

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

変更前	変更後	変更理由
53 3. 中部関西間連系線  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan	変更無し	
1. 送電限度値の算出 54 ➤ 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 in Japan	変更無し	

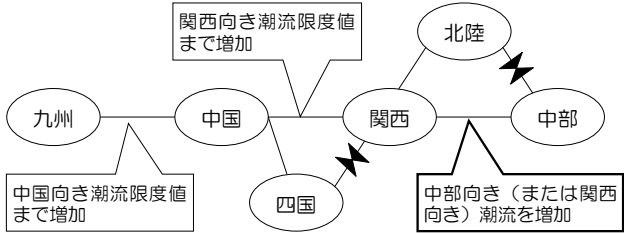
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

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55 <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 ➢ $P=\sqrt{3}Vl\cos\theta$ [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 ➢ 中部関西間連系線 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>中部関西間連系線 （三重東近江線）</td><td>278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*846*4*0.95$)</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) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4,000*0.95$)</td><td>計器用変流器：4,000A</td></tr></table> 		容 量	備 考	中部関西間連系線 （三重東近江線）	278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*846*4*0.95$)	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) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4,000*0.95$)	計器用変流器：4,000A	2. 熱容量限度値の考え方と判定基準55 <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 ➢ $P=\sqrt{3}Vl\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、$\cos\theta$：力率） ② 検討断面 ➢ 夏季（5～10月）＜周囲温度：40℃＞ ➢ 冬季（11～4月）＜周囲温度：30℃＞ ③ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢ なし ④ 想定故障 ➢ 中部関西間連系線 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>中部関西間連系線 （三重東近江線）</td><td>【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*846*4*0.95$) 【冬季】311万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*946*4*0.95$)</td><td>【夏季】ACSR410mm²×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm²×4導体×2回線 946A/1導体</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4,000*0.95$)</td><td>計器用変流器：4,000A</td></tr></table> 		容 量	備 考	中部関西間連系線 （三重東近江線）	【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*846*4*0.95$) 【冬季】311万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*946*4*0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 946A/1導体	直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4,000*0.95$)	計器用変流器：4,000A	・ 冬季の熱容量が整理されたため、 冬季の熱容量を追記 変更無し
	容 量	備 考																		
中部関西間連系線 （三重東近江線）	278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*846*4*0.95$)	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) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4,000*0.95$)	計器用変流器：4,000A																		
	容 量	備 考																		
中部関西間連系線 （三重東近江線）	【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*846*4*0.95$) 【冬季】311万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*946*4*0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 946A/1導体																		
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3}*(500*10^3)*4,000*0.95$)	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）56 <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 ➢ 5 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、年間を通じて発電機並入台数が少ない5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、同期安定性への影響がない範囲で縮約する。 																				

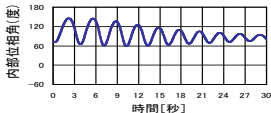
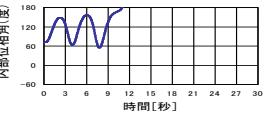
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

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） 57 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 ➢実績より想定 ⑥ 中部関西間連系線潮流 中国九州間連系線と関西中国間連系線の潮流限度値（フリンジ含み）を九州・中国から関西へ流した上で、中部関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。 ➢関西→中部向き潮流については、1回線熱容量（278万kW）にフリンジ分を加えた潮流となる様に、関西エリアの発電量を増加し中部エリアの発電量を抑制する。 ➢中部→関西向き潮流については、1回線熱容量（278万kW）にフリンジ分を加えた潮流となる様に、中部エリアの発電量を増加し関西エリアの発電量を抑制する。 	3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2） 57 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 ➢実績より想定 ⑥ 中部関西間連系線潮流 中国九州間連系線と関西中国間連系線の潮流限度値（フリンジ含み）を九州・中国から関西へ流した上で、中部関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。 ➢関西→中部向き潮流 熱容量限度値にフリンジを加えた潮流となる様に、関西エリアの発電量を増加し中部エリアの発電量を抑制する。 ➢中部→関西向き潮流 熱容量限度値にフリンジを加えた潮流となる様に、中部エリアの発電量を増加し関西エリアの発電量を抑制する。 	・ 同期・電圧安定性限度値を熱容量限度値まで確認するため、中部関西間連系線潮流の調整方法の内容を変更
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3） 58 ＜潮流の調整＞  ➢ 九州・中国の発電機を増加、関西の発電機を減少させ、中国九州間・関西中国間連系線潮流を中国・関西向き潮流限度値（フリンジ含む）まで増加させる。 ➢ その後、中部・関西エリアの発電機の出力を持ち替えることにより、中部関西間連系線潮流の調整を行う。 	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

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（4） 59 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：中部関西間連系線1回線（両端） 三重・東近江開閉所 500kV片母線 ➤故障様相：三相3線地絡（中部関西間連系線） 三相地絡（三重・東近江開閉所母線） ➤南福光BTB潮流：BTB潮流を北陸向き-30万kWまたは+30万kWに設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。 【南福光BTB再起動】 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、これを考慮する必要がある。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan	変更無し	
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5） 60 ＜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 in Japan	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

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（１） 61 ＜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 電圧安定性限度値は一般に需要が大きいくらい小さくなることから、年間のピーク需要が発生する8月昼間で検討する。 ③ 系統模擬 ➤ 「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。 ④ 想定電源 ➤ 「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。 ⑤ 想定需要 ➤ 最大3日平均電力 ⑥ 中部関西間連系線潮流 ➤ 「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。 OCCTO 4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（２） 62 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：三重・東近江開閉所 500kV片母線 ➤ 故障様相：三相地絡 ➤ 南福光BTB潮流：BTB潮流を北陸向き-30万kWまたは+30万kWに設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。 【南福光BTB再起動】 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、これを考慮する必要がある。 ＜判定基準＞ ➤ 基幹系統の母線電圧を維持できること。 OCCTO 電力広域的運営推進機関 Organismo de Gestión Regional Coordinado de Transmisión en Operación JEPAN	変更無し 変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

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（１） 63 ＜考え方＞ ➢ 連系線潮流を増減させた上で連系分離となった場合でも、それぞれの系統が大幅な周波数上昇（または低下）をきたすことなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流値とする。 ＜検討条件＞ ① 算術式 ➢ 関西以西、北陸系統 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 系統容量×系統特性定数（－発電機解列量）¹⁾ ➢ 中部系統 FC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。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ため、時間遅れ係数を掛け合わせる。 系統容量×系統特性定数（＋（EPPS見込み量－発電機解列量）×時間遅れ係数0.9²⁾）¹⁾ 1）（ ）は周波数低下側のみ 2）EPPS見込み量＞発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan 5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（２） 64 ② 検討断面 【中部→関西向き潮流】 ➢ 関西以西、北陸の周波数低下 ・月別：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。 ・平日日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始）。 ➢ 中部の周波数上昇 ・通年：最小需要断面とする。 【関西→中部向き潮流】 ➢ 中部の周波数低下 ・利用実態から混雑の発生を回避するため、平日昼間帯最小需要断面¹⁾と、その他最小需要断面に分けて検討する。 1) 平日昼間帯：土曜日から平日の8時～22時 ➢ 関西以西、北陸の周波数上昇 ・通年：最小需要断面とする。 ③ 想定需要 ➢ 最小需要を実績比率から想定  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan	変更無し 変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

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（3） 65 ④算出方法 ➢関西以西、北陸の5社の需要実績を用いて、運用容量算出方法（共通）に記載の方法により算出した値から、BTBの運用容量（30万kW）を減じ²⁾、中部関西間連系線の周波数維持限度値を算出する。 2) 中部関西間連系線ルート断事故時は南福光BTBも停止する場合があることから、BTBの設備容量（最大30万kW）を減じる。 （需要から運用容量を算出しているため、運用容量が下がることもある。） ⑤ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢中部系統 電源制限、負荷制限：あり ➢関西以西、北陸系統 電源制限、負荷制限：なし ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る（2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照） 中部系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、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。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan	変更無し										
5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（4） 66 ⑥ 想定故障 ➢中部関西間連系線2回線停止 ⑦ 系統の周波数特性 <table border="1"> <tr> <th></th><th>関西以西・北陸</th><th>中 部</th></tr> <tr> <td>周波数低下側</td><td>4.4% MW/0.8 Hz</td><td>3.5% MW/0.5 Hz</td></tr> <tr> <td>周波数上昇側</td><td>14.0% MW/0.6 Hz</td><td>10.0% MW/0.5 Hz</td></tr> </table> <判定基準> ➢ 中部の周波数が、59.5Hzから60.5Hzの範囲を維持できること。 ➢ 関西以西・北陸の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan		関西以西・北陸	中 部	周波数低下側	4.4% MW/0.8 Hz	3.5% MW/0.5 Hz	周波数上昇側	14.0% MW/0.6 Hz	10.0% MW/0.5 Hz	変更無し	
	関西以西・北陸	中 部									
周波数低下側	4.4% MW/0.8 Hz	3.5% MW/0.5 Hz									
周波数上昇側	14.0% MW/0.6 Hz	10.0% MW/0.5 Hz									

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

変更前

6. 各限度値算出結果（1）

67

（1）熱容量限度値

	容量	備考
中部関西間連系線	278万kW	ACSR410mm ² ×4導体×1回線

（2）同期安定性限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（24万kW）控除後の値

2) 1回線熱容量限度値（278万kW）

 電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators (OCCTO)

変更後

6. 各限度値算出結果（1）

67

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季	冬季	備考
中部関西間連系線	278万kW	311万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 1回線

夏季：5～10月 冬季：11～4月

（2）同期安定性限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認 2022年2月末に算出
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（24万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

 電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators (OCCTO)

変更理由

・ 冬季の熱容量が整理されたため、
冬季の熱容量限度値を追記

・ 同期・電圧安定性限度値を冬季
の熱容量限度値まで確認するた
め、2) の記載内容を変更

・ 同期・電圧安定性限度値を冬季
の熱容量限度値まで確認するた
め、2) の記載内容を変更

6. 各限度値算出結果（2）

68

（3）電圧安定性限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認 2022年2月末に算出
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（24万kW）控除後の値

2) 1回線熱容量限度値（278万kW）

（4）周波数維持限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西	次頁に記載
関西→中部	平日昼間：250万kW 平日昼間以外：200万kW

 電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators (OCCTO)

6. 各限度値算出結果（2）

68

（3）電圧安定性限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認 2022年2月末に算出
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（24万kW）控除後の値

2) 冬季熱容量限度値まで確認

（4）周波数維持限度値

中部関西間連系線潮流の向き	
中部→関西	次頁に記載
関西→中部	2022年2月末に算出 平日昼間以外：200万kW

 電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators (OCCTO)

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

変更前

変更後

変更理由

6. 各限度値算出結果（3）

69

周波数維持限度値（関西向き）

【2021年度】

[万kW]

地域間連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中部関西間連系線	平日	昼間	62(4)	60(4)	75(4)	104(4)	115(4)	前半100(4) 後半87(4)	75(4)	前半84(4) 後半89(4)	107(4)	113(4)	95(4)	前半81(4) 後半74(4)
		夜間	90(4)	85(4)	86(4)	109(4)	110(4)	前半107(4) 後半98(4)	96(4)	前半102(4) 後半110(4)	115(4)	133(4)	128(4)	前半117(4) 後半106(4)
	休日	昼間	35(4)	36(4)	45(4)	74(4)	81(4)	前半67(4) 後半57(4)	46(4)	前半59(4) 後半64(4)	80(4)	84(4)	72(4)	前半58(4) 後半52(4)
		夜間	63(4)	57(4)	61(4)	81(4)	82(4)	前半82(4) 後半78(4)	74(4)	前半90(4) 後半100(4)	106(4)	121(4)	119(4)	前半100(4) 後半90(4)

[万kW]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系線	特殊日	昼間	35(4)	90(4)	55(4)
		夜間	54(4)	95(4)	105(4)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	12/30～1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。
※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

変更無し（数値は2022年2月末に算出）

6. 各限度値算出結果（4）

70

周波数維持限度値（関西向き）

【2022年度】

[万kW]

地域間連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中部関西間連系線	平日	昼間	63(4)	61(4)	76(4)	105(4)	116(4)	前半100(4) 後半87(4)	75(4)	前半85(4) 後半89(4)	108(4)	113(4)	96(4)	前半82(4) 後半75(4)
		夜間	90(4)	85(4)	87(4)	110(4)	111(4)	前半108(4) 後半98(4)	97(4)	前半103(4) 後半111(4)	115(4)	133(4)	129(4)	前半117(4) 後半107(4)
	休日	昼間	35(4)	36(4)	46(4)	74(4)	82(4)	前半68(4) 後半58(4)	47(4)	前半60(4) 後半64(4)	80(4)	84(4)	72(4)	前半59(4) 後半53(4)
		夜間	64(4)	58(4)	62(4)	82(4)	82(4)	前半81(4) 後半79(4)	74(4)	前半90(4) 後半100(4)	106(4)	121(4)	119(4)	前半101(4) 後半94(4)

