

変更前	変更後	変更理由
2. 東北東京間連系線 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators_JAPAN OCCTO 1. 送電限度値の算出 ➤ 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする ➤ 熱容量限度値 ➤ 同期安定性限度値 ➤ 電圧安定性限度値 ➤ 周波数維持限度値 ➤ ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。 ➤ 発電機の並解列・流通設備停止などの条件の変化により運用容量が変化するため、最新のデータを用いて算出する。 ➤ 設備増強予定がある場合は、増強を織込んで検討する。 【運用容量検討方法】 運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。 ➤ 順方向（東北→東京向き） ➢ 熱容量限度 ➢ 同期安定性限度 （電圧安定性限度は他の限度値の制約とならないことを確認する） ➤ 逆方向（東京→東北向き） ➢ 熱容量限度 （同期安定性限度、電圧安定性限度は熱容量限度値の制約とならないことを確認する） 変更なし <td></td>		

変更前	変更後	変更理由
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（1） ＜考え方＞ ➢ いわき幹線 N－1 故障時における残りの設備が連続容量値以内となること ➢ 川内線N－2 故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること ➢ 相馬双葉幹線N－2 故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること ➢ これらの制約に至った時の東北東京間連系線潮流が熱容量限度値となる 東北東京間連系線潮流 = 相馬双葉幹線潮流 + いわき幹線潮流 (⇒熱容量限度値) (連続容量値) ➢ 相馬双葉幹線N－2 故障時は電源制限を織り込む 東北東京間連系線潮流 = 275kVいわき幹線熱容量 + 電源制限対象分 また、電制後の周波数低下に伴う発電機出力増（GOV制御） ・ 負荷減少（周波数特性）の影響を考慮する。	変更なし	
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2） ＜検討条件＞熱容量（両方向） ① 解析ツール ➢ 潮流計算：電中研L法 (NTR潮流計算プログラム VQCシミュレーションプログラム) ② 検討断面 ➢ 長期：夏期ピーク断面 ➢ 年間：月別、昼・夜間帯別 ③ 系統模擬 ➢ 東北、東京系統の500kV・275kV・154kV電力系統～66kV母線を模擬 ④ 想定電源 ➢ 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定 ➢ 新電力電源：発電計画を使用 ➢ 太陽光・風力：想定需要にて考慮 ⑤ 想定需要 ➢ 供給計画及び実績に基づき想定 ➢ 月別昼間帯：最大3日平均電力 ➢ 月別夜間帯：実績から想定		

変更前	変更後	変更理由
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3） ⑥ 東北東京間連系線潮流 ➢連系線潮流順方向（南流）増加→東北発電増加、東京発電減少 ➢連系線潮流順方向（南流）減少→東北発電減少、東京発電増加 ➢発電機の調整手順 ➢長期：供給計画の供給力をベースに調整（不確定要素が多いため、供給計画を基本に想定しうる範囲で過酷になるよう調整） ➢年間：実態に準じ、基本的に単価の安いものから東北発電増加、単価の高いものから東京発電減少（例：順方向増加の場合） ⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢いわき幹線・川内線 電源制限、負荷制限：なし ➢相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし 相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。 ⑧ 想定故障 ➢いわき幹線1回線停止 ➢川内線2回線停止 ➢相馬双葉幹線2回線停止 電力広域的運営推進機関 OCCTO Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	変更なし	
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（4） ⑨ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討） 火力・原子力電源の並解列にあわせ ひと月内の断面を細分化 ↓ 「いわき幹線熱容量限度値変化テーブル」により熱容量限度値の 変化をみながら熱容量限度値最小断面を探索 ↓ 熱容量限度値最小断面を詳細検討（潮流計算）し 熱容量限度値を算出 ↓ 同一月の他断面は詳細検討結果に基づき 変化テーブルにより補正 電力広域的運営推進機関 OCCTO Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN		

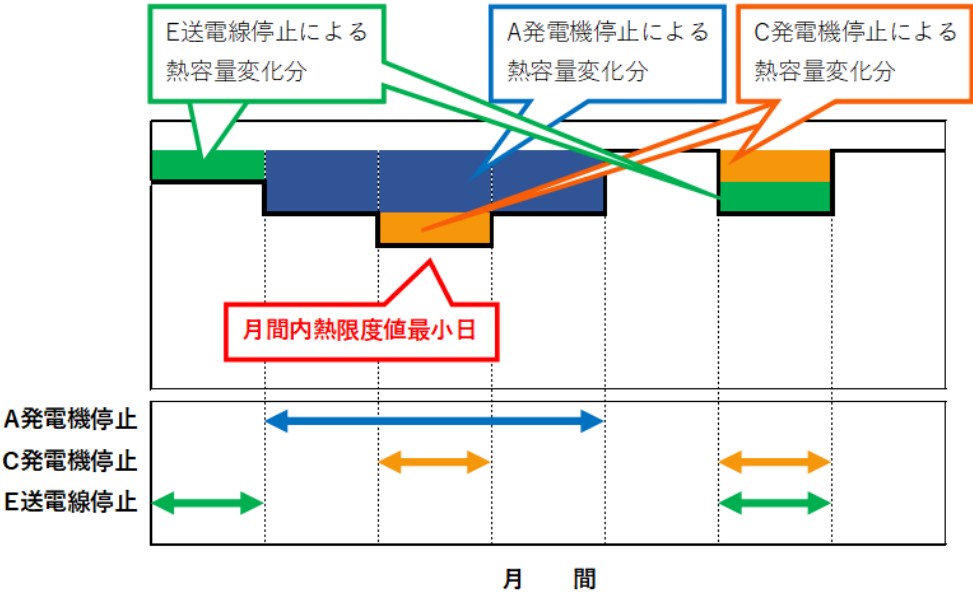
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（5）

