

地域間連系線における制約要因一覧

2024年8月29日

将来の運用容量等の在り方に関する作業会 事務局

1. 地域間連系線の制約要因一覧

1-1. 直流連系設備

1-2. 東北東京間連系線

1-3. 中部関西間連系線

1-4. 北陸関西間連系線

1-5. 関西中国間連系線

1-6. 中国四国間連系線

1-7. 中国九州間連系線

1-8. 設備増強等を踏まえた制約要因一覧

(補足) 周波数維持制約における考慮事項

1. 地域間連系線の制約要因一覧

1-1. 直流連系設備

1-2. 東北東京間連系線

1-3. 中部関西間連系線

1-4. 北陸関西間連系線

1-5. 関西中国間連系線

1-6. 中国四国間連系線

1-7. 中国九州間連系線

1-8. 設備増強等を踏まえた制約要因一覧

(補足) 周波数維持制約における考慮事項

- 本資料では、地域間連系線の制約要因一覧について、設備毎および方向毎に、各制約毎の考慮事項（フリンジ、系統制御※1）や運用容量等の概算値※2について、整理した。
- また、今後の設備増強等によって制約要因も変わりうるため、計画が予定されている設備増強等も反映したうえで、設備増強後の制約要因一覧についても整理した。

※1 系統制御欄の「○」は緊急時の系統安定化装置等による電源制限、負荷制限を示し、「△」は負荷側UFRによる負荷遮断を示す。

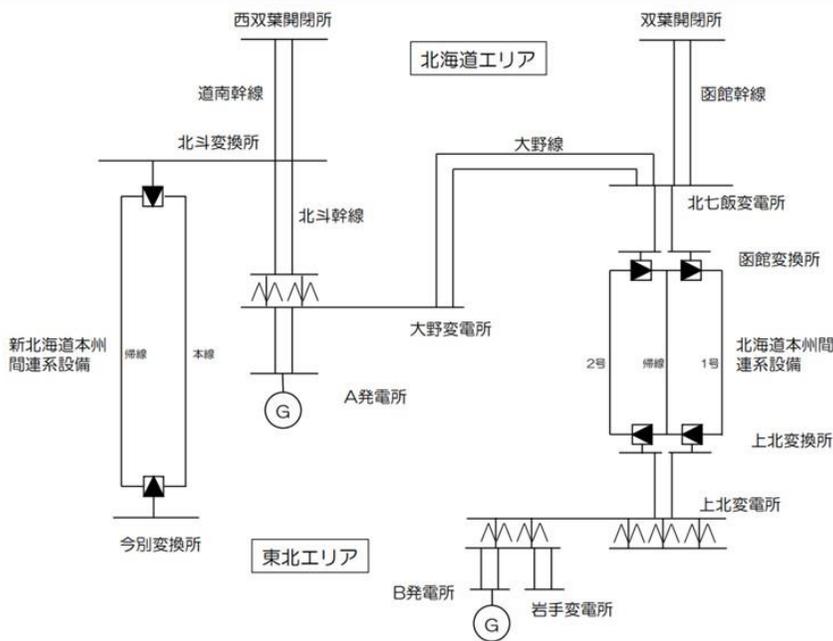
※2 作業および特殊日を除く運用容量の概算値とする。

1-1. 直流連系設備

- 北海道本州間連系線設備の特記事項は下記のとおり。
- 北海道エリア内のA発電所の運転状態や交流系統の状態によって、次頁に記載の概算値から変化する場合がある。

北海道本州間連系設備周辺の電力系統

5



<参考>北海道本州間連系設備の特記事項(1)

5

連系潮流限度

- ▶ 北海道エリアの交流系統の状況変化により発生する潮流制約については、系統条件を取り込み、自動的に潮流制限を実施
- ▶ 各限度値の最小値で、北本の潮流制限装置(リミッター)により連系潮流限度値を設定
- ▶ 運用で変化する系統状況について以下のパラメータにより組合せを作成
 - 北海道エリア内A発電所の運転状態
 - 連系回線の運用状態
 - 両北本の運転状態
- ▶ 各組合せについて、想定される厳しい需給運用断面の系統解析を実施

検討項目	判定条件
熱容量等	流通設備に過負荷が生じないこと
電圧安定性	変換所の受電電圧安定性、交流系統電圧の過渡的電圧低下及び過電圧の面から、許容値内であること
同期安定性	変換所至近端の交流系統事故時において、発電機が安定に運転を継続できること
短絡容量	北本が安定に運転を継続できること
両北本安定運転	両北本ブロック・再起動、緊急起動が安定にできること

地域間連系線制約一覧（1 / 2 1）直流連系設備

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
北海道本州間 連系設備 (北本)	函館⇒上 北 (東北向・ 順)	熱容量	設備容量	×	無	-	60	直流設備のため制約なし	○
		同期安定性	Y法	×	無	変換器至近端の 交流系統事故	60	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり	
		電圧安定性	L法・Y法	×	無	L法：SC制御による 電圧変動 Y法：変換器至近 端の交流系統事故	60	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり	
		周波数上昇	Y法	×	無	北本・新北本 いずれかの脱落	60	連系線順方向マージンにより対策	
		周波数低下	-	×	無	-	-	-	
北海道本州間 連系設備 (北本)	上北⇒函 館 (北海道 向・逆)	熱容量	設備容量	×	無	-	60	直流設備のため制約なし	○
		同期安定性	Y法	×	無	変換器至近端の 交流系統事故	60	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり	
		電圧安定性	Y法	×	無	変換器至近端の 交流系統事故	60	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり	
		周波数上昇	-	×	無	-	-	-	
		周波数低下	算術式	×	無	北本・新北本 いずれかの脱落	60	連系線逆方向マージンにより対策	

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因	
新北海道本州 間連系設備 (新北本)	北斗⇒ 今別 (東北向・ 順)	熱容量	設備容量	×	無	-	30	直流設備のため制約なし	○	
		同期安定性	Y法	×	無	変換器至近端の 交流系統事故	30	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり		
		電圧安定性	L法・Y法	×	無	L法：SC制御による 電圧変動 Y法：変換器至近端の 交流系統事故	30	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり		
		周波数上昇	Y法	×	無	北本・新北本 いずれかの脱落	30	連系線順方向マージンにより対策		
		周波数低下	-	×	無	-	-	-		
新北海道本州 間連系設備 (新北本)	今別⇒ 北斗 (北海道 向・順)	熱容量	設備容量	×	無	-	30	直流設備のため制約なし	○	
		同期安定性	Y法	×	無	変換器至近端の 交流系統事故	30	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり		
		電圧安定性	Y法	×	無	変換器至近端の 交流系統事故	30	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり		
		周波数上昇	-	×	無	-	-	-		
		周波数低下	算術式	×	無	北本・新北本 いずれかの脱落	30	連系線逆方向マージンにより対策		

- 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・低下を一定値以内に抑制するために、マージンを設定して対応している。
- マージンは通常考慮すべきリスクへの対応および稀頻度リスクへの対応を目的として確保しており、稀頻度リスク対応としては、電源脱落時のEPPS用マージン等がある。

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

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

参考) マージンの分類と区分について 7

【予備力・調整力に関連したマージン】 内は当該区分に該当する現状のマージン

マージンの目的	通常考慮すべきリスクへの対応		稀頻度リスクへの対応	
	エリア外調達分	エリア外期待分	エリア外期待分	エリア外期待分
「需給バランスに対応したマージン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマージン	A 0 ・三次調整力① ・三次調整力②	A 1 ・最大電源ユニット相当	A 2	A 2 ・該当なし
「周波数制御に対応したマージン」 電力システムの異常時に電力システムの周波数を安定に保つためまたは周波数制御 (電源脱落対応を除く) のために設定するマージン	B 0 ・北海道風力実証試験 ・一次調整力 ^{※1} ・二次調整力① ^{※2} ・二次調整力② ^{※1}	B 1 ・東京中部間連系設備 (EPPS: 逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 逆方向)	B 2	B 2 ・東京中部間連系設備 (EPPS: 順方向)

※1: 2024年度から適用 ※2: 2027年度から適用

【連系線潮流抑制による安定維持のためのマージン】

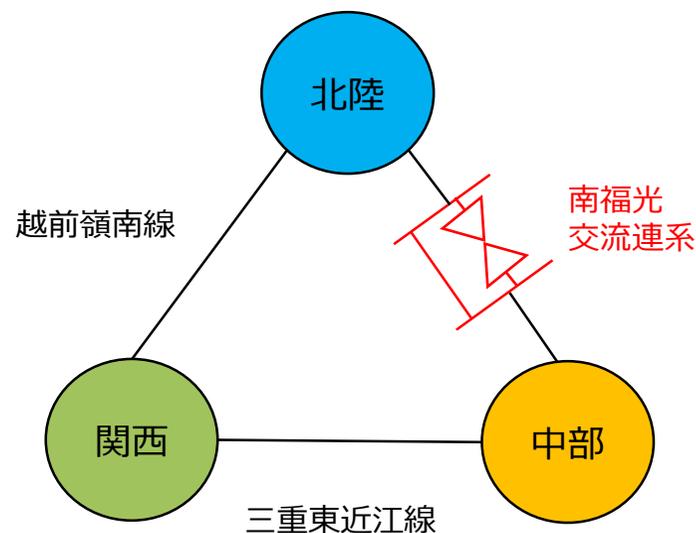
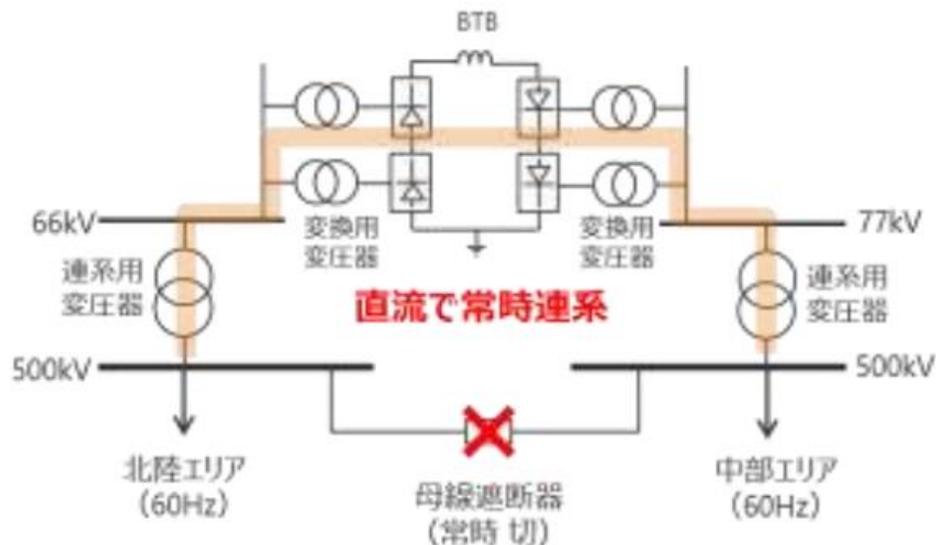
マージンの目的	通常考慮すべきリスクへの対応	稀頻度リスクへの対応
「連系線潮流抑制のためのマージン」 電力システムの異常時に電力システムを安定に保つことを目的として、当該連系線の潮流を予め抑制するために設定するマージン	C 1 ・北海道本州間連系設備 (潮流抑制)	C 2 ・東北東京間連系線 (潮流抑制)

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

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久 間、東清水、飛 騨信濃周波数 変換設備)	中部向 (順)	熱容量	設備容量	×	無	-	210	設備容量	○
		同期安定性	-	×	無	-	-	FC停止時は対象外	
		電圧安定性	-	×	無	-	-	FC潮流に応じて調相投入量を制御して いるため制約量を設けていない	
		周波数上昇	-	×	無	-	-	周波数変動の対策として当該設備を 使用するため制約は設けない	
		周波数低下	-	×	無	-	-	周波数変動の対策として当該設備を 使用するため制約は設けない	
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久 間、東清水、飛 騨信濃周波数 変換設備)	東京向 (逆)	熱容量	設備容量	×	無	-	210	設備容量	○
		同期安定性	-	×	無	-	-	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり	
		電圧安定性	-	×	無	-	-	FC潮流に応じて調相投入量を制御して いるため制約量を設けていない	
		周波数上昇	-	×	無	-	-	周波数変動の対策として当該設備を 使用するため制約は設けない	
		周波数低下	-	×	無	-	-	周波数変動の対策として当該設備を 使用するため制約は設けない	

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
中部北陸間 連系設備 (南福光BTB)	北陸向 (順)	熱容量	設備容量	×	無	-	30	設備容量	○
		同期安定性	-	-	-	-	-	-	
		電圧安定性	-	-	-	-	-	-	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	-	
		周波数低下	-	-	-	-	-	-	
中部北陸間 連系設備 (南福光BTB)	中部向 (逆)	熱容量	設備容量	×	無	-	30	設備容量	○
		同期安定性	-	-	-	-	-	-	
		電圧安定性	-	-	-	-	-	-	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	-	
		周波数低下	-	-	-	-	-	-	

- 南福光連系所は、交流ループ導入の課題（短絡容量増大等）があったため、二組の交直変換装置を使用して、交流系統同士を連系している。このように二組の交直変換装置を1か所に設置して、交直変換装置同士が背中合わせとなるような設備構成をBTB（Back to Back:背中合わせの意味）と呼ぶ。
- 交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、交流系統の運用容量算出時に起動失敗（30万kW減）を考慮している。



- 関西四国間連系設備の四国向き運用容量は、四国地内の送電線による制約（阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量）により決定している。

<参考> 関西四国間連系設備の特記事項 11

四国向き運用容量の算出について

- 関西四国間連系設備の四国向き運用容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる運用容量のうち、小さい方が採用される（詳細は2021年度第4回運用容量検討会資料1参照）。