[万kW]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系線	特殊日	昼間	36(4)	91(4)	56(4)
		夜間	55(4)	96(4)	105(4)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	—	—	12/29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	12/30～1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。
※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

変更無し（数値は2022年2月末に算出）

地域間連系統運用容量算出方法見直しに伴う「各連系統の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系統

変更前

7. 運用容量算出結果（1）

71

2021年度 中部向き運用容量

[75kW]

地域間連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系統	平日	昼間	250(4) [0(1)] 1)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)
		夜間	200(4) [0(1)] 1)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)
	休日	昼間	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)
		夜間	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。
[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
1) 中部関西間連系統作業時は、中部関西間連系統を開放し中部北陸間交流連系統とした場合の値

[75kW]

地域間連系統名称	断面	GW	益	年末年始
中部関西間連系統	特殊日	昼間	200(4)	200(4)
		夜間	200(4)	200(4)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	12/29
特殊日	5/3～5	8/13～15	12/30～1/3

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。
[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
1) 中部関西間連系統作業時は、中部関西間連系統を開放し中部北陸間交流連系統とした場合の値

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCO)

7. 運用容量算出結果（2）

72

2021年度 関西向き運用容量

[75kW]

地域間連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系統	平日	昼間	62(4) [0(1)] 1)	60(4)	75(4)	104(4)	115(4)	前半100(4) 後半87(4)	75(4)	前半84(4) 後半69(4)	107(4)	113(4)	95(4)
		夜間	90(4) [0(1)] 1)	85(4)	86(4)	109(4)	110(4)	前半107(4) 後半98(4)	96(4)	前半102(4) 後半110(4)	115(4)	133(4)	128(4)
	休日	昼間	35(4)	36(4)	45(4)	74(4)	81(4)	前半67(4) 後半57(4)	46(4)	前半59(4) 後半64(4)	80(4)	84(4)	72(4)
		夜間	63(4)	57(4)	61(4)	81(4)	82(4)	前半82(4) 後半78(4)	74(4)	前半90(4) 後半100(4)	106(4)	121(4)	119(4)
		昼間	62(4) [0(1)] 1)	60(4)	75(4)	104(4)	115(4)	前半100(4) 後半87(4)	75(4)	前半84(4) 後半69(4)	107(4)	113(4)	95(4)
		夜間	90(4) [0(1)] 1)	85(4)	86(4)	109(4)	110(4)	前半107(4) 後半98(4)	96(4)	前半102(4) 後半110(4)	115(4)	133(4)	128(4)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。
[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
1) 中部関西間連系統作業時は、中部関西間連系統を開放し中部北陸間交流連系統とした場合の値

[75kW]

地域間連系統名称	断面	GW	益	年末年始
中部関西間連系統	特殊日	昼間	35(4)	90(4)
		夜間	54(4)	105(4)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	12/30～1/3

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。
[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
1) 中部関西間連系統作業時は、中部関西間連系統を開放し中部北陸間交流連系統とした場合の値

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCO)

変更後

変更理由

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

変更前

変更後

変更理由

7. 運用容量算出結果（3）73

2022年度 中部向き運用容量

[75kW]

地域間連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	平日	昼間 250(4)	250(4) [0(3)] 1)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4) [0(3)] 1)	250(4) [0(3)] 1)	250(4) [0(3)] 1)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)
		夜間 200(4) [0(3)] 1)	200(4) [0(3)] 1)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4) [0(3)] 1)	200(4) [0(3)] 1)	200(4) [0(3)] 1)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)
	休日	昼間 200(4)	200(4) [0(3)] 1)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4) [0(3)] 1)	200(4) [0(3)] 1)	200(4) [0(3)] 1)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)
		夜間 200(4)	200(4) [0(3)] 1)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4) [0(3)] 1)	200(4) [0(3)] 1)	200(4) [0(3)] 1)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (1)熱容量、2)周期安定性、3)電圧安定性、4)周波数維持)を示す。
[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
1) 中部関西間連系線作業時は、中部関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値

[75kW]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中部関西間連系線	特平日	昼間 200(4)	200(4)	200(4)
		夜間 200(4)	200(4)	200(4)

○運用容量を休日、特平日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	5/2	—	12/29
特平日	5/3～5	8/13～15	12/30～1/3

() 内の数字は、運用容量決定要因 (1)熱容量、2)周期安定性、3)電圧安定性、4)周波数維持)を示す。
[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
1) 中部関西間連系線作業時は、中部関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値

 電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operations (OCCTO)

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

7. 運用容量算出結果（4）74

2022年度 関西向き運用容量

[75kW]

地域間連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中部関西間連系線	平日	昼間 63(4)	61(4) [0(3)] 1)	76(4)	105(4)	116(4)	前半100(4) 後半87(4) [0(3)] 1)	75(4) [0(3)] 1)	前半85(4) 後半89(4) [0(3)] 1)	108(4)	113(4)	96(4)	前半82(4) 後半75(4)
		夜間 90(4)	85(4) [0(3)] 1)	87(4)	110(4)	111(4)	前半109(4) 後半98(4) [0(3)] 1)	67(4) [0(3)] 1)	前半103(4) 後半111(4) [0(3)] 1)	115(4)	133(4)	129(4)	前半117(4) 後半107(4)
	休日	昼間 35(4)	36(4) [0(3)] 1)	46(4)	74(4)	82(4)	前半68(4) 後半58(4) [0(3)] 1)	47(4) [0(3)] 1)	前半60(4) 後半64(4) [0(3)] 1)	80(4)	84(4)	72(4)	前半59(4) 後半53(4)
		夜間 64(4)	58(4) [0(3)] 1)	62(4)	82(4)	82(4)	前半81(4) 後半79(4) [0(3)] 1)	74(4) [0(3)] 1)	前半90(4) 後半100(4) [0(3)] 1)	106(4)	121(4)	119(4)	前半101(4) 後半91(4)

[75kW]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中部関西間連系線	特平日	昼間 36(4)	91(4)	56(4)
		夜間 55(4)	96(4)	105(4)

○運用容量を休日、特平日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	—	—	12/29・1/4
特平日	5/2～5	8/12～15	12/30～1/3

※1 平日は休日及び特平日を除く日（休日及び特平日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。
※2 休日または特平日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特平日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00 は
当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。
() 内の数字は、運用容量決定要因 (1)熱容量、2)周期安定性、3)電圧安定性、4)周波数維持)を示す。
[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。
1) 中部関西間連系線作業時は、中部関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系とした場合の値

 電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operations (OCCTO)

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中部関西間連系線

変更前

7. 運用容量算出結果（5）

75

長期（2023年度～2030年度）

[万kW]

地域間連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
中部関西間連系線	中部内	250(4) [200(4)]	250(4) [200(4)]	250(4) [200(4)]	250(4) [200(4)]	250(4) [200(4)]	250(4) [200(4)]	250(4) [200(4)]	250(4) [200(4)]
	関西内	134(4) [35(4)]	134(4) [35(4)]	134(4) [35(4)]	134(4) [35(4)]	134(4) [35(4)]	134(4) [35(4)]	134(4) [35(4)]	134(4) [35(4)]

【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。

()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※長期の運用容量の算出における、熱容量限度、同期安定性限度、電圧安定性限度については、これらに影響を与えるような系統変更などの計画がないため、2022年度断面で検討した限度値を使用した。

変更後

変更無し（数値は2022年2月末に算出）

変更理由



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

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

変更前	変更後	変更理由
76 4. 北陸関西間連系線  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCIO)	変更無し	
77 1. 送電限度値の算出  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCIO) ➤ 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。	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

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 78 <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 ➢ $P = \sqrt{3} V I \cos \theta$ [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 ➢ 北陸関西間連系線 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>北陸関西間連系線 (越前嶺南線)</td><td>278万kW (1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$)</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 ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)</td><td>計器用変流器：4,000A</td></tr></table> 		容 量	備 考	北陸関西間連系線 (越前嶺南線)	278万kW (1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体	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 78 <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 ➢ $P = \sqrt{3} V I \cos \theta$ [W] (V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、$\cos \theta$：力率) ② 検討断面 ➢ 夏季（4～10月）＜周囲温度：40℃＞ ➢ 冬季（11～3月）＜周囲温度：25℃＞ ③ 電源制限・負荷制限の織り込み ➢ なし ④ 想定故障 ➢ 北陸関西間連系線 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>北陸関西間連系線 (越前嶺南線)</td><td>【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 846 * 4 * 0.95$) 【冬季】306万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 930 * 4 * 0.95$)</td><td>【夏季】ACSR410mm²×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm²×4導体×2回線 930A/1導体</td></tr><tr><td>直列機器</td><td>329万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)</td><td>計器用変流器：4,000A</td></tr></table> 		容 量	備 考	北陸関西間連系線 (越前嶺南線)	【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 846 * 4 * 0.95$) 【冬季】306万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 930 * 4 * 0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 930A/1導体	直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器：4,000A	・ 冬季の熱容量が整理されたため、 冬季の熱容量を追記
	容 量	備 考																		
北陸関西間連系線 (越前嶺南線)	278万kW (1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体																		
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																		
北陸関西間連系線 (越前嶺南線)	【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 846 * 4 * 0.95$) 【冬季】306万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 930 * 4 * 0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 930A/1導体																		
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	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） 79 <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：電中研シ法 ➢ 同期安定性解析：電中研Y法 ② 検討断面 ➢ 5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、年間を通じて発電機並入台数が少ない5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、同期安定性への影響がない範囲で縮約する。 ➢ 北陸エリア系統は154kVまで詳細に模擬し、発電機の安定運転への影響を考慮したうえで、154kV未満の系統を縮約する。 	変更無し																			

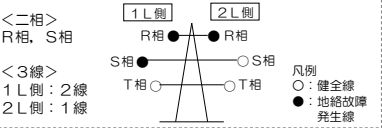
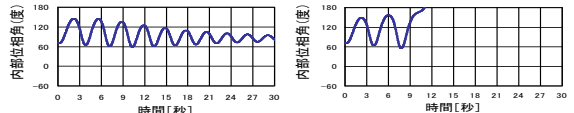
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

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） 80 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 ▶実績より想定 ⑥ 北陸関西間連系線潮流 中国九州間連系線と関西中国間連系線の潮流限度値（フリンジ含み）を九州・中国から関西へ流した上で、北陸関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。 ▶北陸→関西向き潮流 北陸エリアの発電量を増加し、関西エリアの発電量を抑制する。 ▶関西→北陸向き潮流 関西エリアの発電量を増加し、北陸エリア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 (OCCO)	3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2） 80 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 ▶実績より想定 ⑥ 北陸関西間連系線潮流 中国九州間連系線と関西中国間連系線の潮流限度値（フリンジ含む）を九州・中国から関西へ流した上で、北陸関西間連系線の潮流の調整は以下のとおり行う。 ▶北陸→関西向き潮流 熱容量限度値にフリンジを加えた潮流となる様に、北陸エリアの発電量を増加し、関西エリアの発電量を抑制する。 ▶関西→北陸向き潮流 熱容量限度値にフリンジを加えた潮流となる様に、関西エリアの発電量を増加し、北陸エリア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 (OCCO)	・ 同期・電圧安定性限度値を熱容量限度値まで確認するため、北陸関西間連系線潮流の調整方法の内容を変更
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3） 81 ＜潮流の調整＞ 九州・中国の発電機を増加、関西の発電機を減少させ、中国九州間・関西中国間連系線潮流を中国・関西向き潮流限度値（フリンジ含む）まで増加させる。 その後、北陸（関西）エリアの発電機の出力を増加させ、関西（北陸）エリアの発電機の出力を抑制する。 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCO)	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

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（4） 82 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：北陸関西間連系線 越前変電所 500kV片母線 ➤故障様相：2回線二相3線地絡（北陸関西間連系線、両端） 1回線三相3線地絡（北陸関西間連系線、嶺南端） 三相地絡（越前変電所母線） 【2回線二相3線地絡故障のイメージ】 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、二相3線地絡故障を想定故障に含めている。 二相3線故障とは右図のような故障をいう。  ➤南福光BTB潮流：中部向き-30万kWから+30万kWとし、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する 【南福光BTB再起動】 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、これを考慮する必要がある。 電力広域的運営推進機関 OCCTO Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations in Japan	変更無し	
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5） 83 ＜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】  電力広域的運営推進機関 OCCTO Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations in Japan	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

