

第3号議案

2020～2029年度の連系線の 運用容量（年間計画・長期計画）の算出及び公表について （案）

業務規程第126条第3項、第4項に基づき、別紙1～3に示す運用容量検討会の検討を踏まえ、2020～2029年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）を別紙4のとおり算出し、別紙5の内容で公表する。

1. 2020～2029年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）
別紙4のとおり
2. 算出日
2020年2月26日
3. 公表内容
別紙5のとおり
4. 公表日
2020年2月28日

別紙1：運用容量検討会の検討状況

別紙2：各連系線の運用容量 算出方法・結果

別紙3：設備停止時の運用容量について

別紙4：2020～2029年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）

別紙5：ウェブサイト公表文

運用容量検討会の検討状況

2020年2月26日

目 次

1. 運用容量（年間・長期）の算出・公表フロー
2. 運用容量検討会における今年度の主な見直し事項
3. 2020～2029年度の連系線の運用容量
（年間計画・長期計画）
4. 運用容量の増減比較（2020年度分）
5. 各連系線毎の個別事項
 - （1）各連系線の運用容量算出方法・結果
 - （2）設備停止時の運用容量について

本機関は、以下のフローにより、翌年度以降の長期計画及び年間計画における運用容量を算出し、公表する。

5月末まで

- 運用容量検討会の検討を踏まえ、検討スケジュール、運用容量の算出断面、需要その他検討条件を定め、公表する（業務規程第126条第1項）

公表済み

随時

- 連系線を利用する電気供給事業者からの要望を受けたときは、運用容量検討会で対応を審議し、必要に応じて検討条件の見直しを行う（業務規程第126条第2項）

要望なし

- 運用容量検討会において、設備増強等に伴う運用容量算出の考え方を整理する（第2章参照）

運用容量検討会で検討済み

今回の決議事項

2月末まで

- 運用容量検討会の検討を踏まえ、翌年度以降の長期計画及び年間計画における運用容量を算出する（業務規程第126条第3項）

作業停止計画(年間)公表後速やかに

- 運用容量検討会の検討経過及び結果並びに算出した運用容量を公表する（業務規程第126条第4項）

（参考）業務規程 第126条

（運用容量の設定）

第126条 本機関は、翌年度以降の長期及び年間における連系線の運用容量（以下、この章において「運用容量」という。）を算出するため、連系線を維持し運用する一般送配電事業者及び送電事業者たる会員との間で検討会（以下「運用容量検討会」という。）を設け、運用容量検討会の検討を踏まえ、毎年5月末日までに、検討スケジュール、運用容量の算出断面、需要その他の検討条件を定め、これを公表する。この際、運用容量の算出断面を季節別、平休日別等に細分化することにより、市場分断の発生を回避することが見込まれるときは、その細分化を行う。

2 本機関は、前項に基づき公表した検討条件に関し、他の供給区域からの電気の調達又は他の供給区域への電気の販売を行おうとする電気供給事業者からの要望を受けたときは、運用容量検討会において対応を審議し、必要に応じ、検討条件の見直しを行う。

3 本機関は、第1項の検討条件に基づいた運用容量検討会の検討を踏まえ、送配電等業務指針に定めるところにより、毎年2月末日までに、翌年度以降の長期計画及び年間計画における運用容量を算出する。

4 本機関は、運用容量検討会の検討経過及び結果並びに算出した運用容量を公表する。

2-1. 需要等

2-4. 算出断面

10

項目	条件								
需要	○最大需要: 最新の供給計画から算出する(年間の最大3日平均) 供給計画にない場合は過去の実績等に基づき算出する ○最小需要: 過去の実績等に基づき算出する ⇒具体的な想定方法はシート3-1参照								
電源	○最新の供給計画、発電計画等を基に設定する								
停止計画 (連系線を除く)	○連系線の運用容量に影響を与える電力設備の作業停止計画を考慮する								
広域系統 整備計画	○計画が決まっているものについては使用開始予定に合わせ運用容量に反映する <table border="1"> <tr> <th>連系線</th><th>使用開始予定</th></tr> <tr> <td>東京中部間連系設備</td><td>2021年4月</td></tr> <tr> <td>東北東京間連系線</td><td>2020年4月</td></tr> <tr> <td>東京中部間連系設備</td><td>2027年度</td></tr> </table>	連系線	使用開始予定	東京中部間連系設備	2021年4月	東北東京間連系線	2020年4月	東京中部間連系設備	2027年度
連系線	使用開始予定								
東京中部間連系設備	2021年4月								
東北東京間連系線	2020年4月								
東京中部間連系設備	2027年度								

◆年間計画の算出断面は原則48断面¹⁾、長期計画は1断面とする。(作業時を除く)

1) 東北東京間連系線(東京側)は日単位で発電機並列状態や作業停止を考慮して検討している。
また、作業時は全ての連系線(直流設備含む)で日単位で作業日を考慮して検討している。

年間計画	長期計画
原則48断面/年 (月別・平日・休日・昼・夜間別)	1断面/年 (最大需要時)

⇒年間計画の断面の考え方はシート3-3参照

- ✓ 熱容量限度値では限度値が変わらないため断面数を簡素化する。
- ✓ 周波数維持限度値では需要の増加(減少)傾向がはっきりしている月はさらに2断面に分け断面数を細分化する。
- ✓ 同期安定性、電圧安定性限度値では、前年度の実績(作業時を除く)から市場分断の発生が見込まれない場合は断面数を簡素化する。

2-2. 算出方法

8

2-5. 検討スケジュール

11

制約要因	想定故障	算出ツール	算出方法
熱容量等	N-1故障 ¹⁾	算術式 ²⁾ 電中研し法 ^{3) 4)}	架空送電線はCIGRE式 ⁵⁾ に基づく許容電流以内 直流設備、ケーブル、その他直列機器は設計上の許 容値以内
同期安定性	通常想定し得る範囲の電力 設備の故障	電中研し法 ³⁾ 電中研し法 ⁴⁾	発電機内部位相角の動揺が収束(収束)する潮流
電圧安定性	(シート3-2参照)	電中研し法 ⁴⁾	基幹系統の母線電圧が維持できる潮流
周波数維持	連系線ルート断 (系統分離)	算術式 ⁵⁾	周波数が一定範囲内に維持できる潮流

- 1) 送配電線1回線、変圧器1台、発電機1台その他の電力設備の単一故障
2) $P = \sqrt{3} V I \cos\theta [W]$ 、 V : 電圧 [V]、 I : 許容電流 [A]、 $\cos\theta$: 力率
3) 電中研し法・Y法: 電力中央研究所が開発した電力系統解析ツール。
・I法(潮流計算プログラム): 所与の発電、負荷、系統構成に対して送電線や変電所を流れる潮流や系統各部の電圧を計算するプログラム。
・Y法(過渡安定度解析プログラム): 送電線故障等の系統擾乱における発電機位相角や電圧等の時々刻々の変化を発電機や発電機制御装置などの動特性を考慮してシミュレーションするプログラム。
4) 連系設備以外の制約の確認時。
5) 系統容量(想定需要) [MW] × 系統特性定数 (%MW/Hz)
6) CIGRE (CONSEIL INTERNATIONAL DES GRANDS RESEAUX ELECTRIQUES: 国際大電力システム会議) が推奨した架空送電線の許容電流計算式。(電気学会技術報告第660号「架空送電線の電流容量に關する記載あり」周囲温度は40℃(夏季)として計算。

2019年度	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
公表		▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
検討会			▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
検討条件の検討		▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲	▲
個別検討													
運用容量算出													

目次

1. 運用容量(年間・長期)の算出・公表フロー

2. 運用容量検討会における今年度の主な見直し事項

3. 2020~2029年度の連系線の運用容量
(年間計画・長期計画)

4. 運用容量の増減比較(2020年度分)

5. 各連系線毎の個別事項

- (1) 各連系線の運用容量算出方法・結果
(2) 設備停止時の運用容量について

■ 2020～2029年度の運用容量（年間計画・長期計画）算出にあたり、設備増強等により昨年度から算出方法を見直した事項は以下のとおり。

平常/ 作業	項目	連系線	変更内容	(参考) 平日昼間への影響
共通	(1)東北東京間連系線の短工期対策による見直し	東北東京間連系線(東京向)	- 同期安定性限度値の想定故障箇所の変更 - 熱容量限度値算出方法の一部変更	算出方法の見直しによる影響はほとんど無い
共通	(2)系統安定化装置更新に伴う運用容量見直し	関西中国間連系線(関西向)	系統安定化装置更新にあわせ電圧安定度維持を目的とした電制機能を追加	昨年より平常時において7万～12万kW増加※1
作業時	(3)負荷側UFRの整定変更による見直し	中部関西間連系線(関西向)※2 中国九州間連系線(九州向)	周波数低下限度幅の変更	昨年より最大2万kW減少
作業時	(4)中部関西間連系線作業時の南福光交流連系による見直し	中部関西間連系線(両方向)	中部北陸間交流連系の実施	昨年より129万kW(中部向)64万kW(関西向)増加

※1 2020年7月以降(予定)

※2 中部関西間連系線(関西向)は、作業時に(4)で示すように中部北陸間交流連系を実施することにより、運用容量は減少しない。

(参考) 東北東京間連系線の短工期対策による影響

2019年度 第4回運用容量検討会資料1より抜粋

課題	➤ 東北東京間連系線（東京向）年間計画の運用容量算出における ① 同期安定性限度値の想定故障箇所として川内線2回線の要否 ② 熱容量限度値の算出方法の一部変更
検討結果	➤ 川内線2回線故障は、東北東京間連系線の同期安定性限度値算出における最過酷故障とはならないことを確認したため、想定故障から除外する。 ➤ 短工期対策以降、熱容量の制約設備が南相馬バンク（平常時）からいわき幹線に変わると同時に複数の想定事故を検討する必要があり、必要となる精度を維持しつつ効率的に算出する必要がある。このため、熱容量限度値は「いわき幹線熱容量限度値変化テーブル」を作成し、同期安定性限度値と同様の手法で算出する。 ➤ 詳細は2019年度 第3回運用容量検討会 資料5参照
運用容量算出 方法への反映	➤ 今年度算出する2020年度以降の運用容量に反映する。

H29/2/3公表 東北東京間連系線に係る広域系統整備計画の補足として広域機関にて作成

5. 短工期対策

- 本紙「3. 広域系統整備計画概要」に示す流通設備の増強（以下「恒久対策」という。）の工期は長期間にわたることから、提起者及び応募者の電力取引の開始希望時期に関するニーズが満たされない。
- このため、拡大できる運用容量は限定されるが短期間で実施できるような本連系線の運用容量の拡大対策（以下「短工期対策」という。）を恒久対策が完了するまでの対策として実施することとし、500kV相馬双葉幹線と既設275kVいわき幹線の併用を選定した。

○工事概要

項目	概要
南相馬(変) 短絡容量対策	遮断器（3台）等を許容電流が大きな機器へ取り替える。
電源制限装置	送電線熱容量対策及び同期安定性維持のために、制御装置及びこれに伴う通信設備を設置する。

○概略工期

3年程度

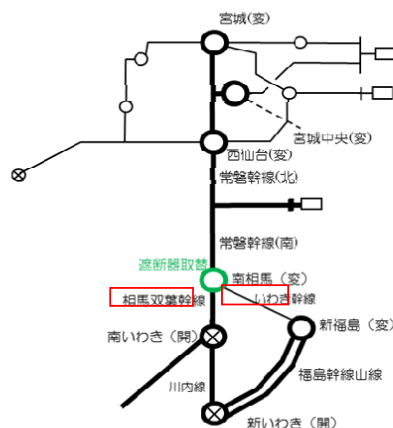
○概略工事費

約32億円

○対策後の運用容量（東北→東京向け）

623万kW（+50万kW）（ ）内は現状573万kWからの増加量

- 短工期対策の利用者は、提起者及び応募者を対象とした入札を行い、1社（電力取引の量：50万kW）を選定した。



Transmission Operators, JAPAN

(参考) 系統安定化装置による電源制限について

2019年度 第5回運用容量検討会資料1-5より抜粋

関西中国間連系線運用容量増加に伴う60Hz同期系統内の同期安定度への影響確認

p1

- 第4回運用容量検討会において、中国地内の系統安定化装置（以下、中国基幹系SSC）更新時（2020年6月末予定）の電圧安定度維持を目的とした電制機能（以下、電圧電制）追加に伴う関西中国間連系線運用容量の増加については、60Hz同期系統内の同期安定度への影響を検討したうえで判断することとなった。
- 上記を踏まえ、関西中国間連系線の東向き潮流を電圧電制による増加分を考慮した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が確認された。（資料1-3「8. 60Hz連系系統の同期安定性」参照）