⑩ 具体的検討フロー[いわき幹線熱容量限度値変化テーブルのイメージ]（年間検討）

変化テーブル	いわき幹線 1 回線事故時の 熱容量限度値	川内線ルート事故時の 熱容量限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-40万kW	-20万kW
B 発電機停止	+10万kW	+5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-30万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-20万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（6）

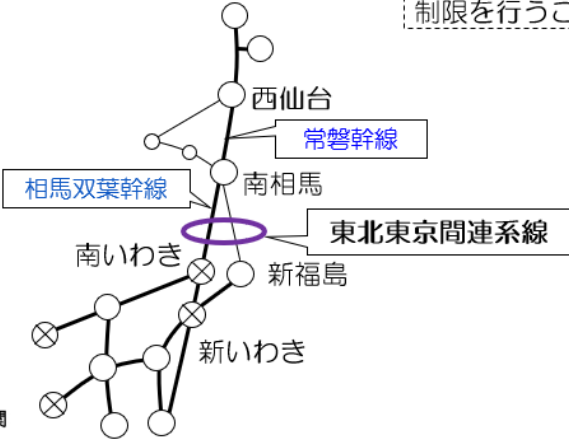
⑪ 具体的検討フロー[熱容量限度値最小断面の探索イメージ]（年間検討）



変更なし

変更前	変更後	変更理由															
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（7） <判定基準> ➤ 以下のうち最小値となること ・ いわき幹線 1 回線故障時に残りの設備が連続容量値以内となった時の東北東京間連系線潮流 ・ 相馬双葉幹線 2 回線故障時にいわき幹線の潮流が連続容量以内となった時の東北東京間連系線潮流（電制あり） ・ 川内線 2 回線故障時にいわき幹線の潮流が連続容量以内となった時の東北東京間連系線潮流 <table><tr><th></th><th>容 量</th><th>備 考</th></tr><tr><td>相馬双葉幹線</td><td>631万kW／1 回線(冬季:668万kW／1 回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 7,676 \times 0.95$)</td><td>SBTACSR/UGS 780mm²×4 導体×2 回線 7,676A(4 導体分) (冬季:8,124A)</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>658万kW(／1 回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 8,000 \times 0.95$)</td><td>断路器・遮断器・計器用変流器:8,000A</td></tr><tr><td>いわき幹線</td><td>118万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,618 \times 0.95$)</td><td>CAZV 1,600mm²×2 導体×2 回線 2,618A(2 導体分) ACSR 610mm²×2 導体×2 回線 2,868A(2 導体分) 連続過負荷容量</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>180万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)</td><td>断路器・遮断器:4,000A</td></tr></table>  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN		容 量	備 考	相馬双葉幹線	631万kW／1 回線(冬季:668万kW／1 回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 7,676 \times 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² ×4 導体×2 回線 7,676A(4 導体分) (冬季:8,124A)	直列機器	658万kW(／1 回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 8,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:8,000A	いわき幹線	118万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,618 \times 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2 導体×2 回線 2,618A(2 導体分) ACSR 610mm ² ×2 導体×2 回線 2,868A(2 導体分) 連続過負荷容量	直列機器	180万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A	2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（8） 下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向） <考え方> ➤ 相馬双葉幹線 2 回線故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること。 ➤ 下げ代不足が想定される期間においては、電源制限対象電源（主に火力機）が低出力に抑制もしくは停止となる。このため、需給想定バランスから、電源制限対象出力（電源制限対象分）を算出し、熱容量限度値を算出する。 東北東京間連系線潮流 = 275kVいわき幹線熱容量 + 電源制限対象分 また、電制後の周波数低下に伴う発電機出力増（GOV制御） ・ 負荷減少（周波数特性）の影響を考慮する。 ➤ 相馬双葉幹線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組み合わせるシステム構築後は再エネ出力制御分を追加する。 東北東京間連系線潮流 = 275kVいわき幹線熱容量 + 電源制限対象分 + 再エネ出力制御分  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（7）」変更なし 「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（8）」追加 ・ 東北エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映
	容 量	備 考															
相馬双葉幹線	631万kW／1 回線(冬季:668万kW／1 回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 7,676 \times 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² ×4 導体×2 回線 7,676A(4 導体分) (冬季:8,124A)															
直列機器	658万kW(／1 回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 8,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:8,000A															
いわき幹線	118万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,618 \times 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2 導体×2 回線 2,618A(2 導体分) ACSR 610mm ² ×2 導体×2 回線 2,868A(2 導体分) 連続過負荷容量															
直列機器	180万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A															