運用容量①
= 南阿波幹線運用容量（阿波向） - 四国エリア内A・B発電所出力

運用容量②
= 関西四国間連系設備の設備容量またはA・B発電所複数台停止時の値

①阿波幹線ルート断事故

②潮流が下位系統に回り込む

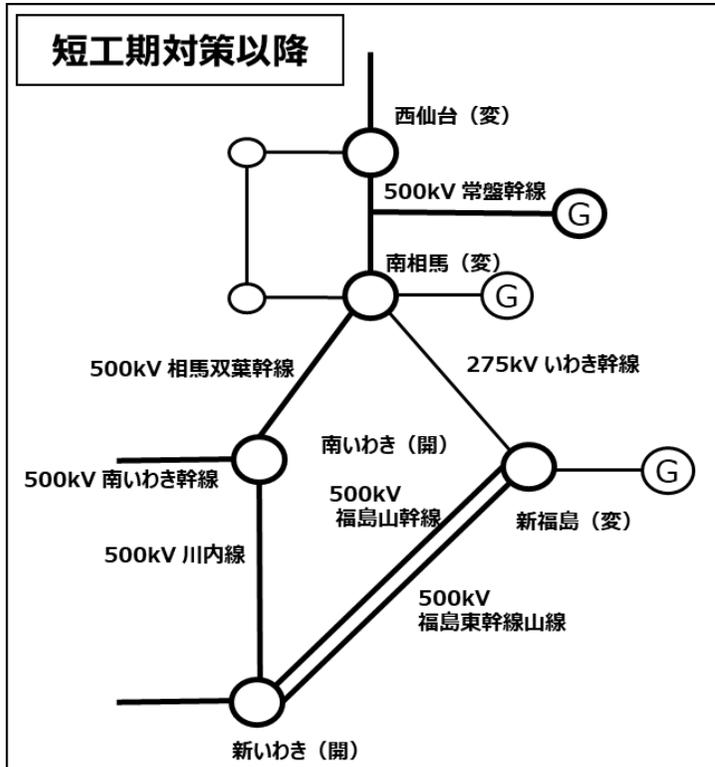
③A・B発電所の発電機を電制

四国向き運用容量

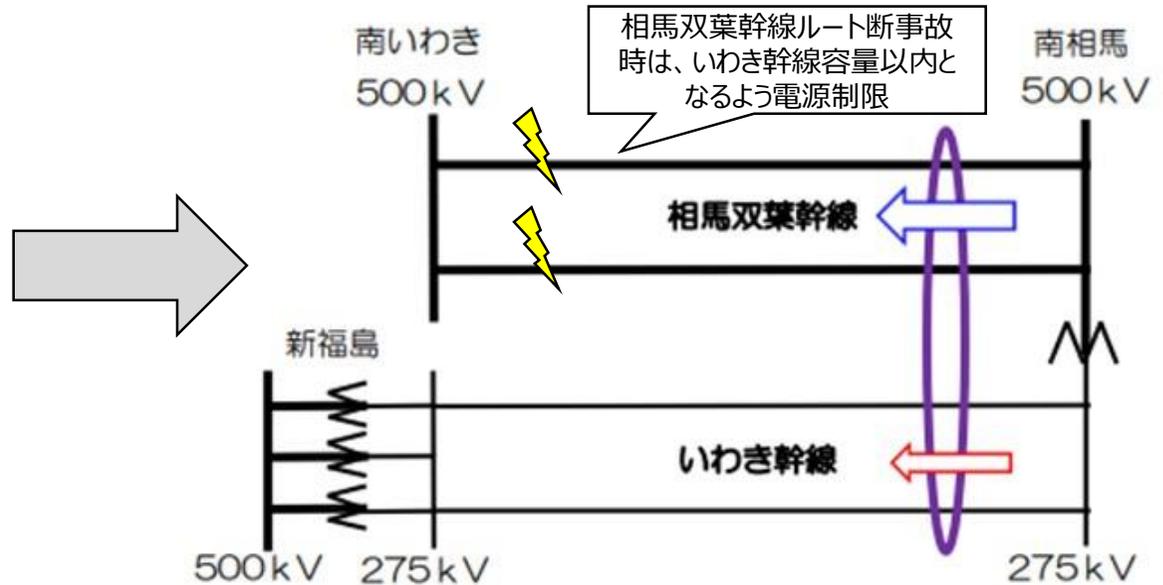
設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因	
関西四国間 連系設備 （阿南紀北 直流幹線）	四国向 （順）	熱容量	設備容量	×	無	-	140	設備容量		
		同期安定性	Y法	○（電制）	-	-	0～	四国地内の送電線の運用容量 により定まる	○	
		電圧安定性	-	-	-	-	-	-	-	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	-	-	
		周波数低下	-	-	-	-	-	-	-	
関西四国間 連系設備 （阿南紀北 直流幹線）	関西向 （逆）	熱容量	設備容量	×	無	-	140	設備容量	○	
		同期安定性	-	-	-	-	-	-	-	
		電圧安定性	-	-	-	-	-	-	-	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	-	-	
		周波数低下	-	-	-	-	-	-	-	

1-2.東北東京間連系線

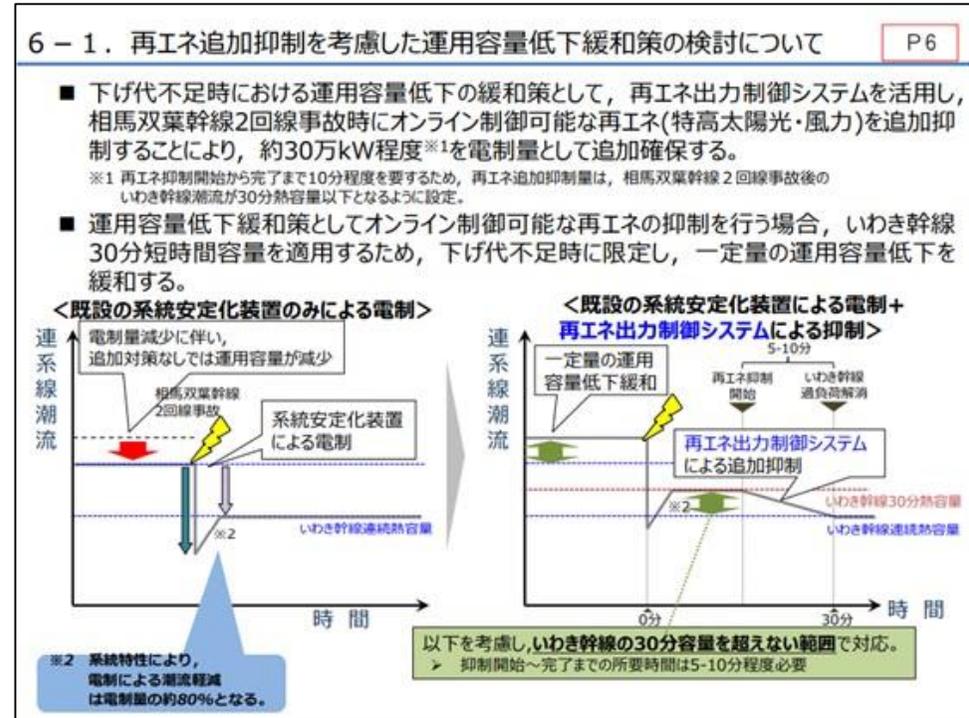
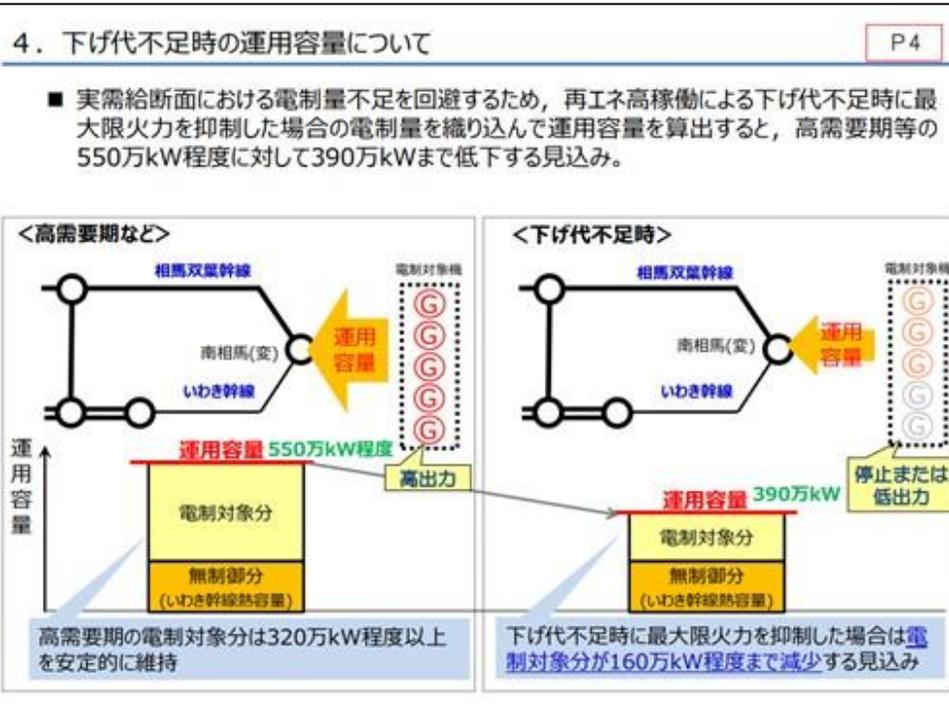
- 元々、東北東京間連系線は500kV相馬双葉幹線 1 ルートのみの連系であったが、広域系統整備計画によって2ルート化することとなった。(2017年策定)
- 2ルート化工事は2027年度完成予定となることから、短期間で実施できるような本連系線の運用容量の拡大対策(以下、短工期対策)を恒久対策が完了するまでの対策として実施することとし、500kV相馬双葉幹線と既設275kVいわき幹線を並用することとなった。
- この短工期対策(2020年度完成)により、1ルート断で系統が分離されなくなったため、周波数維持要因で制約がかかることがなくなった※。



※ 東北向きの運用容量が周波数制約で決定していた。東京向きについては、電源制限、負荷制限により、周波数維持限度は熱容量限度値または同期安定性限度値以上であった。



- 東北東京間連系線（東京向き）については、系統安定化装置の電源制限（東北エリア）を見込んでいる。
- GW等の下げ代不足時において、火力機抑制により電源制限量が足りない場合は、再エネ追加抑制を電制量として確保することで、運用容量低下を緩和している。



設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
東北東京間 連系線 (相馬双葉幹線、 いわき幹線)	東京向 (順)	熱容量	L法	①× ②× ③○(電制) ※1 △(49.0UFR) ※2	無	①いわき幹線1回線 停止 ②川内線2回線停止 ③相馬双葉幹線2回 線停止	540~650	※1 相馬双葉幹線2回線故障により いわき幹線または新福島バンクの設備 容量超過時は電制を行う 1月休日夜間~8月平日昼間	○
		同期安定性	Y法	○(電制) △(49.0UFR) ※2	34	常磐幹線 2cct3φ6LGO、 相馬双葉幹線 2cct3φ6LGO	401~656	6月平日夜間~8月平日昼間	○
		電圧安定性	VQCシミュ レーション	×	34		401~	熱容量限度値または同期安定性限 度値で電圧に問題がないことを確認	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
東北東京間 連系線 (相馬双葉幹線、 いわき幹線)	東北向 (逆)	熱容量	L法	①× ②× ③×	無	①いわき幹線1回線 停止 ②川内線2回線停止 ③相馬双葉幹線2回 線停止	236	いわき幹線2回線熱容量	○
		同期安定性	Y法	×	34		236~	熱容量限度値において同期安定性 が維持でき、制約とならないことを確認	
		電圧安定性	VQCシミュ レーション	×	34		236~	熱容量限度値で電圧に問題がない ことを確認し制約にならないことを確認	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	

※2 電制量によっては周波数が低下し、負荷側UFR動作に至る可能性がある。

1-3. 中部関西間連系線

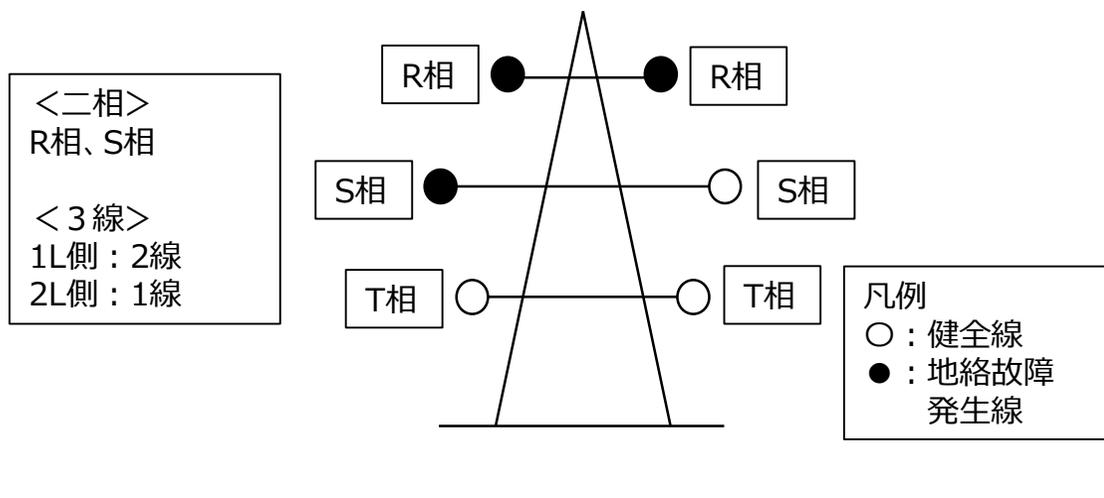
設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
中部関西間 連系線 (三重東近江 線)	関西向 (順)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278～326	夏季～冬季	
		同期安定性	Y法	×	34	1cct3φ3LGO、 母線3φ3LGO	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいこと を確認 南福光BTB再起動可否を考慮	
		電圧安定性	L法	×	34	母線3φ3LGO	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいこと を確認 南福光BTB再起動可否を考慮	
		周波数上昇	系統特性 定数	○（電制）	無	2回線停止に 至る故障	-	周波数低下側と比較し、周波数上昇 側が制約となる蓋然性が低いことから検 討を省略	
		周波数低下	系統特性 定数	△（59.1HzUFR）※	無	2回線停止に 至る故障	24～127	5月休日昼間～1月平日夜間 発電機不要解列量およびBTB停止 （30万kW減）を考慮	○
中部関西間 連系線 (三重東近江 線)	中部向 (逆)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278～326	夏季～冬季	
		同期安定性	Y法	×	34	1cct3φ3LGO 母線3φ3LGO	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいこと を確認	
		電圧安定性	L法	×	34	母線3φ3LGO	326～	冬季熱容量限度値に比べて大きいこと を確認	
		周波数上昇	系統特性 定数	×	無	2回線停止に 至る故障	-	南福光BTB停止を考慮 上昇側が制約とならないことを確認	
		周波数低下	系統特性 定数	○（負制）	無	2回線停止に 至る故障	200～250	休日～平日 発電機不要解列量およびEPPSを考慮	○