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

2019年度 第4回運用容量検討会資料 1 より抜粋

課題

➤ 中西地域の運用容量は、周波数が59.0Hz以下にならないように算出しているため、59.1Hzの負荷遮断に伴う、運用容量への影響及び対応について検討を行う。

➤ 市場分断の実績等を考慮し、1回線作業時の中部関西間（関西向）及び中国九州間（九州向）のみ運用容量を減少させた。

➤ 詳細は2019年度 第2回運用容量検討会 資料3および第3回運用容量検討会 資料4参照。

検討結果

連系線	平常時		1回線作業時	
	59.1Hzの負荷遮断 導入前	導入後	59.1Hzの負荷遮断 導入前	導入後
中部関西間 （関西向）	周波数が59.0Hz以下 にならないように算出	負荷遮断回避のためには運用容量を減少させる必要があるが、周波数が59.1Hzに至るのは、「重潮流 + N-2故障 + 直前の周波数▲0.1Hz以下」と極めて稀頻度であるため、変更なし	周波数が59.0Hz以下にならないように算出	N-1故障による負荷遮断回避のため 運用容量を減少
北陸関西間 （関西向）			北陸エリアの周波数上昇制約のため影響なし	変更なし
中国九州間 （九州向）			周波数が59.0Hz以下にならないように算出	N-1故障による負荷遮断回避のため 運用容量を減少
中国九州間 （中国向）	揚水発電機の系統保安ポンプ運用※により従来の運用容量を維持	59.1Hzの負荷遮断により従来の運用容量を維持	揚水発電機の系統保安ポンプ運用により従来の運用容量を維持	変更なし

運用容量算出方法への反映

➤ 今年度算出する2020年度以降の運用容量に反映する。

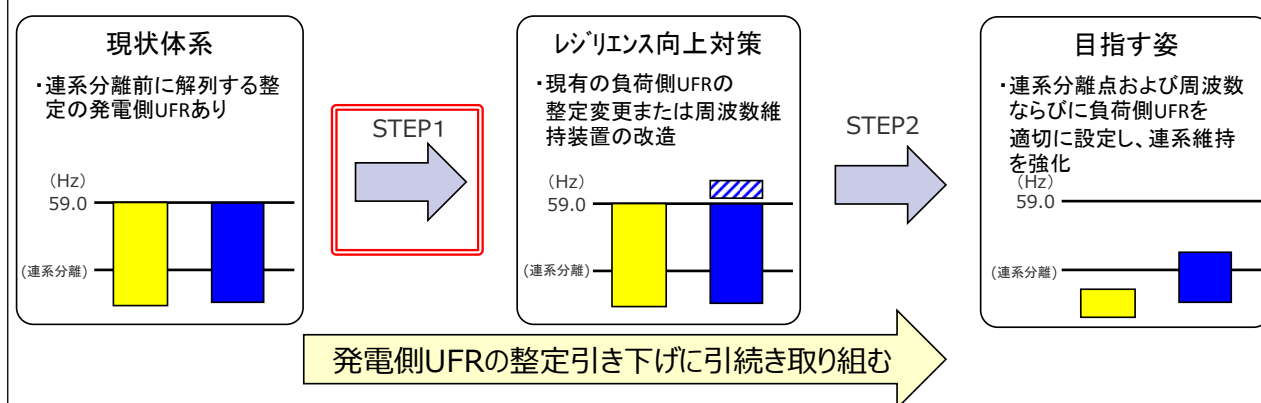
※大規模電源が故障により電力系統から解列した際には、即座に対応できる上げ代不足により系統周波数が低下し、運用に支障を及ぼす場合がある。この対策として、予め揚水発電機によるポンプアップ運転を実施し、大規模電源故障時に、UFRにより即座に揚水発電機を解列させることで、周波数を回復できるようにする運用



(参考) 負荷側UFRの整定変更について（中西エリア）

2019年度 第1回運用容量検討会 資料 1 より抜粋

凡例 ■ : 発電側UFR ■ : 負荷側UFR



【STEP 1】

- ・PV、自家発電等が59.0Hz以下で大量解列する現状を踏まえ、現有設備の活用による早期に実現可能な対策である負荷側UFRの整定変更または周波数維持装置の改造により、「**負荷遮断を59.1Hzで実施**」する。

【STEP 2】

- ・発電側UFR整定引き下げ完了後は、連系分離周波数付近に負荷側UFRを整定する方向。
- ・連系分離点、連系分離周波数についても適切な設定の検討を進めていく。



2019年度 第4回運用容量検討会資料 1より抜粋

課題	➤ 三重東近江線1回線作業時における中部北陸間交流連系の可否について検討する。
検討結果	➤ 三重東近江線1回線作業時においては、1回線連系とするよりも三重東近江線を運用停止し、中部北陸間交流連系とする方が中部関西間の運用容量が概ね増加する。 ➤ このため、南福光の交流連絡母線複母線化工事完了以降について、三重東近江線1回線停止時は三重東近江線を運用停止し、中部北陸間を交流連系とすることを基本とする。 ➤ なお、飛騨FCの運開後に上記交流連系を実施する場合は、中部北陸間交流連系の運用容量（中部向）の運用容量を90万kW減少させ、飛騨FCの運用容量（中部向）を確保することとする。 ➤ 詳細は2019年度 第3回運用容量検討会 資料3参照。
運用容量算出方法への反映	➤ 今年度算出する2020年度以降の運用容量に反映する。

2019年度 第3回運用容量検討会 資料3より抜粋

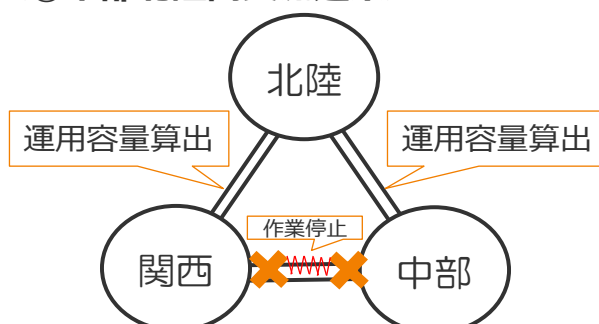
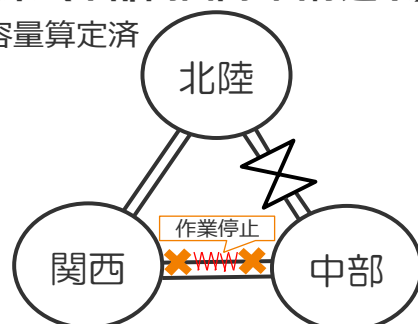
- 南福光連系所 交流連絡母線 複母線化工事完了以降、中部関西間連系線 1回線作業停止時の系統構成においては、以下のように、従来の①に加え、②が考えられる。

①従来の系統構成（中部関西間1回線連系）

②中部北陸間の交流連系（中部関西間連系線ルート停止）

<①従来（中部関西間1回線連系）> <②中部北陸間交流連系>

運用容量算定済



- 今回、飛騨FC運開以前における中部関西間連系線 1回線作業停止時の系統構成を②とした場合の連系線運用容量を算出した。
- 飛騨FC運開以降の運用容量については、算出方法決定後に算出する。

目 次

1. 運用容量（年間・長期）の算出・公表フロー
2. 運用容量検討会における今年度の主な見直し事項
- 3. 2020～2029年度の連系線の運用容量
（年間計画・長期計画）**
4. 運用容量の増減比較（2020年度分）
5. 各連系線毎の個別事項
 - （1）各連系線の運用容量算出方法・結果
 - （2）設備停止時の運用容量について

3. 2020～2029年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画） 16

■ 別紙 4 のとおり

目次

1. 運用容量（年間・長期）の算出・公表フロー

2. 運用容量検討会における今年度の主な見直し事項

3. 2020～2029年度の連系線の運用容量 （年間計画・長期計画）

4. 運用容量の増減比較（2020年度分）

5. 各連系線毎の個別事項

- （1）各連系線の運用容量算出方法・結果
- （2）設備停止時の運用容量について

4. 運用容量の増減比較（2020年度分）

18

昨年度算出した2020年度の運用容量と今年度算出した2020年度の運用容量の増減およびその主な理由は以下のとおり。

【平日：昼間帯】

単位：万kW

連系線	方向	算出時	4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半	10月	11月 前半	11月 後半	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半	減少最大 (減少率)	増加最大 (増加率)	差の主な理由
東北東京	東北向	昨年度	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0 (0%)	0 (0%)	・作業や廃止に伴う電制発電機の稼働 状況の変化（需要から遠く電制されな い発電機は脱調しやすい）
		今年度	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0 (0%)	0 (0%)	
		差	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 (0%)	0 (0%)	
	東京向	昨年度	505	520	445	540	555	540	540	465	485	485	520	575	540	540	540	-65 (-13%)	60 (11%)	
		今年度	495	550	450	570	615	550	550	465	515	515	455	550	510	540	540	-65 (-13%)	60 (11%)	
		差	-10	30	5	30	60	10	10	0	30	30	-65	-25	-30	0	0	-65 (-13%)	60 (11%)	
中部関西	中部向	昨年度	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	0 (0%)	0 (0%)	・需要変化（需要が小さいと周波数が 低下しやすい）
		今年度	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	0 (0%)	0 (0%)	
		差	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 (0%)	0 (0%)	
	関西向	昨年度	53	60	68	102	103	86	77	69	73	77	92	109	87	67	58	-4 (-7%)	10 (15%)	
		今年度	51	56	66	101	103	90	80	69	79	85	101	108	92	77	67	-4 (-7%)	10 (15%)	
		差	-2	-4	-2	-1	0	4	3	0	6	8	9	-1	5	10	9	-4 (-7%)	10 (15%)	
北陸フェンス	北陸受電	昨年度	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	0 (0%)	30 (23%)	・検討断面細分化の継続
		今年度	130	130	150	150	150	150	150	130	130	130	160	160	160	160	160	0 (0%)	30 (23%)	
		差	0	0	20	20	20	20	20	0	0	0	30	30	30	30	30	0 (0%)	30 (23%)	
	北陸送電	昨年度	176	183	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	180	-6 (-3%)	10 (6%)	
		今年度	172	177	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	-6 (-3%)	10 (6%)	
		差	-4	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	-6 (-3%)	10 (6%)	
北陸関西	北陸向	昨年度	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	130	0 (0%)	30 (23%)	・検討断面細分化の継続
		今年度	130	130	150	150	150	150	150	130	130	130	160	160	160	160	160	0 (0%)	30 (23%)	
		差	0	0	20	20	20	20	20	0	0	0	30	30	30	30	30	0 (0%)	30 (23%)	
	関西向	昨年度	176	183	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	180	-6 (-3%)	10 (6%)	
		今年度	172	177	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	-6 (-3%)	10 (6%)	
		差	-4	-6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	10	-6 (-3%)	10 (6%)	
関西中国	関西向	昨年度	389	389	389	414	414	414	389	389	389	389	404	404	404	404	389	-3 (-1%)	12 (3%)	・4～6月 フリッジの変化 ・7月以降 系統安定化装置更新
		今年度	386	386	386	421	421	421	401	401	401	401	416	416	416	416	401	-3 (-1%)	12 (3%)	
		差	-3	-3	-3	7	7	7	12	12	12	12	12	12	12	12	12	-3 (-1%)	12 (3%)	
	中国向	昨年度	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	0 (0%)	0 (0%)	
		今年度	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	0 (0%)	0 (0%)	
		差	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0 (0%)	0 (0%)	
中国九州	中国向	昨年度	227	218	232	253	246	245	234	231	238	246	258	261	273	253	240	-8 (-3%)	20 (8%)	・需要変化 ・発電機不要解除減少（PVの発電実 績が減少、UFR整定変更）
		今年度	225	223	230	256	238	241	232	229	236	246	255	281	271	258	241	-8 (-3%)	20 (8%)	
		差	-2	5	-2	3	-8	-4	-2	-2	-2	0	-3	20	-2	5	1	-8 (-3%)	20 (8%)	
	九州向	昨年度	0	2	5	18	18	12	9	8	8	9	18	18	13	6	4	0 (0%)	9 (50%)	
		今年度	1	3	8	23	27	19	16	11	14	15	21	20	17	12	11	0 (0%)	9 (50%)	
		差	1	1	3	5	9	7	7	3	6	6	3	2	4	6	7	0 (0%)	9 (50%)	