変更前	変更後	変更理由									
	2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（9） <u>下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）（つづき）</u> ＜検討条件＞ ① 検討断面 ➢ 下げ代不足が想定される期間 ② 想定電源 ➢ 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定 ➢ 新電力電源：発電計画を使用 ➢ 太陽光・風力：設備想定量に過去の設備利用率を考慮 ③ 想定需要 ➢ 3ヵ年実績の平均を想定 ④ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢ 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし 相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。 ⑤ 想定故障 ➢ 相馬双葉幹線2回線停止  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（9）」追加 ・東北エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映									
	2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（10） <u>下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）（つづき）</u> ＜判定基準＞ ➢ 送電線及び直流機器の定格熱容量のうち最小値となること <table border="1"> <thead> <tr> <th></th><th>容 量</th><th>備 考</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>いわき幹線</td><td>118万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,618 \times 0.95$)</td><td>CAZV 1,600mm²×2導体×2回線 2,618A(2導体分) ACSR 610mm²×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量</td></tr> <tr> <td>直列機器</td><td>180万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)</td><td>断路器・遮断器4,000A</td></tr> </tbody> </table>  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN		容 量	備 考	いわき幹線	118万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,618 \times 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体×2回線 2,618A(2導体分) ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量	直列機器	180万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器4,000A	「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（10）」追加 ・東北エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映
	容 量	備 考									
いわき幹線	118万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,618 \times 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体×2回線 2,618A(2導体分) ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量									
直列機器	180万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器4,000A									

変更前	変更後	変更理由
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1） ＜考え方＞ ➢ 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。 ＜検討条件＞同期安定性（順方向） ① 解析ツール ➢ 潮流計算：電中研L法 （NTR潮流計算プログラム、 VQCシミュレーションプログラム） ➢ 同期安定性解析：電中研Y法 ② 検討断面 ➢ 熱容量限度値の検討と同じ ③ 系統模擬 ➢ 熱容量限度値の検討と同じ ④ 想定電源 ➢ 熱容量限度値の検討と同じ ⑤ 想定需要 ➢ 熱容量限度値の検討と同じ  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2） ⑥ 東北東京間連系線潮流 ➢ 熱容量限度値の検討と同じ ⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢ 電源制限：あり、負荷制限：なし ⑧ 想定故障 最過酷事故を想定 ➢ 故障箇所：常磐幹線2回線（電源制限：あり） 相馬双葉幹線2回線（電源制限：あり） ➢ 故障様相：三相6線地絡 同期安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。 	変更なし	

変更前	変更後	変更理由
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3） ⑨ 検討フロー[全体フロー]（年間・長期検討） <pre>graph TD; A[「安定」の場合] --> B[同期安定性解析の実施
➢ 電中研Y法により想定故障を模擬
➢ 発電機の内部位相角動揺を算出]; B --> C[安定判別]; C --> D[同期安定性限度値]; E[東北東京間連系線の順方向の潮流を増加
➢ 東北の発電機出力を増加、東京の発電機出力を抑制
➢ 潮流計算プログラムで発電機データ及び系統電圧を調整] --> B;</pre> 「安定」の場合 東北東京間連系線の順方向の潮流を増加 ➢ 東北の発電機出力を増加、東京の発電機出力を抑制 ➢ 潮流計算プログラムで発電機データ及び系統電圧を調整 同期安定性解析の実施 ➢ 電中研Y法により想定故障を模擬 ➢ 発電機の内部位相角動揺を算出 安定判別 同期安定性限度値 3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4） ⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討） <pre>graph TD; A[火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化] --> B[「同期安定性変化テーブル」により同期安定性限度値の
変化をみながら同期安定性限度値最小断面を探索]; B --> C[同期安定性限度値最小断面を詳細検討し同期安定性限度値を算出]; C --> D[同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正];</pre> 火力・原子力電源の並解列にあわせ ひと月内の断面を細分化 「同期安定性変化テーブル」により同期安定性限度値の 変化をみながら同期安定性限度値最小断面を探索 同期安定性限度値最小断面を詳細検討し同期安定性限度値を算出 同一月の他断面は詳細検討結果に基づき 変化テーブルにより補正 変更なし		