※ 周波数常時変動分の0.2Hzを考慮し周波数低下限度幅を0.8Hzとして、連系線ルート断時においても周波数が59.0Hzを下回らないようにしているため、周波数状況によっては負荷側UFRが動作する可能性がある。

1-4.北陸関西間連系線 北陸フェンス

- 北陸エリアでは、送電線2回線またがり故障の頻度が比較的多いため、1回線三相3線地絡のみではなく、2回線二相3線地絡故障を想定故障に含めている。

2回線二相3線地絡故障のイメージ



6. 北陸フェンス潮流

87

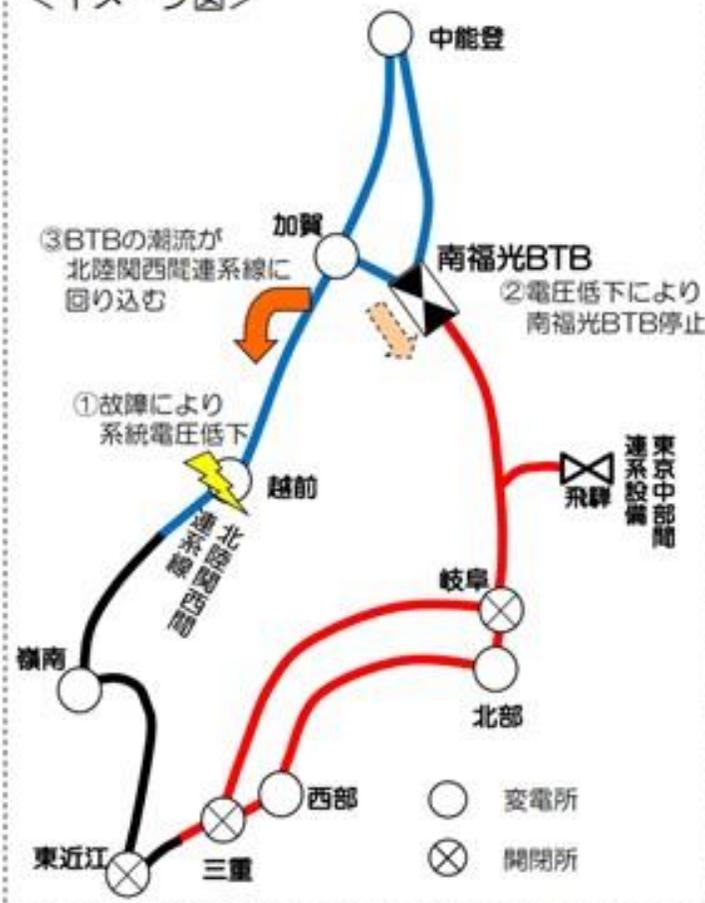
交流システムの故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。

このとき、BTBに流れていた潮流が北陸関西間連系線に回りこむこととなるため、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備に加え、北陸エリア固有である「北陸フェンス」による運用容量管理も実施している。

- 北陸フェンス潮流¹⁾
 - ＝北陸関西間連系線潮流と中部北陸間連系設備潮流の合計潮流

1) 合計潮流が北陸にとって送電する方向の場合「北陸送電方向」、北陸にとって受電する方向の場合は北陸受電方向」を参照のこと。なお、系統情報サービスでは北陸関西間連系線潮流は関西向きが正、中部北陸間連系設備潮流は北陸向きが正である。

<イメージ図>



設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
北陸関西間 連系線 (越前嶺南線)	関西向 (順)	熱容量	算術式	○（電制）	無	1回線停止に 至る故障	278～326	夏季～冬季	
		同期安定性	Y法	○（電制）	13	2cct2φ3LGO (両端) 1cct3φ3LGO (嶺南端) 越前変母線 3φ3LGO	190	南福光BTB再起動可否を考慮	○
		電圧安定性	L法	×	13	越前変母線 3φ3LGO	280	南福光BTB再起動可否を考慮	
		周波数上昇	実潮流を 基に電制 制御	○（電制）	-	2回線停止に 至る故障	-	周波数低下側と比較し、周波数上昇 側が制約となる蓋然性が低いことから 検討を省略	
		周波数低下	系統特性 定数	△（59.1HzUFR）※	-	2回線停止に 至る故障	125～257	5月休日昼間～2月平日昼間 FCのEPPSを考慮	○
北陸関西間 連系線 (越前嶺南線)	北陸向 (逆)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278～326	夏季～冬季	
		同期安定性	Y法	×	13	2cct2φ3LGO (両端) 1cct3φ3LGO (嶺南端) 越前変母線 3φ3LGO	190	南福光BTB再起動可否を考慮	
		電圧安定性	L法	×	13	越前変母線 3φ3LGO	230	南福光BTB再起動可否を考慮	
		周波数上昇	系統特性 定数	-	-	2回線停止に 至る故障	434～	周波数上昇側最低値	
		周波数低下	系統特性 定数	○（負制）	-	2回線停止に 至る故障	70～160	春(4、5月)平日昼間帯以外～冬(12 ～3月)平日昼間	○

※ 周波数常時変動分の0.2Hzを考慮し周波数低下限度幅を0.8Hzとして、連系線ルート断時においても周波数が59.0Hzを下回らないようにしているため、周波数状況によっては負荷側UFRが動作する可能性がある。

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリッジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因	
北陸フェンス (北陸関西間+ 中部北陸間)	北陸 送電	熱容量	算術式	○ (電制)	無	1回線停止に 至る故障	278~326	夏季~冬季		
		同期安定性	Y法	○ (電制)	13	2cct2φ3LGO (両端) 1cct3φ3LGO (嶺南端) 越前変母線 3φ3LGO	190	南福光BTB再起動可否を考慮	○	
		電圧安定性	L法	×		13	越前変母線 3φ3LGO	280	南福光BTB再起動可否を考慮	
		周波数上昇	実潮流を 基に電制 制御	○ (電制)	-		2回線停止に 至る故障	-	周波数低下側と比較し、周波数上 昇側が制約となる蓋然性が低いことか ら検討を省略	
		周波数低下	系統特性 定数	△ (59.1HzUFR) ※	-		2回線停止に 至る故障	125~257	5月休日夜間~2月平日昼間 FCのEPPSを考慮	○
北陸フェンス (北陸関西間+ 中部北陸間)	北陸 受電	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278~326	夏季~冬季		
		同期安定性	Y法	×		13	2cct2φ3LGO (両端) 1cct3φ3LGO (嶺南端) 越前変母線 3φ3LGO	190	南福光BTB再起動可否を考慮	
		電圧安定性	L法	×		13	越前変母線 3φ3LGO	230	南福光BTB再起動可否を考慮	
		周波数上昇	系統特性 定数	-	-		2回線停止に 至る故障	434~	周波数上昇側最低値	
		周波数低下	系統特性 定数	○ (負制)	-		2回線停止に 至る故障	70~160	春(4、5月)平日昼間帯以外~冬 (12~3月)平日昼間	○

※ 周波数常時変動分の0.2Hzを考慮し周波数低下限度幅を0.8Hzとして、連系線ルート断時においても周波数が59.0Hzを下回らないようにしているため、周波数状況によっては負荷側UFRが動作する可能性がある。

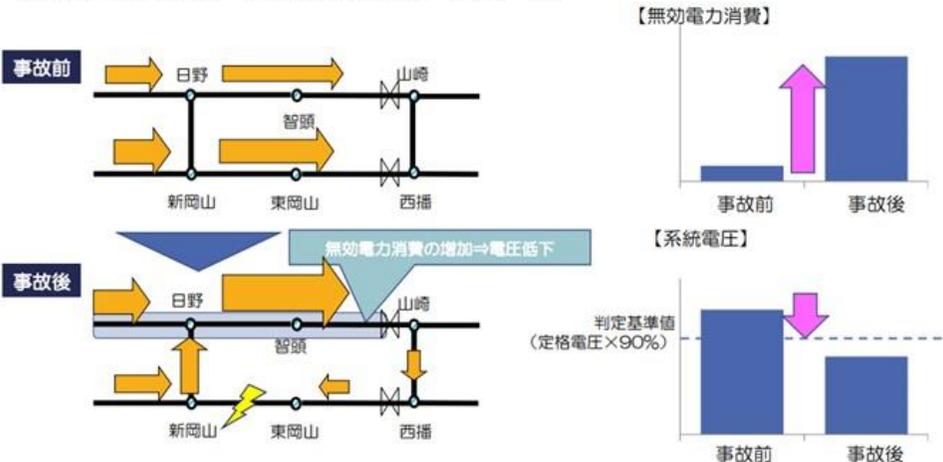
1-5. 関西中国間連系線

- 関西中国間連系線は2ルートで連系しており、運用容量はフェンス管理をしている。
- ルート断事故時は健全ルート側の潮流増加により無効電力消費が急増し、電圧が低下する。
- そのため、事故時に電源制限で潮流を減少させることで、無効電力消費の低減を図り、運用容量を増加させている。

<参考> 関西中国間連系線の電圧安定性の考え方 139

- 関西中国間連系線のルート断事故時は、健全ルート側の潮流増加により無効電力消費が急増するため、主要系統の電圧が低下する。
- 主要系統の電圧が大幅に低下すると、大規模停電に至るおそれがあるため、電圧を安定的に維持できる（事故後の電圧が定格の90%以上となる）連系線潮流の最大値を運用容量に設定。（詳細は2016年度第3回運用容量検討会資料2参照）

【関西中国間連系線ルート断事故時の状況】（イメージ）

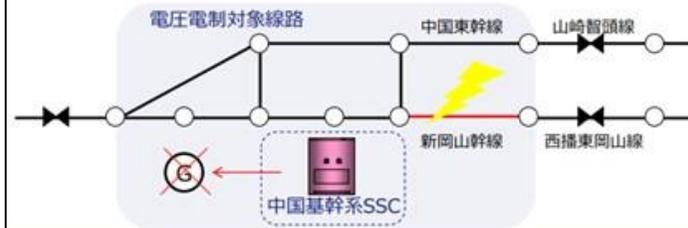


系統安定化装置更新に伴う電圧安定度維持のための電源制限機能追加

p2

- 従来、中国地内の500kV送電線故障時に同期安定度を維持することを目的に、系統安定化装置（以下、中国基幹系SSC）による電源制限を実施
- 中国基幹系SSCの更新時（2020年6月末予定）に、電圧安定度維持を目的とした電制機能（以下、電圧電制）を追加することで、中国地内500kV送電線の運用容量を増加
- 関西中国間連系線を構成する送電線の一つである500kV新岡山幹線*故障時にも電圧電制を行うため、2020年7月以降の関西中国間連系線の運用容量の増加が可能である。
- ただし、関西中国間連系線の運用容量増加に伴う60Hz同期系統内の同期安定度への影響を検討中であり、検討結果を踏まえて、関西中国間連系線の運用容量の増加を判断してはどうか。

※現行、関西中国間連系線は新岡山幹線ルート断時の電圧安定度制約で運用容量が決定



Copyright© The Chugoku Electric Power Co., Inc. All rights reserved.

Enerpic

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリッジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
関西中国間 連系線 (関中フェ ス)	中国向 (順)	熱容量	算術式	×	無	2回線停止に 至る故障	278～326	夏季～冬季	○
		同期安定性	Y法	×	33	2cct3φ6LGO	326～	西播東岡山線冬季1回線熱容量で 問題ないことを確認※	
		電圧安定性	L法	×	33	2cct3φ6LGO	326～	西播東岡山線冬季1回線熱容量で 問題ないことを確認※	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
関西中国間 連系線 (関中フェ ス)	関西向 (逆)	熱容量	算術式	×	無	2回線停止に 至る故障	556～652	夏季～冬季	
		同期安定性	Y法	○ (電制)	33	2cct3φ6LGO	445～465	電圧安定性限度値で安定確認 その他季～夏季 (平常時)	
		電圧安定性	L法	○ (電制)	33	2cct3φ6LGO	445～465	その他季～夏季 (平常時)	○
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	

※ これまでの実績では、中国→関西向き潮流であり、関西→中国向きとなる蓋然性が低いことから、西播東岡山線の1回線熱容量相当で同期安定性、電圧安定性に問題のないことを確認している。

1-6.中国四国間連系線

- 中国四国間連系線は、架空+ケーブル区間となっており、熱容量はケーブル区間で決定されているが、短時間許容時間が4時間と比較的長い。
- このため、短時間許容時間内に連続熱容量以下に抑制できることを条件に、中国向きの熱容量限度値を145万kWに拡大している。（下げ代不足が想定される期間および市場分断率が高い7~9月）
- 1回線故障時の過負荷解消は速やかに電源制限にて対応。
- ルート断故障時には、電源制限および阿南紀北EPPSにより四国エリア外へ送電、および再エネ出力抑制を実施。

3. 中国四国間連系線の運用容量拡大の方向性について

- 中国四国間連系線の運用容量については、運用容量 = 熱容量となっており※1、熱容量の見直し以外には、拡大は困難な状況である
- ここで、中国四国間連系線については、架空+ケーブル区間からなっており、熱容量はケーブル区間で決定されているが、その短時間過負荷容量は145万kW、許容時間は4時間と比較的長い※2
- このため、運用容量（熱容量）を短時間過負荷潮流としても、4時間あれば、1回線故障時に給電指令によりエリア内の電源を抑制する時間は十分確保できると考えられる

※1 中国九州間連系線（関門連系線）は熱容量もしくは周波数制約（熱容量より小さい）より定まり、拡大対象は周波数制約
 ※2 当社は架空送電線の短時間過負荷許容時間は15分程度

短時間過負荷許容時間が長い中国四国間連系線の特殊性を考慮し、2回線運用時の運用容量を120万kWから145万kWに見直すこととしたい

○中国四国間連系線の構成

讃岐SS 坂出CH 児島CH 東岡山SS

架空送電線 19.1km OFケーブル 22.1km 架空送電線 85.8km

連続容量 263万kW 連続容量 120万kW 連続容量 263万kW
 短時間容量 310万kW 4時間容量 145万kW 短時間容量 310万kW

○運用容量拡大のイメージ

	拡大前	拡大後
平常時	1L: 60万kW 2L: 60万kW → 120万kW	1L: 72.5万kW 2L: 72.5万kW → 145万kW
1回線故障時	1L: 60万kW 2L: 120万kW → 連続容量内であり潮流抑制等の対応不要	1L: 72.5万kW 2L: 145万→120万kW → 4時間以内に調整電源等を抑制し、潮流を120万kWまで抑制

