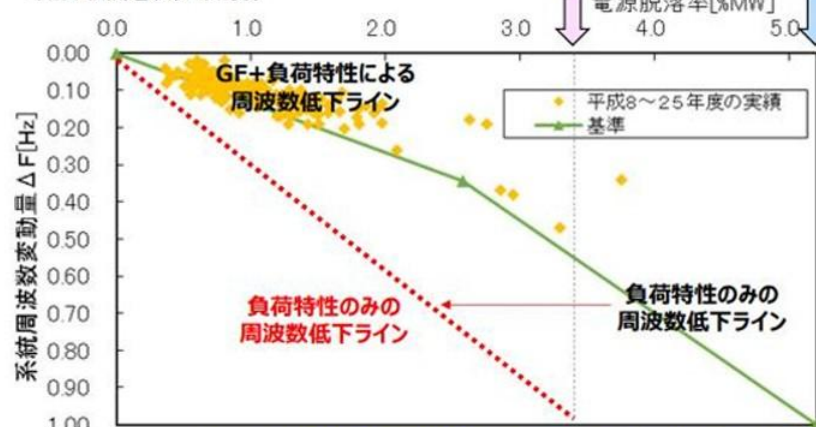
（参考）系統特性定数とは

4

- 系統特性定数は、周波数変化量 [Hz] に対する電源脱落率 [%MW] で求め、**周波数変化と電力量変化の関係性の指標**として、**周波数要因で決まる運用容量以外でも広く活用**している。
- 系統特性定数は、周波数低下時に自端制御で出力上昇する発電機のガバナフリー機能（以下、GF）が大きく関与し、周波数の下がり始めは『発電機特性（GF）+ 負荷特性』の傾きとなるが、発電機の運転余力を全部出し切ると『負荷特性』のみの傾きになると言われている。

<電源脱落率と系統周波数変動量 ΔF [Hz]の関係>

中国・九州間連系統における例



出展：2021年6月23日 第24回 需給調整市場検討小委員会 資料3

©Transmission & Distribution Grid Council

- ここまでの検討より、60Hz系統（中西エリア）で今回の必要量見直しを適用した場合、系統安定化システムの設計想定を逸脱する可能性があることを考えると、60Hz系統での本運用の適用は現時点では難しいと考えられる。
- 他方で50Hz系統（東エリア3社）については、今回の必要量見直しを適用しても周波数制御に実務的な影響が生じないと見込まれることから、東エリア3社においては、先行的に導入可能であると考えられる。
- したがって、本運用については、まず東エリア3社（北海道、東北、東京エリア）において適用することとしてはどうか。
- 運用開始時期については、各TSOの準備期間を考慮し2026年度下期（2026年10月1日）より運用開始することとしてはどうか。
- 中西エリアでの導入可否等については60Hz系統における周波数制御体系の見直しを行った際などに、別途検討することとしてはどうか。

- 本運用を適用したときの異常時一次必要量を下表に示す。
- 現状の必要量と比較すると、3社合計で300MW程度の減少となる。
- また、必要量の多い月と少ない月で60MW程度の差がある。

<見直し後の東エリア3社の異常時一次必要量>

単位：MW

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
単機 1,356MW	428	440	429	415	412	422	428	419	393	383	391	414
単機 1,000MW	428	440	429	415	412	422	428	419	393	383	391	414
月間最小需要 (東エリア3社)	28,588	26,681	28,421	30,790	31,341	29,675	28,636	30,122	34,553	36,152	34,896	30,976

EPPS送電分が必要量の決定要因であるため、単機最大1,356MWと単機最大1,000MWで必要量が同じとなっている。

<見直し前の東エリア3社の異常時一次必要量>

単位：MW

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
単機 1,356MW	756											
単機 1,000MW	600											

1. 現行の異常時必要量について
2. 異常時一次必要量の算出方法の考え方
3. まとめ

- 異常時一次必要量について追加検討を行った。今回整理した内容をまとめると以下のとおり。
- 異常時一次必要量については一次調整力応動後の残分（需要減少量）を控除することとする。需要減少量は以下の式で算出される。
$$\text{需要減少量} = \text{負荷の周波数特性} \times \text{周波数低下幅} \times \text{系統容量}$$
 - 電源脱落時に必要とされる異常時一次必要量を保守的に算定するため、50Hz系統（北海道・東北・東京）では負荷の周波数特性は最小値である3.0%MW/Hzを用いることどうか。
 - 異常発生エリアの周波数低下幅は、EPPS動作条件を考慮し、0.4Hzとしてはどうか。
 - 健全側（EPPS送電）エリアの周波数低下幅については、EPPS動作条件の下限（-0.2Hz）で送電した後に、周波数低下によって異常発生エリアとならないようにすることを考慮し、0.2Hz（=-0.2Hz-(-0.4Hz)）としてはどうか。
 - 系統容量については、前年度の各月の最小需要を用いるということかどうか。
- 上記の運用は東エリア3社（北海道、東北、東京）については問題なく導入可能と考えられるため、まずは東エリア3社において適用することどうか。
- 本運用開始時期としては、各TSOや事業者の準備期間を考慮し、2026年度下期（2026年10月1日）から運用開始としてはどうか。
- 中西エリアでの本運用の導入可否等については、60Hz系統における周波数制御体系について見直しを行った際などに、別途検討することとしてはどうか。