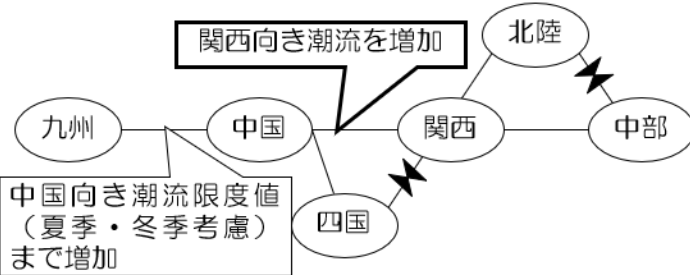
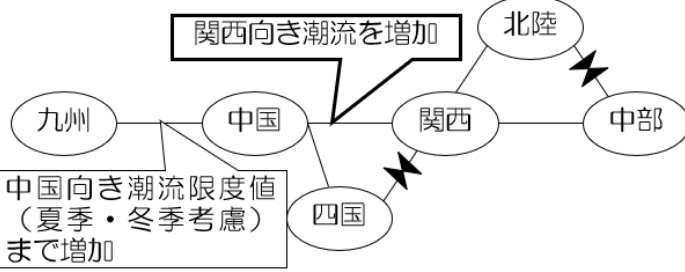
変更前	変更後	変更理由																											
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5） ⑪ 具体的検討フロー[同期安定性変化テーブルのイメージ]（年間検討） <table border="1"> <tr> <th>変化テーブル</th><th>常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値</th><th>相馬双葉幹線ルート事故時の 同期安定性限度値</th></tr> <tr> <td></td><td>変化分</td><td>変化分</td></tr> <tr> <td>A発電機停止</td><td>-10万kW</td><td>-5万kW</td></tr> <tr> <td>B発電機停止</td><td>-10万kW</td><td>-5万kW</td></tr> <tr> <td>C発電機停止</td><td>-75万kW</td><td>-45万kW</td></tr> <tr> <td>D発電機停止</td><td>-90万kW</td><td>-20万kW</td></tr> <tr> <td>E送電線停止</td><td>-45万kW</td><td>-10万kW</td></tr> <tr> <td>F送電線停止</td><td>-35万kW</td><td>-15万kW</td></tr> <tr> <td>⋮</td><td>⋮</td><td>⋮</td></tr> </table> 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（6） ⑫ 具体的検討フロー[同期安定性限度値最小断面の探索イメージ]（年間検討） <判定基準> ➤ 20秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値	相馬双葉幹線ルート事故時の 同期安定性限度値		変化分	変化分	A発電機停止	-10万kW	-5万kW	B発電機停止	-10万kW	-5万kW	C発電機停止	-75万kW	-45万kW	D発電機停止	-90万kW	-20万kW	E送電線停止	-45万kW	-10万kW	F送電線停止	-35万kW	-15万kW	⋮	⋮	⋮	変更なし	
変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値	相馬双葉幹線ルート事故時の 同期安定性限度値																											
	変化分	変化分																											
A発電機停止	-10万kW	-5万kW																											
B発電機停止	-10万kW	-5万kW																											
C発電機停止	-75万kW	-45万kW																											
D発電機停止	-90万kW	-20万kW																											
E送電線停止	-45万kW	-10万kW																											
F送電線停止	-35万kW	-15万kW																											
⋮	⋮	⋮																											

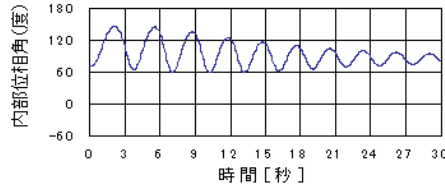
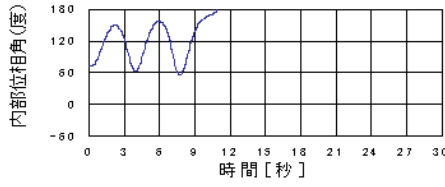
変更前	変更後	変更理由
4. 周波数維持限度値の考え方 東北東京間連系線は、1ルート断で系統が分離されないため、周波数維持限度値の検討は行わない。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	変更なし	

変更前	変更後	変更理由
5. 関西中国間連系線 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 1. 関西中国間連系線のフェンス潮流 ループ系統を構成する西播東岡山線、山崎智頭線、播磨西線、新岡山幹線、日野幹線及び中国東幹線の2回線故障（ルート断）に伴う健全ルートへの回り込み潮流を考慮した関西中国間連系線のフェンス潮流により運用容量を算出する。 ➤ 関西中国間連系線のフェンス潮流 以下のうち最大となる潮流値をいう ➤ 西播東岡山線潮流と山崎智頭線潮流の合計 ➤ 西播東岡山線潮流と中国東幹線潮流の合計 ➤ 新岡山幹線潮流と山崎智頭線潮流の合計 ➤ 新岡山幹線潮流と中国東幹線潮流の合計 The diagram illustrates the power grid configuration for the Kansai-Chugoku interconnection. It shows a loop system with several key lines: 中国東幹線 (Chugoku Tokoku Main Line), 山崎智頭線 (Yamazaki Chitō Line), 播磨西線 (Hiroshima Sai Line), 新岡山幹線 (Shin-Osaka Main Line), 西播東岡山線 (Sai-Hiro Tokoku Main Line), 日野幹線 (Hinokasa Main Line), and 新岡山線 (Shin-Osaka Line). The diagram also indicates the locations of two fault points (ルート断) on the 中国東幹線 and 西播東岡山線. Power flow directions are indicated by arrows, showing a clockwise loop flow. The nodes are labeled with station names: 日野 (Hinokasa), 中国東幹線, 山崎智頭線, 山崎 (Yamazaki), 播磨西線, 西播 (Sai-Hiro), 東岡山 (Tokoku), 新岡山線, 新岡山 (Shin-Osaka), and 日野幹線.	変更なし	

変更前	変更後	変更理由
2. 送電限度値の算出 ➤ 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする ➤ 熱容量限度値 ➤ 同期安定性限度値 ➤ 電圧安定性限度値 ➤ 周波数維持限度値 ➤ ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（1） <考え方> ➤ 関西中国間連系線の1ルート故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。 <検討条件> ① 算術式 ➤ $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、<u>$\cos\theta$</u>：力率） ② 検討断面 ➤ 夏季（周囲温度：40℃） ③ 電源制限・負荷制限の織り込み ➤ なし ④ 想定故障 ➤ 関西中国間連系線2回線停止（1ルート断） <判定基準> ➤ 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	変更なし	

