

(1) 東北東京間連系線（東京向）熱容量限度値の算出方法の見直し

変更前	変更後	変更理由
<div data-bbox="326 619 964 693" data-label="Section-Header"> <h2>2. 東北東京間連系線</h2> </div> <div data-bbox="59 987 311 1050" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="74 1071 519 1123" data-label="Section-Header"> <h3>1. 送電限度値の算出</h3> </div> <div data-bbox="89 1144 1083 1533" data-label="List-Group"> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする <ul style="list-style-type: none"> ➤ 熱容量限度値 ➤ 同期安定性限度値 ➤ 電圧安定性限度値 ➤ 周波数維持限度値 ➤ ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。 ➤ 発電機の並解列・流通設備停止などの条件の変化により運用容量が変化するため、最新のデータを用いて算出する。 ➤ 設備増強予定がある場合は、増強を織込んで検討する。 </div> <div data-bbox="103 1575 1157 1837" data-label="Text" style="border: 1px solid black; padding: 5px;"> <p>【運用容量検討方法】 運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 順方向（東北→東京向き） <ul style="list-style-type: none"> ➤ 熱容量限度 （電圧安定性限度は他の限度値の制約とならないことを確認する） ➤ 同期安定性限度 ➤ 逆方向（東京→東北向き） <ul style="list-style-type: none"> ➤ 熱容量限度 （同期安定性限度、電圧安定性限度は熱容量限度値の制約とならないことを確認する） </div>	<p>変更なし</p>	

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（1）

<考え方>

- いわき幹線 N-1 故障時における残りの設備が連続容量値以内となること
- 川内線N-2 故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること
- 相馬双葉幹線N-2 故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること
 - これらの制約に至った時の東北東京間連系線潮流が熱容量限度値となる

$$\text{東北東京間連系線潮流} = \text{相馬双葉幹線潮流} + \text{いわき幹線潮流}$$

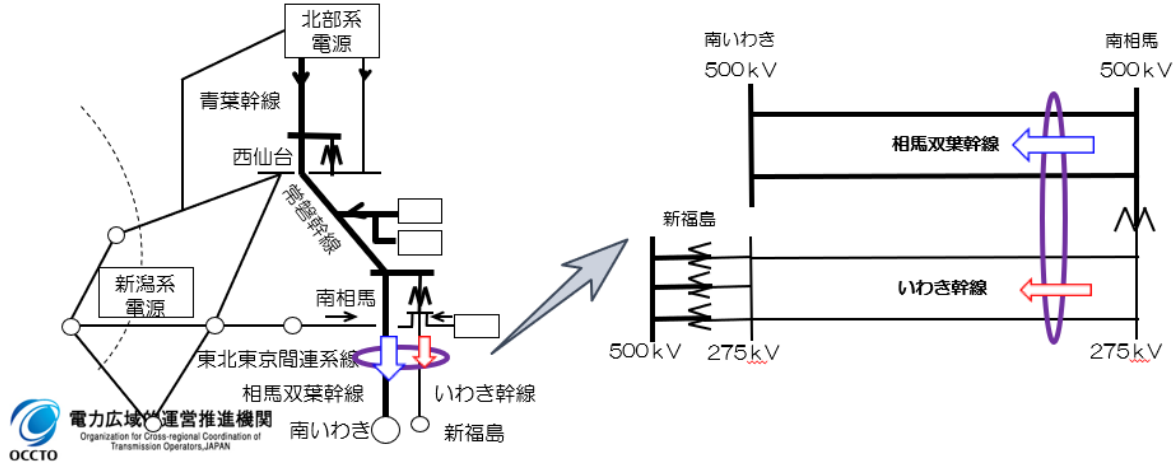
(⇒熱容量限度値) (連続容量値)

➢ 相馬双葉幹線N-2 故障時は電源制限を織り込む

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分}$$

また、電制後の周波数低下に伴う発電機出力増（GOV制御）

・負荷減少（周波数特性）の影響を考慮する。



変更なし

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2）

<検討条件>熱容量（両方向）

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
(NTR潮流計算プログラム
VQCシミュレーションプログラム)

② 検討断面

- 長期：夏期ピーク断面
- 年間：月別、昼・夜間帯別

③ 系統模擬



- 東北、東京系統の500kV・275kV・154kV電力系統～66kV母線を模擬

④ 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定
- 新電力電源：発電計画を使用
- 太陽光・風力：想定需要にて考慮