※3 作業停止等による1回線停止時は運用容量(熱容量)は120万kW

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリッジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
中国四国間 連系線 (本四連系線)	四国向 (順)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	120		○
		同期安定性	Y法	×	14	1cct3φ3LGO ・母線3φ3LG	120～	熱容量限度値で安定確認	
		電圧安定性	Y法	×	14	同上	120～	熱容量限度値で安定確認	
		周波数上昇	系統特性 定数	×	無	2回線停止に 至る故障	120～		
		周波数低下	系統特性 定数	○（負制）	無	2回線停止に 至る故障	120～	熱容量限度値で安定確認 阿南紀北EPPSを考慮	
中国四国間 連系線 (本四連系線)	中国向 (逆)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	120 (145※1)	※1 下げ代不足が想定される場合 および市場分断が多い夏季(7月～ 9月)における短時間熱容量まで拡大 した値	○
		同期安定性	Y法	×	14	1cct3φ3LGO ・母線3φ3LG	145～※1	下げ代不足時および夏季（7月～9 月）における短時間熱容量まで拡大 した熱容量限度値で安定確認	
		電圧安定性	Y法	×	14	同上	145～※1	同上	
		周波数上昇	無制御潮流 をシミュレ ーションで算出	○（電制）	無	2回線停止に 至る故障	145～※1	同上 阿南紀北EPPS※2を考慮	
		周波数低下	系統特性 定数	×	無	2回線停止に 至る故障	145～※1	FCおよび阿南紀北EPPS※2のEPPSを 考慮 下げ代不足時および夏季（7月～9 月）における短時間熱容量まで拡大 した熱容量限度値で安定確認	

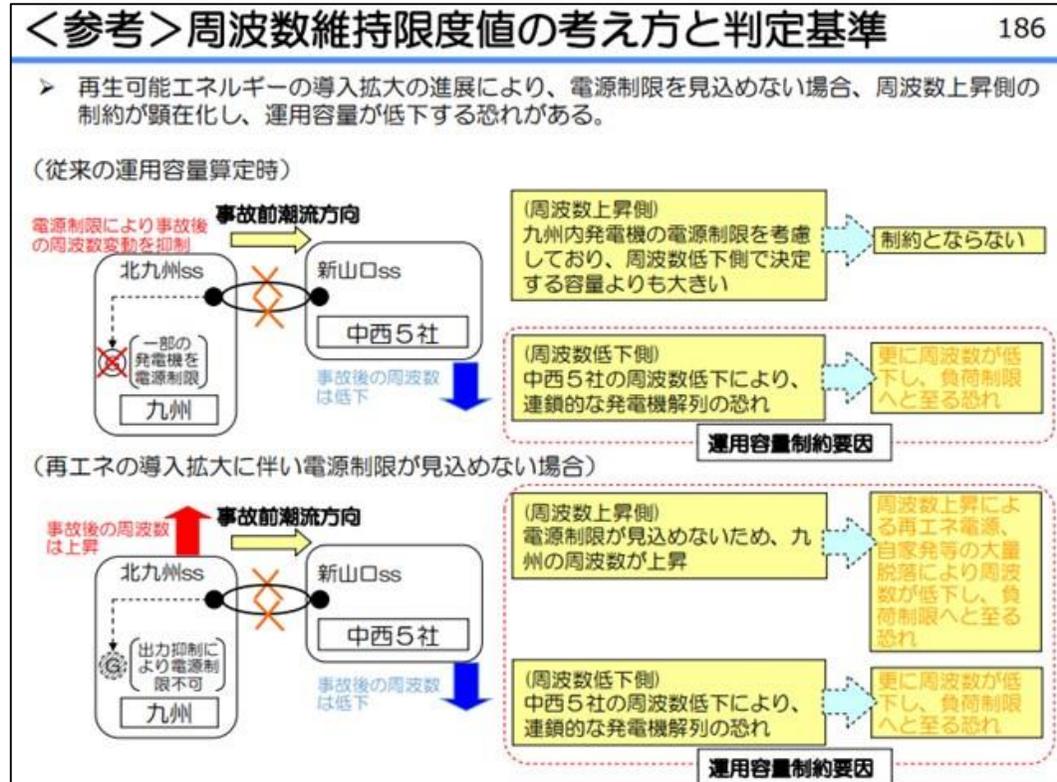
※2 中国四国間連系線2回線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能

1-7.中国九州間連系線

関門連系線周波数上昇限度について

- 周波数上昇限度側※は、電源制限により運用容量を維持している。
- 電源制限対象電源が最低出力もしくは停止する等して電源制限量が足りない場合、周波数上昇側の運用容量が低下し、周波数上昇側で制約がかかることがある。
- 年間断面では停止計画等を考慮した定格出力により電制量を算出しているが、気象予測精度が比較的よくなり再エネ想定等の精度が高まる前々日に、運用容量の見直しを行っている。

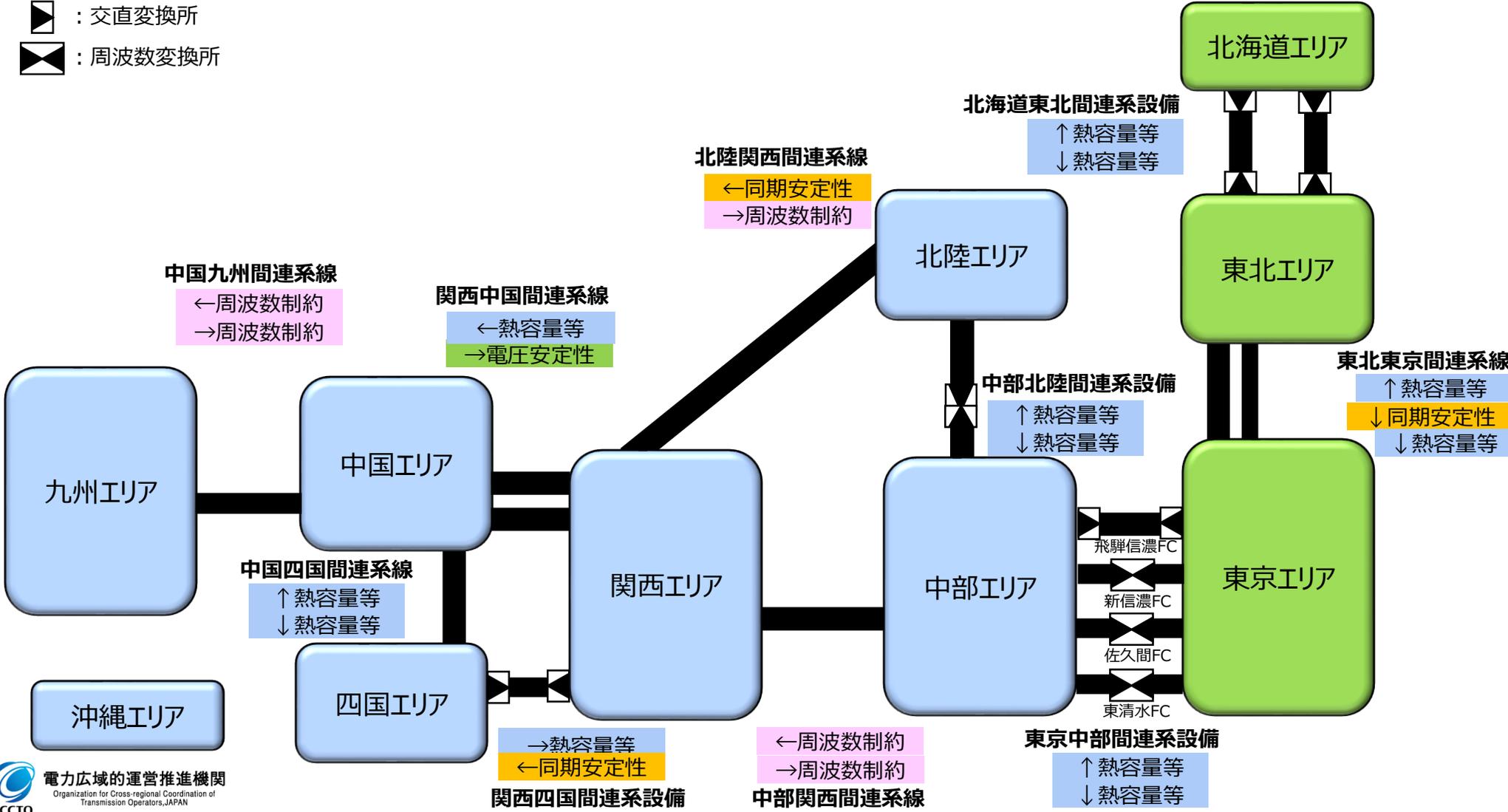
※ 九州エリアの複数の火力プラントの長時間運転可能周波数の許容限度値である60.5Hzを適用。



設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリッジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
中国九州間 連系線 (関門連系線)	九州向 (順)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278~326	夏季（6~9月）~冬季	
		同期安定性	Y法	×	23	1cct3φ3LGO ・母線3φ3LG	326~	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		電圧安定性	Y法	×	23	同上	326~	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		周波数上昇	系統特性 定数	×	無	2回線停止に 至る故障	382~680	5月休日夜間~1月平日昼間	
		周波数低下	系統特性 定数	×	無	2回線停止に 至る故障	0~45	4月休日昼間~2月平日夜間	○
中国九州間 連系線 (関門連系線)	中国向 (逆)	熱容量	算術式	×	無	1回線停止に 至る故障	278~326	夏季（6~9月）~冬季	○
		同期安定性	Y法	×	23	1cct3φ3LGO ・母線3φ3LG	326~	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		電圧安定性	Y法	×	23	同上	326~	冬季熱容量限度値に比べて大きいことを確認	
		周波数上昇	系統特性 定数	○（電制）	無	2回線停止に 至る故障	277~592	5月休日夜間~8月平日昼間 前々日に電制対象電源の出力に よって、記載の運用容量から低下方向 に見直す場合がある。	○
		周波数低下	系統特性 定数	△（59.1HzUFR）	無	2回線停止に 至る故障	152~262	EPPSを考慮（10万kW）	○

■ 各地域間連系線の運用容量決定に関わる主な制約要因は下記の通りであり、全体の6割弱が熱容量等制約、また、交流1ルート連系箇所については周波数維持制約となっている箇所が多い。

- ▶ : 交直変換所
- ◀▶ : 周波数変換所



1-8. 設備増強等を踏まえた制約要因一覧

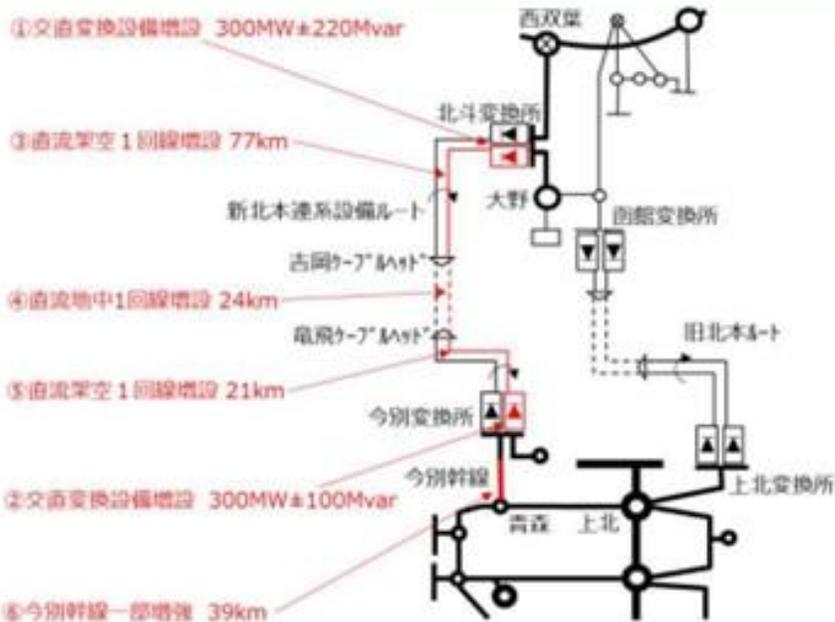
■ 現在、予定されている設備増強等は下記の通り。

連系線	使用開始予定	増加量
北海道本州間連系設備 (北海道本州間連系設備増強)	2027年度末	30万kW (90万kW⇒120万kW)
東北東京間連系線	2027年11月	455万kW (573万kW⇒1028万kW)
北海道本州間連系設備 (日本海ルート)	2030～2034年頃 基本要件決定(24.4.3)から6～10年程度	200万kW
東京中部間連系設備 (FC)	2027年度末	90万kW (210万kW⇒300万kW)
中地域交流ループ運用	2026年度	50万kW程度増加 (関西中部間250万kW⇒300万kW程度、 周波数制約解消に伴う)
中部関西間連系線	2030年6月頃	300万kW (300万kW程度⇒600万kW程度)
中国九州間連系設備	2030～2033年頃 基本要件決定(24.4.3)から6～9年程度	100万kW (278万kW⇒378万kW)

1. 北海道本州間連系設備に係る広域系統整備計画の概要

2

■ 北海道本州間の連系設備を30万kW（90万kW⇒120万kW）増強する。



- ◆ 費用の概算額：1,014億円
 工事費の概算額：479億円
 運転維持費の概算額：535億円
- ◆ 工事完了予定時期：2027年度末
- ◆ 事業実施主体：北海道NW、東北NW

個別工事件名	事業実施主体
① 北斗変換所交直変換設備	北海道NW
② 今別変換所交直変換設備	北海道NW
③ 250kV直流架空送電線増設（北海道側）	北海道NW
④ 250kV直流地中送電線増設	北海道NW
⑤ 250kV直流架空送電線増設（本州側）	北海道NW
⑥ 275kV今別幹線一部増強	東北NW
- システム改修	北海道NW
	東北NW
- 共通設備	北海道NW



設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
新北海道本州 間連系設備 (北本)	北斗⇒ 今別 (東北向・ 順)	熱容量	設備容量	×	無	-	60	直流設備のため制約なし	○
		同期安定性	Y法	×	無	変換器至近端の交流系統事故	60	系統条件(発電機・送電線回線数など)による制限あり	
		電圧安定性	L法・Y法	×	無	L法：SC制御による電圧変動 Y法：変換器至近端の交流系統事故	60	系統条件(発電機・送電線回線数など)による制限あり	
		周波数上昇	Y法	×	無	北本・新北本いずれかの脱落	60	連系線順方向マージンにより対策	
		周波数低下	-	×	無	-	-	-	
新北海道本州 間連系設備 (北本)	今別⇒ 北斗 (北海道 向・順)	熱容量	設備容量	×	無	-	60	直流設備のため制約なし	○
		同期安定性	Y法	×	無	変換器至近端の交流系統事故	60	系統条件(発電機・送電線回線数など)による制限あり	
		電圧安定性	Y法	×	無	変換器至近端の交流系統事故	60	系統条件(発電機・送電線回線数など)による制限あり	
		周波数上昇	-	×	無	-	-	-	
		周波数低下	算術式	×	無	北本・新北本いずれかの脱落	60	連系線逆方向マージンにより対策	