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（１） 84 ＜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 ➢ 電中研シ法 ② 検討断面 ➢ 8月昼間 電圧安定性限度値は一般に需要が大きいきれ小くなることから、年間のピーク需要が発生する8月昼間で検討する。 ③ 系統模擬 ➢ 「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。 ④ 想定電源 ➢ 「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。  電力広域的運営推進機関 Organisme de Coordination Opérationnelle Transmissio en Opérationnelle JAPAN	変更無し	
4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（２） 85 ⑤ 想定需要 ➢ 最大3日平均電力 ⑥ 北陸関西間連系線潮流 ➢ 「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。 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：越前変電所 500kV片母線 ➢ 故障様相：三相地絡 ➢ 南福光BTB潮流：中部向き－30万kWから＋30万kWとし、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。 【南福光BTB再起動】 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、これを考慮する必要がある。 ＜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 Organisme de Coordination Opérationnelle Transmissio en Opérationnelle JAPAN	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

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（１） 86 ＜考え方＞ - 北陸関西間連系線がルート断（2回線故障）した場合において、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 - 関西以西、中部系統 FC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。 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ため時間遅れ係数を掛け合わせる。 系統容量×系統特性定数（＋（EPPS見込み量－発電機解列量）×時間遅れ係数0.9²⁾）¹⁾ ＞北陸系統 系統容量×系統特性定数（－発電機解列量）¹⁾ 1) ①内は周波数低下側のみ。 2) EPPS見込み量＞発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数0.9を掛け合わせる  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan 5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（２） 87 ② 検討断面 - 北陸→関西向き潮流 - 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） - 関西→北陸向き潮流 - 季節別：春秋、夏、冬の3区分化 - 時間帯、平休日別：平日昼間帯¹⁾、平日昼間帯以外に区分 1) 平日昼間帯：土曜、日曜、祝日、ゴールデンウィーク、盆、年末年始を除く8時～22時 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 - 北陸系統 電源制限、負荷制限：あり - 関西以西、中部系統 電源制限、負荷制限：なし ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る（2019年度 第1回運用容量検討会 資料1 参照）  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan	変更無し 変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

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（3）88 ④ 電源制限・負荷制限の織り込み（つづき） 北陸系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、規定の周波数限度を上回る（または下回る）と想定される場合には、周波数を規定の範囲内に収めるために、電源制限（または負荷制限）を行う。 ⑤ 想定故障 ➢北陸関西間連系線2回線停止 ➢南福光BTB潮流：中部向き－30万kWから＋30万kWを設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。 ⑥ 系統の周波数特性 <table><tr><td></td><td>関西以西、中部</td></tr><tr><td>周波数低下側</td><td>4.4%MW／0.8Hz</td></tr><tr><td>周波数上昇側</td><td>14.0%MW／0.6Hz</td></tr></table> <判定基準> ➢ 北陸の周波数が、59.2Hzから60.0Hzの範囲を維持できること。 ➢ 関西以西、中部の周波数が、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 in Japan OCCTO 変更無し 変更無し		関西以西、中部	周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz	周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz
	関西以西、中部					
周波数低下側	4.4%MW／0.8Hz					
周波数上昇側	14.0%MW／0.6Hz					
6. 北陸フェンス潮流89 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。 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は「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。 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan OCCTO 変更無し 変更無し						

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

変更前

7. 各限度値算出結果（1）

90

（1）熱容量限度値

	容量	備考
北陸関西間連系線	278万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 1回線

（2）同期安定性限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線	潮流の向き	北陸フェンス
関西→北陸 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認	北陸受電方向 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認
北陸→関西 ¹⁾	190万kW	北陸送電方向 ¹⁾	190万kW

1) 数値はフリンジ分（10万kW）控除後の値
2) 周波数維持限度値の最大値

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan

OCCTO

7. 各限度値算出結果（2）

91

（3）電圧安定性限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線	潮流の向き	北陸フェンス
関西→北陸 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認	北陸受電方向 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認
北陸→関西 ¹⁾	190万kW ³⁾ で安定確認	北陸送電方向 ¹⁾	190万kW ³⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（10万kW）控除後の値
2) 周波数維持限度値の最大値
3) 同期安定性限度値（190万kW）

（4）周波数維持限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線	潮流の向き	北陸フェンス
関西→北陸	断面 春 (4.5月) 夏 (6～9月) 秋 (10.11月) 冬 (12～3月)	北陸受電方向	断面 春 (4.5月) 夏 (6～9月) 秋 (10.11月) 冬 (12～3月)
	平日昼間帯 130万kW 150万kW 130万kW 160万kW		平日昼間帯 130万kW 150万kW 130万kW 160万kW
	平日昼間帯以外 70万kW 80万kW 70万kW 90万kW		平日昼間帯以外 70万kW 80万kW 70万kW 90万kW
北陸→関西	次項以降に記載	北陸送電方向	次項以降に記載

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan

OCCTO

変更後

7. 各限度値算出結果（1）

90

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季	冬季	備考
北陸関西間連系線	278万kW	306万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 1回線

夏季：4～10月 冬季：11～3月

（2）同期安定性限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線	潮流の向き	北陸フェンス
関西→北陸 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認 2022年2月末に算出	北陸受電方向 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認 2022年2月末に算出
北陸→関西 ¹⁾	190万kW	北陸送電方向 ¹⁾	190万kW

1) 数値はフリンジ分（10万kW）控除後の値
2) 冬季熱容量限度値まで確認

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan

OCCTO

7. 各限度値算出結果（2）

91

（3）電圧安定性限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線	潮流の向き	北陸フェンス
関西→北陸 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認 2022年2月末に算出	北陸受電方向 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認 2022年2月末に算出
北陸→関西 ¹⁾	190万kW ³⁾ で安定確認	北陸送電方向 ¹⁾	190万kW ³⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（10万kW）控除後の値
2) 冬季熱容量限度値まで確認

（4）周波数維持限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線	潮流の向き	北陸フェンス
関西→北陸	断面 春 (4.5月) 夏 (6～9月) 秋 (10.11月) 冬 (12～3月)	北陸受電方向	断面 春 (4.5月) 夏 (6～9月) 秋 (10.11月) 冬 (12～3月)
	平日昼間帯 130万kW 150万kW 130万kW 160万kW		平日昼間帯 130万kW 150万kW 130万kW 160万kW
	平日昼間帯以外 70万kW 80万kW 70万kW 90万kW		平日昼間帯以外 70万kW 80万kW 70万kW 90万kW
北陸→関西	次項以降に記載	北陸送電方向	次項以降に記載

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan

OCCTO

変更理由

・ 冬季の熱容量が整理されたため、冬季の熱容量限度値を追記

・ 同期・電圧安定性限度値を冬季の熱容量限度値まで確認するため、2) の記載内容を変更

・ 同期・電圧安定性限度値を冬季の熱容量限度値まで確認するため、2) の記載内容を変更

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

変更前

変更後

変更理由

7. 各限度値算出結果（3）92

周波数維持限度値（関西向き）
【2021年度】
[75kW]

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸関西間連系線	平日	昼間	186	185	204	247	254	前半 238 後半 220	199	前半 214 後半 222	241	252	230	前半 211 後半 201
		夜間	219	214	216	244	237	前半 237 後半 225	221	前半 228 後半 237	243	266	262	前半 247 後半 234
	休日	昼間	139	141	157	195	204	前半 190 後半 173	159	前半 175 後半 179	199	205	191	前半 173 後半 164
		夜間	177	170	175	200	204	前半 202 後半 196	190	前半 209 後半 220	229	245	244	前半 224 後半 211

[75kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
北陸関西間連系線	昼間	146	217	165
	夜間	166	218	222

O運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/2~5	8/12~15	12/30~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。
※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

電力広域的運営推進機関
OCCTO

Organismo de Coordinación Operativa
Transmisión en Operación, JAPÓN

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

7. 各限度値算出結果（4）93

周波数維持限度値（関西向き）
【2022年度】
[75kW]

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸関西間連系線	平日	昼間	187	186	205	249	256	前半 239 後半 221	200	前半 215 後半 223	243	253	231	前半 212 後半 202
		夜間	220	215	217	245	238	前半 237 後半 225	222	前半 229 後半 238	244	268	263	前半 248 後半 235
	休日	昼間	140	142	158	196	205	前半 191 後半 174	160	前半 176 後半 180	200	206	192	前半 174 後半 165
		夜間	178	171	176	201	205	前半 203 後半 197	191	前半 209 後半 221	230	246	245	前半 225 後半 212

[75kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
北陸関西間連系線	昼間	147	218	166
	夜間	166	219	223

O運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	盆	年末年始
休日相当	—	—	12/29・1/4
特殊日	5/2~5	8/12~15	12/30~1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00を除く）とする。
※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00~8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

電力広域的運営推進機関
OCCTO

Organismo de Coordinación Operativa
Transmisión en Operación, JAPÓN

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

地域間連系統運用容量算出方法見直しに伴う「各連系統の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系統

変更前

変更後

変更理由

7. 各限度値算出結果（5）

94

周波数維持限度値（北陸送電方向）

【2021年度】

[万kW]

連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	186	185	204	247	254	前半 238 後半 220	199	前半 214 後半 222	241	252	230	前半 211 後半 201
		夜間	219	214	216	244	237	前半 237 後半 225	221	前半 228 後半 237	243	266	262	前半 247 後半 234
	休日	昼間	139	141	157	195	204	前半 190 後半 173	159	前半 175 後半 179	199	205	191	前半 173 後半 164
		夜間	177	170	175	200	204	前半 202 後半 196	190	前半 209 後半 220	229	245	244	前半 224 後半 211

[万kW]

連系統名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸フェンス	特殊日	昼間	146	217	165
		夜間	166	218	222

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	12/30～1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

電力広域的運営推進機関

Organisme de Coordination et de Transmission en Continu (OCCTO)

7. 各限度値算出結果（6）

95

周波数維持限度値（北陸送電方向）

【2022年度】

[万kW]

連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	187	186	205	249	256	前半 239 後半 221	200	前半 215 後半 223	243	253	231	前半 212 後半 202
		夜間	220	215	217	245	238	前半 237 後半 226	222	前半 229 後半 238	244	268	263	前半 248 後半 235
	休日	昼間	140	142	158	196	205	前半 191 後半 174	160	前半 176 後半 180	200	206	192	前半 174 後半 165
		夜間	178	171	176	201	205	前半 203 後半 197	191	前半 209 後半 221	230	246	245	前半 225 後半 212

[万kW]

連系統名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸フェンス	特殊日	昼間	147	218	166
		夜間	166	219	223

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	—	—	12/29・1/4
特殊日	5/2～5	8/12～15	12/30～1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。

※2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

電力広域的運営推進機関

Organisme de Coordination et de Transmission en Continu (OCCTO)

変更無し（数値は2022年2月末に算出）

変更無し（数値は2022年2月末に算出）

北陸関西間連系線

23

北陸関西間連系線

24

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

変更前

変更後

変更理由

8. 運用容量算出結果（5）100

2021年度 北陸受電方向運用容量 [万kW]

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸フェンス	平日	昼間 130(4) 130(4)	130(4)	150(4)	150(4)	150(4) 150(4)	150(4)	130(4) 130(4)	130(4)	160(4) 160(4)	160(4)	160(4)	160(4)
		夜間 70(4) 70(4)	70(4)	80(4)	80(4)	80(4) 80(4)	80(4)	70(4) 70(4)	70(4)	90(4) 90(4)	90(4)	90(4)	90(4)
	休日	昼間 70(4) 70(4)	70(4)	80(4)	80(4)	80(4) 80(4)	80(4)	70(4) 70(4)	70(4)	90(4) 90(4)	90(4)	90(4)	90(4)
		夜間 70(4) 70(4)	70(4)	80(4)	80(4)	80(4) 80(4)	80(4)	70(4) 70(4)	70(4)	90(4) 90(4)	90(4)	90(4)	90(4)
	() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。 [] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。												

 電力広域的運営推進機関
Organisation for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators in Japan

8. 運用容量算出結果（6）101

2021年度 北陸送電方向運用容量 [万kW]

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸フェンス	平日	昼間 186(4) 168(4)	185(4)	190(2)	190(2)	190(2) 210(2)	前半 210(2) 後半 204(4)	190(2) 184(4)	前半 201(4) 後半 209(4)	190(2) 210(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
		夜間 190(2) 210(2)	190(2)	190(2)	190(2)	190(2) 210(2)	前半 210(2) 後半 210(2)	190(2) 210(2)	前半 210(2) 後半 210(2)	190(2) 210(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
	休日	昼間 139(4) 121(4)	141(4)	157(4)	190(2)	190(2) 189(4)	前半 175(4) 後半 158(4)	159(4) 144(4)	前半 161(4) 後半 165(4)	190(2) 188(4)	190(2)	190(2)	前半 173(4) 後半 164(4)
		夜間 177(4) 171(4)	170(4)	175(4)	190(2)	190(2) 199(4)	前半 198(4) 後半 181(4)	190(2) 186(4)	前半 206(4) 後半 210(2)	190(2) 210(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
	() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。 [] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。												

 電力広域的運営推進機関
Organisation for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators in Japan