⑤ 想定需要

- 供給計画及び実績に基づき想定
 - 月別昼間帯：最大3日平均電力
 - 月別夜間帯：実績から想定

変更前	変更後	変更理由
<p>2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）</p> <p>⑥ 東北東京間連系線潮流</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢連系線潮流順方向（南流）増加→東北発電増加、東京発電減少 ➢連系線潮流順方向（南流）減少→東北発電減少、東京発電増加 ➢発電機の調整手順 <ul style="list-style-type: none"> ➢長期：供給計画の供給力をベースに調整（不確定要素が多いため、供給計画を基本に想定しうる範囲で過酷になるよう調整） ➢年間：実態に準じ、基本的に単価の安いものから東北発電増加、単価の高いものから東京発電減少（例：順方向増加の場合） <p>⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢いわき幹線・川内線 電源制限、負荷制限：なし ➢相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし <p style="border: 1px dashed black; padding: 2px;">相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。</p> <p>⑧ 想定故障</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢いわき幹線1回線停止 ➢川内線2回線停止 ➢相馬双葉幹線2回線停止 <p></p>	<p>変更なし</p>	
<p>2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（4）</p> <p>⑨ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）</p> <div style="text-align: center;"> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin-bottom: 10px;"> <p>火力・原子力電源の並解列にあわせ ひと月内の断面を細分化</p> </div> <div style="font-size: 2em; color: red; margin-bottom: 10px;">↓</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin-bottom: 10px;"> <p>「いわき幹線熱容量限度値変化テーブル」により熱容量限度値の 変化をみながら熱容量限度値最小断面を探索</p> </div> <div style="font-size: 2em; color: red; margin-bottom: 10px;">↓</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px; margin-bottom: 10px;"> <p>熱容量限度値最小断面を詳細検討（潮流計算）し 熱容量限度値を算出</p> </div> <div style="font-size: 2em; color: red; margin-bottom: 10px;">↓</div> <div style="border: 1px solid black; padding: 10px;"> <p>同一月の他断面は詳細検討結果に基づき 変化テーブルにより補正</p> </div> </div> <p></p>		

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（5）

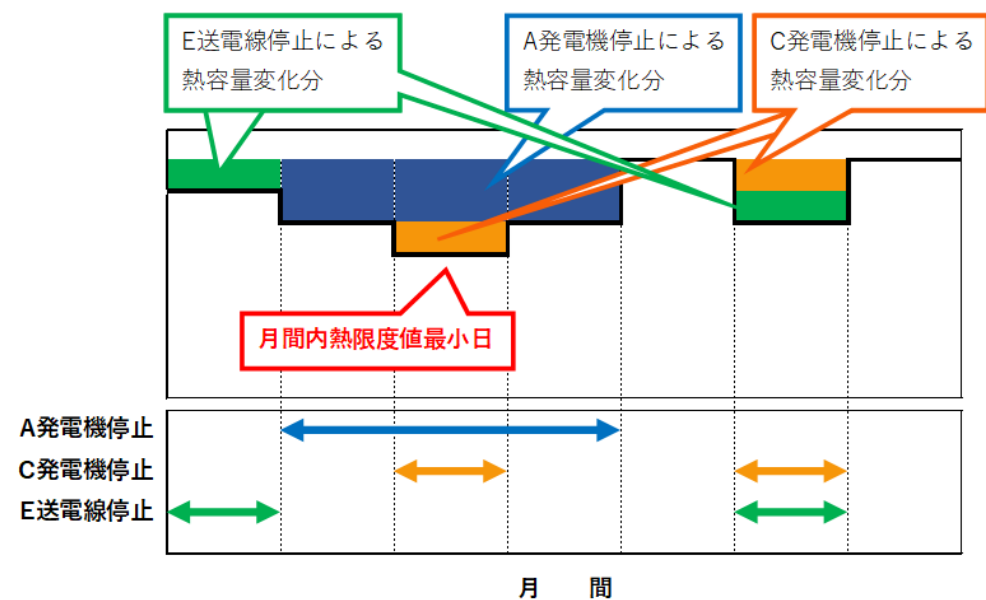
⑩ 具体的検討フロー[いわき幹線熱容量限度値変化テーブルのイメージ]（年間検討）

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

変更なし

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（6）

⑪ 具体的検討フロー[熱容量限度値最小断面の探索イメージ]（年間検討）



2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（7）

＜判定基準＞

- ▶ 以下のうち最小値となること
 - ・ いわき幹線 1 回線故障時に残りの設備が連続容量値以内となった時の東北東京間連系線潮流
 - ・ 相馬双葉幹線 2 回線故障時にいわき幹線の潮流が連続容量以内となった時の東北東京間連系線潮流（電制あり）
 - ・ 川内線 2 回線故障時にいわき幹線の潮流が連続容量以内となった時の東北東京間連系線潮流

	容 量	備 考
相馬双葉幹線	631万kW / 1 回線(冬季:668万kW / 1 回線) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 7.676 * 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² ×4 導体×2 回線 7,676A(4 導体分) (冬季:8,124A)
直列機器	658万kW / 1 回線 ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 8.000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:8,000A
いわき幹線	118万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 2.618 * 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2 導体×2 回線 2,618A(2 導体分) ACSR 610mm ² ×2 導体×2 回線 2,868A(2 導体分) 連続過負荷容量
直列機器	180万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 4.000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A



2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（8）

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（東京向）

＜考え方＞

- ▶ 相馬双葉幹線 2 回線故障時におけるいわき幹線の潮流が連続容量値以内となること。
- ▶ 下げ代不足が想定される期間においては、電源制限対象電源（主に火力機）が低出力に抑制もしくは停止となる。このため、需給想定バランスから、電源制限対象出力（電源制限対象分）を算出し、熱容量限度値を算出する。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分}$$