4. 運用容量の増減比較（2020年度分）

19

【平日：夜間帯】

単位：万kW

連系線	方向	算出時	4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半	10月	11月 前半	11月 後半	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半	減少最大 (減少率)	増加最大 (増加率)	差の主な理由
東北東京	東北向	昨年度	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	
		今年度	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	
	東京向	昨年度	480	500	435	510	555	535	535	475	510	510	525	530	500	480	480	-15	40	・作業や廃止に伴う電制発電機の稼働状況の変化
		今年度	490	515	430	530	575	540	540	515	505	505	510	525	505	505	505	(-3%)	(8%)	
中部関西	中部向	昨年度	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	
		今年度	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	
	関西向	昨年度	86	83	83	103	109	101	95	97	103	108	119	129	137	118	106	-5	6	・需要変化
		今年度	86	83	84	106	104	105	97	98	104	110	116	135	134	122	110	(-5%)	(5%)	
北陸フェンス	北陸受電	昨年度	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0	20	・検討断面細分化の継続
		今年度	70	70	80	80	80	80	80	70	70	70	90	90	90	90	90	0	(29%)	
	北陸送電	昨年度	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	0	0	
		今年度	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	0	0	
北陸関西	北陸向	昨年度	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0	20	・検討断面細分化の継続
		今年度	70	70	80	80	80	80	80	70	70	70	90	90	90	90	90	0	(29%)	
	関西向	昨年度	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	0	0	
		今年度	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	0	0	
関西中国	関西向	昨年度	389	389	389	414	414	414	389	389	389	389	404	404	404	404	389	-3	12	・4～6月 フリッジの変化 ・7月以降 システム安定化装置更新
		今年度	386	386	386	421	421	421	401	401	401	401	416	416	416	416	401	(-1%)	(3%)	
	中国向	昨年度	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	0	0	
		今年度	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	0	0	
中国九州	中国向	昨年度	199	195	196	209	205	208	200	194	205	210	222	219	250	225	215	-9	24	・需要変化
		今年度	198	194	194	215	196	206	198	195	202	210	218	243	245	228	212	(-4%)	(11%)	
	九州向	昨年度	28	27	27	34	34	34	32	36	37	38	41	43	44	41	38	0	4	・需要変化
		今年度	31	28	29	38	38	37	35	36	38	40	42	46	45	43	40	0	(12%)	

4. 運用容量の増減比較（2020年度分）

20

【休日：昼間帯】

単位：万kW

連系線	方向	算出時	4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半	10月	11月 前半	11月 後半	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半	減少最大 (減少率)	増加最大 (増加率)	差の主な理由
東北東京	東北向	昨年度	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	
		今年度	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	
	東京向	昨年度	505	520	445	520	555	540	540	455	485	485	520	575	540	540	540	-30	60	・作業や廃止に伴う電制発電機の稼働状況の変化
		今年度	495	540	450	570	615	550	550	465	515	515	540	550	510	540	540	(-6%)	(11%)	
中部関西	中部向	昨年度	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	
		今年度	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	
	関西向	昨年度	30	32	39	75	79	61	53	40	45	53	68	78	60	42	40	-4	12	・需要変化
		今年度	28	28	39	74	77	66	53	40	57	60	77	78	68	49	46	(-13%)	(27%)	
北陸フェンス	北陸受電	昨年度	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0	20	・検討断面細分化の継続
		今年度	70	70	80	80	80	80	80	70	70	70	90	90	90	90	90	0	(29%)	
	北陸送電	昨年度	134	137	148	190	190	180	170	152	157	166	185	190	174	151	145	-5	13	・需要変化
		今年度	130	132	147	190	190	187	168	151	170	173	190	190	184	162	157	(-4%)	(8%)	
北陸関西	北陸向	昨年度	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0	20	・検討断面細分化の継続
		今年度	70	70	80	80	80	80	80	70	70	70	90	90	90	90	90	0	(29%)	
	関西向	昨年度	134	137	148	190	190	180	170	152	157	166	185	190	174	151	145	-5	13	・需要変化
		今年度	130	132	147	190	190	187	168	151	170	173	190	190	184	162	157	(-4%)	(8%)	
関西中国	関西向	昨年度	389	389	389	414	414	414	389	389	389	389	404	404	404	404	389	-3	12	・4～6月 フリッジの変化 ・7月以降 システム安定化装置更新
		今年度	386	386	386	421	421	421	401	401	401	401	416	416	416	416	401	(-1%)	(3%)	
	中国向	昨年度	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	0	0	
		今年度	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	0	0	
中国九州	中国向	昨年度	185	179	186	211	218	205	197	189	200	211	217	229	226	208	208	-6	3	・需要変化
		今年度	180	174	185	214	212	206	194	185	198	208	214	226	223	211	202	(-3%)	(1%)	
	九州向	昨年度	0	0	0	12	12	7	4	1	2	6	11	13	6	0	0	0	7	・需要変化 ・発電機不要解列減少（PVの発電実績が減少、UFR整定変更）
		今年度	0	0	2	16	18	12	11	4	9	11	14	13	10	7	4	0	(175%)	

4. 運用容量の増減比較（2020年度分）

21

【休日：夜間帯】

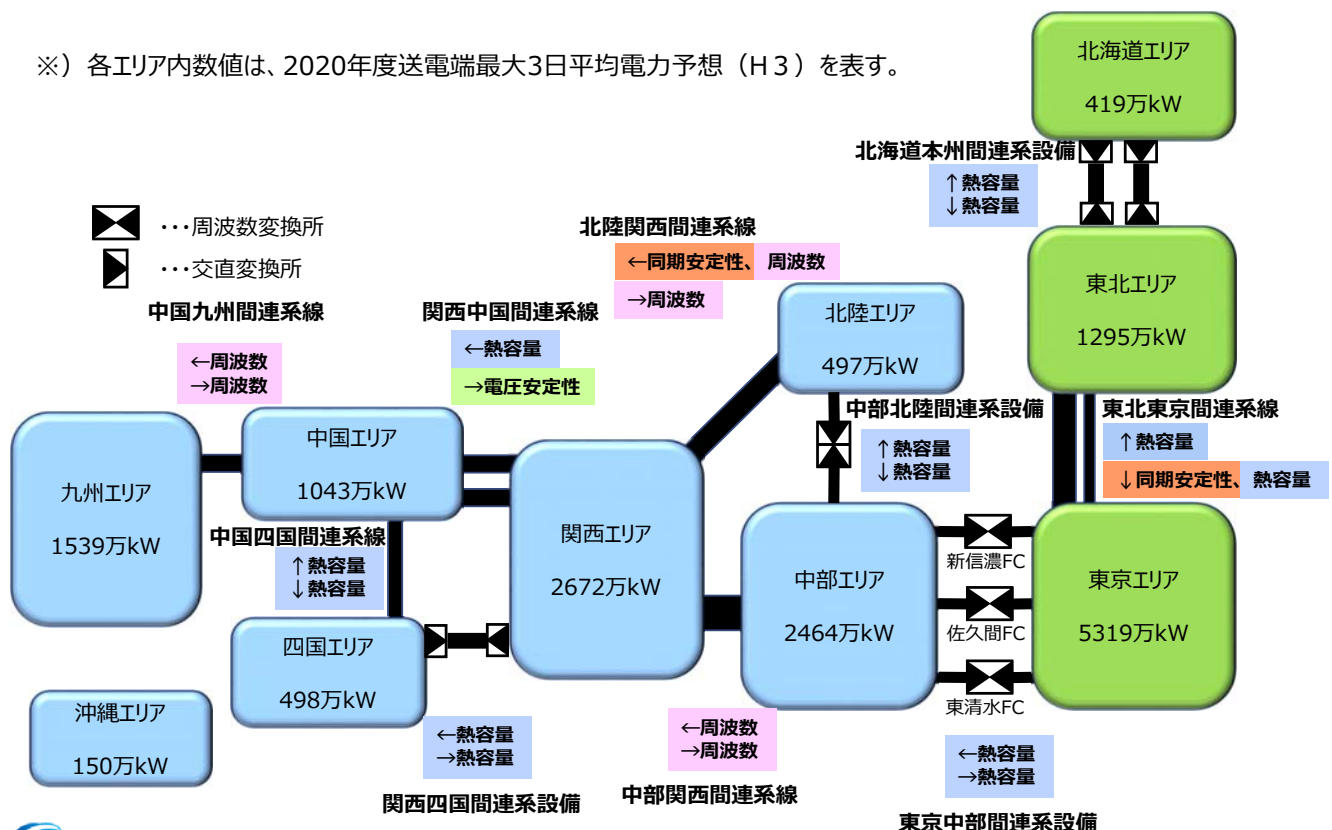
単位：万kW

連系線	方向	算出時	4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半	10月	11月 前半	11月 後半	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半	減少最大 (減少率)	増加最大 (増加率)	差の主な理由
東北東京	東北向	昨年度	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	
		今年度	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	0	0	
	東京向	昨年度	480	500	435	510	555	535	535	465	510	510	525	530	500	480	480	-5	50	・作業や廃止に伴う電制発電機の稼働状況の変化
		今年度	485	500	430	530	575	540	540	515	505	505	530	525	505	510	510	(-1%)	(11%)	
中部関西	中部向	昨年度	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	
		今年度	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	0	0	
	関西向	昨年度	63	55	61	82	87	77	75	75	89	95	109	116	114	93	92	-4	9	・需要変化
		今年度	60	54	60	81	83	81	77	73	91	98	107	120	123	100	94	(-5%)	(8%)	
北陸フェンス	北陸受電	昨年度	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0	20	・検討断面細分化の継続
		今年度	70	70	80	80	80	80	80	70	70	70	90	90	90	90	90	0	(29%)	
	北陸送電	昨年度	177	167	175	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	-4	0	・需要変化
		今年度	173	166	173	190	190	190	190	189	190	190	190	190	190	190	190	(-2%)	(0%)	
北陸関西	北陸向	昨年度	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70	0	20	・検討断面細分化の継続
		今年度	70	70	80	80	80	80	80	70	70	70	90	90	90	90	90	0	(29%)	
	関西向	昨年度	177	167	175	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	190	-4	0	・需要変化
		今年度	173	166	173	190	190	190	190	189	190	190	190	190	190	190	190	(-2%)	(0%)	
関西中国	関西向	昨年度	389	389	389	414	414	414	389	389	389	389	404	404	404	404	389	-3	12	・4～6月 フリッジの変化 ・7月以降 システム安定化装置更新
		今年度	386	386	386	421	421	421	401	401	401	401	416	416	416	416	401	(-1%)	(3%)	
	中国向	昨年度	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	0	0	
		今年度	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	278	0	(0%)	
中国九州	中国向	昨年度	179	169	176	190	196	185	179	175	186	194	207	224	217	204	204	-9	7	・需要変化
		今年度	175	166	174	191	189	185	177	170	183	191	202	215	224	205	201	(-4%)	(3%)	
	九州向	昨年度	22	21	22	29	32	28	28	30	34	36	39	40	40	36	34	-1	4	・需要変化
		今年度	23	21	23	32	33	32	31	29	35	38	40	43	43	39	36	(-3%)	(14%)	

(参考) 全国系統の制約要因

22

※ 各エリア内数値は、2020年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。



連系線	設備増強予定	運用容量※（8月平日昼間帯）	
		増強前	増強後
東北東京間連系線 （東京向）	2027年11月 （第二連系線運開）	620万kW	1028万kW
東京中部間連系設備	2027年度	210万kW	300万kW

※2020～2029年度の連系線の運用容量（年間計画・長期計画）より抜粋

目 次

1. 運用容量（年間・長期）の算出・公表フロー
2. 運用容量検討会における今年度の主な見直し事項
3. 2020～2029年度の連系線の運用容量
（年間計画・長期計画）
4. 運用容量の増減比較（2020年度分）
5. 各連系線毎の個別事項
 - （1）各連系線の運用容量算出方法・結果
 - （2）設備停止時の運用容量について