変更前	変更後	変更理由																																							
3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2） — 関西中国間連系線の定格熱容量 — <table><tr><th></th><th>容 量</th><th>備 考</th></tr><tr><td>西播東岡山線</td><td>278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 846 \times 4 \times 0.95$)</td><td>ACSR410mm²×4導体×2回線 846A/1導体</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)</td><td>断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A</td></tr><tr><td>山崎智頭線</td><td>554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,686 \times 4 \times 0.95$)</td><td>TACSR810mm²×4導体×2回線 1,686A/1導体</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)</td><td>遮断器・計器用変流器:4,000A</td></tr><tr><td>播磨西線</td><td>554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,686 \times 4 \times 0.95$)</td><td>TACSR810mm²×4導体×2回線 1,686A/1導体</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)</td><td>遮断器・計器用変流器:4,000A</td></tr><tr><td>新岡山幹線</td><td>370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,125 \times 4 \times 0.95$)</td><td>TACSR410mm²×4導体×2回線 1,125A/1導体</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)</td><td>断路器・遮断器:4,000A</td></tr><tr><td>日野幹線</td><td>370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,125 \times 4 \times 0.95$)</td><td>TACSR410mm²×4導体×2回線 1,125A/1導体</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)</td><td>断路器・遮断器:4,000A</td></tr><tr><td>中国東幹線</td><td>550万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,672 \times 4 \times 0.95$)</td><td>TACSR610mm²×4導体×2回線 1,672/1導体</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)</td><td>断路器・遮断器:4,000A</td></tr></table> 4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1） <考え方> ➤ 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。 <検討条件> ① 解析ツール ➤潮流計算：電中研L法 ➤同期安定性解析：電中研Y法 ② 検討断面 ➤10月夜間 同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、発電機並入台数が少ない10月夜間で検討する。 ③ 系統模擬 ➤原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧(500kV)と次の電圧階級(275、220、187kV)の基幹系統について模擬を行う。 ➤ただし、275 kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。		容 量	備 考	西播東岡山線	278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 846 \times 4 \times 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体	直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A	山崎智頭線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,686 \times 4 \times 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体	直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A	播磨西線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,686 \times 4 \times 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体	直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A	新岡山幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,125 \times 4 \times 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体	直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A	日野幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,125 \times 4 \times 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体	直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A	中国東幹線	550万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,672 \times 4 \times 0.95$)	TACSR610mm ² ×4導体×2回線 1,672/1導体	直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A	変更なし	
	容 量	備 考																																							
西播東岡山線	278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 846 \times 4 \times 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体																																							
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A																																							
山崎智頭線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,686 \times 4 \times 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体																																							
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A																																							
播磨西線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,686 \times 4 \times 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体																																							
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A																																							
新岡山幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,125 \times 4 \times 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体																																							
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A																																							
日野幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,125 \times 4 \times 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体																																							
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A																																							
中国東幹線	550万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,672 \times 4 \times 0.95$)	TACSR610mm ² ×4導体×2回線 1,672/1導体																																							
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A																																							

変更前	変更後	変更理由
4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2） ④ 想定電源 ➢供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。 ➢新電力電源は発電計画を使用する。 ➢太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。 ⑤ 想定需要 ➢10月夜間：実績より想定 ⑥ 関西中国間連系線潮流 ➢中国→関西向き潮流 九州エリアの発電機を増加、関西エリアの発電機を減少させ、中国九州間連系線潮流を中国向き潮流限度値（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を増加させ、関西エリアの発電機を抑制する。  4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3） ➢関西→中国向き潮流 九州エリアの発電機を減少、関西エリアの発電機を増加させ、中国九州間連系線潮流を1回線熱容量上限（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、熱容量が最も小さい西播東岡山線の1回線熱容量（278万kW）にフリンジ分を加えた潮流となるように、関西エリアの発電機を増加させ、中国エリアの発電機を抑制する。 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た。 （現状の中国→関西向き潮流を考慮すると、中国以西の最大発電所相当の電源が脱落し応援する場合においても、関西→中国向き潮流は西播東岡山線の1回線熱容量以下となる） ⑦電源制限・負荷制限の織り込み ➢電源制限：あり、負荷制限：なし 中国地内の送電線（新岡山幹線、日野幹線、中国東幹線）の2回線故障（ルート断）に対しては、同期安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。 ⑧ 想定故障 ➢故障箇所：関西中国間連系線2回線(関西中国間連系線の1ルート断故障) ➢故障様相：三相6線地絡（両端） 	4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2） ④ 想定電源 ➢供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。 ➢新電力電源は発電計画を使用する。 ➢太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。 ⑤ 想定需要 ➢10月夜間：実績より想定 ⑥ 関西中国間連系線潮流 ➢中国→関西向き潮流 九州エリアの発電機を増加、関西エリアの発電機を減少させ、中国九州間連系線潮流を中国向き潮流限度値（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を西側から増加※させ、関西エリアの発電機を抑制する。 ※その他季については、暫定的に、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して、増加させる。なお、夏季・冬季といった他断面への適用については継続検討とする。  「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2）」変更 ・軽負荷期（その他季）の潮流想定方法変更を反映 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3）」変更なし	

変更前	変更後	変更理由
4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4） <判定基準> ➢ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。 【発電機内部位相角の収斂】 安定な例  不安定な例   電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（1） <考え方> ➢ 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。 <検討条件> ① 解析ツール ➢ 電中研L法 ② 検討断面 ➢ 8月昼間, 1月昼間, 10月昼間 - 電圧安定性限度値は一般に需要が大きい程小さくなることから、ピーク需要断面で検討する。 ③ 系統模擬 ➢ 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。 ④ 想定電源 ➢ 中国エリアの太陽光発電の出力は、2σ相当を考慮する。 ➢ その他は「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	変更なし	