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

変更前

8. 運用容量算出結果（7）

102

2022年度 北陸受電方向運用容量

[万kW]

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北陸フェンス	平日	昼間	130(4)	130(4) [130(4)]	150(4)	150(4)	150(4)	150(4) [150(4)]	130(4) [130(4)]	160(4)	160(4)	160(4)	160(4)
		夜間	70(4)	70(4) [70(4)]	80(4)	80(4)	80(4)	80(4) [80(4)]	70(4) [70(4)]	90(4)	90(4)	90(4)	90(4)
	休日	昼間	70(4)	70(4) [70(4)]	80(4)	80(4)	80(4)	80(4) [80(4)]	70(4) [70(4)]	90(4)	90(4)	90(4)	90(4)
		夜間	70(4)	70(4) [70(4)]	80(4)	80(4)	80(4)	80(4) [80(4)]	70(4) [70(4)]	90(4)	90(4)	90(4)	90(4)

() 内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

変更後

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更理由

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of

Transmission Operators in Japan

OCCCTO

8. 運用容量算出結果（8）

103

2022年度 北陸送電方向運用容量

[万kW]

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
北陸フェンス	平日	昼間	187(4)	186(4) [168(4)]	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) [205(4)]	185(4)	前半 [202(4)] 後半 190(2) [210(2)]	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
		夜間	190(2)	190(2) [209(4)]	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) [210(2)]	210(2)	前半 [210(2)] 後半 190(2) [210(2)]	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
	休日	昼間	140(4)	142(4) [124(4)]	158(4)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 174(4) [159(4)]	145(4)	前半 [162(4)] 後半 180(4) [166(4)]	190(2)	190(2)	190(2)	前半 174(4) 後半 165(4)
		夜間	178(4)	171(4) [164(4)]	176(4)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) [192(4)]	187(4)	前半 [207(4)] 後半 190(2) [210(2)]	190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)

[万kW]

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
北陸フェンス	特殊日	昼間	147(4)	190(2)	166(4)
	夜間	166(4)	190(2)	190(2)	

※ 1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。

※ 2 休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。

※ 3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は
当月（3月、9月、11月）は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

() 内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

[] 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

変更後

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更理由

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of

Transmission Operators in Japan

OCCCTO

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

北陸関西間連系線

変更前	変更後	変更理由																													
8. 運用容量算出結果（9） 104 長期（2023年度～2030年度） 【万kW】 <table><tr><th>連系線名称</th><th>潮流向</th><th>2023年度</th><th>2024年度</th><th>2025年度</th><th>2026年度</th><th>2027年度</th><th>2028年度</th><th>2029年度</th><th>2030年度</th></tr><tr><td rowspan="2">北陸関西間連系線</td><td>北陸向</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td></tr><tr><td>関西向</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td></tr></table> 【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。 （ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。 ※長期の運用容量の算出においては、熱容量、同期安定性、電圧安定性の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2022年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCTO)	連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	北陸関西間連系線	北陸向	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	関西向	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	変更無し（数値は2022年2月末に算出）	
連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度																						
北陸関西間連系線	北陸向	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]																						
	関西向	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]																						
8. 運用容量算出結果（10） 105 長期（2023年度～2030年度） 【万kW】 <table><tr><th>連系線名称</th><th>潮流向</th><th>2023年度</th><th>2024年度</th><th>2025年度</th><th>2026年度</th><th>2027年度</th><th>2028年度</th><th>2029年度</th><th>2030年度</th></tr><tr><td rowspan="2">北陸フェンス</td><td>北陸受電方向</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td><td>150(Δ) [70(Δ)]</td></tr><tr><td>北陸送電方向</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td><td>190(Δ) [140(Δ)]</td></tr></table> 【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。 （ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。 ※長期の運用容量の算出においては、熱容量、同期安定性、電圧安定性の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2022年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCTO)	連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度	北陸フェンス	北陸受電方向	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	北陸送電方向	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	変更無し（数値は2022年2月末に算出）	
連系線名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度																						
北陸フェンス	北陸受電方向	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]	150(Δ) [70(Δ)]																						
	北陸送電方向	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]	190(Δ) [140(Δ)]																						

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系線

変更前	変更後	変更理由
106 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 Electricity Supply in Japan OCCO 1. 関西中国間連系線のフェンス潮流 107 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 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Electricity Supply in Japan OCCO	変更無し 変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系線

変更前	変更後	変更理由
2. 送電限度値の算出 108 - 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 (OCCTO)	変更無し	
3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（1） 109 ＜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]、$\cos\theta$：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 - 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 (OCCTO)	3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（1） 109 ＜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]、$\cos\theta$：力率） ② 検討断面 - 夏季（5～10月）＜周囲温度：40℃＞ - 冬季（11～4月）＜周囲温度：25℃＞ 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 (OCCTO)	・ 冬季の熱容量が整理されたため、 冬季の熱容量を追記

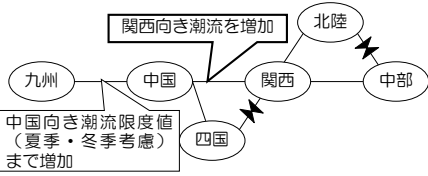
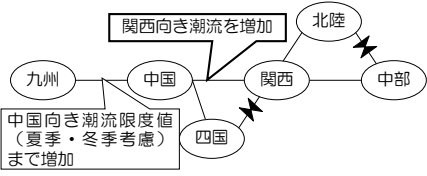
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系線

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）110 一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> OCCTO		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	3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2）110 一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>【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 846 \times 4 \times 0.95$) 【冬季】326万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 992 \times 4 \times 0.95$)</td><td>【夏季】ACSR410mm²×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm²×4導体×2回線 992A/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> 変更無し		容 量	備 考	西播東岡山線	【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 846 \times 4 \times 0.95$) 【冬季】326万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 992 \times 4 \times 0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 992A/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	・ 冬季の熱容量が整理されたため、 冬季の熱容量を追記
	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																																																																														
	容 量	備 考																																																																														
西播東岡山線	【夏季】278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 846 \times 4 \times 0.95$) 【冬季】326万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 992 \times 4 \times 0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体×2回線 992A/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																																																																														
4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）111 <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Ⅱ法 ➢ 同期安定性解析：電中研Ⅲ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。 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Co-ordination of Electricity in Japan OCCTO																																																																																

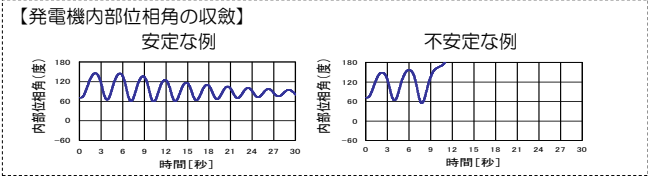
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系線

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） 112 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。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Cooperation of Electricity in Japan (OCCTO)	4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2） 112 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。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Cooperation of Electricity in Japan (OCCTO)	・他の連系線の表現と平仄をとって、中国九州間連系線潮流の調整方法の表現を変更
4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3） 113 ▶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） 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Cooperation of Electricity in Japan (OCCTO)	4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3） 113 ▶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潮流限度値（フリンジ含む）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回線熱容量にフリンジ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） 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Cooperation of Electricity in Japan (OCCTO)	・他の連系線の表現と平仄をとって、中国九州間連系線と関西中国間連系線潮流の調整方法の表現を変更

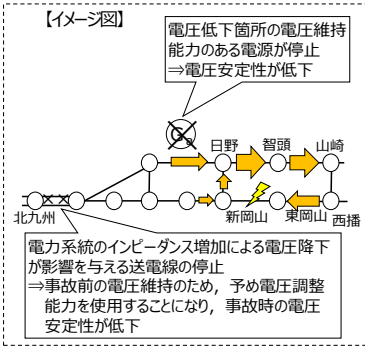
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系線

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）114 ＜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   5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（1）115 ＜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くらい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。 	変更無し 変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系線

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） 116 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 >電源制限：あり、負荷制限：なし 中国内地の送電線（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、電圧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 >「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。  5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（3） 117 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、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】 	変更無し	
変更無し	変更無し	

地域間連系統運用容量算出方法見直しに伴う「各連系統の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系統

変更前

118

6. 周波数維持限度の考え方

関西中国間連系統は、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

Organisme de Coordination Régionale d'Opérateurs de Systèmes de Transport d'Électricité en France

変更後

119

7. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

連系統名称	容量	備考
関西中国間連系統	556万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 2回線 (西播東岡山線)

（2）同期安定性限度値

関西中国間潮流の向き	夏季	冬季	その他季
関西→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認		
中国→関西 ¹⁾	450万kW ³⁾ で安定確認	445万kW ³⁾ で安定確認	430万kW ³⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分(30万kW) 控除後の値

2) 西播東岡山線 1 回線熱容量

3) 電圧安定性限度値（平常時、送電線 1 回線停止時および電源停止時の値）

変更理由

119

7. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

連系統名称	夏季	冬季	備考
関西中国間連系統	556万kW	652万kW	ACSR410mm ² × 4導体 × 2回線 (西播東岡山線)

夏季：5～10月 冬季：11～4月

（2）同期安定性限度値

関西中国間潮流の向き	夏季	冬季	その他季
関西→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認		
中国→関西 ¹⁾	450万kW ³⁾ で安定確認	445万kW ³⁾ で安定確認	430万kW ³⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分(30万kW) 控除後の値

2) 西播東岡山線 1 回線熱容量

3) 電圧安定性限度値（平常時、送電線 1 回線停止時および電源停止時の値）

・ 冬季の熱容量が整理されたため、冬季の熱容量限度値を追記

地域間連系統運用容量算出方法見直しに伴う「各連系統の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系統

変更前

7. 各限度値算出結果（2）

120

(3) 電圧安定性限度値

関西中国間潮流の向き	区分 ¹⁾		
	夏季	冬季	その他季
関西→中国 ²⁾	278万kW ³⁾ で安定確認		
中国→関西 ²⁾	4)	4)	4)

1) 夏季（7/1～9/15）、冬季（12/1～3/15）、その他季（9/16～11/30、3/16～6/30）
2) 数値はフリンジ分（30万kW）控除後の値
3) 西播磨岡山線 1 回線熱容量
4) 中国→関西は、以下の値を採用

関西中国間潮流の向き	断面	平常時	送電線 ⁵⁾ 1 回線停止時	電源 ⁵⁾ 停止時	送電線 ⁵⁾ 1 回線停止時 + 電源 ⁵⁾ 停止
中国→関西 ²⁾	夏季	450万kW	440万kW	440万kW	430万kW
	冬季	445万kW	435万kW	435万kW	425万kW
	その他季	430万kW	420万kW	420万kW	410万kW

5) 運用容量に影響する送電線・電源

(4) 周波数維持限度値
制約なし

8. 運用容量算出結果（1）

121

2021年度 関西向き運用容量

【万kW】

連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月前半	9月後半
関西中国間連系統	平日	昼間 410 (3) [380 (3)]	410 (3)	420 (3) [278 (1)]	450 (3) [329 (1)]	450 (3)	450 (3) [329 (1)]	430 (3) [329 (1)]
		夜間 410 (3) [380 (3)]	410 (3)	420 (3) [278 (1)]	450 (3)	450 (3)	450 (3) [329 (1)]	430 (3) [329 (1)]
	休日	昼間 410 (3) [385 (3)]	410 (3)	420 (3)	450 (3)	450 (3)	450 (3) [329 (1)]	430 (3) [329 (1)]
		夜間 410 (3) [385 (3)]	410 (3)	420 (3)	450 (3)	450 (3)	450 (3) [329 (1)]	430 (3) [329 (1)]
	10月	11月	12月	1月	2月	3月前半	3月後半	
		430 (3) [329 (1)]	430 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3) [410 (3)]	430 (3) [395 (3)]
	平日	昼間 430 (3) [329 (1)]	430 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3) [410 (3)]	430 (3) [395 (3)]
		夜間 430 (3) [329 (1)]	430 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3) [410 (3)]	430 (3) [395 (3)]
	休日	昼間 430 (3) [329 (1)]	430 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3) [410 (3)]	430 (3) [395 (3)]
		夜間 430 (3) [329 (1)]	430 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3)	445 (3) [410 (3)]	430 (3) [395 (3)]

2021年度 中国向き運用容量

【万kW】

連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
関西中国間連系統	平日	昼間 278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)
		夜間 278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)
	休日	昼間 278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)
		夜間 278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量、②周波数安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。 【 】 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

変更後

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更理由

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

地域間連系統運用容量算出方法見直しに伴う「各連系統の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系統