また、電制後の周波数低下に伴う発電機出力増（GOV制御）
・ 負荷減少（周波数特性）の影響を考慮する。

- ▶ 相馬双葉幹線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組み合わせるシステム構築後は再エネ出力制御分を追加する。

$$\text{東北東京間連系線潮流} = 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分} + \text{再エネ出力制御分}$$

「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（7）」変更なし

「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（8）」追加

- ・ 東北エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映



2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (9)

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法 (東京向) (つづき)

＜検討条件＞

- ① 検討断面
 - 下げ代不足が想定される期間
- ② 想定電源
 - 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定
 - 新電力電源：発電計画を使用
 - 太陽光・風力：設備想定量に過去の設備利用率を考慮
- ③ 想定需要
 - 3カ年実績の平均を想定
- ④ 電源制限・負荷制限の織り込み
 - 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし

相馬双葉幹線2回線故障によりいわき幹線に過負荷が発生し、設備の熱容量限度を上回ると想定される場合には、電源制限を行う。
- ⑤ 想定故障
 - 相馬双葉幹線2回線停止



2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (10)

下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法 (東京向) (つづき)

＜判定基準＞


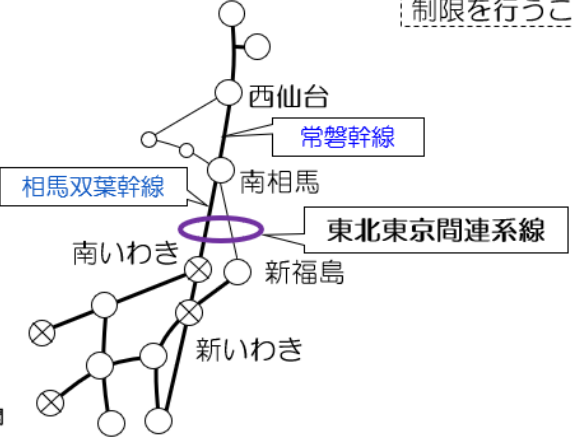

- 送電線及び直流機器の定格熱容量のうち最小値となること

	容 量	備 考
いわき幹線	118万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,616 \times 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体×2回線 2,616A(2導体分) ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量
直列機器	180万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A



「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (9)」追加
 ・東北エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映

「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (10)」追加
 ・東北エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映

変更前	変更後	変更理由
<p>3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）</p> <p><考え方></p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 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。 <p><検討条件>同期安定性（順方向）</p> <ol style="list-style-type: none"> ① 解析ツール <ul style="list-style-type: none"> ➢ 潮流計算：電中研L法 （NTR潮流計算プログラム、VQCシミュレーションプログラム） ➢ 同期安定性解析：電中研Y法 ② 検討断面 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 熱容量限度値の検討と同じ ③ 系統模擬 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 熱容量限度値の検討と同じ ④ 想定電源 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 熱容量限度値の検討と同じ ⑤ 想定需要 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 熱容量限度値の検討と同じ <p> 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p> <p>3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2）</p> <ol style="list-style-type: none"> ⑥ 東北東京間連系線潮流 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 熱容量限度値の検討と同じ ⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み <ul style="list-style-type: none"> ➢ 電源制限：あり、負荷制限：なし ⑧ 想定故障 最過酷事故を想定 <ul style="list-style-type: none"> ➢ 故障箇所：常磐幹線2回線（電源制限：あり） 相馬双葉幹線2回線（電源制限：あり） ➢ 故障様相：三相6線地絡 <p>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。</p>  <p> 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>	<p>変更なし</p>	

変更前	変更後	変更理由
<p>3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3）</p> <p>⑨ 検討フロー[全体フロー]（年間・長期検討）</p> <p>OCCTO 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p> <p>3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4）</p> <p>⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）</p> <p>OCCTO 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>	<p>変更なし</p>	

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5）

⑪ 具体的検討フロー[同期安定性変化テーブルのイメージ]（年間検討）

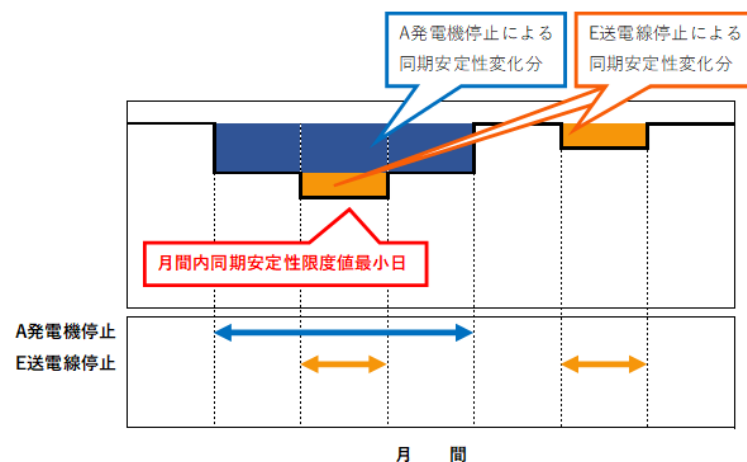
変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の同期安定性限度値	相馬双葉幹線ルート事故時の同期安定性限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-10万kW	-5万kW
B 発電機停止	-10万kW	-5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-45万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-45万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