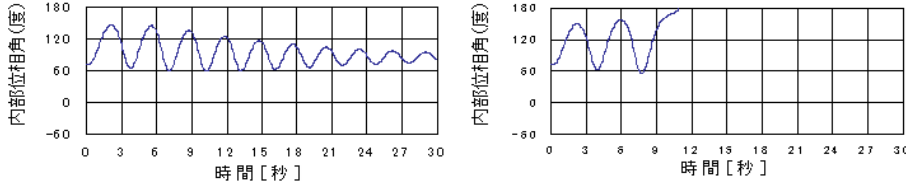
変更前	変更後	変更理由
5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（2） ⑤ 想定需要 ➢ 8月昼間：最大3日平均電力 ➢ 1月昼間，10月昼間：実績より想定 ⑥ 関西中国間連系線潮流 ➢ 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。 ⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢ 2020年4～6月 …電源制限：なし、負荷制限：なし ➢ 2020年7月以降（予定）…電源制限：あり、負荷制限：なし ⑧ 想定故障 ➢ 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。 <判定基準> ➢ 基幹系統の母線電圧を維持できること。 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（3） 関西中国間連系線は，送電線※1停止時，および電源※2停止時に，電圧安定性が低下することから，暫定的に，潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して運用容量を算出する場合，送電線※1停止時および電源※2停止時の運用容量もそれぞれ算出する ※1 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線 ※2 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源 【イメージ図】 電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源が停止 ⇒電圧安定性が低下 電力系統のインピーダンス増加による電圧降下 が影響を与える送電線の停止 ⇒事故前の電圧維持のため，予め電圧調整能力を使用することになり，事故時の電圧安定性が低下 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	「5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（2）」変更なし 「5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（3）」追加 ・軽負荷期（その他季）の潮流想定方法を反映

変更前	変更後	変更理由
6. 周波数維持限度の考え方 関西中国間連系線は、1ルート断で系統が分離されないため、周波数維持面限度値の検討は行わない。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	変更なし	

変更前	変更後	変更理由
6. 中国四国間連系線  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 1. 送電限度値の算出 ➤ 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする ➤ 熱容量限度値 ➤ 同期安定性限度値 ➤ 電圧安定性限度値 ➤ 周波数維持限度値 ➤ 中国四国間連系線では、熱容量限度値が最小値となることから、同期安定性、電圧安定性、周波数維持面は、熱容量限度値の制約とならないことを確認する。	変更なし	

変更前	変更後	変更理由																		
2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 ＜考え方＞ ➢N－1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。 ＜検討条件＞ ① 算術式 ➢$P=\sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、$\cos\theta$：力率） ② 検討断面 ➢夏季（周囲温度：40℃） ③ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢なし ④ 想定故障 ➢中国四国間連系線1回線停止 ＜判定基準＞ ➢送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること <table><tr><th></th><th>容 量</th><th>備 考</th></tr><tr><td>中国四国間連系線（本四連系線）</td><td>120万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*1540*0.90$)</td><td>OF 2,500mm²×2回線 1,540A/ケーブル</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4000*0.95$)</td><td>計器用変流器:4,000A</td></tr></table>  電力広域的運営推進 Organization for Cross-regional Coordination Transmission Operators, JAPAN		容 量	備 考	中国四国間連系線（本四連系線）	120万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*1540*0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル	直列機器	329万kW ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4000*0.95$)	計器用変流器:4,000A	2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（1） ＜考え方＞ ➢N－1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。 ＜検討条件＞ ① 算術式 ➢$P=\sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、$\cos\theta$：力率） ② 検討断面 ➢夏季（周囲温度：40℃） ③ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢なし ④ 想定故障 ➢中国四国間連系線1回線停止 ＜判定基準＞ ➢送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること <table><tr><th></th><th>容 量</th><th>備 考</th></tr><tr><td>中国四国間連系線（本四連系線）</td><td>120万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*1540*0.90$)</td><td>OF 2,500mm²×2回線 1,540A/ケーブル</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4000*0.95$)</td><td>計器用変流器:4,000A</td></tr></table>  電力広域的運営推進 Organization for Cross-regional Coordination Transmission Operators, JAPAN 2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2） 下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向） ＜考え方＞ ➢中国四国間連系線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組合せるシステム構築後、下げ代不足が想定される期間は、N-1故障時における健全回線の短時間許容温度から求まる潮流もしくは直流機器の定格電流に基づく潮流の値とする。 ＜検討条件＞ ① 算術式 ➢$P=\sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、$\cos\theta$：力率） ② 検討断面 ➢夏季（周囲温度：40℃） ③ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢なし ④ 想定故障 ➢中国四国間連系線1回線停止  OCCTO		容 量	備 考	中国四国間連系線（本四連系線）	120万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*1540*0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル	直列機器	329万kW ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4000*0.95$)	計器用変流器:4,000A	「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準」付番追加 「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2）」追加 ・四国エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映
	容 量	備 考																		
中国四国間連系線（本四連系線）	120万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*1540*0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル																		
直列機器	329万kW ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4000*0.95$)	計器用変流器:4,000A																		
	容 量	備 考																		
中国四国間連系線（本四連系線）	120万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*1540*0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル																		
直列機器	329万kW ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4000*0.95$)	計器用変流器:4,000A																		