変更前

8. 運用容量算出結果（2）

122

2022年度 関西向き運用容量

【万kW】

連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半	
関西中国間連系統	平日	昼間 420 (3) [385 (3)]	420 (3)	430 (3) [278 (1)]	425 (3) [278 (1)]	425 (3)	425 (3) [329 (1)]	430 (3) [329 (1)]	
		夜間 420 (3) [385 (3)]	420 (3)	430 (3)	425 (3) [329 (1)]	425 (3)	425 (3)	430 (3)	
	休日	昼間 420 (3) [395 (3)]	420 (3)	430 (3)	425 (3)	425 (3)	425 (3)	430 (3) [395 (3)]	
		夜間 420 (3) [395 (3)]	420 (3)	430 (3)	425 (3)	425 (3)	425 (3)	430 (3)	
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間 430 (3)	430 (3) [329 (1)]	420 (3)	420 (3)	420 (3)	420 (3)	430 (3)	
		夜間 430 (3)	430 (3) [329 (1)]	420 (3)	420 (3)	420 (3)	420 (3)	430 (3)	
	休日	昼間 430 (3)	430 (3) [329 (1)]	420 (3)	420 (3)	420 (3)	420 (3)	430 (3)	
		夜間 430 (3)	430 (3) [329 (1)]	420 (3)	420 (3)	420 (3)	420 (3)	430 (3)	

2022年度 中国向き運用容量

【万kW】

連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
関西中国間連系統	平日	昼間 278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)
		夜間 278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)
	休日	昼間 278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)
		夜間 278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (1:熱容量、2:同期安定性、3:電圧安定性、4:周波数維持) を示す。 【 】 内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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

8. 運用容量算出結果（3）

123

長期（2023年度～2030年度）

【万kW】

連系統名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度
関西中国間連系統	関西向	425 (3)	425 (3)	425 (3)	425 (3)	425 (3)	425 (3)	425 (3)	425 (3)
	中国向	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)	278 (1)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (1:熱容量、2:同期安定性、3:電圧安定性、4:周波数維持) を示す。

※2022年度及び長期の運用容量の算出においては、熱容量、同期安定性、電圧安定性の限度値に影響を与えるような系統変更等の計画がないため、2021年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

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

変更後

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更理由

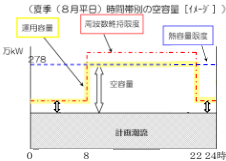
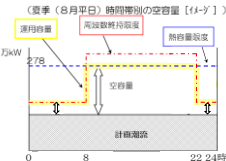
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

関西中国間連系線

変更前	変更後	変更理由
〈参考〉 関西中国間連系線の電圧安定性の考え方 124 ➢ 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） 事故前 事故後 無効電力消費の増加⇒電圧低下 判定基準値 (定格電圧×90%) 電力広域機構 OCCTO	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

変更前	変更後	変更理由
146 7. 中国九州間連系線  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCTO) 1. 送電限度値の算出 147 - 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 - 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。 - なお、同期安定性面、電圧安定性面の限度値は、以下の制約要因から定まる限度値に比べ大きいことを確認している。 【中国向き】 - 熱容量または周波数維持面の各限度値の内、最小値から決定 【九州向き】 - 周波数維持面から決定 〈夏季（8月平日）時間帯別の空容量【MW】〉   電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCTO)	変更無し 1. 送電限度値の算出 147 - 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 - 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。 - なお、同期安定性限度値、電圧安定性限度値は、熱容量限度値に比べて大きいことを確認している。 【中国向き】 - 熱容量限度値または周波数維持限度値の内、最小値から決定 【九州向き】 - 周波数維持限度値から決定 〈夏季（8月平日）時間帯別の空容量【MW】〉   電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCTO)	同期・電圧安定性限度値を冬季の熱容量限度値まで確認するため、記載内容を変更

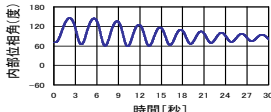
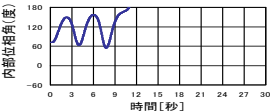
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

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 148 <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 (3~11月) <周囲温度: 40℃> ▶冬季 (12~2月) <周囲温度: 25℃> ③ 電源制限・負荷制限の織り込み ▶なし ④ 想定故障 ▶中国九州間連系線 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 border="1"> <thead> <tr> <th></th><th>容 量</th><th>備 考</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>中国九州間連系線 (関門連系線)</td><td>【夏季】278万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$) 【冬季】326万kW (1 回線あたり) <参考> 送電線の許容電流から求まる定格熱容量326万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95$)</td><td>【夏季】ACSR410mm²×4 導体 846A/1 導体 【冬季】ACSR410mm²×4 導体 992A/1 導体</td></tr> <tr> <td>直列機器</td><td>329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)</td><td>遮断器・断路器・計器用変流器: 4,000A</td></tr> </tbody> </table> 1) 2020年5月に定めた検討条件通り、運用容量の潮流限度値は315万kWとする。 (326万kWまで送電可能であることを確認済み (2016年度第4回運用容量検討会資料1-1P.21参照))		容 量	備 考	中国九州間連系線 (関門連系線)	【夏季】278万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$) 【冬季】326万kW (1 回線あたり) <参考> 送電線の許容電流から求まる定格熱容量326万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4 導体 846A/1 導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4 導体 992A/1 導体	直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	遮断器・断路器・計器用変流器: 4,000A	2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 148 <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 (3~11月) <周囲温度: 40℃> ▶冬季 (12~2月) <周囲温度: 25℃> ③ 電源制限・負荷制限の織り込み ▶なし ④ 想定故障 ▶中国九州間連系線 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 border="1"> <thead> <tr> <th></th><th>容 量</th><th>備 考</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td>中国九州間連系線 (関門連系線)</td><td>【夏季】278万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$) 【冬季】326万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95$)</td><td>【夏季】ACSR410mm²×4 導体 846A/1 導体 【冬季】ACSR410mm²×4 導体 992A/1 導体</td></tr> <tr> <td>直列機器</td><td>329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)</td><td>遮断器・断路器・計器用変流器: 4,000A</td></tr> </tbody> </table> 電力広域的運営推進機関 Organisation for Cross-regional Co-operation of Electricity in Southern Japan OCCTO		容 量	備 考	中国九州間連系線 (関門連系線)	【夏季】278万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$) 【冬季】326万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4 導体 846A/1 導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4 導体 992A/1 導体	直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	遮断器・断路器・計器用変流器: 4,000A	・ 同期・電圧安定性限度値を冬季の熱容量限度値まで確認するため、記載内容を変更
	容 量	備 考																		
中国九州間連系線 (関門連系線)	【夏季】278万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$) 【冬季】326万kW (1 回線あたり) <参考> 送電線の許容電流から求まる定格熱容量326万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4 導体 846A/1 導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4 導体 992A/1 導体																		
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	遮断器・断路器・計器用変流器: 4,000A																		
	容 量	備 考																		
中国九州間連系線 (関門連系線)	【夏季】278万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95$) 【冬季】326万kW (1 回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95$)	【夏季】ACSR410mm ² ×4 導体 846A/1 導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4 導体 992A/1 導体																		
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	遮断器・断路器・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) 149 <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。 ▶同期安定性面の限度値は、熱容量または周波数維持面の制約要因で定まる限度値に比べ大きいことを確認している。 <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、1月昼間、1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。また、冬季は別途熱容量限度値を設定することから1月についても検討する。 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同期安定性への影響がない範囲で縮約する。 OC	3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準 (1) 149 <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。 ▶同期安定性限度値は、熱容量限度値に比べて大きいことを確認している。 <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、1月昼間、1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。また、冬季は別途熱容量限度値を設定することから1月についても検討する。 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同期安定性への影響がない範囲で縮約する。 電力広域的運営推進機関 Organisation for Cross-regional Co-operation of Electricity in Southern Japan OCCTO	・ 同期・電圧安定性限度値を冬季の熱容量限度値まで確認するため、記載内容を変更																		

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

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） 150 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、1月昼間、1月夜間：実績より想定 ⑥ 中国九州間連系線潮流 ▶九州→中国向き潮流 関西中国間連系線潮流の関西向き潮流限度値（フリンジ分を含む）を中国から関西へ流したうえで、九州エリアの発電量を増加させ、中国エリアの発電量を抑制する。 ▶中国→九州向き潮流 関西中国間連系線潮流の中国向き潮流限度値（フリンジ分を含む）を関西から中国へ流したうえで、中国エリアの発電量を増加させ、九州エリア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 (OCCTO)	3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2） 150 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、1月昼間、1月夜間：実績より想定 ⑥ 中国九州間連系線潮流 ▶九州→中国向き潮流 関西中国間連系線潮流の関西向き潮流限度値（フリンジ含む）を中国から関西へ流したうえで、九州エリアの発電量を増加させ、中国エリアの発電量を抑制する。 ▶中国→九州向き潮流 関西中国間連系線潮流の中国向き潮流限度値（フリンジ含む）を関西から中国へ流したうえで、中国エリアの発電量を増加させ、九州エリア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 (OCCTO)	・他の連系線の表現と平仄をとって、中国九州間連系線潮流の調整方法の表現を変更
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3） 151 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：中国九州間連系線1回線 新山口・北九州変電所 500kV片母線 ▶故障様相：三相3線地絡（中国九州間連系線） 三相地絡（新山口・北九州変電所母線） <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束(収束)していること。 【発電機内部位相角の収束】 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 (OCCTO)	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

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 152 ＜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。 ➢電圧安定性面の限度値は、熱容量または周波数維持面の制約要因で定まる限度値に比べ大きいことを確認している。 ＜検討条件＞ ➢同期安定性の検討を行う中で電圧安定性の健全性を確認 ＜判定基準＞ ➢基幹系統の母線電圧が維持できること。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan	4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準 152 ＜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。 ➢電圧安定性限度値は、熱容量限度値に比べて大きいことを確認している。 ＜検討条件＞ ➢同期安定性の検討を行う中で電圧安定性の健全性を確認 ＜判定基準＞ ➢基幹系統の母線電圧が維持できること。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan	・ 同期・電圧安定性限度値を冬季の熱容量限度値まで確認するため、記載内容を変更
5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（1） 153 ＜考え方＞ ➢ 中国九州間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅な周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。 ➢ ただし中国向きについては、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を反映した際の、運用容量低下による社会的影響を考慮し、当面の間運用容量を維持する運用対策を実施する。 ＜検討条件＞ ① 算術式 ➢中国以東系統 $\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (+\text{EPPS見込み量} [10\text{万kW}])^1$ 1) () は周波数低下側のみ ➢九州系統の周波数上昇 $\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} + \text{電源制限対象分}$ ➢九州系統の周波数低下 $\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} - \text{発電機解列量}$  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators in Japan	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

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） 154 ② 検討断面 >中国九州間連系線の利用実態から混雑の解消または緩和を図るため断面を細分化 ・月別：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（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） 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 >本州系統 電源制限：なし、負荷制限：あり >九州系統 電源制限：あり、負荷制限：なし <u>ただし、非常に稀頻度ではあるが周波数が59.1Hzに至る場合には負荷側UFRが動作し、負荷遮断に至る（2019年度 第1回運用容量検討会 資料1参照）</u> 九州系統において、連系線2回線故障により系統分離が発生し、規定の周波数限度を上回ると想定される場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCTO)	変更無し										
5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（3） 155 ⑤ 想定故障 >中国九州間連系線2回線停止 ⑥ 系統の周波数特性 <table border="1" style="margin-left: 40px;"> <tr> <th></th><th>中国以東中西5社</th><th>九州</th></tr> <tr> <td>周波数低下側</td><td>5.2% MW/1.0 Hz</td><td>5.2% MW/1.0 Hz</td></tr> <tr> <td>周波数上昇側</td><td>14.0% MW/0.6 Hz</td><td>7.5% MW/0.5 Hz</td></tr> </table> <判定基準> >中国以東の周波数が、59.0Hz¹⁾ から60.6Hzの範囲を維持できること。 1) 運用容量を維持する運用対策（負荷遮断等）により、常時周波数変動に関わらず59.0Hz以下とならないよう維持している。（2019年度 第2回運用容量検討会 資料3参照） >九州の周波数が、59.0Hzから60.5Hz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 Operations (OCCTO)		中国以東中西5社	九州	周波数低下側	5.2% MW/1.0 Hz	5.2% MW/1.0 Hz	周波数上昇側	14.0% MW/0.6 Hz	7.5% MW/0.5 Hz	変更無し	
	中国以東中西5社	九州									
周波数低下側	5.2% MW/1.0 Hz	5.2% MW/1.0 Hz									
周波数上昇側	14.0% MW/0.6 Hz	7.5% MW/0.5 Hz									

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

変更前

6. 各限度値算出結果（1）

156

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季	冬季	備考
中国九州間連系線	278万kW	326万kW	ACSR410mm2 × 4導体 × 1回線

夏季：3～11月 冬季：12～2月

（2）同期安定性限度値

中国九州間潮流の向き	夏季	冬季
九州→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認	315万kW ³⁾ で安定確認
中国→九州 ¹⁾		278万kW ⁴⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（22万kW）控除後の値
2) 熱容量限度値
3) 検討条件にて定めた潮流限度値（詳細は2020年度 第1回運用容量検討会 資料1参照）
4) 夏季1回線熱容量限度値まで確認