変更なし



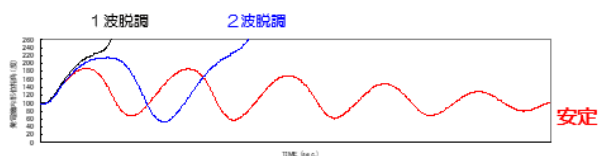
3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（6）


⑫ 具体的検討フロー[同期安定性限度値最小断面の探索イメージ]（年間検討）




<判定基準>

➤ 20秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。



変更前	変更後	変更理由
<p data-bbox="71 142 706 193">4. 周波数維持限度値の考え方</p> <hr data-bbox="71 199 1207 203"/> <p data-bbox="106 226 1163 298">東北東京間連系線は、1ルート断で系統が分離されないため、周波数維持限度値の検討は行わない。</p>  <p data-bbox="71 940 314 991">電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>	<p data-bbox="1673 583 1932 646" style="text-align: center;">変更なし</p>	

変更前	変更後	変更理由
<div data-bbox="326 575 970 648" data-label="Section-Header"> <h2>5. 関西中国間連系線</h2> </div> <div data-bbox="65 945 314 1010" data-label="Image"> </div> <div data-bbox="71 1024 831 1079" data-label="Section-Header"> <h3>1. 関西中国間連系線のフェンス潮流</h3> </div> <div data-bbox="109 1096 1130 1253" data-label="Text"> <p>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。</p> </div> <div data-bbox="109 1285 762 1499" data-label="List-Group"> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 関西中国間連系線のフェンス潮流 <ul style="list-style-type: none"> 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 </div> <div data-bbox="305 1558 881 1778" data-label="Diagram"> </div> <div data-bbox="65 1797 314 1862" data-label="Image"> </div>	<div data-bbox="1656 888 1941 959" data-label="Text"> <p>変更なし</p> </div>	

変更前	変更後	変更理由
<p>2. 送電限度値の算出</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする <ul style="list-style-type: none"> ➤ 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。  <p>3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（1）</p> <p><考え方></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 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。 <p><検討条件></p> <p>① 算術式</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V:電圧 [V]、I:許容電流 [A]、$\cos\theta$:力率) <p>② 検討断面</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 夏季(周囲温度:40℃) <p>③ 電源制限・負荷制限の織り込み</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ なし <p>④ 想定故障</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 関西中国間連系線2回線停止(1ルート断) <p><判定基準></p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 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 	<p>変更なし</p>	

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2）

— 関西中国間連系線の定格熱容量 —

	容 量	備 考
西播東岡山線	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) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,686 * 4 * 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A
播磨西線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,686 * 4 * 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,125 * 4 * 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
日野幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,125 * 4 * 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
中国東幹線	550万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,672 * 4 * 0.95$)	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) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

変更なし

4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）

<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転を維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

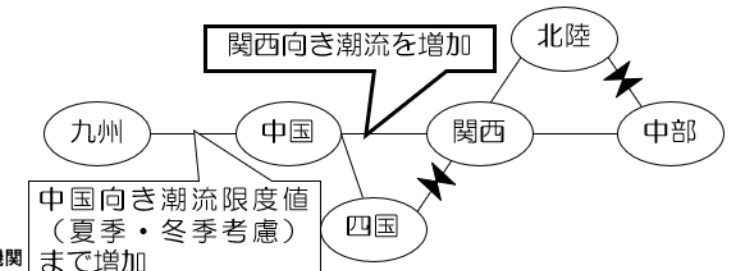
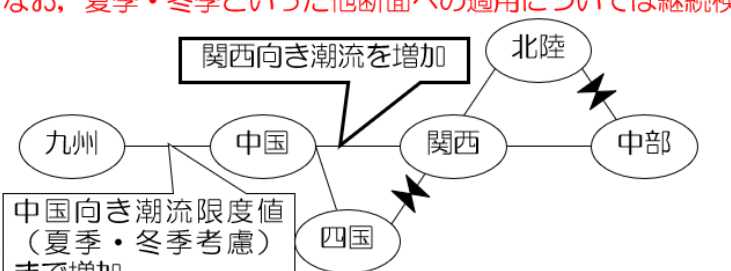
② 検討断面

- 10月夜間
同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、発電機並入台数が少ない10月夜間で検討する。

③ 系統模擬

- 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧(500kV)と次の電圧階級(275、220、187kV)の基幹系統について模擬を行う。
- ただし、275 kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。