変更前	変更後	変更理由									
	2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3） 下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向）（つづき） <判定基準> ➤ 送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること <table><tr><th></th><th>容 量</th><th>備 考</th></tr><tr><td>中国四国間連系線 （本四連系線）</td><td>145万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1860 \times 0.90$)</td><td>OF 2,500mm²×2回線 1,860A/ケーブル(短時間値)</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW ($P= \sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4000 \times 0.95$)</td><td>計器用変流器:4,000A</td></tr></table>		容 量	備 考	中国四国間連系線 （本四連系線）	145万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1860 \times 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,860A/ケーブル(短時間値)	直列機器	329万kW ($P= \sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4000 \times 0.95$)	計器用変流器:4,000A	「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）」追加 ・四国エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映
	容 量	備 考									
中国四国間連系線 （本四連系線）	145万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1860 \times 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,860A/ケーブル(短時間値)									
直列機器	329万kW ($P= \sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4000 \times 0.95$)	計器用変流器:4,000A									
	3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1） <考え方> ➤ 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転が維持できる潮流の値とする。 <検討条件> ① 解析ツール ➤潮流計算：電中研L法 ➤同期安定性解析：電中研Y法 ② 検討断面 ➤8月昼間、10月夜間 年間のピークである8月昼間に加え、同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて発電機並入台数が少ない10月夜間を検討する。 ③ 系統模擬 ➤原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧（500kV）と次の電圧階級（275,220,187kV）の基幹系統について模擬を行う。 ➤ただし、275kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。	「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）」変更なし									

変更前	変更後	変更理由
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2） ④ 想定電源 ➢供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。 ➢新電力電源は発電計画を使用する。 ➢太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。 ⑤ 想定需要 ➢8月昼間：最大3日平均電力 ➢10月夜間：実績より想定 ⑥ 中国四国間連系線潮流 ➢四国→中国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように四国側の発電量を増加し、本州側の発電量を抑制する。 ➢中国→四国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように本州側の発電量を増加し、四国側の発電量を抑制する。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3） ⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢なし ⑧ 想定故障 ➢故障箇所：中国四国間連系線1回線（両端） 東岡山・讃岐変電所 500kV片母線 ➢故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線） 三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線） ＜判定基準＞ ➢30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。 【発電機内部位相角の収斂】 安定な例 不安定な例  変更なし		

変更前	変更後	変更理由
4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準 <考え方> ➤ 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。 <検討条件> ➤ 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。 <判定基準> ➤ 基幹系統の母線電圧を維持できること。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（1） <考え方> ➤ 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（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。 <検討条件> ①電源制限・負荷制限等の織り込み ➤四国系統 電源制限、負荷制限：あり ➤本州系統 電源制限、負荷制限：なし また、FCのEPPSを見込む 四国系統において、中国四国間連系線2回線故障により、規定の周波数限度を上回る（または下回る）場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限（または負荷制限）を行う。 ➤阿南紀北直流幹線のEPPSを織り込む。 阿南紀北直流幹線のEPPS： 中国四国間連系線ルート断時などに、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、周波数維持などをはかる機能  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（1） <考え方> ➤ 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（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。 <検討条件> ①算術式 ➤ 四国系統の周波数低下 阿南紀北EPPS制御量及び中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。 系統容量×系統特性定数 + 阿南紀北EPPS制御量 − 発電機解列量 ➤ 四国系統の周波数上昇 無制御潮流に抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量を考慮する。 無制御潮流（20万kW^{1）}）+抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量 1）シミュレーションにより算出（2016年度第3回運用容量検討会） ➤ 中西系統（四国除く）の周波数低下、周波数上昇 周波数低下側は、FC及び阿南紀北EPPS制御量、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。 系統容量×系統特性定数（+ EPPS制御量 − 発電機解列量）^{2, 3)} 2）（ ）は周波数低下側のみ 3）EPPS制御量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮する。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	「4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準」変更なし 「5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（1）」変更 ・他連系線との表現と平仄をとり、算術式を四国系統、中西系統（四国除く）へ区分 ・四国系統の周波数低下（四国向け）の算術式へ無制御潮流（系統容量×系統特性定数）の織込み、算出断面細分化を反映 ・中西系統（四国除く）の周波数低下側（中国向け）の算出断面細分化を反映 ・中西系統（四国除く）の周波数上昇側（四国向け）の算術式へ無制御潮流（系統容量×系統特性定数）の織込み、算出断面細分化を反映