（3）電圧安定性限度値

中国九州間潮流の向き	夏季	冬季
九州→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認	315万kW ³⁾ で安定確認
中国→九州 ¹⁾		278万kW ⁴⁾ で安定確認

1) 数値はフリンジ分（22万kW）控除後の値
2) 熱容量限度値
3) 検討条件にて定めた潮流限度値（詳細は2020年度 第1回運用容量検討会 資料1参照）
4) 夏季1回線熱容量限度値まで確認

電力広域的運営推進機関

Ogawara for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JEPK

OCCTO

変更後

6. 各限度値算出結果（1）

156

（1）熱容量限度値

連系線名称	夏季	冬季	備考
中国九州間連系線	278万kW	326万kW	ACSR410mm2 × 4導体 × 1回線

夏季：3～11月 冬季：12～2月

（2）同期安定性限度値

中国九州間連系線潮流の向き	2022年2月末に算出
九州→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認
中国→九州 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（22万kW）控除後の値
2) 冬季熱容量限度値まで確認

（3）電圧安定性限度値

中国九州間連系線潮流の向き	2022年2月末に算出
九州→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認
中国→九州 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（22万kW）控除後の値
2) 冬季熱容量限度値まで確認

電力広域的運営推進機関

Ogawara for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JEPK

OCCTO

変更理由

・ 同期・電圧安定性限度値を冬季の熱容量限度値まで確認するため、2) の記載内容を変更

6. 各限度値算出結果（2）

157

周波数維持限度値（中国向き）

【2021年度】

[万kW]

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間連系線	平日	昼間	224	171	231	252	241	前半240 後半244	223	前半231 後半244	254	279	263
		夜間	198	164	194	211	199	前半206 後半196	193	前半201 後半208	216	240	237
	休日	昼間	180	162	184	208	212	前半205 後半194	184	前半195 後半206	208	219	221
		夜間	172	160	172	186	186	前半184 後半176	169	前半179 後半190	201	210	217

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中国九州間連系線	特別日	165	230	185
	夜間	158	190	188

○運用容量を休日、特別日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	1/4
特別日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3

※1 平日は休日及び特別日を除く日（休日及び特別日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。
※2 連続休日または特別日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特別日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月）前後半を含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

電力広域的運営推進機関

Ogawara for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JEPK

OCCTO

変更無し（数値は2022年2月末に算出）

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

変更前

6. 各限度値算出結果（3）

158

周波数維持限度値（九州向き）

【2021年度】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中国九州間連系線	平日	昼間	8	0	8	19	23	前半18 後半15	6	前半10 後半12	19	21	15	前半9 後半7
		夜間	27	20	21	31	32	前半32 後半27	28	前半35 後半38	40	43	41	前半36 後半31
	休日	昼間	1	0	0	11	13	前半8 後半7	0	前半5 後半6	9	14	8	前半3 後半1
		夜間	20	14	16	24	25	前半24 後半23	22	前半29 後半32	36	41	37	前半30 後半26

【75kW】

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中国九州間連系線	特別日	0	15	9
	夜間	13	28	39

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。
※2 連続休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は
当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JEPK

変更後

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更理由

変更前

6. 各限度値算出結果（4）

159

周波数維持限度値（中国向き）

【2022年度】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中国九州間連系線	平日	昼間	225	227	232	253	242	前半241 後半245	224	前半232 後半245	255	280	265	前半251 後半235
		夜間	199	195	195	212	200	前半207 後半197	194	前半201 後半209	217	242	238	前半222 後半208
	休日	昼間	181	176	185	209	213	前半206 後半195	185	前半196 後半207	209	221	222	前半211 後半200
		夜間	173	166	173	187	186	前半185 後半177	169	前半179 後半191	202	211	218	前半204 後半194

【75kW】

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中国九州間連系線	特別日	172	231	186
	夜間	162	191	189

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	5/2	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。
※2 連続休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は
当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JEPK

変更後

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更理由

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

変更前

変更後

変更理由

6. 各限度値算出結果（5）

160

周波数維持限度値（九州向き）

【2022年度】

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間連系線	平日	昼間	8	0	8	20	23	前半18 後半15	7	前半11 後半12	19	22	15
		夜間	27	20	22	31	32	前半32 後半27	28	前半35 後半39	40	43	42
	休日	昼間	1	0	1	12	13	前半8 後半7	0	前半5 後半6	9	14	9
		夜間	21	14	16	24	25	前半24 後半24	22	前半29 後半33	37	42	38

【万kW】

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中国九州間連系線	昼間	0	16	9
	夜間	13	28	39

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	5/2	－	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。
※2 連続休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

7. 運用容量算出結果（1）

161

2021年度 中国向き運用容量

【万kW】

連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間連系線	平日	昼間	224(益) 【224(益)】	171(益) 【225(益)】	231(益)	252(益)	241(益)	前半240(益) 後半232(益)	223(益)	前半231(益) 後半244(益)	254(益)	279(益)	263(益)
		夜間	198(益) 【198(益)】	164(益) 【194(益)】	194(益)	211(益)	199(益)	前半206(益) 後半196(益)	193(益)	前半201(益) 後半206(益)	216(益)	240(益)	237(益)
	休日	昼間	180(益) 【180(益)】	162(益) 【175(益)】	184(益)	208(益)	212(益)	前半205(益) 後半194(益)	184(益)	前半195(益) 後半206(益)	208(益)	219(益)	221(益)
		夜間	172(益) 【172(益)】	160(益) 【165(益)】	172(益)	186(益)	186(益)	前半184(益) 後半176(益)	169(益)	前半179(益) 後半190(益)	201(益)	210(益)	217(益)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。 【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

【万kW】

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中国九州間連系線	昼間	165(益)	230(益)	185(益)
	夜間	158(益)	190(益)	188(益)

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30	－	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3

※1 平日は休日及び特殊日を除く日（休日及び特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。
※2 連続休日または特殊日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特殊日の夜間帯の運用容量とする。
※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

変更前	変更後	変更理由																																																																																																																																																																																						
7. 運用容量算出結果（2）162 2021年度九州向き運用容量 【万kW】 <table><tr><th>連系線名称</th><th>断面</th><th>4月</th><th>5月</th><th>6月</th><th>7月</th><th>8月</th><th>9月</th><th>10月</th><th>11月</th><th>12月</th><th>1月</th><th>2月</th><th>3月</th></tr><tr><td rowspan="4">中国九州間連系線</td><td rowspan="2">平日</td><td>昼間 8(4) 【0(4)】</td><td>0(4) 【0(4)】</td><td>8(4)</td><td>19(4)</td><td>23(4)</td><td>前半18(4) 後半15(4)</td><td>6(4)</td><td>前半10(4) 後半12(4)</td><td>19(4)</td><td>21(4)</td><td>15(4)</td><td>前半9(4) 【0(4)】 後半7(4)</td></tr><tr><td>夜間 27(4) 【17(4)】</td><td>20(4) 【10(4)】</td><td>21(4)</td><td>31(4)</td><td>32(4)</td><td>前半32(4) 後半27(4)</td><td>28(4)</td><td>前半35(4) 後半38(4)</td><td>40(4)</td><td>43(4)</td><td>41(4)</td><td>前半39(4) 後半31(4)</td></tr><tr><td rowspan="2">休日</td><td>昼間 1(4) 【0(4)】</td><td>0(4) 【0(4)】</td><td>0(4)</td><td>11(4)</td><td>13(4)</td><td>前半8(4) 後半7(4)</td><td>0(4)</td><td>前半5(4) 後半6(4)</td><td>9(4)</td><td>14(4)</td><td>8(4)</td><td>前半3(4) 後半1(4)</td></tr><tr><td>夜間 20(4) 【12(4)】</td><td>14(4) 【5(4)】</td><td>16(4)</td><td>24(4)</td><td>25(4)</td><td>前半24(4) 後半23(4)</td><td>22(4)</td><td>前半29(4) 後半32(4)</td><td>36(4)</td><td>41(4)</td><td>37(4)</td><td>前半30(4) 後半26(4)</td></tr></table> ()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。 【万kW】 <table><tr><th>連系線名称</th><th>断面</th><th>GW</th><th>益</th><th>年末年始</th></tr><tr><td rowspan="2">中国九州間連系線</td><td>特別日</td><td>0(4)</td><td>15(4)</td><td>9(4)</td></tr><tr><td>夜間</td><td>13(4)</td><td>28(4)</td><td>39(4)</td></tr></table> ○運用容量を休日、特別日相当として扱う日 <table><tr><td></td><td>GW</td><td>益</td><td>年末年始</td></tr><tr><td>休日相当</td><td>4/30</td><td>—</td><td>1/4</td></tr><tr><td>特別日</td><td>5/3～5/5</td><td>8/13～15</td><td>12/29～1/3</td></tr></table> ※1 平日は休日及び特別日を除く日（休日及び特別日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。 ※2 連続休日または特別日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特別日の夜間帯の運用容量とする。 ※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は 当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCTO) 7. 運用容量算出結果（3）163 2022年度中国向き運用容量 【万kW】 <table><tr><th>連系線名称</th><th>断面</th><th>4月</th><th>5月</th><th>6月</th><th>7月</th><th>8月</th><th>9月</th><th>10月</th><th>11月</th><th>12月</th><th>1月</th><th>2月</th><th>3月</th></tr><tr><td rowspan="4">中国九州間連系線</td><td rowspan="2">平日</td><td>昼間 225(4) 【225(4)】</td><td>227(4) 【227(4)】</td><td>232(4)</td><td>253(4)</td><td>242(4)</td><td>前半241(4) 後半235(4)</td><td>224(4)</td><td>前半232(4) 後半235(4)</td><td>255(4)</td><td>280(4)</td><td>265(4)</td><td>前半251(4) 後半236(4)</td></tr><tr><td>夜間 199(4) 【199(4)】</td><td>195(4) 【195(4)】</td><td>195(4)</td><td>212(4)</td><td>200(4)</td><td>前半207(4) 後半197(4)</td><td>194(4)</td><td>前半201(4) 後半209(4)</td><td>217(4)</td><td>242(4)</td><td>238(4)</td><td>前半222(4) 後半208(4)</td></tr><tr><td rowspan="2">休日</td><td>昼間 181(4) 【181(4)】</td><td>176(4) 【176(4)】</td><td>185(4)</td><td>209(4)</td><td>213(4)</td><td>前半206(4) 後半195(4)</td><td>185(4)</td><td>前半196(4) 後半207(4)</td><td>209(4)</td><td>221(4)</td><td>222(4)</td><td>前半211(4) 後半200(4)</td></tr><tr><td>夜間 173(4) 【173(4)】</td><td>166(4) 【166(4)】</td><td>173(4)</td><td>187(4)</td><td>186(4)</td><td>前半185(4) 後半177(4)</td><td>169(4)</td><td>前半179(4) 後半191(4)</td><td>202(4)</td><td>211(4)</td><td>218(4)</td><td>前半204(4) 後半194(4)</td></tr></table> ()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。 【万kW】 <table><tr><th>連系線名称</th><th>断面</th><th>GW</th><th>益</th><th>年末年始</th></tr><tr><td rowspan="2">中国九州間連系線</td><td>特別日</td><td>172(4)</td><td>231(4)</td><td>186(4)</td></tr><tr><td>夜間</td><td>162(4)</td><td>191(4)</td><td>189(4)</td></tr></table> ○運用容量を休日、特別日相当として扱う日 <table><tr><td></td><td>GW</td><td>益</td><td>年末年始</td></tr><tr><td>休日相当</td><td>5/2</td><td>—</td><td>1/4</td></tr><tr><td>特別日</td><td>5/3～5/5</td><td>8/13～15</td><td>12/29～1/3</td></tr></table> ※1 平日は休日及び特別日を除く日（休日及び特別日明けの夜間帯のうち0:00～8:00を除く）とする。 ※2 連続休日または特別日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は、休日または特別日の夜間帯の運用容量とする。 ※3 月（3月、9月、11月前後半含む）をまたぐ休日明けの夜間帯のうち0:00～8:00は 当月（3月、9月、11月は後半）の休日の夜間帯の運用容量とする。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operations (OCCTO)	連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	中国九州間連系線	平日	昼間 8(4) 【0(4)】	0(4) 【0(4)】	8(4)	19(4)	23(4)	前半18(4) 後半15(4)	6(4)	前半10(4) 後半12(4)	19(4)	21(4)	15(4)	前半9(4) 【0(4)】 後半7(4)	夜間 27(4) 【17(4)】	20(4) 【10(4)】	21(4)	31(4)	32(4)	前半32(4) 後半27(4)	28(4)	前半35(4) 後半38(4)	40(4)	43(4)	41(4)	前半39(4) 後半31(4)	休日	昼間 1(4) 【0(4)】	0(4) 【0(4)】	0(4)	11(4)	13(4)	前半8(4) 後半7(4)	0(4)	前半5(4) 後半6(4)	9(4)	14(4)	8(4)	前半3(4) 後半1(4)	夜間 20(4) 【12(4)】	14(4) 【5(4)】	16(4)	24(4)	25(4)	前半24(4) 後半23(4)	22(4)	前半29(4) 後半32(4)	36(4)	41(4)	37(4)	前半30(4) 後半26(4)	連系線名称	断面	GW	益	年末年始	中国九州間連系線	特別日	0(4)	15(4)	9(4)	夜間	13(4)	28(4)	39(4)		GW	益	年末年始	休日相当	4/30	—	1/4	特別日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3	連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	中国九州間連系線	平日	昼間 225(4) 【225(4)】	227(4) 【227(4)】	232(4)	253(4)	242(4)	前半241(4) 後半235(4)	224(4)	前半232(4) 後半235(4)	255(4)	280(4)	265(4)	前半251(4) 後半236(4)	夜間 199(4) 【199(4)】	195(4) 【195(4)】	195(4)	212(4)	200(4)	前半207(4) 後半197(4)	194(4)	前半201(4) 後半209(4)	217(4)	242(4)	238(4)	前半222(4) 後半208(4)	休日	昼間 181(4) 【181(4)】	176(4) 【176(4)】	185(4)	209(4)	213(4)	前半206(4) 後半195(4)	185(4)	前半196(4) 後半207(4)	209(4)	221(4)	222(4)	前半211(4) 後半200(4)	夜間 173(4) 【173(4)】	166(4) 【166(4)】	173(4)	187(4)	186(4)	前半185(4) 後半177(4)	169(4)	前半179(4) 後半191(4)	202(4)	211(4)	218(4)	前半204(4) 後半194(4)	連系線名称	断面	GW	益	年末年始	中国九州間連系線	特別日	172(4)	231(4)	186(4)	夜間	162(4)	191(4)	189(4)		GW	益	年末年始	休日相当	5/2	—	1/4	特別日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3	変更無し（数値は2022年2月末に算出）	
連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月																																																																																																																																																																											
中国九州間連系線	平日	昼間 8(4) 【0(4)】	0(4) 【0(4)】	8(4)	19(4)	23(4)	前半18(4) 後半15(4)	6(4)	前半10(4) 後半12(4)	19(4)	21(4)	15(4)	前半9(4) 【0(4)】 後半7(4)																																																																																																																																																																											
		夜間 27(4) 【17(4)】	20(4) 【10(4)】	21(4)	31(4)	32(4)	前半32(4) 後半27(4)	28(4)	前半35(4) 後半38(4)	40(4)	43(4)	41(4)	前半39(4) 後半31(4)																																																																																																																																																																											
	休日	昼間 1(4) 【0(4)】	0(4) 【0(4)】	0(4)	11(4)	13(4)	前半8(4) 後半7(4)	0(4)	前半5(4) 後半6(4)	9(4)	14(4)	8(4)	前半3(4) 後半1(4)																																																																																																																																																																											
		夜間 20(4) 【12(4)】	14(4) 【5(4)】	16(4)	24(4)	25(4)	前半24(4) 後半23(4)	22(4)	前半29(4) 後半32(4)	36(4)	41(4)	37(4)	前半30(4) 後半26(4)																																																																																																																																																																											
連系線名称	断面	GW	益	年末年始																																																																																																																																																																																				
中国九州間連系線	特別日	0(4)	15(4)	9(4)																																																																																																																																																																																				
	夜間	13(4)	28(4)	39(4)																																																																																																																																																																																				
	GW	益	年末年始																																																																																																																																																																																					
休日相当	4/30	—	1/4																																																																																																																																																																																					
特別日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3																																																																																																																																																																																					
連系線名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月																																																																																																																																																																											
中国九州間連系線	平日	昼間 225(4) 【225(4)】	227(4) 【227(4)】	232(4)	253(4)	242(4)	前半241(4) 後半235(4)	224(4)	前半232(4) 後半235(4)	255(4)	280(4)	265(4)	前半251(4) 後半236(4)																																																																																																																																																																											
		夜間 199(4) 【199(4)】	195(4) 【195(4)】	195(4)	212(4)	200(4)	前半207(4) 後半197(4)	194(4)	前半201(4) 後半209(4)	217(4)	242(4)	238(4)	前半222(4) 後半208(4)																																																																																																																																																																											
	休日	昼間 181(4) 【181(4)】	176(4) 【176(4)】	185(4)	209(4)	213(4)	前半206(4) 後半195(4)	185(4)	前半196(4) 後半207(4)	209(4)	221(4)	222(4)	前半211(4) 後半200(4)																																																																																																																																																																											
		夜間 173(4) 【173(4)】	166(4) 【166(4)】	173(4)	187(4)	186(4)	前半185(4) 後半177(4)	169(4)	前半179(4) 後半191(4)	202(4)	211(4)	218(4)	前半204(4) 後半194(4)																																																																																																																																																																											
連系線名称	断面	GW	益	年末年始																																																																																																																																																																																				
中国九州間連系線	特別日	172(4)	231(4)	186(4)																																																																																																																																																																																				
	夜間	162(4)	191(4)	189(4)																																																																																																																																																																																				
	GW	益	年末年始																																																																																																																																																																																					
休日相当	5/2	—	1/4																																																																																																																																																																																					
特別日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3																																																																																																																																																																																					