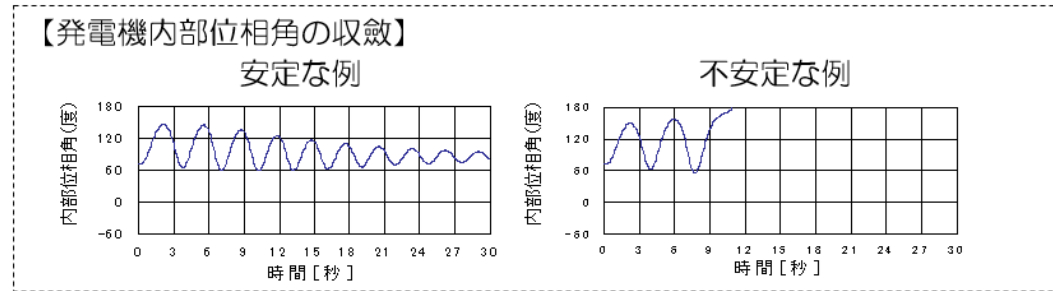


変更前	変更後	変更理由
<h3>4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2）</h3> <p>④ 想定電源 ▶供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。 ▶新電力電源は発電計画を使用する。 ▶太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。</p> <p>⑤ 想定需要 ▶10月夜間：実績より想定</p> <p>⑥ 関西中国間連系線潮流 ▶中国→関西向き潮流 九州エリアの発電機を増加、関西エリアの発電機を減少させ、中国九州間連系線潮流を中国向き潮流限度値（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を増加させ、関西エリアの発電機を抑制する。</p>  <p>電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>	<h3>4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2）</h3> <p>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。</p> <p>⑤ 想定需要 ▶10月夜間：実績より想定</p> <p>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。</p> <p>※その他季については、暫定的に、潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して、増加させる。なお、夏季・冬季といった他断面への適用については継続検討とする。</p>  <p>電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>	<p>「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2）」変更 ・軽負荷期（その他季）の潮流想定方法変更を反映</p>
<h3>4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3）</h3> <p>▶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。</p> <p>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）</p> <p>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。</p> <p>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）</p> <p>電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>		<p>「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3）」変更なし</p>

4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4）

<判定基準>

- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。



変更なし

5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（1）

<考え方>

- 想定故障の発生を模擬した場合において、系統の電圧安定性を維持できる潮流の値とする。

<検討条件>

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間, 1月昼間, 10月昼間

電圧安定性限度値は一般に需要が大きいく程小さくなることから、ピーク需要断面で検討する。


③ 系統模擬

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源




- 中国エリアの太陽光発電の出力は、 2σ 相当を考慮する。
- その他は「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。



変更前	変更後	変更理由
<p>5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（2）</p> <p>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</p> <p>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。</p> <p>⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み > 2020年4～6月 …電源制限：なし、負荷制限：なし > 2020年7月以降（予定）…電源制限：あり、負荷制限：なし</p> <p style="border: 1px dashed black; padding: 2px;">中国基幹系系統安定化装置の更新時（2020年6月末予定）の機能追加に伴い、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、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。</p> <p>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。</p> <p><判定基準> > 基幹系統の母線電圧を維持できること。</p> <p><small>OCCTO Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</small></p>	<p>5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（3）</p> <p>関西中国間連系線は、送電線※1停止時，および電源※2停止時に，電圧安定性が低下することから，暫定的に，潮流実績等も踏まえた電源の稼働状況を想定して運用容量を算出する場合，送電線※1停止時および電源※2停止時の運用容量もそれぞれ算出する</p> <p>※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</p> <div data-bbox="1567 1360 2131 1890" style="border: 1px dashed red; padding: 5px;"> <p>【イメージ図】</p> <p>電圧低下箇所の電圧維持能力のある電源が停止 ⇒電圧安定性が低下</p> <p>電力系統のインピーダンス増加による電圧降下が影響を与える送電線の停止 ⇒事故前の電圧維持のため，予め電圧調整能力を使用することになり，事故時の電圧安定性が低下</p> </div> <p><small>OCCTO Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</small></p>	<p>「5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（2）」変更なし</p> <p>「5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（3）」追加 ・軽負荷期（その他季）の潮流想定方法を反映</p>


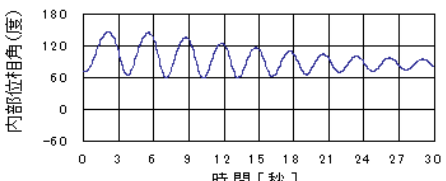
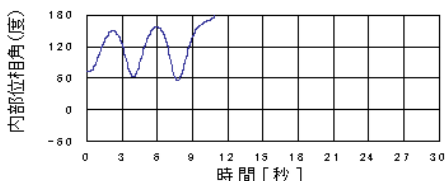

変更前	変更後	変更理由
<p>6. 周波数維持限度の考え方</p> <hr/> <p>関西中国間連系線は、1ルート断で系統が分離されないため、周波数維持面限度値の検討は行わない。</p> <p> 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>	<p>変更なし</p>	

変更前	変更後	変更理由
<div data-bbox="332 598 985 672" data-label="Section-Header"><h2>6. 中国四国間連系線</h2></div> <div data-bbox="59 976 317 1043" data-label="Image"></div> <div data-bbox="71 1083 531 1138" data-label="Section-Header"><h3>1. 送電限度値の算出</h3></div> <div data-bbox="89 1157 1104 1484" data-label="List-Group"><ul style="list-style-type: none">➤ 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする<ul style="list-style-type: none">➤ 熱容量限度値➤ 同期安定性限度値➤ 電圧安定性限度値➤ 周波数維持限度値➤ 中国四国間連系線では、熱容量限度値が最小値となることから、同期安定性、電圧安定性、周波数維持面は、熱容量限度値の制約とならないことを確認する。</div>	<div data-bbox="1656 890 1935 961" data-label="Text"><p>変更なし</p></div>	