(1) 各連系線の運用容量算出方法・結果

運用容量算出に係る連系線毎の個別項目について、2019年度第5回運用容量検討会において取りまとめ、公表する。(別紙2)

(2) 設備停止時の運用容量について

設備停止時における連系線の運用容量について、2019年度第5回運用容量検討会において取りまとめ、公表する。(別紙3)

各連系線の運用容量 算出方法・結果

2020年2月26日

目次

2

1. 直流連系設備	・・・	3
a 北海道本州間連系設備		
b 東京中部間連系設備		
c 中部北陸間連系設備		
d 関西四国間連系設備		
2. 東北東京間連系線	・・・	24
3. 中部関西間連系線	・・・	48
4. 北陸関西間連系線	・・・	71
5. 関西中国間連系線	・・・	101
6. 中国四国間連系線	・・・	119
7. 中国九州間連系線	・・・	133
8. 60Hz連系系統の同期安定性	・・・	155

1. 直流連系設備

1. 直流連系設備の運用容量

4

<考え方>

➤ 運用容量 = 設備容量（熱容量等） とする。

- 北海道本州間連系設備：90万kW
 - 北海道・本州間電力連系設備：60万kW
 - 北海道本州間連系設備：30万kW
- 東京中部間連系設備：120万kW（210万kW※）
 - 新信濃1号FC：30万kW
 - 新信濃2号FC：30万kW
 - 佐久間FC：30万kW
 - 東清水FC：30万kW
 - 飛騨信濃FC：90万kW※

※2021年3月31日 東京中部間連系設備90万kW増強予定
- 中部北陸間連系設備：30万kW
- 関西四国間連系設備：140万kW

<検討断面>

- 1断面（設備容量が運用容量となるため）

➤ 連系潮流限度

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

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



電力広域的
Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

〈参考〉北海道本州間連系設備の特記事項（２）

➤ 北海道・本州間電力連系設備連系潮流限度値（北海道向き）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	新北本 運転	連系線潮流限度（万kW）							
			4回線	3回線		2回線			1回線	
			道南2 函館2	道南2 函館1	道南1 函館2	道南2 函館0	道南1 函館1	道南0 函館2	道南1 函館0	道南0 函館1
東北 → 北海道	2台	—	60	60	45	55	25	0	0	0
	1台	—	60	60	60	60	30	30	30	15
	0台	—	60	60	60	50 （調相停止30）	30	30	30	15

➤ 北海道・本州間電力連系設備連系潮流限度値（東北向き）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	新北本 運転	連系線潮流限度（万kW）							
			4回線	3回線		2回線			1回線	
			道南2 函館2	道南2 函館1	道南1 函館2	道南2 函館0	道南1 函館1	道南0 函館2	道南1 函館0	道南0 函館1
北海道 → 東北	2台	運転	60 （大野線1回線50）	60 （大野線1回線40）	50 （大野線1回線45）	55 （大野線1回線30）	30	30	0	0
		停止			60 （大野線1回線45）	60 （大野線1回線30）	30	30		
	1台	運転	60	60 （大野線1回線50）	30	30	15	10	0	0
		停止			60 （大野線1回線55）	60 （大野線1回線30）	30	25		
	0台	運転	40 （調相停止30）	25 （調相停止20）	10 （調相停止20）	10 （調相停止0）	0	0	0	0
		停止	50 （調相停止30）	40 （調相停止20）	25 （調相停止20）	30 （調相停止0）				



注1：大野変電所連変1バンク停止時は3回線連系（道南1、函館2）、2バンク停止時は2回線連系（道南0、函館2）と同様の制約となる
注2：大野線2回線停止時は道南幹線2回線停止および北海道エリア内A発電所の停止と同様の状態となり、函館幹線の連系回数に応じた制約となる
注3：調相停止は、大野SVC停止かつ新北本AVR停止の状態をいう

〈参考〉北海道本州間連系設備の特記事項（2）

7

➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（北海道向き）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）															北 斗 分 離	
			4回線	3回線					2回線					1回線					
				道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1		道0 函1 連2
東北 → 北海道	2台	双極	30 (5)	20 (15)	20 (10)	30 (10)	15 (10)	30	20	5	0	0	30	0	30				
		単極	30	30	30	30													
		停止	30	30	30	30													
	1台	双極	30 (5)	30 (20)	30	0	10 (20)	30	30	30	30	0	0	0	0				
		単極	30	30		30	30												
		停止	30	30		30	30												
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	0	0	0				
		単極														30	30	30	30
		停止														30	30	30	30

注1：表中の「道」は道南幹線の連系回線数、「函」は函館幹線の連系回線数、「連」は大野変電所連変の運転台数を示す
 注2：表中のカッコ内は大野線1回線停止時にリミット値が変更となる値を示す
 注3：北斗分離は、北斗幹線2回線停止、大野連変2バンク停止、大野線2回線停止の何れかの条件成立時を示す

〈参考〉北海道本州間連系設備の特記事項（2）

8

➤ 新北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向き）

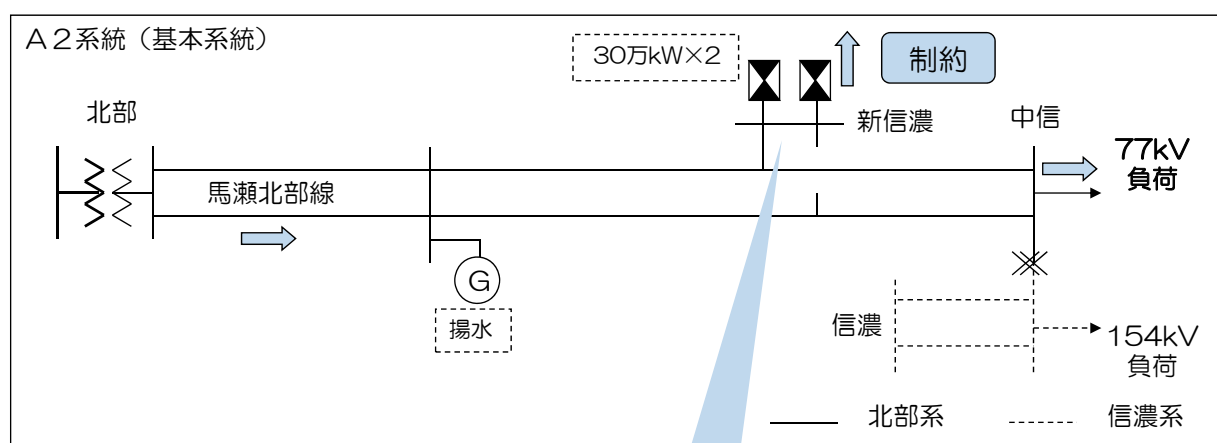
系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）															北斗 分離
			4回線	3回線				2回線					1回線					
				道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	
北海道 → 東北	2台	双極	30	30	30	0	0	30	0	30	5	10	30	0	0	0		
		単極				10	30		30									
		停止				30	30		30		30							
	1台	双極	30	30	30	30	30	30	30	30	15	30	0	0				
		単極									25							
		停止																
	0台	双極	30	30	30	30	30	30	30	0	0	0	0	0	0			
		単極																
		停止																

注1：表中の「道」は道南幹線の連系回線数、「函」は函館幹線の連系回線数、「連」は大野変電所連変の運転台数を示す
 注2：北斗分離は、北斗幹線2回線停止、大野連変2バンク停止、大野線2回線停止の何れかの条件成立時を示す

FCにおいては、以下のような系統運用上の制約がある。

- 系統運用上の制約条件の例
 - 周辺設備の運用
 - FC送電ルートを送電設備は、送電線故障時にFCを抑制・停止させることを条件に1回線熱容量以上の潮流を運用限度としている。
 - 電圧安定性
 - FC周辺の負荷母線の電圧安定性維持のため、FC（50Hz向）潮流が制約となる場合がある。
 - 電圧変動
 - FCは、運転力率が約86%と悪いうえに、有効電力と無効電力の変化が急峻であるため、FC潮流の変化による関連系統の電圧変動が大きくなり制約となる場合がある。
 - 高調波不安定現象
 - 系統構成と調相設備の投入台数による高調波共振により、FCが安定に運転できなくなる現象で、FCの運転制約となる場合がある。

- 新信濃FC関連運用容量制約の例（平常時）



	FC制約（60Hz→50Hz）
揚水なし	$FC < 112 \text{ 万kW}$ — 中信77kV負荷 [112万kW：中信変電所77kV母線の電圧安定性]
揚水あり	$FC < 120 \text{ 万kW}$ — 中信77kV負荷 — 揚水 [120万kW：馬瀬北部線熱容量]

➤ 四国向き空容量の算出について

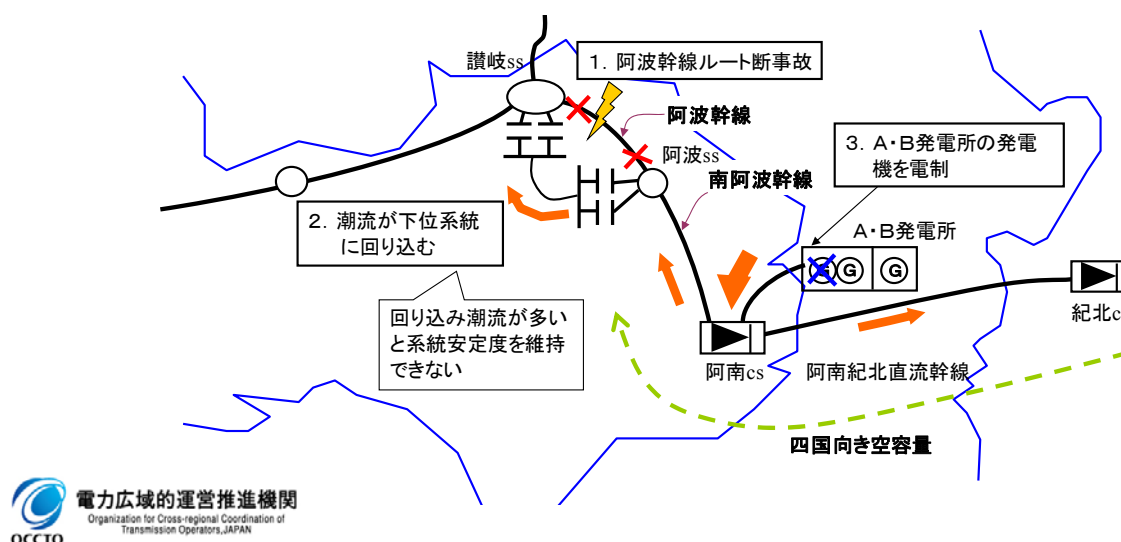
- 関西四国間連系設備の四国向き空容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる空容量のうち、小さい方が採用される。

①南阿波幹線の空容量

三南阿波幹線運用容量一（四国エリア内A・B発電所出力）一 関西四国間連系設備計画潮流）

②関西四国間連系設備の空容量

三 関西四国間連系設備の運用容量－関西四国間連系設備計画潮流－マージン



2. 運用容量算出結果 北海道本州間（1）

12

2020年度 北海道向き運用容量

【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	
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	
		夜間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	
	休日	昼間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)

2020年度 東北向き運用容量

【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
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【80(③)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	休日	昼間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90 (①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等, 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。

2. 運用容量算出結果_北海道本州間（2）

13

2021年度 北海道向き運用容量

【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
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	休日	昼間	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)

2021年度 東北向き運用容量

【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
北海道本州間 連系設備	平日	昼間	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	休日	昼間	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
		夜間	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)

() 内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、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。

2. 運用容量算出結果_北海道本州間（3）

14

長期計画（2022年度～2029年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
北海道本州間 連系設備	北海道向き	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向き	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)

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

3. 運用容量算出結果_東京中部間（1）

15

2020年度 東京向き運用容量

【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
東京中部間 連系設備	平日	昼間 120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	[60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]
	夜間	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
新信濃、佐久間、東 清水周波数変換設 備	休日	昼間 120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)
	夜間	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)

2020年度 中部向き運用容量

【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
東京中部間 連系設備	平日	昼間 120(①) [150(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	[60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]
	夜間	120(①)	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
新信濃、佐久間、東 清水 周波数変換設 備	休日	昼間 120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)
	夜間	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、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。
2021年3月31日 東京中部間連系設備90万kW増強予定。