(参考) 東北東京間連系線増強の概要 (工事概要、工事費等)

21

■ 工事概要

送電線	> 500kV送電線新設 ● 新設開閉所～相馬双葉幹線No.56鉄塔① 2回線、巨長62km ● 宮城中央変電所～新設開閉所② 2回線、巨長81km ● 相馬双葉幹線No.54鉄塔～福島幹線山線No.10鉄塔③ 2回線、巨長15km > 新設開閉所への既設500kV送電線引込④ ● 常磐幹線 4回線、新地火力線 2回線
開閉所	> 500kV開閉所新設 ● 常磐幹線新地火力線分岐周辺⑤ 500kV送電線引出10回線
送電線引出	> 500kV送電線引出 ● 宮城中央変電所 2回線⑥
その他設備	調相設備整備、給電システム改修、 システム安定化システム整備



■ 工事費の概算額 : **1,533億円 (除却損3億円を追加計上)**

■ 増強の完了時期 : **2027年11月**※

※2017年4月から工事着手。
工事着手から本広域系統整備の運転開始までの
所要工期は10年8か月

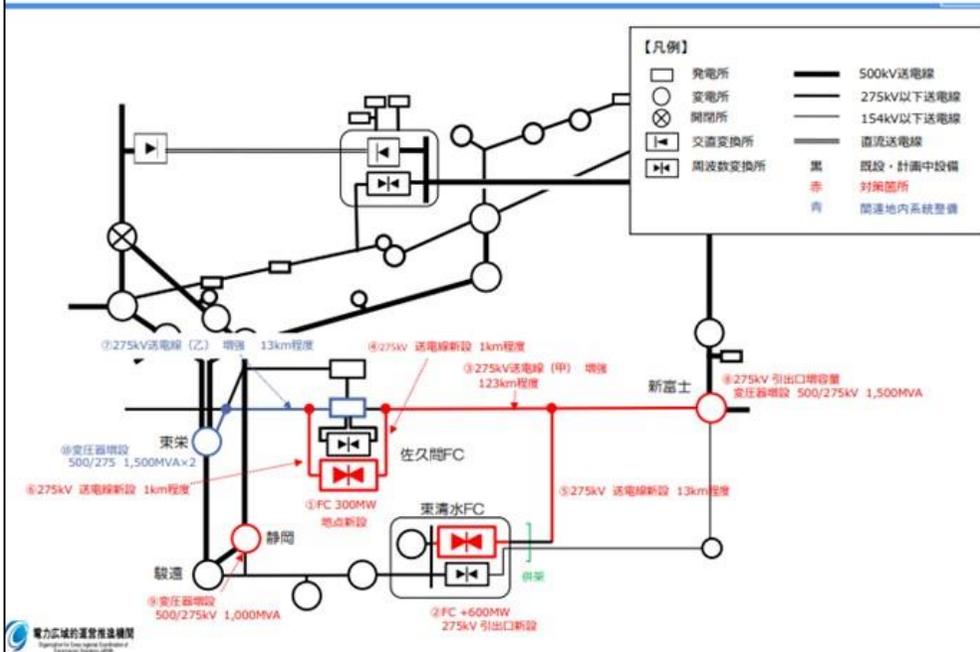
■ 事業実施主体 : **東北NW**



設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
東北東京間 連系線 (相馬双葉幹線、 いわき幹線)	東京向 (順)	熱容量	L法	※	無	※	-	※詳細は別途検討	
		同期安定性	Y法	○(電制)	有	※	1028	※詳細は別途検討	○
		電圧安定性	VQCシミュレーション	×	有	※	-	詳細は別途検討	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、周波数維持限度の検討は行わない。	
東北東京間 連系線 (相馬双葉幹線、 いわき幹線)	東北向 (逆)	熱容量	L法	※	無	※	631	※詳細は別途検討	○
		同期安定性	Y法	×	有		-	※詳細は別途検討	
		電圧安定性	VQCシミュレーション	×	有		-	※詳細は別途検討	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、周波数維持限度の検討は行わない。	

- 50/60Hz間での安定供給確保を目的に、新FCとしては東清水：30万kW×2台、佐久間：30万kW×1台（新佐久間FCと呼称）を増強する。（2027年度運開）
- 新FCにおいてもEPPS機能の実装が予定されている。（EPPS機能の使用開始時期は、次期中給システムの運用開始時期に合わせることが検討されている。）

3. 流通設備の増強の方法（増強又は新設の別、概略ルート）及びその考え方 17

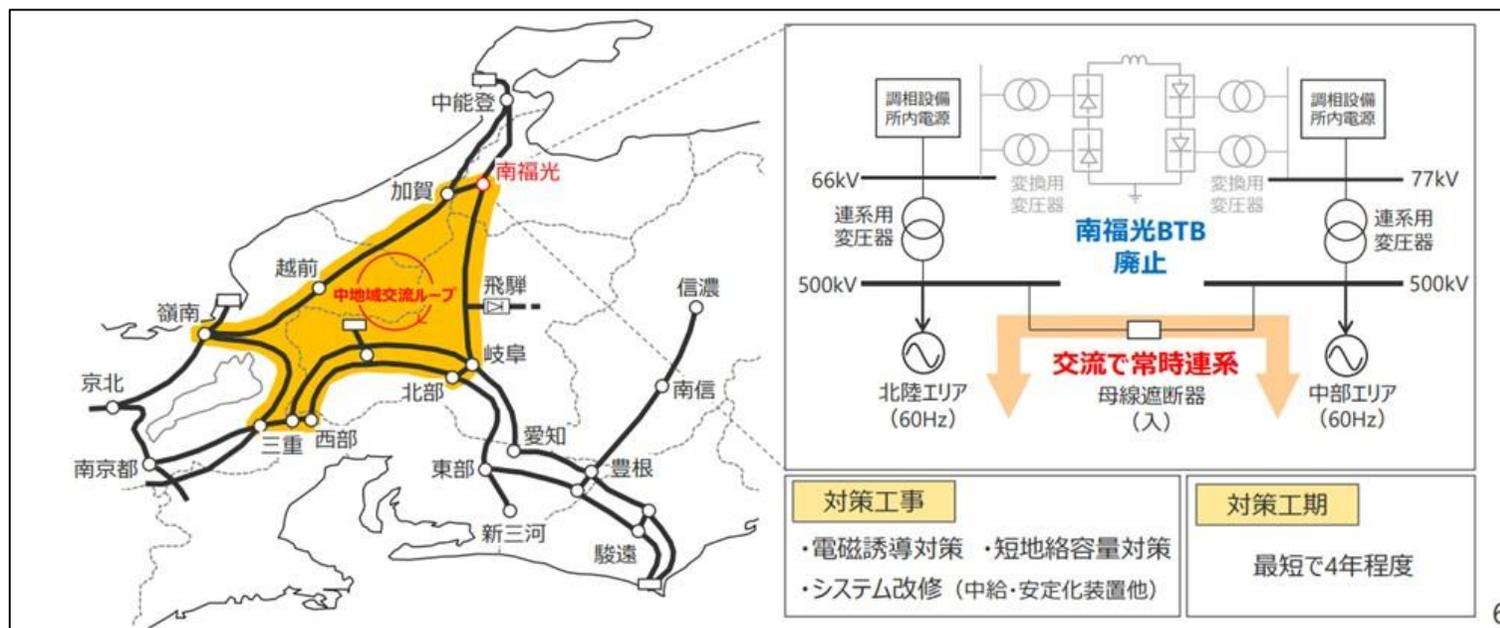


まとめ

- 2027年度末に運用開始する新FCについて、論点①②のとおり周波数制御機能を実装してはどうか。
 - 論点①：周波数低下時の緊急融通制御（EPPS）の実装について
 - 飛騨信濃FCの空容量不足で期待できないEPPS制御量は、新FCに追加発動できるようにしてはどうか。
 - 健全側エリアの周波数低下が故障側エリアの周波数低下を上回ることを許容した上で、故障側エリアの周波数を回復させるような新EPPS機能を実装してはどうか。
 - 論点②：周波数上昇時の緊急融通制御（OFC）の実装について
 - 周波数上昇側エリアから健全側エリアに対して、空容量の範囲で融通電力を流して、周波数上昇を抑制させてはどうか。
- 新FCの周波数制御機能の使用開始時期についても検討した。
 - 論点③：周波数制御機能の使用開始時期について
 - 次期中給システムの運用開始時期に合わせることとしてはどうか。

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久 間、東清水、飛 騨信濃周波数 変換設備)	中部向 (順)	熱容量	設備容量	×	無	-	300	設備容量	○
		同期安定性	-	×	無	-	-	FC停止時は対象外	
		電圧安定性	-	×	無	-	-	FC潮流に応じて調相投入量を制御して いるため制約量を設けていない	
		周波数上昇	-	×	無	-	-	周波数変動の対策として当該設備を 使用するため制約は設けない	
		周波数低下	-	×	無	-	-	周波数変動の対策として当該設備を 使用するため制約は設けない	
東京中部間 連系設備 (新信濃、佐久 間、東清水、飛 騨信濃周波数 変換設備)	東京向 (逆)	熱容量	設備容量	×	無	-	300	設備容量	○
		同期安定性	-	×	無	-	-	系統条件(発電機・送電線回線数など) による制限あり	
		電圧安定性	-	×	無	-	-	FC潮流に応じて調相投入量を制御して いるため制約量を設けていない	
		周波数上昇	-	×	無	-	-	周波数変動の対策として当該設備を 使用するため制約は設けない	
		周波数低下	-	×	無	-	-	周波数変動の対策として当該設備を 使用するため制約は設けない	

- 現状において、南福光連系所は中部と北陸との直流連系設備の他に、それぞれの500kV母線が母線遮断器を介して交流でも接続できる形態となっており、中部関西間連系線等の作業や系統故障によって中部エリアおよび北陸エリアの供給信頼度が低下する場合に限り、同遮断器を導入して交流連系している。
- 既設BTBが経年により2025年度末までにメーカーの保守期限を迎えるため、これを廃止して常時交流連系し、広域的な交流ループを形成することで、N-2故障時における供給信頼度向上や運用容量の増加が見込める。
- 他方、交流ループの形成にあたり、電磁誘導対策や遮断機の遮断容量増加（短地絡容量対策）、システムの改修等が必要となるため、運用開始は2026年度となっている。



6

- 現状、中地域エリアでは、北陸フェンスおよび個別連系線にて、運用容量等を管理しているが、交流ループ後は、三つのフェンス（中部・北陸・関西）で運用容量等を管理。
 - 中部フェンス：中部北陸間連系設備潮流と中部関西間連系線潮流の合計潮流
 - 北陸フェンス：中部北陸間連系設備潮流と北陸関西間連系線潮流の合計潮流
 - 関西フェンス：中部関西間連系線潮流と北陸関西間連系線潮流の合計潮流
- 2回線故障（ルート断）によって系統分離しないため、中部関西間連系線で運用容量の決定要因となっていた周波数制約が解消することで、現在の運用容量250万kW（周波数制約）から300万kW程度（熱容量もしくは同期安定性）※に拡大する見込み。

※重負荷期における中部受電フェンスを例に記載

2. 中地域交流ループ後の管理方法 7

- 現状、中地域エリアでは、北陸フェンスおよび個別連系線にて、運用容量等を管理。
- 交流ループ後は、三つのフェンス（中部・北陸・関西）で運用容量等を管理。
- 2回線故障（ルート断）等の放射状系統時も、各フェンスの運用容量等で管理可能。
- フェンス潮流の方向は、現状の北陸フェンスおよび放射状系統におけるエリア順番の考え方※を踏襲

系統図

ループ運用後の概念図

※中部フェンス 順方向：送電方向（北陸・関西向）、逆方向：受電方向（中部向）
 ※北陸フェンス 順方向：受電方向（北陸向）、逆方向：送電方向（中部・関西向）
 ※関西フェンス 順方向：受電方向（関西向）、逆方向：送電方向（中部・北陸向）

2. 中地域交流ループ後の管理方法 8

- 交流ループ後は、三つのフェンス（中部・北陸・関西）で運用容量等を管理。

	現状	中地域交流ループ後	(参考) 放射状系統
概要図			
運用容量	北陸フェンスおよび個別連系線で運用容量管理	各フェンスで運用容量管理（個別連系線では管理不要）	個別連系線の運用容量をフェンスに設定して管理
マージン	北陸フェンスでのみ管理（北陸エリア最大電源ユニット相当）	北陸フェンスでのみ管理（検討中）（北陸エリア最大電源ユニット相当）	北陸フェンスでのみ管理（北陸エリア最大電源ユニット相当）
ΔkWマージン	北陸フェンスおよび各連系線で管理	各フェンスで管理（個別連系線では管理不要）	個別連系線のΔkWマージンをフェンスに設定して管理
計画潮流	北陸フェンスおよび各連系線で管理 北陸フェンス： 南福光と三重の算出値を加算（※） ※順方向：南福光（順）+越前（逆） 逆方向：南福光（逆）+越前（順）	フェンスの計画潮流を管理	同左

※中部フェンス 順方向：送電方向（北陸・関西向）、逆方向：受電方向（中部向）
 ※北陸フェンス 順方向：受電方向（北陸向）、逆方向：送電方向（中部・関西向）
 ※関西フェンス 順方向：受電方向（関西向）、逆方向：送電方向（中部・北陸向）

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリッジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因	
中部フェンス (中部北陸間 連系設備 + 中部関西間 連系線)	中部送 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	329	8月平日昼間	○	
		同期安定性	Y法	×	36	2cct3p6LGO	329～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認		
		電圧安定性	L法	×	36	2回線停止に 至る故障	329～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認		
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。		
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。		
	中部受 電方向	熱容量	L法	×	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	326	8月平日昼間	○
		同期安定性	Y法	×	×	36	2cct3p6LGO	326～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認	
		電圧安定性	L法	×	×	36	2回線停止に 至る故障	326～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。		
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。		