変更前	変更後	変更理由									
5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（2） ②制約の確認結果 【中国四国間連系線潮流が四国→中国の場合】 ➤ 四国系統においては、熱容量限度値120万kWにおいて、抑制対象発電機及び阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。 無制御潮流(20万kW)＋抑制対象発電機及びEPPS制御量(100万kW以上) ≥120万kW(熱容量) ➤ 本州系統においては、熱容量限度値120万kWにおいて、FC+阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。 本州系統の周波数制約： 四国以外の中西5社需要過去3ヶ年におけるL1の平均×系統特性定数－発電機解列量¹⁾＋EPPS制御量²⁾ ≥120万kW(熱容量) 【中国四国間連系線潮流が中国→四国の場合】 ➤ 四国系統及び本州系統のいずれにおいても、熱容量限度値120万kWにおいて、阿南紀北直流幹線の計画潮流が常時四国→関西向きであり、阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。 EPPS制御量(阿南紀北直流幹線の関西向き潮流＋四国向き運用容量) (－発電機解列量¹⁾)³⁾ ≥120万kW(熱容量) 1) 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量 2) FCのEPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮する 3) ()は周波数低下側のみ 	5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（2） ②検討断面 ➤ 中国→四国向き潮流 ・月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月については、前後半に区分し、15区分化 ・時間帯別：昼間、夜間 ・平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始） ➤ 四国→中国向き潮流 ・月別区分として12区分化 ・時間帯別：昼間、夜間 ・平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始） ③想定需要 ➤ 最小需要を実績比率から想定 ④電源制限・負荷制限の織り込み ➤ 四国系統 電源制限、負荷制限：あり¹⁾ 阿南紀北EPPS²⁾を見込む ➤ 中西系統（四国除く） 電源制限、負荷制限：なし また、FC及び阿南紀北EPPSを見込む 1)：四国エリアにおいて、中国四国間連系線2回線故障により、既定の周波数限度を上回る場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う 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  5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（3） ⑤想定故障 ➤ 中国四国間連系線2回線故障 ⑥系統の周波数特性 <table><tr><th></th><th>中西系統（四国除く）</th><th>四国系統</th></tr><tr><td>周波数低下側</td><td>4.4% MW／0.8 Hz</td><td>4.4% MW／0.8 Hz</td></tr><tr><td>周波数上昇側</td><td>14.0% MW／0.6 Hz</td><td>—</td></tr></table> <判定基準> ➤ 四国系統の周波数が、59.2Hzから60.3Hzの範囲を維持できること。 ➤ 中西系統（四国除く）の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN		中西系統（四国除く）	四国系統	周波数低下側	4.4% MW／0.8 Hz	4.4% MW／0.8 Hz	周波数上昇側	14.0% MW／0.6 Hz	—	「5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（2）」変更 ・四国系統の周波数低下（四国向け）の算出断面細分化を反映 ・中西系統（四国除く）の周波数低下側（中国向け）の算出断面細分化を反映 ・中西系統（四国除く）の周波数上昇側（四国向け）の算出断面細分化を反映 「5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（3）」追加 ・四国向け算術式への無制御潮流織込みに伴い、他連系線で用いている中西系統の系統特性定数 4.4%MW/0.8Hz を追加。 ・中国向け算出式に用いていた系統特性定数 14.0%MW/0.6Hz を明記。
	中西系統（四国除く）	四国系統									
周波数低下側	4.4% MW／0.8 Hz	4.4% MW／0.8 Hz									
周波数上昇側	14.0% MW／0.6 Hz	—									

変更前	変更後	変更理由
中国四国間連系線  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN 1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（中国向）＞ 運用容量　＝　無制御潮流　＋　電源制限対象分¹⁾ 　　　　　　　＝　20万kW＋(0～100万kW程度) 　　　　　　　1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを含む ◆算定の基本的な考え方 N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因） ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。 ○無制御潮流（四国エリア周波数上昇限度） 無制御潮流：シミュレーションで算出 系統容量：過去の軽負荷期における最小需要（シミュレーション時の想定需要） ・周波数上昇限度 60.3Hz（平常時と同じ） ・周波数上昇限度値の考え方 四国エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度値 ○電源制限対象分の考え方 ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源の送電分（作業停止計画、発電計画等を考慮） ※中西5社（四国除き）エリアの周波数低下は、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮してもFCおよび阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことで、平常時と同様に制約とならない  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	変更なし	

変更前	変更後	変更理由
1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（四国向）＞ 運用容量＝無制御潮流 ＝20～30万kW程度 ◆算定の基本的な考え方 N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因） また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで周波数維持のための暫定対策として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」を考慮して阿南紀北直流幹線のEPPSを見込む ○無制御潮流（四国エリア周波数低下限度） 算術式：系統容量×系統特性定数（6.4％MW/1.3Hz）¹⁾ 系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯） 1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことにより、暫定対策実施以前の周波数低下限度（58.7Hz）での運用容量を維持している - 周波数低下限度 59.3Hz - 周波数低下限度値の考え方 四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値 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踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（四国向）＞ 運用容量＝無制御潮流＋阿南紀北EPPS制御量－発電機解列量 ◆算定の基本的な考え方 N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因） また、阿南紀北直流幹線のEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。 ○無制御潮流（四国エリア周波数低下限度） 算術式：系統容量×系統特性定数（4.0％MW/0.7Hz）¹⁾ 系統容量：設備停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯） 1)：負荷制限に至らない周波数とするため、UFR(59.1Hz)に常時変動の0.2Hz裕度を取り、4.0％MW/0.7Hzとする。 ○阿南紀北EPPS制御量 中国四国間連系線故障時、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 ○発電機解列量 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織り込む - 周波数低下限度 59.3Hz - 周波数低下限度の考え方 四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値 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踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN	「1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（四国向）＞」変更 ・算術式に阿南紀北直流幹線 EPPS 制御量織込みを反映 ・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明記 ・系統特性定数を周波数低下限度値に合わせた値へ見直し