3. 運用容量算出結果_東京中部間（2）

16

2021年度 東京向き運用容量

【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
東京中部間 連系設備	平日	昼間 210(①) [150(③)]	210(①) [180(③)]	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [165(③)]	210(①) [180(③)]	210(①) [180(③)]	[180(③)]	[180(③)]
	夜間	210(①) [150(③)]	210(①) [180(③)]	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [165(③)]	210(①) [180(③)]	210(①) [180(③)]	[180(③)]	[180(③)]
新信濃、佐久間、東 清水、飛騨信濃周波 数変換設備	休日	昼間 210(①) [180(③)]	210(①) [150(③)]	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [165(③)]	210(①)	210(①) [180(③)]	[180(③)]	[180(③)]
	夜間	210(①) [180(③)]	210(①) [150(③)]	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [165(③)]	210(①)	210(①) [180(③)]	[180(③)]	[180(③)]

2021年度 中部向き運用容量

【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
東京中部間 連系設備	平日	昼間 210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [165(③)]	210(①) [172(③)]	210(①) [180(③)]	[180(③)]	[180(③)]
	夜間	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [165(③)]	210(①) [172(③)]	210(①) [180(③)]	[180(③)]	[180(③)]
新信濃、佐久間、東 清水、飛騨信濃周波 数変換設備	休日	昼間 210(①) [180(③)]	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [165(③)]	210(①)	210(①) [180(③)]	[180(③)]	[180(③)]
	夜間	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(③)]	210(①) [165(③)]	210(①)	210(①) [180(③)]	[180(③)]	[180(③)]

（ ）内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、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。

3. 運用容量算出結果_東京中部間（3）

17

長期計画（2022年度～2029年度）

【万kW】

地域間連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
東京中部間連系設備	東京向	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)
	中部向	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)

() 内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。
2027年度に東京中部間連系設備90万kWの増強を予定。

4. 運用容量算出結果_中部北陸間（1）

18

2020年度 北陸向き運用容量

【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
中部北陸間連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]
		夜間	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]
	休日	昼間	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]
		夜間	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]

2020年度 中部向き運用容量

【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
中部北陸間連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]
		夜間	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]
	休日	昼間	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]
		夜間	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]	30(①) [0(③)]

() 内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量等、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（三重東近江線または越前嶺南線作業時に、BTBを運用停止した場合を含む）。

4. 運用容量算出結果_中部北陸間（2）

19

2021年度 北陸向き運用容量

【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
中部北陸間連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)

2021年度 中部向き運用容量

【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
中部北陸間連系設備 (直流連系設備)	平日	昼間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	休日	昼間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、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 (三重東近江線または越前嶺南線作業時に、BTBを運用停止した場合を含む)。

4. 運用容量算出結果_中部北陸間（3）

20

長期計画（2022年度～2029年度）

【万kW】

地域間連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
中部北陸間連系設備 (直流連系設備)	北陸向	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)

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

5. 運用容量算出結果_関西四国間（1）

21

2020年度 関西向き運用容量

【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
関西四国間 連系設備	平日	昼間	140(①) 【70(③)】	140(①) 【70(③)】	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70(③)】	140(①) 【70(③)】	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	休日	昼間	140(①)	140(①)	140(③) 【70(③)】	140(③)	140(①)	140(③)	140(③)	140(③)	140(③)	140(③)	140(③)
		夜間	140(①)	140(①)	140(③) 【70(③)】	140(③)	140(①)	140(③)	140(③)	140(③)	140(③)	140(③)	140(③)

2020年度 四国向き運用容量

【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
関西四国間 連系設備	平日	昼間	140(①) 【70(③)】	140(①) 【70(③)】	140(③) 【70(③)】	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70(③)】	140(①) 【70(③)】	140(③) 【70(③)】	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	休日	昼間	140(①)	140(①)	140(③) 【70(③)】	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①)	140(①)	140(③) 【70(③)】	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等, 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。

5. 運用容量算出結果_関西四国間（2）

22

2021年度 関西向き運用容量

【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
関西四国間 連系設備	平日	昼間	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(③)	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(③)	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	休日	昼間	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(③)	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(③)	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)

2021年度 四国向き運用容量

【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
関西四国間 連系設備	平日	昼間	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(③)	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(③)	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	休日	昼間	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(③)	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①) 【70(③)】	140(①)	140(③)	140(③)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等, 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。

長期計画（2022年度～2029年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
関西四国間 連系設備	関西向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)

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

2. 東北東京間連系線

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。
- 発電機の並解列・流通設備停止などの条件の変化により運用容量が変化するため、最新のデータを用いて算出する。
- 設備増強予定がある場合は、増強を織込んで検討する。

【運用容量検討方法】

運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。

- 順方向（東北→東京向き）
 - 熱容量限度（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）（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）
 - 熱容量限度

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

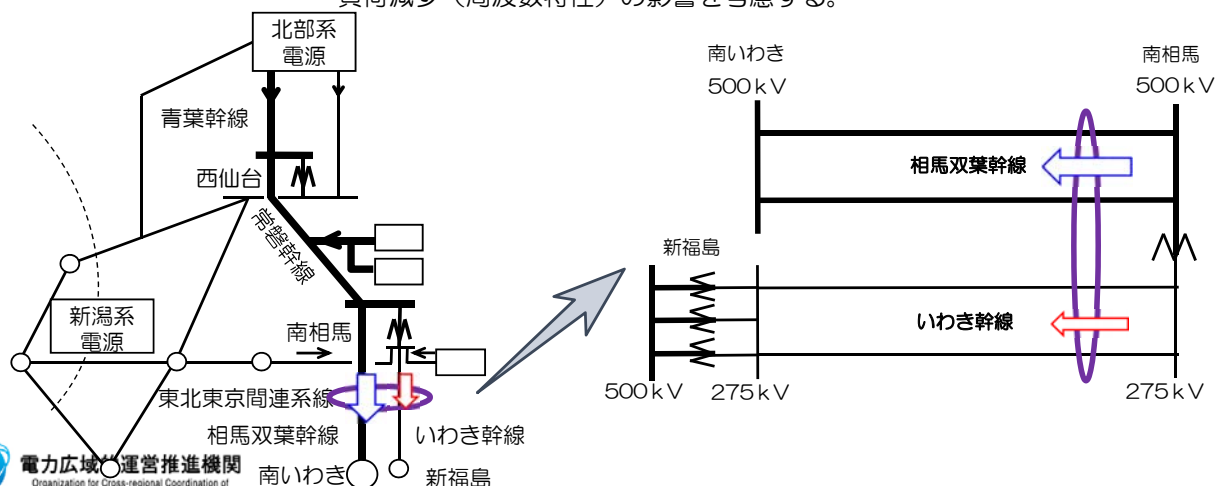
$$\text{東北東京間連系線潮流} = \text{相馬双葉幹線潮流} + \text{いわき幹線潮流}$$

(⇒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。



2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（2）

27

＜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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（3）

28

⑥ 東北東京間連系線潮流

- 連系線潮流順方向（南流）増加→東北発電増加、東京発電減少
- 連系線潮流順方向（南流）減少→東北発電減少、東京発電増加
- 発電機の調整手順
 - 長期：供給計画の供給力をベースに調整（不確定要素が多いため、供給計画を基本に想定しうる範囲で過酷になるよう調整）
 - 年間：実態に準じ、基本的に単価の安いものから東北発電増加、単価の高いものから東京発電減少（例：順方向増加の場合）

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- いわき幹線・川内線 電源制限、負荷制限：なし
- 相馬双葉幹線 電源制限：あり（順方向のみ）、負荷制限：なし

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

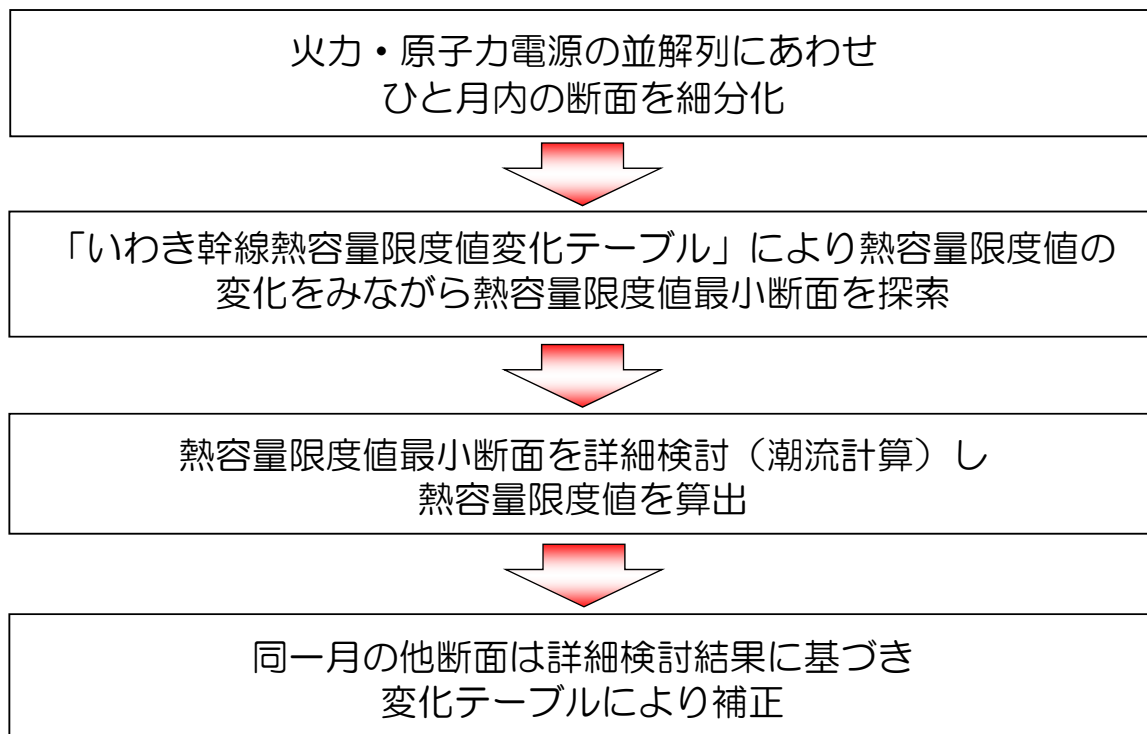
⑧ 想定故障

- いわき幹線1回線停止
- 川内線2回線停止
- 相馬双葉幹線2回線停止

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（4）

29

⑨ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）



2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（5）

30

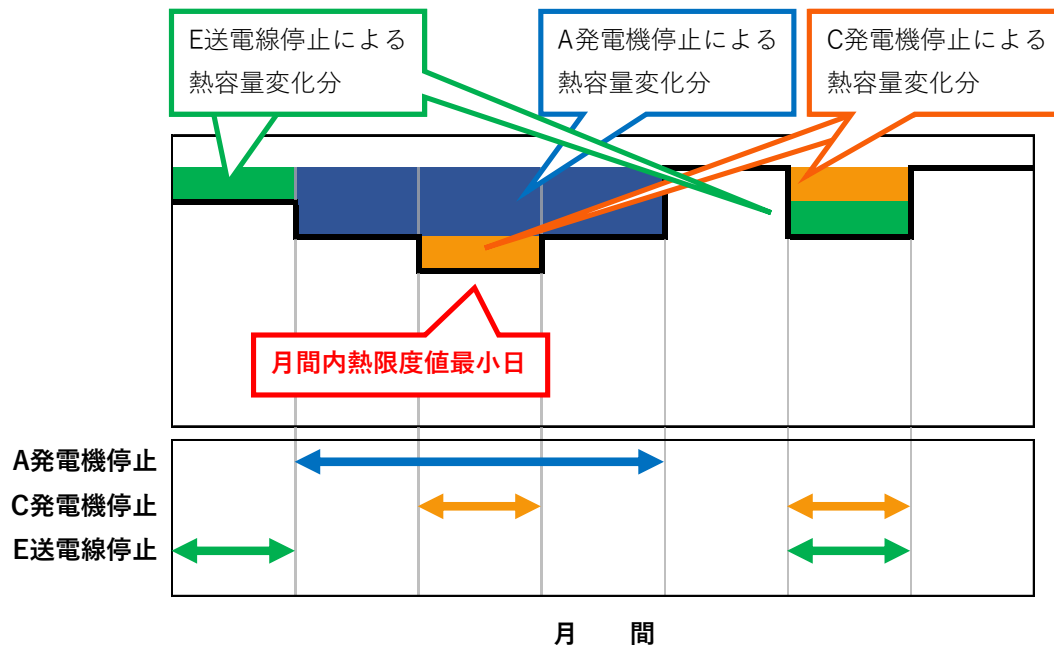
⑩ 具体的検討フロー[いわき幹線熱容量限度値変化テーブルのイメージ]（年間検討）