※8月平日昼間の概算値を記載。時期によって、熱容量制約から同期安定性や電圧安定性制約になる場合もある

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
北陸フェンス (中部北陸間 連系設備 + 北陸関西間 連系線)	北陸受 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	308※	8月平日昼間 ※想定し得る最大潮流値で決定要因 となる制約がないため、最大潮流値を 概算値で記載	○
		同期安定性	Y法	×	36	2cct3φ6LGO	308～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認	
		電圧安定性	L法	×	36	2回線停止に 至る故障	308～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
	北陸送 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	556	8月平日昼間	
		同期安定性	Y法	×	36	2cct3φ6LGO	460	8月平日昼間	○
		電圧安定性	L法	×	36	2回線停止に 至る故障	460～	8月平日昼間 同期安定性限度値で制約とならないこ とを確認	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	

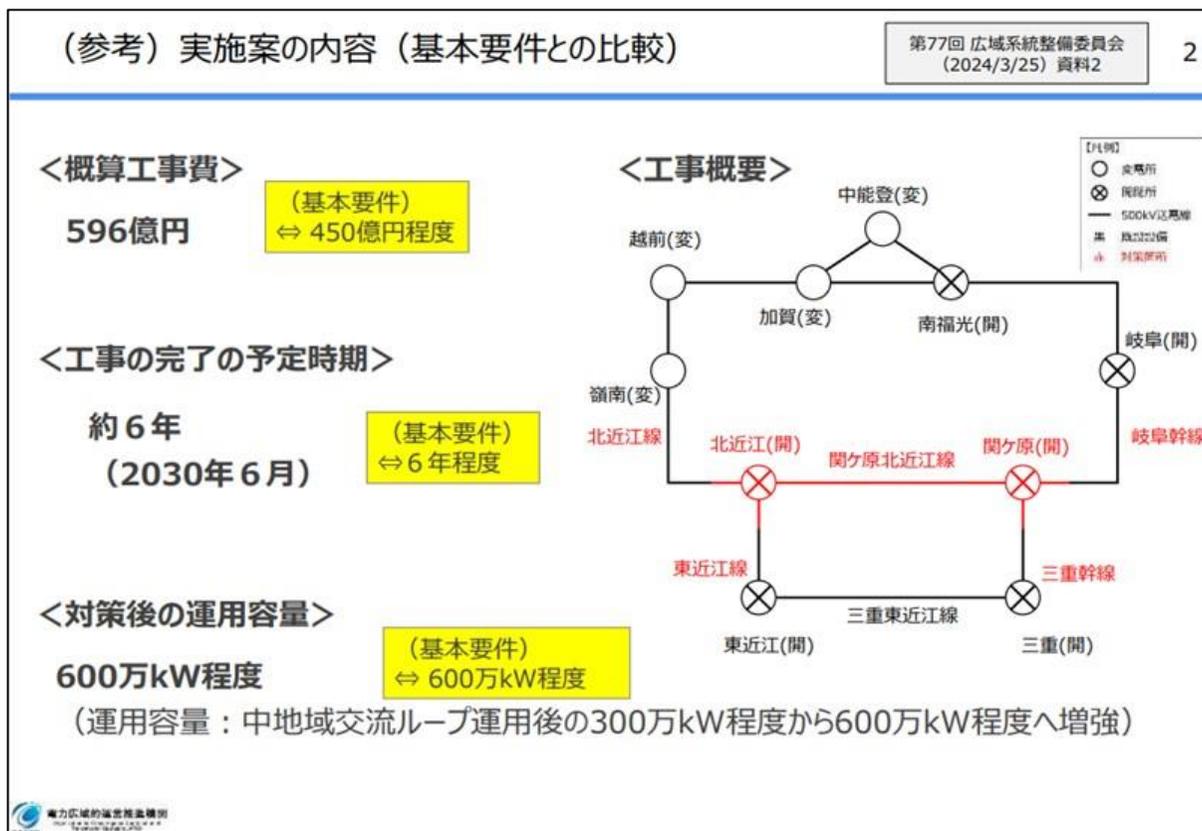
※8月平日昼間の概算値を記載。時期によって、熱容量制約から同期安定性や電圧安定性制約になる場合もある

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
関西フェンス (中部関西間 連系線 + 北陸関西間 連系線)	関西受 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	329	8月平日昼間	○
		同期安定性	Y法	×	36	2cct3φ6LGO	329～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認	
		電圧安定性	L法	×	36	2回線停止に 至る故障	329～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
	関西送 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	326	8月平日昼間	○
		同期安定性	Y法	×	36	2cct3φ6LGO	326～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認	
		電圧安定性	L法	×	36	2回線停止に 至る故障	326～	8月平日昼間 熱容量限度値で制約とならないことを 確認	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	

※8月平日昼間の概算値を記載。時期によって、熱容量制約から同期安定性や電圧安定性制約になる場合もある

- 前ページの中地域交流ループ運用により、中地域の運用容量は一定程度拡大するものの、中部関西間連系線（三重東近江線）や中部北陸間連系線（越美幹線）の同期安定性等の制約から、その運用容量拡大効果が限定的なものとなる。
- このため、三重東近江線に加えて、新たな地域間連系線を整備することにより、同期安定性等の制約が緩和され、中部関西間の運用容量が中地域交流ループ運用後の300万kW程度から600万kW程度へ増強される予定※。

※夏季ピークでの試算値



設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
中部フェンス (中部北陸間 連系設備 + 中部関西間 連系線)	中部送 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	655	8月ピーク需要断面の試算値 ※詳細は別途検討	○
		同期安定性	Y法	×	有	2cct3p6LGO	-	※詳細は別途検討	
		電圧安定性	L法	×	有	2回線停止に 至る故障	-	※詳細は別途検討	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
	中部受 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	676	8月ピーク需要断面の試算値 ※詳細は別途検討	○
		同期安定性	Y法	×	有	2cct3p6LGO	-	※詳細は別途検討	
		電圧安定性	L法	×	有	2回線停止に 至る故障	-	※詳細は別途検討	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリッジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因	
北陸フェンス (中部北陸間 連系設備 + 北陸関西間 連系線)	北陸受 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	-	※詳細は別途検討		
		同期安定性	Y法	×	有	2cct3φ6LGO	-	※詳細は別途検討		
		電圧安定性	L法	×	有	2回線停止に 至る故障	354	8月ピーク需要断面の試算値 ※詳細は別途検討	○	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
	北陸送 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	-	※詳細は別途検討		
		同期安定性	Y法	×	有	2cct3φ6LGO	479	8月ピーク需要断面の試算値 ※詳細は別途検討	○	
		電圧安定性	L法	×	有	2回線停止に 至る故障	-	※詳細は別途検討		
		周波数上昇	-	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	

設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
関西フェンス (中部関西間 連系線 + 北陸関西間 連系線)	関西受 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	655	8月ピーク需要断面の試算値 ※詳細は別途検討	○
		同期安定性	Y法	×	有	2cct3φ6LGO	-	※詳細は別途検討	
		電圧安定性	L法	×	有	2回線停止に 至る故障	-	※詳細は別途検討	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
	関西送 電方向	熱容量	L法	×	無	1回線停止に 至る故障 2回線停止に 至る故障	676	8月ピーク需要断面の試算値 ※詳細は別途検討	○
		同期安定性	Y法	×	36	2cct3φ6LGO	-	※詳細は別途検討	
		電圧安定性	L法	×	36	2回線停止に 至る故障	-	※詳細は別途検討	
		周波数上昇	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	
		周波数低下	-	-	-	-	-	1ルート断で系統が分離しないため、 周波数維持限度の検討は行わない。	

- 中国九州間の設備増強は、直流連系を行うことで検討が進められている。
- 直流連系の場合、交流1ルートのみであることから、1ルート断事故時の周波数制約は継続する（中国九州間連系線運用容量自体は直流分100万kW増加）。
- 将来的に200万kWへ増強するための拡張性も考慮されている。

中国九州間連系設備の工事概要 3

■ 中国九州間連系設備の工事概要は、第75回本委員会までのご議論を踏まえ、以下のとおり整理した。

概算工事費 3,700～4,100億円程度 【工事概要】

概略所要工期 6～9年程度

	概要
交直変換所	・本州：交直変換設備100万kW（単極） ・九州：交直変換設備100万kW（単極）
交流開閉所	・本州：500kV 6回線引出 ・九州：500kV 6回線引出
直流送電線	・本州交直変換所～九州交直変換所 海底：40～55km 2条 地中：2条（渚部） 架空：本州交直変換所～揚陸点1回線、九州交直変換所～揚陸点1回線
交流送電線	・九州：既設送電線～交流開閉所500kV 4回線、交流開閉所～交直変換所500kV 2回線 ・本州：既設送電線～交流開閉所500kV 4回線、交流開閉所～交直変換所500kV 2回線
その他	・系統安定化装置改修 他

<九州側500kV系統> <本州側500kV系統>

凡例：- 整備対象

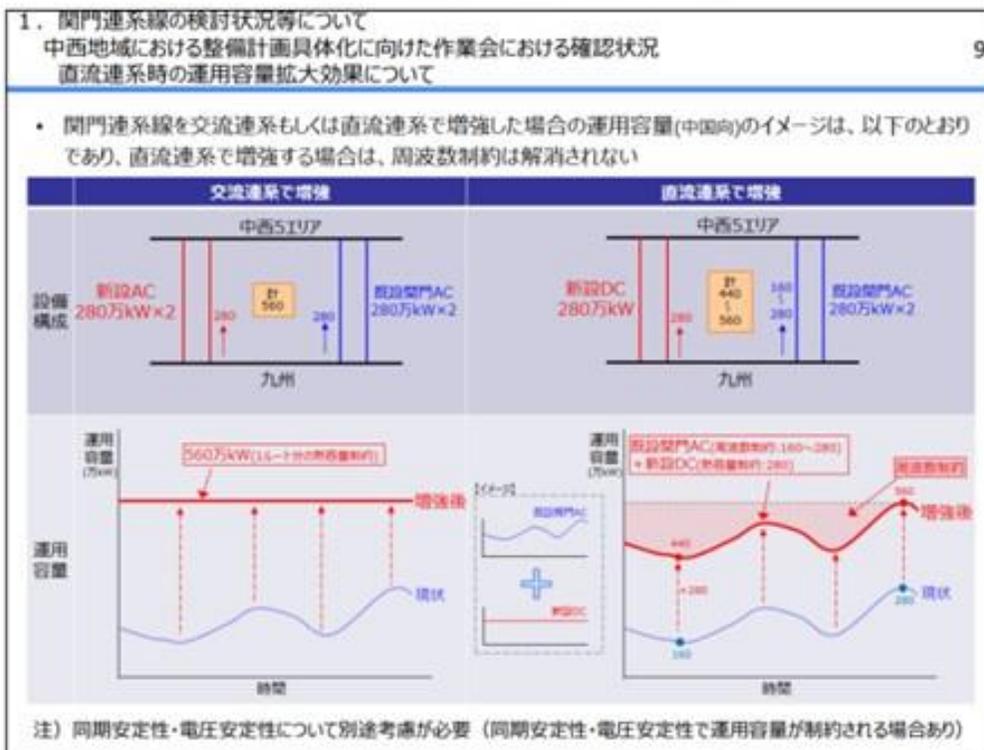
※1 交直変換所や直流送電線等の設計に将来、200万kWへ増強するための拡張性を考慮。