地域間連系統運用容量算出方法見直しに伴う「各連系統の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系統

変更前

変更後

変更理由

7. 運用容量算出結果（4）

2022年度九州向き運用容量

〔万kW〕

連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
中国九州間連系統	平日	昼間 8(4) [0(4)]	0(4) [0(4)]	8(4)	20(4)	23(4)	前半18(4) 後半15(4)	7(4)	前半11(4) 後半12(4)	19(4)	22(4)	15(4)	前半9(4) 後半7(4)
		夜間 27(4) [17(4)]	20(4) [10(4)]	22(4)	31(4)	32(4)	前半32(4) 後半27(4)	28(4)	前半35(4) 後半39(4)	40(4)	43(4)	42(4)	前半36(4) 後半31(4)
	休日	昼間 1(4) [0(4)]	0(4) [0(4)]	1(4)	12(4)	13(4)	前半8(4) 後半7(4)	0(4)	前半5(4) 後半6(4)	9(4)	14(4)	9(4)	前半4(4) 後半1(4)
		夜間 21(4) [12(4)]	14(4) [6(4)]	16(4)	24(4)	25(4)	前半24(4) 後半24(4)	22(4)	前半29(4) 後半33(4)	37(4)	42(4)	38(4)	前半30(4) 後半27(4)
〔 〕内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。													
連系統名称	断面	GW	益	年末年始									
中国九州間連系統	要間	0(4)	16(4)	9(4)									
	夜間	13(4)	28(4)	39(4)									
	GW	益	年末年始										
休日相当	5/2	—	1/4										
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～1/3										
連系統名称	潮流向	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度	2030年度				
中国九州間連系統	中国向	278(1) [162(4)]	278(1) [162(4)]	278(1) [162(4)]	278(1) [162(4)]	278(1) [162(4)]	278(1) [162(4)]	278(1) [162(4)]	278(1) [162(4)]				
	九州向	23(4) [0(4)]	23(4) [0(4)]	23(4) [0(4)]	23(4) [0(4)]	23(4) [0(4)]	23(4) [0(4)]	23(4) [0(4)]	23(4) [0(4)]				

変更無し（数値は2022年2月末に算出）

変更無し（数値は2022年2月末に算出）

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

中国九州間連系線

変更前	変更後	変更理由
〈参考〉週間以降の算出断面30分化 166 週間以降、連系線の混雑の発生が見込まれ、周波数維持が制約要因である連系線においては、全ての時間帯において、運用容量の算出断面を30分ごとに變更している。 中国九州間連系線（逆方向）および中部関西間連系線（順方向）は運用容量を算出する週間以降の断面を年間、月間の2断面／日から30分ごとに變更することで運用容量が増加する¹⁾ 1) 週間以降、年間段階と比べ大幅な想定需要の低下が見込まれる場合、一部時間帯で年間より運用容量が減少する。 【凡例】 30分ごとの運用容量（周波数維持） 30分ごとの運用容量（熱容量限度） 2断面／日の運用容量（周波数維持） - 運用容量増加分 0時 24時 電力広域的運営推進機関 Organisme de Coordination Régionale et Transmissio en Coordination JAPN	変更無し	
〈参考〉周波数維持限度値の考え方と判定基準 167 ➢ 再生可能エネルギーの導入拡大の進展により、電源制限を見込めない場合、周波数上昇側の制約が顕在化し、運用容量が低下する恐れがある。 （従来の運用容量算定時） （再エネの導入拡大に伴い電源制限が見込めない場合） 電力広域的運営推進機関 Organisme de Coordination Régionale et Transmissio en Coordination JAPN	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

60Hz 連系系統

変更前

168

8. 60Hz連系系統の同期安定性

電力広域的運営推進機関
Organism for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators in Japan

1. 検討目的

169

60Hz連系系統は、長距離くし形系統であり、じょう乱発生時に地域間をまたぐ電力動揺が生じ不安定となる可能性がある。そのため、60Hz連系系統の西側から東向きの潮流に対する同期安定性が連系線利用に対して制約を与えないことを確認する。

○：安定
×：不安定

・ 2021年度8月昼間帯の同期安定性解析（今年度計算結果）

東向き潮流増加〔万kW〕	Δ-λ	・・・	+115	・・・	+405
中国九州間連系線潮流	192	・・・	305	・・・	305
関西中国間連系線潮流	214	・・・	315	・・・	484
想定故障A,B,C,...	○	・・・	○	・・・	○

中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

関西中国間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

・ 中国九州間連系線潮流 = 305万kW ≧ 300万kW（運用容量＋フリンジ分）

・ 関西中国間連系線潮流 = 484万kW ≧ 455万kW（運用容量＋フリンジ分）

電力広域的運営推進機関
Organism for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators in Japan

OCCTO

変更後

169

変更無し

電力広域的運営推進機関
Organism for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators in Japan

1. 検討目的

169

60Hz連系系統は、長距離くし形系統であり、じょう乱発生時に地域間をまたぐ電力動揺が生じ不安定となる可能性がある。そのため、60Hz連系系統の西側から東向きの中国九州間連系線と関西中国間連系線の運用容量に対して、60Hz連系系統の同期安定性が制約とならないことを確認する。

○：安定
×：不安定

・ 2021年度8月昼間帯の同期安定性解析（今年度計算結果）

東向き潮流増加〔万kW〕	Δ-λ	・・・	+115	・・・	+405
中国九州間連系線潮流	192	・・・	305	・・・	305
関西中国間連系線潮流	214	・・・	315	・・・	484
想定故障A,B,C,...	○	・・・	○	・・・	○

中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

関西中国間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

・ 中国九州間連系線潮流 = 305万kW ≧ 300万kW（運用容量＋フリンジ分）

・ 関西中国間連系線潮流 = 484万kW ≧ 455万kW（運用容量＋フリンジ分）

電力広域的運営推進機関
Organism for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators in Japan

OCCTO

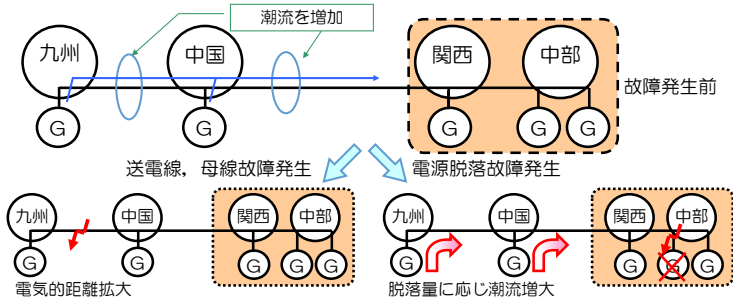
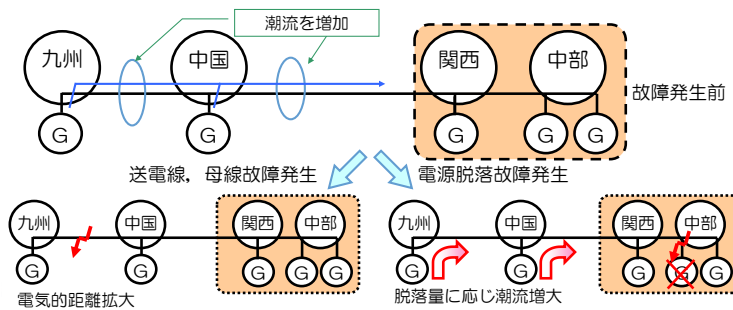
変更理由