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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準（6）

31

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）

32

＜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) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 7,676 \times 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² ×4導体×2回線 7,676A(4導体分) (冬季:8,124A)
直列機器	658万kW(／1回線) ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 8,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変圧器:8,000A
いわき幹線	118万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 2,618 \times 0.95$)	CAZV 1,600mm ² ×2導体×2回線 2,618A(2導体分) ACSR 610mm ² ×2導体×2回線 2,868A(2導体分) 連続過負荷容量
直列機器	180万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）

33

＜考え方＞

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

＜検討条件＞同期安定性（順方向）

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
(NTR潮流計算プログラム、
VQCシミュレーションプログラム)
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

- 熱容量限度値の検討と同じ

③ 系統模擬

- 熱容量限度値の検討と同じ

④ 想定電源

- 熱容量限度値の検討と同じ

⑤ 想定需要

- 熱容量限度値の検討と同じ

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（2）

34

⑥ 東北東京間連系線潮流

- 熱容量限度値の検討と同じ

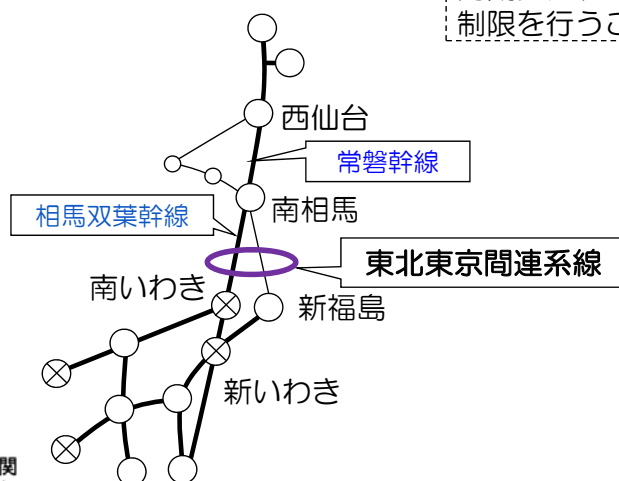
⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限：あり、負荷制限：なし

⑧ 想定故障 最過酷事故を想定

- 故障箇所：常磐幹線2回線（電源制限：あり）
相馬双葉幹線2回線（電源制限：あり）
- 故障様相：三相6線地絡

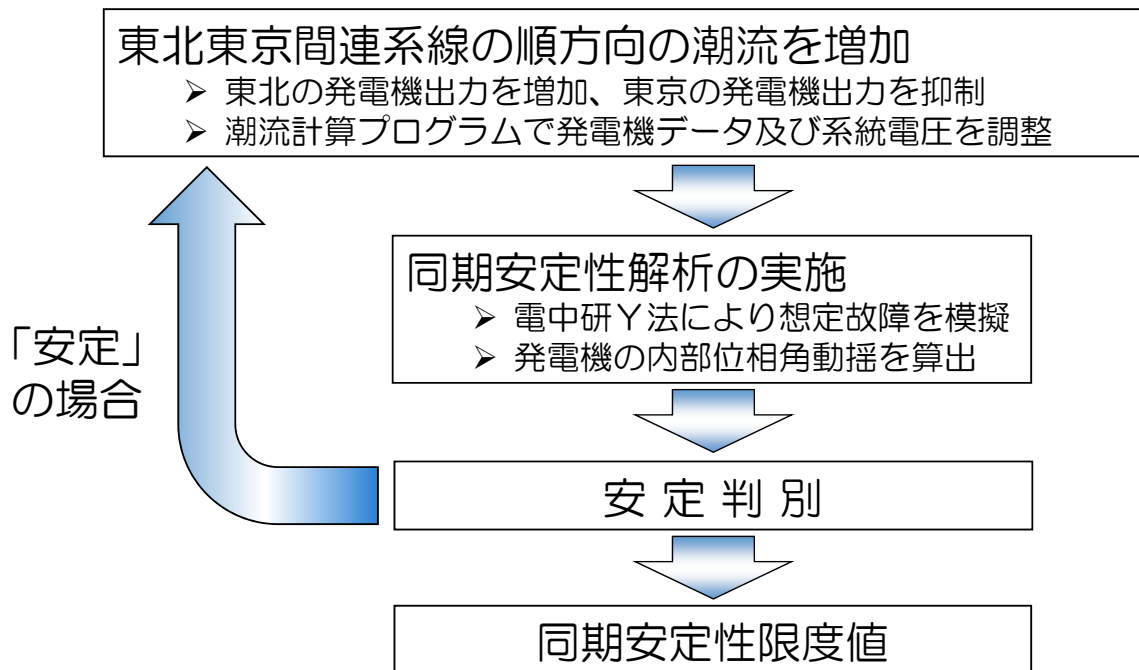
同期安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。



3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3）

35

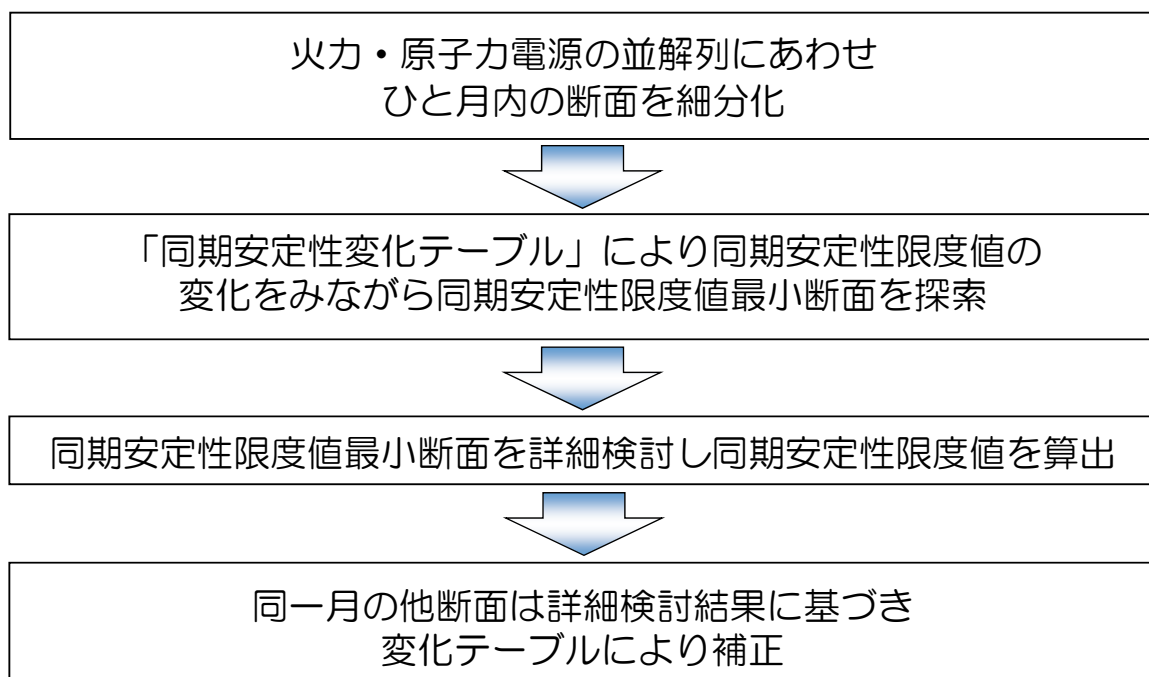
⑨ 検討フロー[全体フロー]（年間・長期検討）



3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4）

36

⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）



3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5）

37

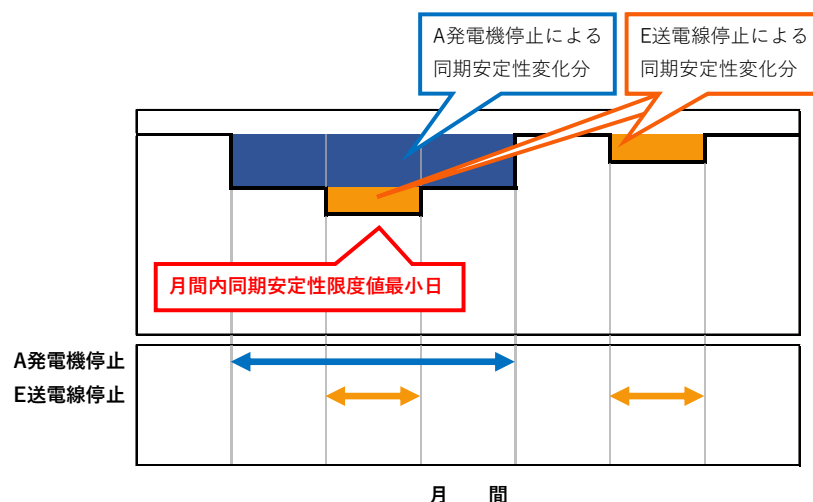
⑪ 具体的検討フロー[同期安定性変化テーブルのイメージ]（年間検討）

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
⋮	⋮	⋮

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（6）

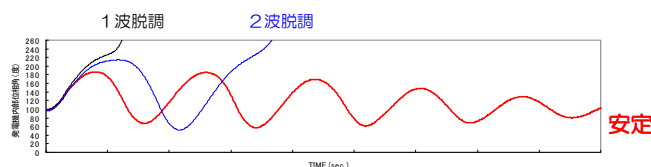
38

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。



4. 周波数維持限度値の考え方

39

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。

5. 各限度値算出結果（1）

40

（1）熱容量限度値

○東京、東北向き共通

	容量	備考
相馬双葉幹線	631万kW	SBTACSR/UGS780mm ² ×4導体×1回線
いわき幹線	118万kW	CAZV 1,600mm ² ×2導体×1回線 ACSR 610mm ² ×2導体×1回線

5. 各限度値算出結果（2）

41

○東北向き

2020年度 熱容量限度値算出結果

【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
東北東京間連系線	平日	昼間	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
	休日	昼間	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236	236

2021年度 熱容量限度値算出結果

【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
東北東京間連系線	平日	昼間	236	236	236	236	236	236	236 [118]	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236 [118]	236	236	236	236
	休日	昼間	236	236	236	236	236	236	236 [118]	236	236	236	236
		夜間	236	236	236	236	236	236	236 [118]	236	236	236	236

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

5. 各限度値算出結果（3）

42

○東京向き

2020年度 熱容量限度値算出結果

【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
東北東京間連系線	平日	昼間	545 [390]	550 [430]	550	585	615	550 [465]	545 [345]	540	540	620	585	540
		夜間	490 [455]	515 [425]	530	530	575	540 [475]	530 [335]	530	530	525	505	505
	休日	昼間	545 [505]	550 [435]	550	585	615	550 [465]	545 [345]	540	540	620	585	540
		夜間	485 [455]	500 [425]	520	530	575	540 [475]	530 [335]	530	530	525	505	510

2021年度 熱容量限度値算出結果

【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
東北東京間連系線	平日	昼間	500 [420]	525 [420]	520 [345]	545	605	555 [555]	545 [545]	540 [415]	540 [540]	620	615 [625]	540
		夜間	470 [405]	495 [405]	490	515	580	540 [540]	530 [530]	530 [385]	530	565	555 [600]	520
	休日	昼間	520 [415]	500 [420]	520	545	605	555 [555]	545 [545]	540 [420]	540	620	615 [625]	540
		夜間	490 [400]	470 [405]	490	515	580	540 [540]	530 [530]	530 [390]	530	565	555 [600]	520