※2 交流系統は2回線送電線を1本線にて表記

(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。

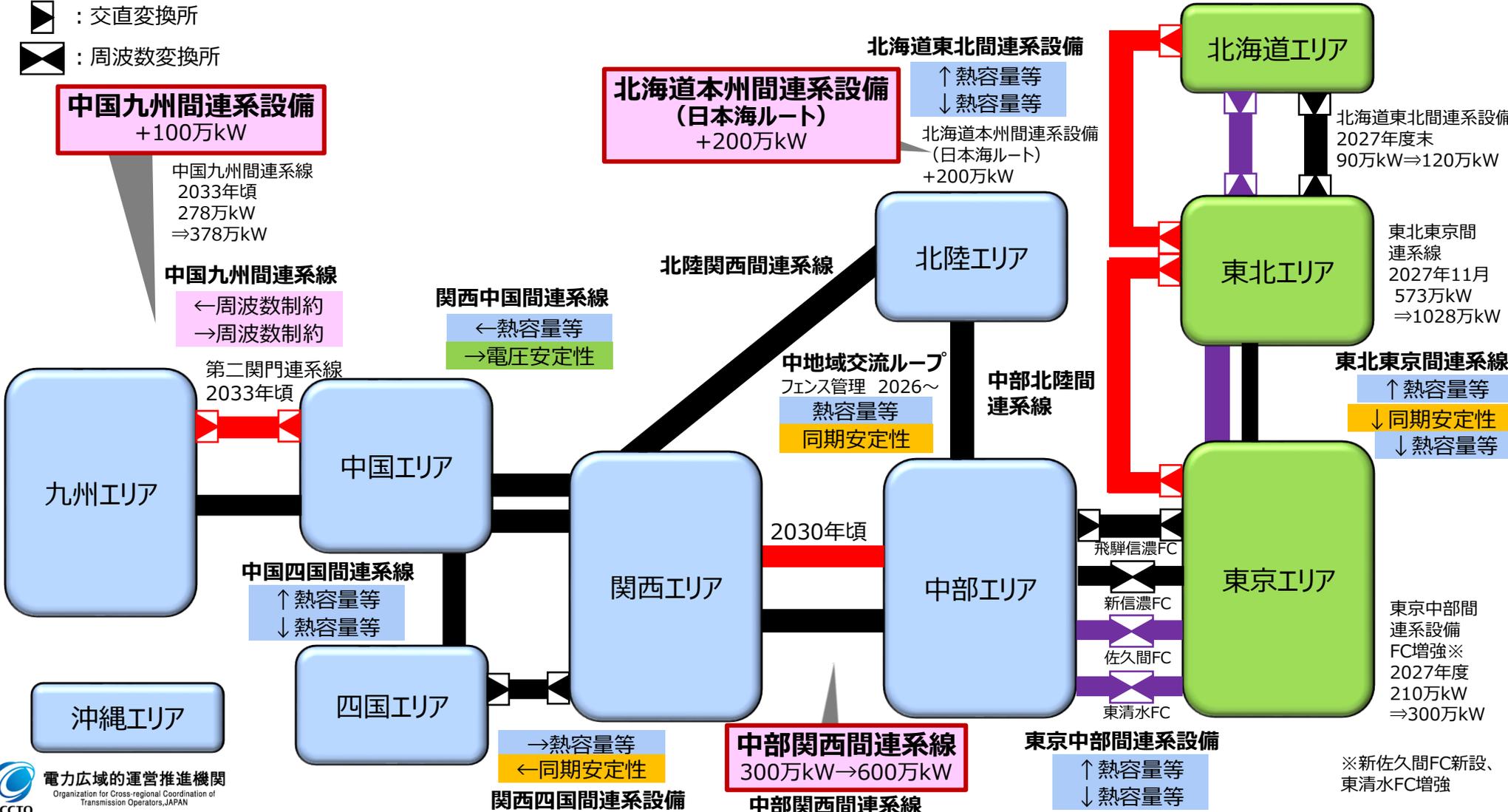


設備名称	方向	制約要因	算定方法	系統制御	フリンジ [万kW]	想定故障	概算値 [万kW]	備考	決定 要因
中国九州間 連系線 (関門連系線)	九州向 (順)	熱容量	算術式	※	無	1回線停止に 至る故障	378~426	公表されている熱容量限度値(夏季 ~冬季)に増強予定の100万kWを 加算した概算値 ※詳細は別途検討	
		同期安定性	Y法	※	有	1cct3φ3LGO ・母線3φ3LG	-	※詳細は別途検討	
		電圧安定性	Y法	※	有	同上	-	※詳細は別途検討	
		周波数上昇	系統特性 定数	※	無	2回線停止に 至る故障	-	※詳細は別途検討	
		周波数低下	系統特性 定数	※	無	2回線停止に 至る故障	0+100~ 45+100	現在の運用容量に増強予定の100万 kWを加算した概算値 詳細な運用容量については、周波数 低下時のPV不要脱落等の影響により 変わるため、別途検討	○
中国九州間 連系線 (関門連系線)	中国向 (逆)	熱容量	算術式	※	無	1回線停止に 至る故障	378~426	公表されている熱容量限度値(夏季 ~冬季)に増強予定の100万kWを 加算	○
		同期安定性	Y法	※	有	1cct3φ3LGO ・母線3φ3LG	-	※詳細は別途検討	
		電圧安定性	Y法	※	有	同上	-	※詳細は別途検討	
		周波数上昇	系統特性 定数	※	無	2回線停止に 至る故障	-	安定化装置による電制や周波数上昇 時の発電機OFRy遮断により変わるた め、別途検討	
		周波数低下	系統特性 定数	※	無	2回線停止に 至る故障	152+100 ~ 262+100	現在の運用容量に増強予定の100万 kWを加算した概算値 詳細な運用容量については、HVDC再 起動可否、負荷側UFRでの対応可否、 周波数低下時のPV不要脱落の影響 等により変わるため、詳細は別途検討	○

■ 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

◀▶ : 周波数変換所



1. 地域間連系線の制約要因一覧

1-1. 直流連系設備

1-2. 東北東京間連系線

1-3. 中部関西間連系線

1-4. 北陸関西間連系線

1-5. 関西中国間連系線

1-6. 中国四国間連系線

1-7. 中国九州間連系線

1-8. 設備増強等を踏まえた制約要因一覧

(補足) 周波数維持制約における考慮事項

- 2016年の275kV幸田碧南線および275kV上越火力線ルート断故障の際、60Hz系統の周波数が想定以上に低下する事象が発生した。
- 調査の結果、一部のPCSの単独運転検出機能（受動的方式、FRT非対応）が、系統故障時の周波数変化を敏感に検出し、太陽光発電が解列することが判明した。
- 調査の結果、周波数低下時に安定的に単独運転に移行するための条件となっている場合など、お客さま個々の事情より、一部の自家発において周波数低下リレー（UFR）の整定値が59.0Hz以上であった。
- 連系線のルート断故障時に周波数が59.0Hzまで低下し、発電側UFRが59.0Hz整定の太陽光発電や自家発等が解列した場合、更なる周波数低下につながり、60Hzの各エリアが系統分離する等、安定供給に支障を及ぼす虞がある。
- そのため、周波数が59.0Hz以下にならないよう、中西地域周波数低下対策として下記3つを実施している。

対策	内容
周波数常時変動分の0.2Hzを考慮	周波数低下限度幅を0.8Hzとして、維持限度潮流を計算※ （系統特性定数を5.2[%MW/1.0Hz]から4.4[%MW/0.8Hz]） ※中国九州間連系線（両方向）においては、上記見直しによる運用容量低下の社会的影響が大きいことから考慮していない
想定発電機解列量を考慮	UFリレーおよび単独運転検出機能による発電機解列量を想定して運用容量に反映※ ※関門連系線（中国向）においては、上記見直しによる運用容量低下の社会的影響が大きいことから考慮していない
FCのEPPSを考慮	0.1Hz以上の滞在率を考慮して、60万kW※見込んでいる。なお、不要脱落は時間遅れを伴うため、不要脱落相殺以上のEPPS動作量は時間遅れを考慮する。 ※中国九州間連系線（中国向）は10万kW

■ 2016年9月8日に発生した「幸田碧南線ルート断故障」の概要は以下のとおり。

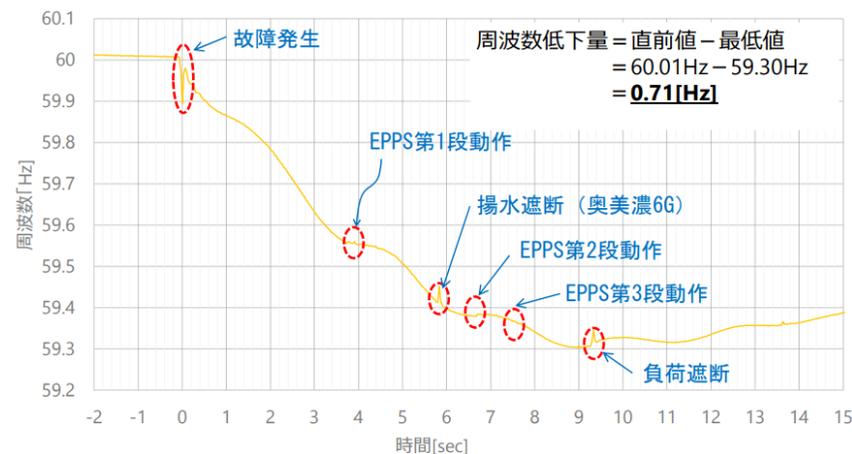
故障の概要

9

- 発生日時
平成28年9月8日(木)12時53分33秒
- 故障設備(故障様相)
275kV幸田碧南1、2号線(各号線とも地短絡、白赤相)
- 原因
雷(愛知県 大雨洪水警報、雷・波浪注意報発令中)
- 供給支障・発電支障
供給支障量143万kW、発電支障量395万kW
- 主な停電地域
愛知県 西三河方面、岐阜県 岐阜方面、中濃方面、西濃方面
- 経過
12:53 275kV幸田碧南1、2号線停止
EPPS動作 60万kW
周波数59.3Hz
周波数維持装置による負荷遮断
12:54 275kV幸田碧南1、2号線 再開路実施
13:13 負荷送電(全量)指令
13:28 停電解消

周波数低下と系統制御実施状況

13



(参考) 発電機解列量の考え方

- 2016年度の前述の事故時に、太陽光発電や自家発の一部が解列※していることが判明したため、発電機解列量を下記の通り運用容量算出に織り込んでいる。
- 発電機解列量については、発電実績の設備容量比（発電機出力合計の2σ値／発電機接続量）を算出し、解列する発電機の設備量にかけることで算出している。

※単独運転検出機能の動作や発電側周波数低下リレー（発電側UFR）による

3. 周波数維持限度値の算出式 (2) 6

◆周波数維持限度値の算出式
 周波数維持限度値 (1) = 系統容量 (2) × 系統特性定数 (3) + EPPS見込み量 (4) - 発電機解列量 (5)

⑤発電機解列量【0万kW→下表の通り】
 以下の(a)、(b)の合計とする。
 (a)自家発等：解列する発電機の設備容量×55%※1相当とする。
 (b)PV（太陽光発電）：解列する発電機の設備容量×発電実績の設備容量比※2とする。

発電機解列量の別 (万kW)

月	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
4月	9	9	9	9	9	10	18	38	59	79	90	96	96	89	79	63	43	21	10	9	9	9	9	9

※1 平成28年度第4回運用容量検討会資料1-1 P.8にて資源エネルギー庁電力調査統計等より算出した「全期間通じて同出力で運転した場合54.82%」を切り上げて55%と想定した。
 ※2 過去実績（前年度1年分）より月単位で発電機出力合計の2σ値を算出し、発電機接続量で割った値、系統WGの再エネ接続可能量算出時の2σ値の考え方を採用。（詳細は次頁参照）

PVの発電機出力の設備容量比の例

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

(参考) PVの解列量の考え方 7

系統WGの再エネ接続量算出時の2σ値の考え方を採用して、解列量を想定する。

PVの解列量=解列する発電機の設備容量×**発電実績の設備容量比**※1
 ※1 過去実績（前年度1年分）より月単位で**発電機出力合計の2σ値**を算出し、**発電機接続量**で割った値、系統WGの再エネ接続可能量算出時の2σ値の考え方を採用。

注意：値は資料上仮の数値

○発電機出力合計の2σ値
 5月13時のPV実績値

	中部	北陸	関西	中国	四国	合計 (万kW)
1日	367	23	256	212	140	998
2日	371	39	256	191	129	986
3日	225	21	84	43	33	406
...						
31日	377	41	264	210	133	1,025

○発電機接続量
 5月末のPV接続量

	中部	北陸	関西	中国	四国	合計 (万kW)
設備容量	549	59	389	277	174	1,448

○発電実績の設備容量比
 発電機出力合計の2σ値 / 発電機接続量 = 1,082 / 1,448 × 100 = 74.7[%]

以下、PV出力がある時間（6時～19時頃）毎に算出し1日のカーブを作成
 これを月（4月～3月）毎に算出

中西5社の太陽光出力2σ値

	合計 (MW)
12日	1,088
18日	1,082
4日	1,062
...	
6日	120

最大値
 2σ相当
 (上位から2番目の値)

値が大きい順に並び替え

発電機出力の設備容量比の1日のカーブ

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

■ 既設の発電設備において、発電側UFR整定変更に向けお客さまと協議を行っており、60Hz特別高圧の58%は整定変更済。他方で、設備的な理由等により変更不可の事業者もあり、全ての事業者で変更完了とはなっていない。

2019年5月7日

発電事業者の皆さま

電力広域的運営推進機関

既連系発電設備における周波数低下リレー（UFR）の整定値変更のお願い

2018年9月の北海道胆振東部地震において、風力発電設備のはほぼ全てが地震発生直後に周波数低下リレーの動作により停止しました。なお、夜間のため、太陽光発電設備は地震による停止はありませんでした。

こうした事象を踏まえ、「電力レジリエンスワーキンググループ」において、主力電源化に向けて大量導入が見込まれる変動再エネ（太陽光、風力）について、周波数変動への耐性を高めるため、周波数変動に伴う解列の整定値等の見直しが提言されました。これを受け、「電力レジリエンス等に関する小委員会」において、大規模電源脱落等による周波数低下時に、発電設備の一斉解列が発生し、電力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、太陽光・風力だけでなく電力系統に連系する全ての発電設備について周波数低下リレーの標準整定値（検出レベル及び検出時限）を下表のとおり定めました。

また、調査の結果、既連系発電設備の一部が下表の標準整定値より高い整定値となっていることがわかりました。このため、発電事業者におかれましては、保有される発電設備の定期点検等の機会や一般送配電事業者からの整定値変更の依頼時に、周波数低下リレーの整定値についてご確認いただき、一般送配電事業者と協議のうえ、下表に基づき可能な限り整定値を変更していただくよう、ご協力をお願いいたします。

以上

周波数低下リレーの標準整定値

	北海道電力	東北電力	東京電力パワーグリッド	中部電力	北陸電力
検出レベル	特別高圧 47.0Hz以下	47.5Hz	同左	57.0Hz	同左
高圧	FRT動作適用 47.5Hz FRT動作非適用 48.5Hz	同左	同左	FRT動作適用 57.0Hz FRT動作非適用 58.2Hz	同左
低圧	高圧と同左	同左	同左	高圧と同左	同左
	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	沖縄電力
検出レベル	特別高圧 57.0Hz	同左	同左	同左	同左
高圧	FRT動作適用 57.0Hz FRT動作非適用 58.2Hz	同左	同左	同左	同左
低圧	高圧と同左	同左	同左	同左	同左

<検出時限>
 ・動作時限については、自動再開路時間と協調が取れる範囲の最大値とする。
 ・協調が取れる範囲の最大値
 高圧・低圧：系統連系規程の整定範囲最大の2秒
 特別高圧：高圧に準じて2秒以上

6

発電側UFRの進捗状況【特別高圧(60Hz系統)】

■ 特別高圧60Hz系統の整定変更の進捗状況（2023年12月末時点）

- 58.9Hz以上における対象件数は526件であり、個別協議の実施率は100%である。そのうち、「変更済み・変更待ち」が65%、「変更不可」が22%であった。
- 57.1～58.8Hzにおける対象件数は1633件であり、個別協議の実施率は98%である。そのうち、「変更済み・変更待ち」が62%、「変更不可」が21%であった。
- 全体における「変更不可」は21%であり、その主な理由は、「機器保護」や「単独運転優先」、整定可能範囲外」といった合理的なものが大半（83%）を占めた。

特別高圧（60Hz系統）のUFR整定変更の進捗状況

< 60Hz 特別高圧 (58.9Hz以上) >

< 60Hz 特別高圧 (57.1～58.8Hz) >

< 60Hz 特別高圧 (合計) >

■ 変更済み ■ 変更待ち ■ 変更不可 ■ 協議中 ■ 未対応

変更不可理由

	機器保護	操業支障or 単独運転優先	OVGRの 省略要件※	整定可能 範囲外	費用負担 変更義務なし	その他	合計
合計	158	50	84	93	28	49	462
比率(%)	34%	11%	18%	20%	6%	11%	100%

※ OVGR（地絡過電圧リレー）省略要件とは、周波数低下リレーにより高速に単独運転を検出し、解列することでOVGRを非設置としているもの

- 50Hzと60Hzの間を接続する周波数変換設備（FC）では、片方のエリアの周波数低下を検知し、予め設定した電力を瞬時に送電するEPPS機能が具備されており、周波数維持制約の検討においても考慮されている。
- 従来は3段整定であったが、送電側エリアの安定運用に支障がないことを確認したうえで、2018年4月から1段整定（60万kW）に整定変更されている。
- 一方で、昨今の周波数品質（±0.1Hz滞在率）悪化を踏まえると、必ずしもEPPSが確実に動作するとは言えない状況と考えられるため、動作確実性を上げる整定変更等について深掘り検討することも考えられる。