変更前	変更後	変更理由																		
<h2>2. 熱容量限度値の考え方と判定基準</h2> <p><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。</p> <p><検討条件></p> <p>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)</p> <p>② 検討断面 ▶夏季(周囲温度:40℃)</p> <p>③ 電源制限・負荷制限の織り込み ▶なし</p> <p>④ 想定故障 ▶中国四国間連系線1回線停止</p> <p><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</p> <table border="1" data-bbox="284 873 1172 1033"> <thead> <tr> <th></th> <th>容 量</th> <th>備 考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>中国四国間連系線 (本四連系線)</td> <td>120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)</td> <td>OF 2,500mm²×2回線 1,540A/ケーブル</td> </tr> <tr> <td>直列機器</td> <td>329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)</td> <td>計器用変流器:4,000A</td> </tr> </tbody> </table> 		容 量	備 考	中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル	直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A	<h2>2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (1)</h2> <p><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。</p> <p><検討条件></p> <p>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)</p> <p>② 検討断面 ▶夏季(周囲温度:40℃)</p> <p>③ 電源制限・負荷制限の織り込み ▶なし</p> <p>④ 想定故障 ▶中国四国間連系線1回線停止</p> <p><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</p> <table border="1" data-bbox="1448 873 2335 1033"> <thead> <tr> <th></th> <th>容 量</th> <th>備 考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>中国四国間連系線 (本四連系線)</td> <td>120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)</td> <td>OF 2,500mm²×2回線 1,540A/ケーブル</td> </tr> <tr> <td>直列機器</td> <td>329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)</td> <td>計器用変流器:4,000A</td> </tr> </tbody> </table>  <h2>2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (2)</h2> <p>下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法 (中国向)</p> <p><考え方> ▶中国四国間連系線の2回線故障に備えた系統安定化装置と再エネ出力制御システムを組合せるシステム構築後、下げ代不足が想定される期間は、N-1故障時における健全回線の短時間許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。</p> <p><検討条件></p> <p>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)</p> <p>② 検討断面 ▶夏季(周囲温度:40℃)</p> <p>③ 電源制限・負荷制限の織り込み ▶なし</p> <p>④ 想定故障 ▶中国四国間連系線1回線停止</p> 		容 量	備 考	中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル	直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A	<p>「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準」付番追加</p> <p>「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (2)」追加</p> <p>・四国エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映</p>
	容 量	備 考																		
中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル																		
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A																		
	容 量	備 考																		
中国四国間連系線 (本四連系線)	120万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1540 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,540A/ケーブル																		
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A																		



変更前	変更後	変更理由									
<p>3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）</p> <p><考え方></p> <ul style="list-style-type: none"> 想定故障の発生を模擬した場合において、発電機の安定運転が維持できる潮流の値とする。 <p><検討条件></p> <p>① 解析ツール</p> <ul style="list-style-type: none"> 潮流計算：電中研L法 同期安定性解析：電中研Y法 <p>② 検討断面</p> <ul style="list-style-type: none"> 8月昼間、10月夜間 年間のピークである8月昼間に加え、同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて発電機並入台数が少ない10月夜間を検討する。 <p>③ 系統模擬</p> <ul style="list-style-type: none"> 原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧（500kV）と次の電圧階級（275,220,187kV）の基幹系統について模擬を行う。 ただし、275kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。  <p>電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>	<p>2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）</p> <p>下げ代不足が想定される期間の運用容量算出方法（中国向）（つづき）</p> <p><判定基準></p> <ul style="list-style-type: none"> 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" data-bbox="1478 382 2341 531"> <thead> <tr> <th></th> <th>容 量</th> <th>備 考</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>中国四国間連系線 (本四連系線)</td> <td>145万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1860 * 0.90$)</td> <td>OF 2,500mm²×2回線 1,860A/ケーブル(短時間値)</td> </tr> <tr> <td>直列機器</td> <td>329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)</td> <td>計器用変流器:4,000A</td> </tr> </tbody> </table> 		容 量	備 考	中国四国間連系線 (本四連系線)	145万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1860 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,860A/ケーブル(短時間値)	直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A	<p>「2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）」追加</p> <ul style="list-style-type: none"> 四国エリアにおける下げ代不足を想定した運用容量の算出方法を反映 <p>「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）」変更なし</p>
	容 量	備 考									
中国四国間連系線 (本四連系線)	145万kW(1回線あたり) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1860 * 0.90$)	OF 2,500mm ² ×2回線 1,860A/ケーブル(短時間値)									
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	計器用変流器:4,000A									

変更前	変更後	変更理由
<p>3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2）</p> <p>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。</p> <p>⑤ 想定需要 ▶8月昼間：最大3日平均電力 ▶10月夜間：実績より想定</p> <p>⑥ 中国四国間連系線潮流 ▶四国→中国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように四国側の発電量を増加し、本州側の発電量を抑制する。 ▶中国→四国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように本州側の発電量を増加し、四国側の発電量を抑制する。</p> <p> 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p> <p>3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3）</p> <p>⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み ▶なし</p> <p>⑧ 想定故障 ▶故障箇所：中国四国間連系線1回線（両端） 東岡山・讃岐変電所 500kV片母線 ▶故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線） 三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）</p> <p><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。</p> <div data-bbox="148 1554 1127 1816" style="border: 1px dashed black; padding: 5px;"> <p>【発電機内部位相角の収斂】</p> <div style="display: flex; justify-content: space-around;"> <div style="text-align: center;"> <p>安定な例</p>  </div> <div style="text-align: center;"> <p>不安定な例</p>  </div> </div> </div> <p> 電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p>	<p>変更なし</p>	