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

（2）電圧安定性限度値

○東京、東北向き共通

- 熱容量限度値または同期安定性限度値（東京向き）、熱容量限度値（東北向き）において、電圧に問題がないことを確認し、制約とならないことを確認

5. 各限度値算出結果（4）

43

（3）同期安定性限度値

○東京向き

2020年度 同期安定性限度値算出結果

【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
東北東京間連系統 ¹⁾	平日	昼間	495 [475]	570 [475]	450	570	645	580 [565]	465 [460]	515	455	550	510	560
		夜間	505 [485]	545 [455]	430	535	590	530 [525]	515 [515]	505	510	595	535	510
	休日	昼間	495 [520]	540 [475]	450	570	645	575 [575]	465 [460]	515	550	550	510	560
		夜間	505 [530]	510 [455]	430	535	590	540 [525]	515 [535]	505	600	595	535	510

2021年度 同期安定性限度値算出結果

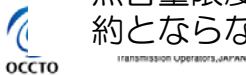
【万kW】

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	
東北東京間連系統 ¹⁾	平日	昼間	575 [595]	545 [510]	540 [540]	555	570	575 [575]	420 [420]	480 [380]	490 [490]	555	550 [505]	540
		夜間	530 [550]	500 [465]	495	510	525	530 [530]	440 [470]	515 [415]	525	565	560 [515]	575
	休日	昼間	595 [610]	545 [510]	540	555	570	575 [575]	420 [435]	480 [380]	490	555	550 [505]	540
		夜間	550 [565]	500 [465]	495	510	525	530 [530]	440 [470]	515 [415]	525	565	560 [515]	575

1) 数値はフリンジ分（20万kW）控除後の値 【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

○東北向き

- 熱容量限度値（東北向き）において、同期安定性が維持できることを確認し、制約とならないことを確認



5. 各限度値算出結果（5）

44

（4）周波数維持限度値

○東北向き

2020年度 周波数限度値算出結果

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
東北東京間連系統	平日	昼間	－	－	－	－	－	〔35〕	〔35〕	－	－	－	－	－
		夜間	－	－	－	－	－	〔26〕	〔27〕	－	－	－	－	－
	休日	昼間	－	－	－	－	－	〔32〕	〔32〕	－	－	－	－	－
		夜間	－	－	－	－	－	－	〔27〕	〔27〕	－	－	－	－

2021年度 周波数限度値算出結果

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	
東北東京間連系統	平日	昼間	－	－	－	－	－	－	【35】	－	【44】	－	－	－
		夜間	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
	休日	昼間	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	【42】	－
		夜間	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－	－

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

○東京向き

作業時等において2回線連系となり1ルート断で系統が分離される場合は、熱容量限度値または同期安定性限度値において、周波数を規定の範囲内に維持するための電源制限、負荷制限を確保できているため、周波数維持限度は熱容量限度値または同期安定性限度値以上となることから、周波数維持限度値の検討は行わない。



6. 運用容量算出結果（1）

45

2020年度 東北向き運用容量

【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
東北東京間連系統	平日	昼間	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)	236(1) [35(4)]	236(1) [35(4)]	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)
		夜間	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)	236(1) [26(4)]	236(1) [27(4)]	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)
	休日	昼間	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)	236(1) [32(4)]	236(1) [32(4)]	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)
		夜間	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)	236(1) [27(4)]	236(1) [27(4)]	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)	236(1)

2020年度 東京向き運用容量

【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
東北東京間連系統	平日	昼間	<520(2)> 495(2) [390(1)]	550(1) [430(1)]	<550(1)> 450(2)	<630(1)> 570(2)	<620(1)> 615(1)	550(1) [465(1)]	<470(2)> 465(2) [345(1)]	<525(2)> 515(2)	<540(1)> 455(2)	550(2)	<570(2)> 510(2)	540(1)
		夜間	<510(1)> 490(1) [455(1)]	515(1) [425(1)]	<540(1)> 430(2)	<585(1)> 530(1)	<585(1)> 575(1)	<540(1)> 530(2) [475(1)]	<530(1)> 515(2) [335(1)]	<525(2)> 505(2)	<530(1)> 510(2)	525(1)	<525(1)> 505(1)	<525(1)> 505(1)
	休日	昼間	<535(2)> 495(2) [505(1)]	<550(1)> 540(2) [435(1)]	<545(2)> 450(2)	<630(1)> 570(2)	615(1)	550(1) [465(1)]	<470(2)> 465(2) [345(1)]	<525(2)> 515(2)	540(1)	550(2)	<570(2)> 510(2)	540(1)
		夜間	<515(1)> 485(1) [455(1)]	<535(1)> 500(1) [425(1)]	<520(1)> 430(2)	<585(1)> 530(1)	575(1)	540(1) [475(1)]	<530(1)> 515(2) [335(1)]	<525(2)> 505(2)	530(1)	525(1)	<525(1)> 505(1)	<525(2)> 510(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。

< > 内の数字は、運用容量の最大を示す。（東北東京間連系統は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照のこと）

6. 運用容量算出結果（2）

46

2021年度 東北向き運用容量

【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
東北東京間連系統	平日	昼間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [35(④)]	236(①) [118(①)]	236(①) [44(④)]	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	休日	昼間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①) [42(④)]	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)

2021年度 東京向き運用容量

【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
東北東京間連系統	平日	昼間	<530(①)> 500(①) 【420(①)】	525(④) 【420(④)】	<535(①)> 520(①) 【345(①)】	<605(①)> 545(①)	<605(①)> 570(②)	555(①) 【555(①)】	<480(②)> 420(②) 【420(②)】	<490(②)> 480(②) 【380(②)】	<540(①)> 490(②) 【490(②)】	555(②)	<555(②)> 550(②) 【505(②)】	540(①)
		夜間	<500(①)> 470(①) 【405(①)】	495(④) 【405(④)】	<500(②)> 490(①)	<580(①)> 510(②)	<580(①)> 525(②)	530(②) 【530(②)】	<515(②)> 440(②) 【470(②)】	<525(②)> 515(②) 【385(①)】	<530(①)> 525(②)	565(②)	<565(②)> 555(①) 【515(②)】	<525(①)> 520(①)
	休日	昼間	<525(①)> 520(①) 【415(①)】	<525(③)> 500(③) 【420(③)】	<535(①)> 520(①)	<605(①)> 545(①)	<605(①)> 570(②)	555(①) 【555(①)】	<480(②)> 420(②) 【435(②)】	<490(②)> 480(②) 【380(②)】	<540(①)> 490(②)	555(②)	<555(②)> 550(②) 【505(②)】	540(①)
		夜間	<495(①)> 490(①) 【400(①)】	<495(③)> 470(③) 【405(③)】	<500(②)> 490(①)	<580(①)> 510(②)	<580(①)> 525(②)	530(②) 【530(②)】	<515(②)> 440(②) 【470(②)】	<525(②)> 515(②) 【390(①)】	<530(①)> 525(②)	565(②)	<565(②)> 555(①) 【515(②)】	<525(①)> 520(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。

< > 内の数字は、運用容量の最大を示す。（東北東京間連系統は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照のこと）

長期計画（2022年度～2029年度） 【万kW】

連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
東北東京間連系線	東北向き	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) ²⁾	631(①)	631(①)
	東京向き	565(②) 【420(②)】	565(②) 【420(②)】	565(②) 【420(②)】	565(②) 【420(②)】	620(②) ¹⁾ 【420(②)】	620(②) ³⁾ 【420(②)】	1028(②) 【420(②)】	1028(②) 【420(②)】

【 】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。東北東京間（東京向）は、2021年度における最小値を参考記載
()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。
1) 東北地内の電源増設により、2026年度から東京向きの運用容量が55万kW増加の見込み。
2) 2027年第二連系線運用後は、631万kW（相馬双葉幹線1回線熱容量相当）になる見込み。
3) 2027年第二連系線運用後は、1028万kW（東北東京間連系線に係る広域系統整備計画に基づく）になる見込み。

3. 中部関西間連系線

- 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。

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準

＜考え方＞

- N－1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 算術式

- $P = \sqrt{3} V I \cos \theta$ [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

- 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

	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

<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Ⅳ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。

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

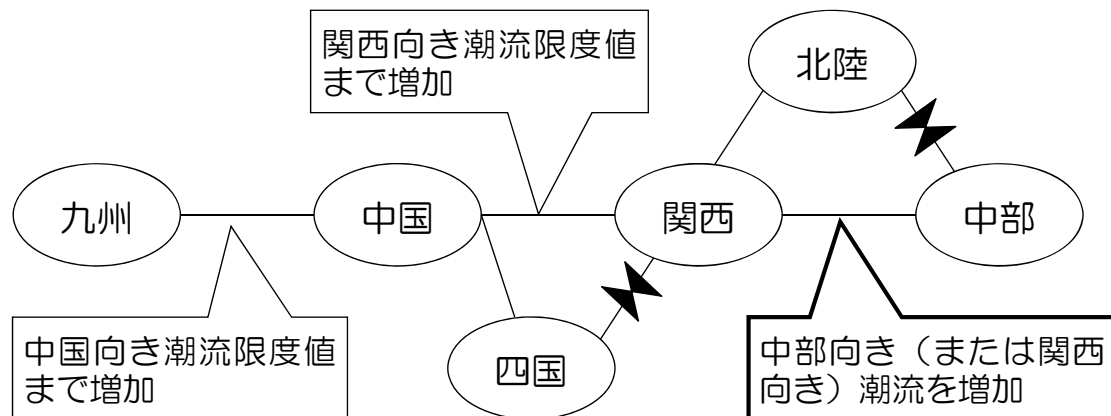
- 実績より想定

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。

<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。

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4）

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）

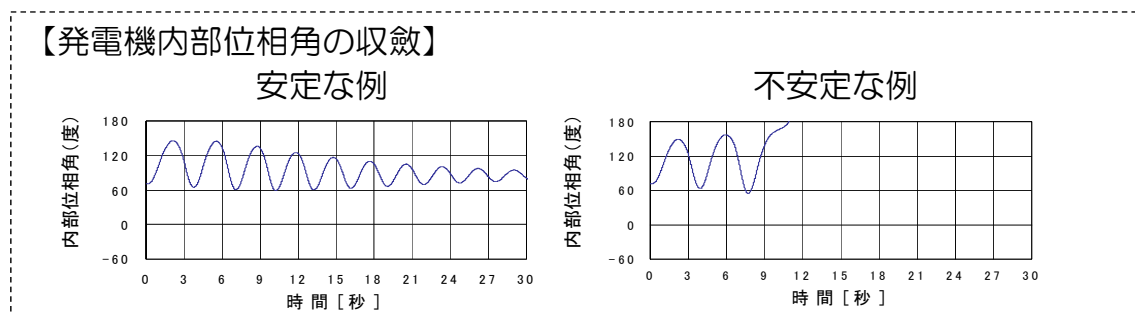
➤南福光BTB潮流：BTB潮流を北陸向き-30万kWまたは+30万kWに設定し、BTB再起動成功時及び失敗時について確認する。

【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。

<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。



4. 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

電圧安定性限度値は一般に需要が大きい程小さくなることから、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。

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。

＜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

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。
- ・ 平休日別：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：土曜日含む平日の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

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。

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

	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

＜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。

6. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

	容量	備考
中部関西間連系線	278kW	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⁾	278kW ²⁾ で安定確認
関西→中部 ¹⁾	

1) 数値はフリンジ分（24kW）控除後の値

2) 1回線熱容量限度値（278kW）

6. 各限度値算出結果（2）

63

（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
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

6. 各限度値算出結果（3）

64

周波数維持限度値（関西向き）

【2020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	51(4)	56(4)	66(4)	101(4)	103(4)	前半90(4) 後半80(4)	69(4)	前半79(4) 後半85(4)	101(4)	108(4)	92(4)	前半77(4) 後半67(4)
		夜間	86(4)	83(4)	84(4)	106(4)	104(4)	前半105(4) 後半97(4)	98(4)	前半104(4) 後半110(4)	116(4)	135(4)	134(4)	前半122(4) 後半110(4)
	休日	昼間	28(4)	28(4)	39(4)	74(4)	77(4)	前半66(4) 後半53(4)	40(4)	前半57(4) 後半60(4)	77(4)	78(4)	68(4)	前半49(4) 後半46(4)
		夜間	60(4)	54(4)	60(4)	81(4)	83(4)	前半81(4) 後半77(4)	73(4)	前半91(4) 後半98(4)	107(4)	120(4)	123(4)	前半100(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	28(④)	88(④)	49(④)
		夜間	52(④)	92(④)	107(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・5/1	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/3～5	8/13～16	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。