【詳細検討①】 EPPS動作の条件 18

◆ EPPSの動作条件である、健全側の東京エリアの周波数が49.90Hz以上滞在率は99.7%^{*1}以上あり、1段分（20万kW）の動作は十分期待できる。
※1）正規分布に置きかえた時の3σ以内である確率

〔 1段分（20万kW）融通後の周波数は、需要や1段動作時の東京エリアの周波数により変わるが、その時の東京エリアでの49.90Hz以上である周波数滞在率の分析がされていないため、2・3段分の繰り込みについては今後検討する。 〕

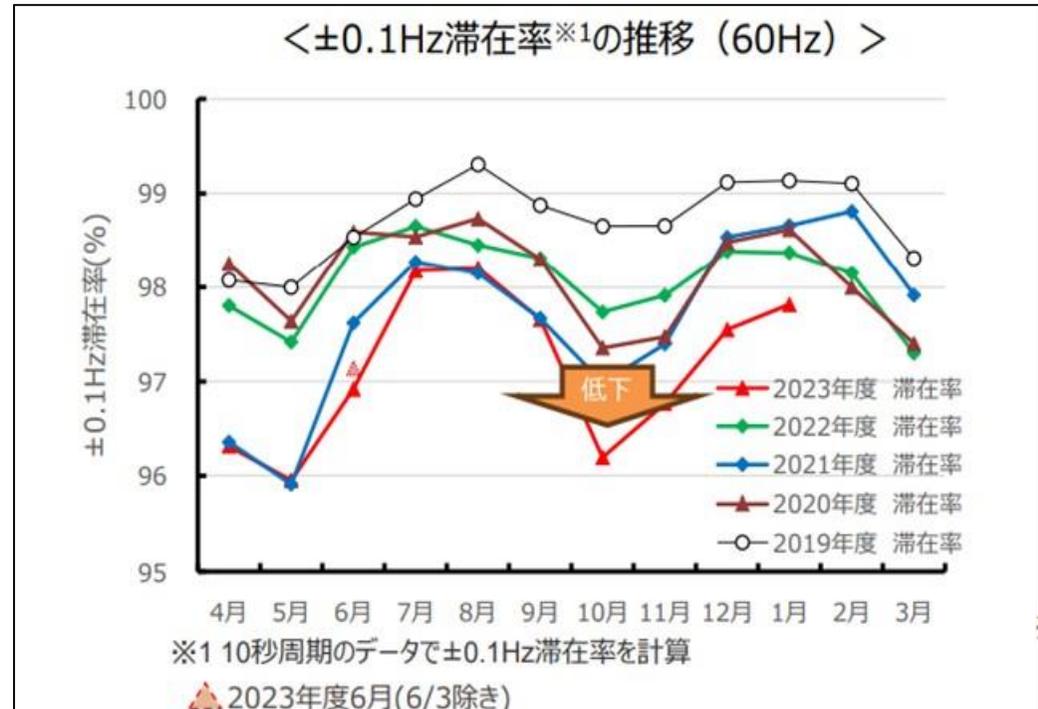
< EPPS（緊急時融通装置）動作条件 >

a. 50Hz→60Hzへ融通
 周波数低下側：59.6Hz以下
 健全側：49.9Hz以上

b. 60Hz→50Hzへ融通
 周波数低下側：49.6Hz以下
 健全側：59.9Hz以上

< 東京エリアの50±0.1Hz以内である時間滞在率 >

年度	滞在率 (%)
平成26年度	99.84
平成25年度	99.83
平成24年度	99.91



動作条件 (周波数低下量)		動作量
故障側 (受電) 側	健全側 (送電) 側	1段整定
△0.4Hz以下	△0.1Hz以上	60万kW

出所) 2015年第3回運用容量検討会 (2016年1月28日) 資料1
https://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2015/2016_0128_unyoyouryou_3.html

出所) 第50回系統ワーキンググループ (2024年3月11日) 資料1より抜粋
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/050_01_00.pdf

- 不要脱落は時間遅れを伴うため、不要脱落相殺以上のEPPS動作量は時間遅れを考慮。
- 中西の最軽負荷時（3,500万kW程度）の実行動作割合（計算値）は、93.8%であることから、周波数低下限度値の算出に適用するEPPSの時間遅れ係数は0.9としている。

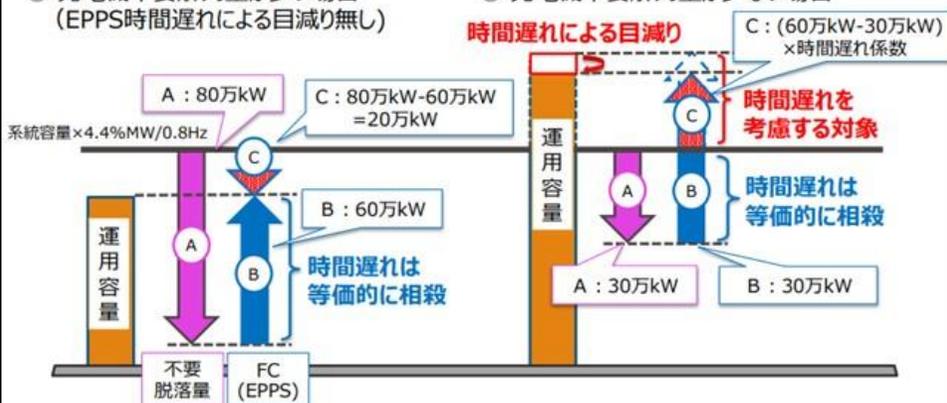
FCのEPPS時間遅れの考慮対象

17

- 不要脱落は概ね時間遅れを伴うため、不要脱落相殺分のEPPS時間遅れは、考慮不要である（等価的に相殺される）。
- 一方、**不要脱落相殺以上のEPPS動作量は、時間遅れを考慮する必要がある。**

○ 発電機不要解列量が多い場合
(EPPS時間遅れによる目減り無し)

○ 発電機不要解列量が少ない場合

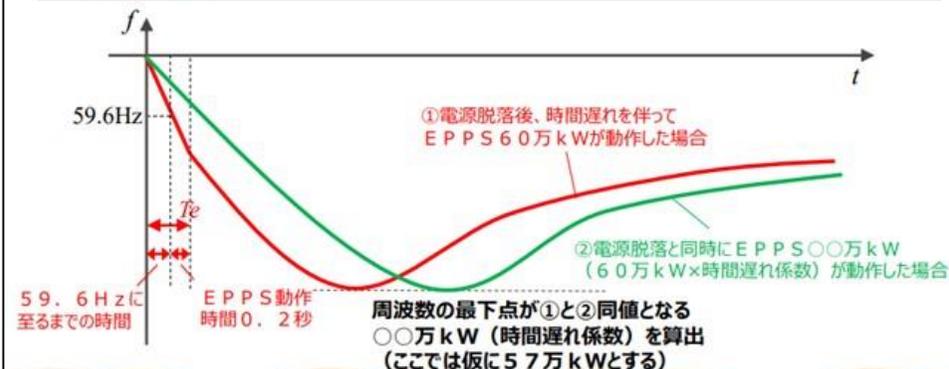


発電機不要解列量が多い場合は、EPPSの時間遅れによる影響がないため、運用容量は減少することはない。

時間遅れを考慮したEPPS織込み量の考え方

18

- 「電源脱落后、時間遅れを伴ってEPPS60万kWが動作した場合の周波数の最下点」と「電源脱落と同時にEPPS〇〇万kWが動作した場合の周波数の最下点」が同値となるEPPS量が仮に57万kWである場合、EPPSの実効動作割合は0.95（57万kW/60万kW）となる。
- 従って、**EPPSの時間遅れについては、EPPS量に実効動作割合（時間遅れ係数とする）を乗じることとする。**

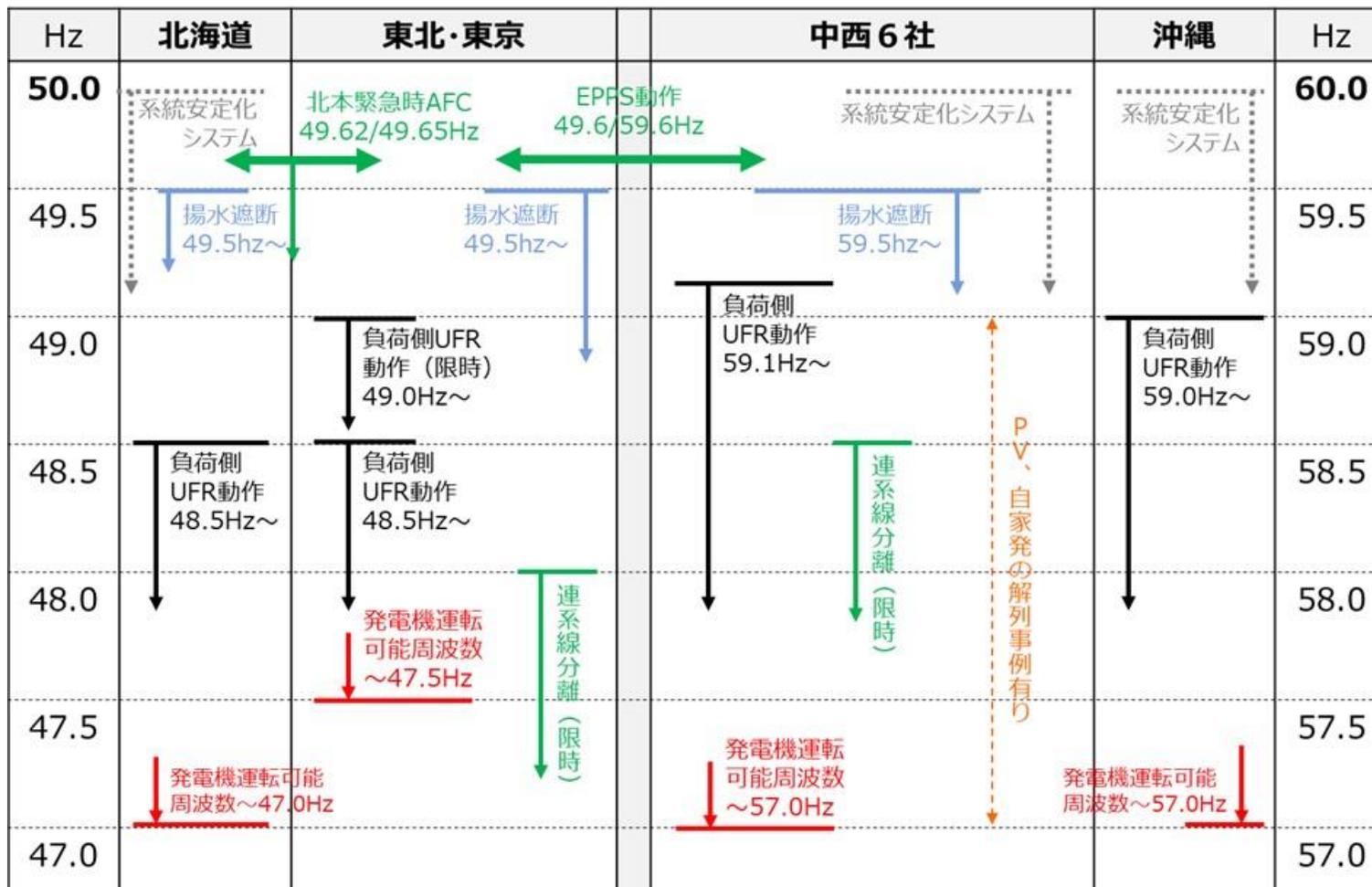


系統容量 [万kW]	3,500	4,000	5,000	6,000	7,000	8,000
実効動作割合 [%]	93.75	94.33	95.00	95.33	95.50	95.67

- 北海道エリアのブラックアウトを機に、大規模な電源脱落に対しても、広域的な対策により強靱な電力システムの構築を目指すべく、次の「現有設備の活用による負荷側UFR等の対策」を実施することとした。
- 中西地域においては、太陽光・自家発電等が59.0以下で大量解列する現状を踏まえ、負荷側UFRによる負荷遮断を59.1Hzで実施することとした。（東エリアは49.0Hz）
- 中西地域における周波数維持で制約が決まる連系線は、連系線ルート断時に周波数が59.0Hz以下にならないように算出しているため、負荷遮断を59.1Hzにしたことにより、連系線ルート断事故時に負荷側UFRが動作する可能性がある。
- 負荷遮断を回避するために、ルート断事故時に周波数が59.1Hz以下にならないように運用容量を減少させることも考えられるものの、負荷遮断に至るのは稀頻度（ルート断事故発生かつ故障発生直前の周波数が60.0Hzより0.1Hz以上低下している状態）であるため、運用容量は見直さないこととしている。

2-①UFR整定値見直し効果が相対的に小さい一部の高圧や低圧の対応方針	20
<p><課題整理⑤：電力レジリエンスの向上対策></p> <ul style="list-style-type: none"> ■ 北海道エリアのブラックアウトを機に、大規模な電源脱落に対しても、広域的な対策により強靱な電力システムの構築を目指すべく、次の「現有設備の活用による負荷側UFR等の対策」を実施することとした。 <p>（北海道エリア） 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の中間報告にて提言された負荷側UFRを追加した。また、大きな周波数低下が発生した場合に動作時間の遅い整定となっている負荷側UFRも動作するよう、周波数変化率要素を活用するよう整定見直しを行っている。</p> <p>（東北・東京エリア） 東京エリアにおいて、周波数の下限値に至るまでに、極力全ての負荷側UFRを動作させるように、負荷側UFRの整定変更を実施している。また、東北エリアにおいて、負荷側UFRの追加設置について検討する。</p> <p>（中西エリア） 太陽光・自家発電等が59.0Hz以下で大量解列する現状を踏まえ、各エリアが分担し、負荷側UFRによる負荷遮断を59.1Hzで実施[※]する。 <small>※ 59.1Hzで負荷遮断を実施することに伴う、連系線の運用容量への影響及び対応（系統保安ポンプ運用の解消など）については、別途運用容量検討会にて検討を行う。</small></p> <p>（沖縄エリア） 電力レジリエンスWGの総点検結果を踏まえ、地震などの過酷断面における発電所サイト脱落時においても、安定化装置がこれを検出しブラックアウトを回避できるよう、安定化装置の機能向上を図った。</p>	

- 交流同期別エリア別の周波数制御体系は下記の通り。
- 59.0Hzを下回ると連鎖的な発電機停止の虞があり、連系線分離に至る周波数まで低下する虞があることから、59.0Hz以下にならないように対策している。



以上