変更前	変更後	変更理由
<p>4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準</p> <p><考え方></p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 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。 <p><検討条件></p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 「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。 <p><判定基準></p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 基幹系統の母線電圧を維持できること。 <p>5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（1）</p> <p><考え方></p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。 <p><検討条件></p> <p>①電源制限・負荷制限等の織り込み</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢四国系統 電源制限、負荷制限：あり ➢本州系統 電源制限、負荷制限：なし また、FCのEPPSを見込む <p>四国系統において、中国四国間連系線2回線故障により、規定の周波数限度を上回る（または下回る）場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限（または負荷制限）を行う。</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢阿南紀北直流幹線のEPPSを織り込む。 <p>阿南紀北直流幹線のEPPS： 中国四国間連系線ルート断時などに、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などをはかる機能</p>	<p>5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（1）</p> <p><考え方></p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。 <p><検討条件></p> <p>①算術式</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ 四国系統の周波数低下 阿南紀北EPPS制御量及び中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。 $\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} + \text{阿南紀北EPPS制御量} - \text{発電機解列量}$ ➢ 四国系統の周波数上昇 無制御潮流に抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量を考慮する。 $\text{無制御潮流} (20\text{万kW}^1) + \text{抑制対象発電機及び阿南紀北EPPS制御量}$ ➢ 中西系統（四国除く）の周波数低下、周波数上昇 周波数低下側は、FC及び阿南紀北EPPS制御量、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。 $\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (+ \text{EPPS制御量} - \text{発電機解列量})^2, 3)$ <p>1) シミュレーションにより算出（2016年度第3回運用容量検討会） 2) ()は周波数低下側のみ 3) EPPS制御量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮する。</p>	<p>「4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準」変更なし</p> <p>「5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（1）」変更</p> <ul style="list-style-type: none"> ・他連系線との表現と平仄をとり、算術式を四国系統、中西系統（四国除く）へ区分 ・四国系統の周波数低下（四国向け）の算術式へ無制御潮流（系統容量×系統特性定数）の織り込み、算出断面細分化を反映 ・中西系統（四国除く）の周波数低下側（中国向け）の算出断面細分化を反映 ・中西系統（四国除く）の周波数上昇側（四国向け）の算術式へ無制御潮流（系統容量×系統特性定数）の織り込み、算出断面細分化を反映

変更前	変更後	変更理由									
<p>5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（2）</p> <p>②制約の確認結果</p> <p>【中国四国間連系線潮流が四国→中国の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> 四国系統においては、熱容量限度値120万kWにおいて、抑制対象発電機及び阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。 <p style="border: 1px dashed black; padding: 5px; text-align: center;">無制御潮流(20万kW) + 抑制対象発電機及びEPPS制御量(100万kW以上) \geq 120万kW(熱容量)</p> <ul style="list-style-type: none"> 本州系統においては、熱容量限度値120万kWにおいて、FC+阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。 <p style="border: 1px dashed black; padding: 5px;">本州系統の周波数制約： 四国以外の中西5社需要過去3ヶ年におけるL1の平均×系統特性定数－発電機解列量¹⁾ + EPPS制御量²⁾ \geq 120万kW(熱容量)</p> <p>【中国四国間連系線潮流が中国→四国の場合】</p> <ul style="list-style-type: none"> 四国系統及び本州系統のいずれにおいても、熱容量限度値120万kWにおいて、阿南紀北直流幹線の計画潮流が常時四国→関西向きであり、阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。 <p style="border: 1px dashed black; padding: 5px; text-align: center;">EPPS制御量(阿南紀北直流幹線の関西向き潮流+四国向き運用容量) (－発電機解列量¹⁾)³⁾ \geq 120万kW(熱容量)</p> <p>1) 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量 2) FCのEPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮する 3) () は周波数低下側のみ</p>	<p>5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（2）</p> <p>②検討断面</p> <ul style="list-style-type: none"> 中国→四国向き潮流 <ul style="list-style-type: none"> 月別区分に加え、端境期である9月・11月・3月については、前後半に区分し、15区分化 時間帯別：昼間、夜間 平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始） 四国→中国向き潮流 <ul style="list-style-type: none"> 月別区分として12区分化 時間帯別：昼間、夜間 平休日別：平日、休日、特殊日（ゴールデンウィーク、盆、年末年始） <p>③想定需要</p> <ul style="list-style-type: none"> 最小需要を実績比率から想定 <p>④電源制限・負荷制限の織り込み</p> <ul style="list-style-type: none"> 四国系統 電源制限、負荷制限：あり¹⁾ 阿南紀北EPPS²⁾ を見込む 中西系統（四国除く） 電源制限、負荷制限：なし また、FC及び阿南紀北EPPSを見込む <p>1)：四国エリアにおいて、中国四国間連系線2回線故障により、既定の周波数限度を上回る場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限を行う 2)：中国四国間連系線2回線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能</p> <p>5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（3）</p> <p>⑤想定故障</p> <ul style="list-style-type: none"> 中国四国間連系線2回線故障 <p>⑥系統の周波数特性</p> <table border="1" data-bbox="1350 1260 2270 1417"> <thead> <tr> <th></th> <th>中西系統（四国除く）</th> <th>四国系統</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>周波数低下側</td> <td>4.4% MW/0.8 Hz</td> <td>4.4% MW/0.8 Hz</td> </tr> <tr> <td>周波数上昇側</td> <td>14.0% MW/0.6 Hz</td> <td>—</td> </tr> </tbody> </table> <p><判定基準></p> <ul style="list-style-type: none"> 四国系統の周波数が、59.2Hzから60.3Hzの範囲を維持できること。 中西系統（四国除く）の周波数が、59.2Hzから60.6Hzの範囲を維持できること。 		中西系統（四国除く）	四国系統	周波数低下側	4.4% MW/0.8 Hz	4.4% MW/0.8 Hz	周波数上昇側	14.0% MW/0.6 Hz	—	<p>「5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（2）」変更</p> <ul style="list-style-type: none"> 四国系統の周波数低下（四国向け）の算出断面細分化を反映 中西系統（四国除く）の周波数低下側（中国向け）の算出断面細分化を反映 中西系統（四国除く）の周波数上昇側（四国向け）の算出断面細分化を反映 <p>「5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（3）」追加</p> <ul style="list-style-type: none"> 四国向け算術式への無制御潮流織り込みに伴い、他連系線で用いている中西系統の系統特性定数 4.4%MW/0.8Hz を追加。 中国向け算出式に用いていた系統特性定数 14.0%MW/0.6Hz を明記。
	中西系統（四国除く）	四国系統									
周波数低下側	4.4% MW/0.8 Hz	4.4% MW/0.8 Hz									
周波数上昇側	14.0% MW/0.6 Hz	—									