・ 中国九州間連系線と関西中国間連系線潮流の調整方法の表現を変更

・ 他の頁に合わせてフリンジの表現を変更

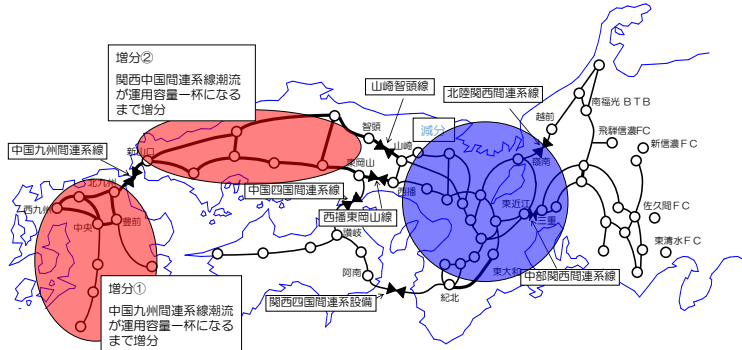
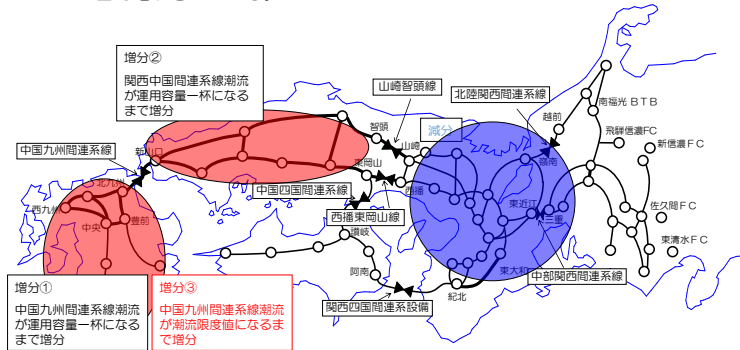
地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

60Hz 連系系統

変更前	変更後	変更理由
2. 算出方法 170 ①電力系統を季節（夏・冬・その他）毎に昼間／夜間別に模擬。 ②九州・中国から関西・中部への潮流を模擬。 〔計画潮流をベースに運用容量一杯まで潮流を増加〕 ③想定故障で安定であることを確認。  	2. 算出方法 170 ①電力系統を季節（夏・冬・その他）毎に昼間／夜間別に模擬。 ②九州・中国から関西・中部への潮流を模擬。 〔計画潮流をベースに運用容量一杯まで潮流を増加〕 ③想定故障で安定であることを確認。 ④九州から中国への潮流を模擬（夏夜間、冬夜間） 〔中国九州間連系線を潮流限度値（熱容量限度値にフリッジを加えた潮流）まで増加〕 ⑤想定故障で安定であることを確認。 不安定であれば、安定となる中国九州間連系線の潮流を算出。  電氣的距離拡大 脱落量に応じ潮流増大	・需給ひっ迫による緊急時運用容量への拡大を考慮して、中国九州間連系線の設定潮流を熱容量限度値に設定した場合の60Hz連系系統の同期安定性限度値を確認する手順を追記
3. 検討条件（1） 171 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、8月夜間、1月昼間、1月夜間、10月昼間、10月夜間 ➢同期安定性は、系統容量（系統に並列されている発電機の出力合計）により変化するため、季節毎の代表断面にて検討する。 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（275kV、220kV、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、同期安定性への影響がない範囲で縮約する。 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。 	変更無し	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

60Hz 連系系統

変更前	変更後	変更理由							
3. 検討条件（2）172 ⑤想定需要 ➢8月昼間： 最大3日平均電力（各社供給計画値） ➢8月夜間，10月昼間，10月夜間，1月昼間，1月夜間： 実績より想定 <table><tr><th>2021年度</th><th>想定需要</th></tr><tr><td>8月</td><td>4,261 ～ 8,690万kW</td></tr><tr><td>10月</td><td>3,622 ～ 6,450万kW</td></tr><tr><td>1月</td><td>4,672 ～ 7,906万kW</td></tr></table> ⑥電源制限・負荷制限の織り込み ➢電源制限，負荷制限：あり 同期安定性を維持するために、電源制限、負荷制限を行うことがある。  電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCO) 3. 検討条件（3）173 ⑦潮流の調整 ➢中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し，60Hz連系系統の同期安定性が連系線利用に対して制約を与えないことを確認するため，九州・中国から関西・中部への潮流は，系統重心（関西）までの電氣的距離が遠い位置（西側）にある発電機から順に出力増加させている。	2021年度	想定需要	8月	4,261 ～ 8,690万kW	10月	3,622 ～ 6,450万kW	1月	4,672 ～ 7,906万kW	変更無し（数値は2022年2月末に算出） 3. 検討条件（3）173 ⑦ 潮流の調整 ➢中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し，60Hz連系系統の同期安定性が制約とならないことを確認するため，九州・中国から関西・中部への潮流は，系統重心（関西）までの電氣的距離が遠い位置（西側）にある発電機から順に出力増加させている。  ・ 60Hz 連系系統の同期安定性の制約について表現を変更 ・ 需給ひっ迫による緊急時運用容量への拡大を考慮して、中国九州間連系線の設定潮流を熱容量限度値に設定した場合の60Hz 連系系統の同期安定性限度値を確認する手順を追記
2021年度	想定需要								
8月	4,261 ～ 8,690万kW								
10月	3,622 ～ 6,450万kW								
1月	4,672 ～ 7,906万kW								

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

60Hz 連系系統

変更前

3. 検討条件（4）

174

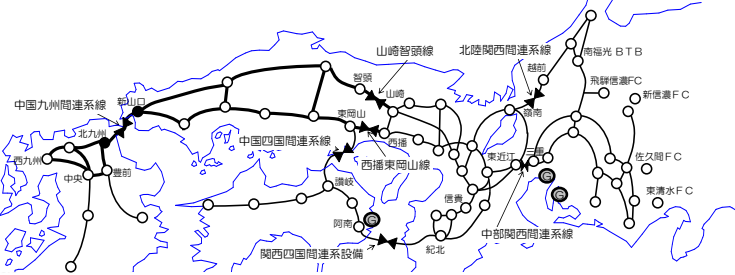
⑧想定故障

西九州から西播の基幹送電線の内、1ルート区間は1回線故障（同期安定性面により過酷な片母線故障により代用）、2ルート区間は2回線故障を想定

西九州から西播までの1ルート区間の変電所片母線故障を想定

同期安定性に大きな影響を与える脱落規模の大きい電源線の2回線故障を想定

	対象線路（区間）及び変電所
基幹送電線2回線故障(三相6線地絡)	西九州～北九州, 新山口～西播・山崎
片母線故障(三相地絡)	北九州, 新山口
電源脱落故障(三相6線地絡)	幸田碧南線, 西部西尾張線, 西神戸線, 橋湾火力線



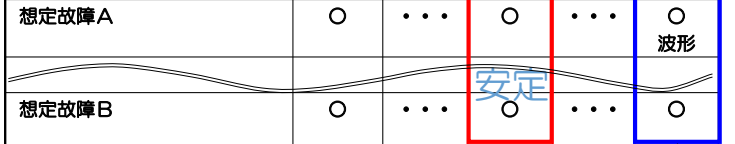
4. 検討結果（1）

175

2021年度8月昼間帯の同期安定性解析

○：安定，×：不安定

東向き潮流増加〔万kW〕	Δ-λ	・・・	+115	・・・	+405
中国九州間連系線潮流	192	・・・	305	・・・	305
関西中国間連系線潮流	214	・・・	315	・・・	484
想定故障A	○	・・・	○	・・・	○
					波形
想定故障B	○	・・・	○	・・・	○



中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

関西中国間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

中国九州間連系線潮流 = 305万kW ≧ 300万kW（運用容量＋フリンジ分）

関西中国間連系線潮流 = 484万kW ≧ 455万kW（運用容量＋フリンジ分）



変更後

変更無し

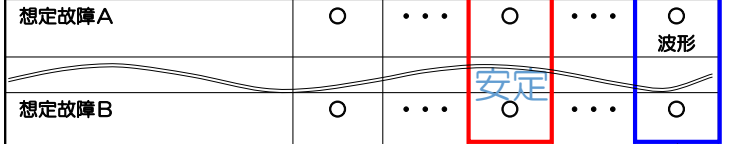
4. 検討結果（1）

175

2021年度8月昼間帯の同期安定性解析

○：安定，×：不安定

東向き潮流増加〔万kW〕	Δ-λ	・・・	+115	・・・	+405
中国九州間連系線潮流	192	・・・	305	・・・	305
関西中国間連系線潮流	214	・・・	315	・・・	484
想定故障A	○	・・・	○	・・・	○
					波形
想定故障B	○	・・・	○	・・・	○



中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

関西中国間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

中国九州間連系線潮流 = 305万kW ≧ 300万kW（運用容量＋フリンジ分）

関西中国間連系線潮流 = 484万kW ≧ 455万kW（運用容量＋フリンジ分）



変更理由

・他の頁に合わせてフリンジの表現を
変更

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

60Hz 連系系統

変更前	変更後	変更理由
4. 検討結果（2） 176 【東向き計画潮流+405万kW増加の内訳】 ベースから九州発電機+115万kW増加により中国九州間連系線運用容量一杯 その次に、中国発電機+290万kW増加により関西中国間連系線運用容量一杯 関西中国間連系線潮流 ベース : 214 +405 : 543 増加分 : +329 (ロスが無ければ+405) 系統図 中国九州間連系線潮流 ベース : 192 +115 : 305 増加分 : +113 (ロスが無ければ+115) 中国西幹線 ベース : 99 +290 : 238 増加分 : +139 中国中幹線 ベース : 95 +290 : 260 増加分 : +164 中国東幹線 ベース : 115 +290 : 224 増加分 : +109 山崎智頭線 ベース : 53 +290 : 283 増加分 : +230	変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）	
4. 検討結果（3） 177 想定故障Aのシミュレーション波形（発電機位相角） 東向き計画潮流+405万kW増加 （中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流：運用容量上限） 電力広域的運営推進機関 OP-Coordinator for Inter-regional Coordination of Transmission and Distribution in JAPAN	変更無し（数値は 2022 年 2 月末に算出）	

地域間連系線運用容量算出方法見直しに伴う「各連系線の運用容量算出方法・結果」新旧比較表

60Hz 連系系統

変更前	変更後	変更理由																																				
4. 検討結果（4）178 中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が連系線利用に対して制約を与えないことを確認した。 60Hz連系系統の同期安定性解析結果 ○：安定，×：不安定 <table><tr><td>断面</td><td>8月昼間</td><td>8月夜間</td><td>10月昼間</td><td>10月夜間</td><td>1月昼間</td><td>1月夜間</td></tr><tr><td>全想定故障</td><td>○</td><td>○</td><td>○</td><td>○</td><td>○</td><td>○</td></tr></table> 電力広域的運営推進機関 OCCIO	断面	8月昼間	8月夜間	10月昼間	10月夜間	1月昼間	1月夜間	全想定故障	○	○	○	○	○	○	4. 検討結果（4）178 中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が制約と ならないことを確認した。 60Hz連系系統の同期安定性解析結果 ○：安定，×：不安定 <table><tr><td>断面</td><td>8月昼間</td><td>8月夜間</td><td>10月昼間</td><td>10月夜間</td><td>1月昼間</td><td>1月夜間</td></tr><tr><td>全想定故障</td><td>○</td><td>○</td><td>2022年2月末に算出</td><td>○</td><td>○</td><td>○</td></tr></table> 中国九州間連系線の東向き潮流を潮流限度値（熱容量限度値にフリンジを加えた潮流）まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が制約とならないことを確認した。 60Hz連系系統の同期安定性解析結果 ○：安定，×：不安定 <table><tr><td>断面</td><td>8月夜間</td><td>2022年2月末に算出</td><td>1月夜間</td></tr><tr><td>全想定故障</td><td></td><td></td><td></td></tr></table> 電力広域的運営推進機関 OCCIO	断面	8月昼間	8月夜間	10月昼間	10月夜間	1月昼間	1月夜間	全想定故障	○	○	2022年2月末に算出	○	○	○	断面	8月夜間	2022年2月末に算出	1月夜間	全想定故障				60Hz 連系系統の同期安定性の制約について表現を変更 需給ひっ迫による緊急時運用容量への拡大を考慮して、中国九州間連系線の設定潮流を熱容量限度値に設定した場合の 60Hz 連系系統の同期安定性を確認することを追記
断面	8月昼間	8月夜間	10月昼間	10月夜間	1月昼間	1月夜間																																
全想定故障	○	○	○	○	○	○																																
断面	8月昼間	8月夜間	10月昼間	10月夜間	1月昼間	1月夜間																																
全想定故障	○	○	2022年2月末に算出	○	○	○																																
断面	8月夜間	2022年2月末に算出	1月夜間																																			
全想定故障																																						