変更前	変更後	変更理由
<div style="text-align: center; margin-bottom: 20px;"> <h2>中国四国間連系線</h2> </div> <div style="margin-bottom: 20px;">  <p>電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p> </div> <div style="margin-bottom: 20px;"> <h3>1回線停止時の運用容量<中国四国間連系線（中国向）></h3> </div> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin-bottom: 20px;"> <p>運用容量 = 無制御潮流 + 電源制限対象分¹⁾ = 20万kW + (0~100万kW程度) 1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを含む</p> </div> <p>◆算定の基本的な考え方 N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因） ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。</p> <p>○無制御潮流（四国エリア周波数上昇限度） 無制御潮流：シミュレーションで算出 系統容量：過去の軽負荷期における最小需要（シミュレーション時の想定需要）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・周波数上昇限度 60.3Hz（平常時と同じ） ・周波数上昇限度値の考え方 四国エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度値 <p>○電源制限対象分の考え方 ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源の送電分（作業停止計画、発電計画等を考慮）</p> <p>※中西5社（四国除き）エリアの周波数低下は、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮してもFCおよび阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことで、平常時と同様に制約とならない</p> <div style="margin-top: 20px;">  <p>電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN</p> </div>	<h1>変更なし</h1>	

変更前	変更後	変更理由
<p>1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（四国向）＞</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>運用容量 = 無制御潮流 = 20～30万kW程度</p> </div> <p>◆算定の基本的な考え方 N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因） また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで周波数維持のための暫定対策として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」を考慮して阿南紀北直流幹線のEPPSを見込む</p> <p>○無制御潮流（四国エリア周波数低下限度） 算術式：系統容量×系統特性定数（6.4%MW/1.3Hz）¹⁾ 系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯） 1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことにより、暫定対策実施以前の周波数低下限度（58.7Hz）での運用容量を維持している</p> <ul style="list-style-type: none"> ・周波数低下限度 59.3Hz ・周波数低下限度値の考え方 四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz+常時周波数変動0.2Hz） 	<p>1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（四国向）＞</p> <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; margin: 10px 0;"> <p>運用容量 = 無制御潮流 + 阿南紀北EPPS制御量 - 発電機解列量</p> </div> <p>◆算定の基本的な考え方 N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因） また、阿南紀北直流幹線のEPPSおよび中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮する。</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ 無制御潮流（四国エリア周波数低下限度） 算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）¹⁾ 系統容量：設備停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯） 1)：負荷制限に至らない周波数とするため、UFR(59.1Hz)に常時変動の0.2Hz裕度を取り、4.0%MW/0.7Hzとする。 ○ 阿南紀北EPPS制御量 中国四国間連系線故障時、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などを図る機能 ○ 発電機解列量 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を織り込む <ul style="list-style-type: none"> ・周波数低下限度 59.3Hz ・周波数低下限度の考え方 四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz+常時周波数変動0.2Hz） 	<p>「1回線停止時の運用容量＜中国四国間連系線（四国向）＞」変更</p> <ul style="list-style-type: none"> ・算術式に阿南紀北直流幹線 EPPS 制御量織込みを反映 ・中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を明記 ・系統特性定数を周波数低下限度値に合わせた値へ見直し