6. 各限度値算出結果（4）

65

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	51(4)	56(4)	66(4)	100(4)	103(4)	前半90(4) 後半80(4)	68(4)	前半79(4) 後半85(4)	100(4)	107(4)	92(4)	前半76(4) 後半67(4)
		夜間	86(4)	83(4)	84(4)	106(4)	104(4)	前半104(4) 後半97(4)	98(4)	前半104(4) 後半110(4)	115(4)	135(4)	133(4)	前半121(4) 後半109(4)
	休日	昼間	28(4)	28(4)	39(4)	73(4)	77(4)	前半66(4) 後半53(4)	40(4)	前半57(4) 後半60(4)	77(4)	78(4)	67(4)	前半49(4) 後半46(4)
		夜間	59(4)	54(4)	59(4)	81(4)	83(4)	前半81(4) 後半77(4)	73(4)	前半91(4) 後半98(4)	107(4)	120(4)	123(4)	前半100(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	休日	27(4)	88(4)	49(4)
	夜間	51(4)	92(4)	107(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。

7. 運用容量算出結果（1）

66

2020年度 中部向き運用容量

[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	250(4)	250(4)	250(4) [0(1)] ¹⁾	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4)	250(4) [0(1)] ¹⁾
		夜間	200(4)	200(4)	200(4) [0(1)] ¹⁾	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4)	200(4) [0(1)] ¹⁾
	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

[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	休日	200(4)	200(4)	200(4)
	夜間	200(4)	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・5/1	—	12/29
特殊日	5/3～6	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

7. 運用容量算出結果（2）

67

2020年度 関西向き運用容量

[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	51(④)	56(④)	66(④) 【0(①)】 ¹⁾	101(④)	103(④)	前半90(④) 後半80(④)	69(④)	前半79(④) 後半85(④)	101(④)	108(④)	92(④)	前半77(④) 【0(①)】 ¹⁾ 後半67(④)
		夜間	86(④)	83(④)	84(④) 【0(①)】 ¹⁾	106(④)	104(④)	前半105(④) 後半97(④)	98(④)	前半104(④) 後半110(④)	116(④)	135(④)	134(④)	前半122(④) 【0(①)】 ¹⁾ 後半110(④)
	休日	昼間	28(④)	28(④)	39(④)	74(④)	77(④)	前半66(④) 後半53(④)	40(④)	前半57(④) 後半60(④)	77(④)	78(④)	68(④)	前半49(④) 後半46(④)
		夜間	60(④)	54(④)	60(④)	81(④)	83(④)	前半81(④) 後半77(④)	73(④)	前半91(④) 後半98(④)	107(④)	120(④)	123(④)	前半100(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	休日	28(4)	88(4)	49(4)
	夜間	52(4)	92(4)	107(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・5/1	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/3～5	8/13～16	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。

（ ）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

7. 運用容量算出結果（3）

68

2021年度 中部向き運用容量

[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	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

[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	休日	200(4)	200(4)	200(4)
	夜間	200(4)	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

7. 運用容量算出結果（4）

69

2021年度 関西向き運用容量

[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 51(4) 【0(1)】 ¹⁾	56(4)	66(4)	100(4)	103(4)	前半90(4) 後半80(4)	68(4)	前半79(4) 後半85(4)	100(4)	107(4)	92(4)	前半76(4) 後半67(4)
		夜間 86(4) 【0(1)】 ¹⁾	83(4)	84(4)	106(4)	104(4)	前半104(4) 後半97(4)	98(4)	前半104(4) 後半110(4)	115(4)	135(4)	133(4)	前半121(4) 後半109(4)
	休日	昼間	28(4)	28(4)	39(4)	73(4)	前半66(4) 後半53(4)	40(4)	前半57(4) 後半60(4)	77(4)	78(4)	67(4)	前半49(4) 後半46(4)
		夜間	59(4)	54(4)	59(4)	81(4)	前半81(4) 後半77(4)	73(4)	前半91(4) 後半98(4)	107(4)	120(4)	123(4)	前半100(4) 後半94(4)

[万kW]

地域間連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
中部関西間連系線	休日	27(4)	88(4)	49(4)
	夜間	51(4)	92(4)	107(4)

○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。

（ ）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

7. 運用容量算出結果（5）

70

長期計画（2022年度～2029年度）

[万kW]

地域間連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
中部関西間連系線	中部向	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)】
	関西向	124(4) 【27(4)】	124(4) 【27(4)】	124(4) 【27(4)】	124(4) 【27(4)】	124(4) 【27(4)】	124(4) 【27(4)】	124(4) 【27(4)】	124(4) 【27(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、2020年度断面で検討した限度値を使用した。

4. 北陸関西間連系線

1. 送電限度値の算出

72

- 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。

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準

73

＜考え方＞

- N－1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

＜検討条件＞

① 算術式

- $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、 $\cos\theta$ ：力率)

② 検討断面

- 夏季（周囲温度：40℃）

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

- なし

④ 想定故障

- 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

	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） ($P = \sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times (846 \times 4) \times 0.95$)	ACSR410mm ² ×4 導体×2 回線 846A／1 導体
直列機器	329万kW ($P = \sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 4000 \times 0.95$)	計器用変流器：4,000A

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）

74

＜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。
- 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。

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

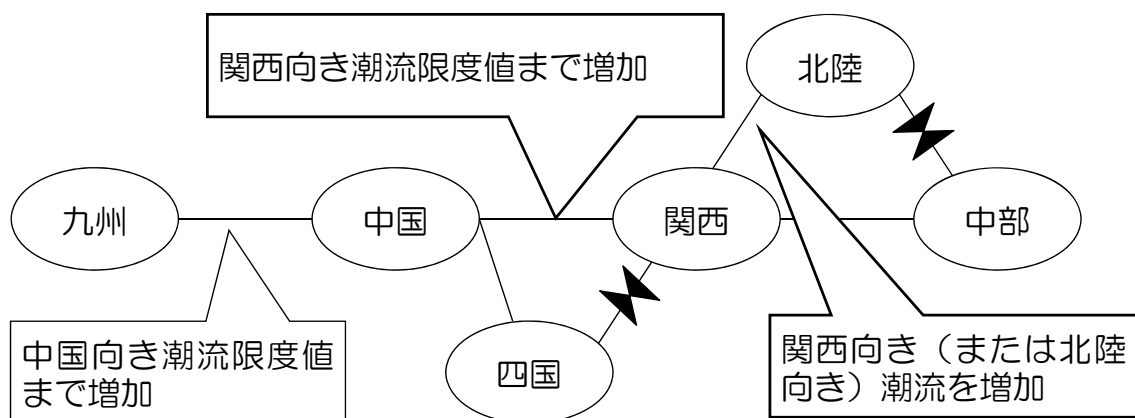
- 実績より想定

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。

<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。

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（4）

77

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。

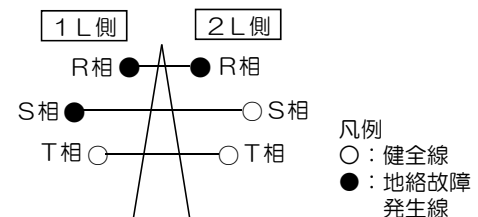
<二相>

R相, S相

<3線>

1L側：2線

2L側：1線



➤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。

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（5）

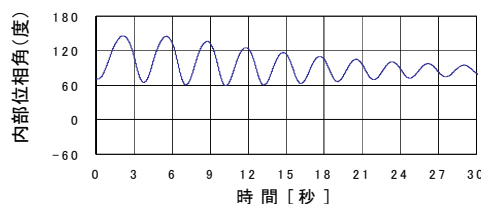
78

<判定基準>

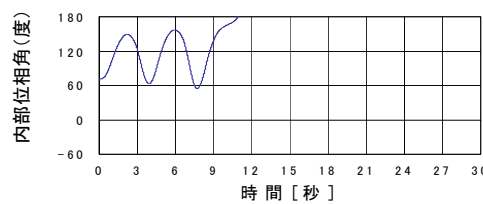
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



4. 電圧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、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

- 電中研し法

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程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。

4. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（2）

80

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。

<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。

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (+ (\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量}) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^{2)})^{1)}$$

➤ 北陸系統

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} (- \text{発電機解列量})^{1)}$$

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

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）

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

	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

<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。

6. 北陸フェンス潮流

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。

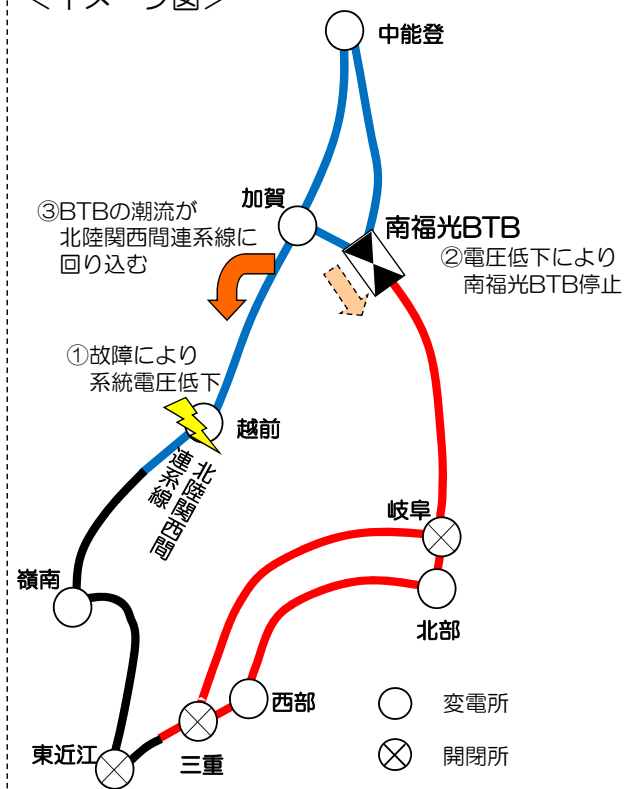
このとき、BTBに流れていた潮流が北陸関西間連系線に回りこむこととなるため、北陸関西間連系線、中部北陸間連系設備に加え、北陸エリア固有である「北陸フェンス」による運用容量管理も実施している。

➤ 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。

<イメージ図>



7. 各限度値算出結果（1）

85

（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

7. 各限度値算出結果（2）

86

（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			

7. 各限度値算出結果（3）

87

周波数維持限度値（関西向き）

【2020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
北陸関西間連系線	平日	昼間	172	177	193	243	244	前半 229 後半 210	194	前半 207 後半 215	235	243	226	前半 205 後半 192
		夜間	214	211	211	241	232	前半 234 後半 226	223	前半 230 後半 239	245	267	268	前半 253 後半 239
	休日	昼間	130	132	147	195	198	前半 187 後半 168	151	前半 170 後半 173	195	195	184	前半 162 後半 157
		夜間	173	166	173	200	203	前半 200 後半 194	189	前半 210 後半 220	230	244	250	前半 224 後半 216

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
北陸関西間連系線	休日	130	211	157
	夜間	163	213	224

○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・5/1	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/3～5	8/13～16	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。

7. 各限度値算出結果（4）

88

周波数維持限度値（関西向き）

【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
北陸関西間連系線	平日	昼間	172	177	193	243	244	前半 229 後半 210	194	前半 207 後半 215	235	243	226	前半 205 後半 192
		夜間	214	211	211	241	232	前半 234 後半 226	223	前半 230 後半 239	245	267	268	前半 253 後半 239
	休日	昼間	130	132	147	195	198	前半 187 後半 168	151	前半 170 後半 173	195	195	184	前半 162 後半 157
		夜間	173	166	173	200	203	前半 200 後半 194	189	前半 210 後半 220	230	244	250	前半 224 後半 216

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
北陸関西間連系線	休日	130	211	157
	夜間	163	213	224

○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。

7. 各限度値算出結果（5）

89

周波数維持限度値（北陸送電方向）

【2020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
北陸フェンス	平日	昼間	172	177	193	243	244	前半 229 後半 210	194	前半 207 後半 215	235	243	226	前半 205 後半 192
		夜間	214	211	211	241	232	前半 234 後半 226	223	前半 230 後半 239	245	267	268	前半 253 後半 239
	休日	昼間	130	132	147	195	198	前半 187 後半 168	151	前半 170 後半 173	195	195	184	前半 162 後半 157
		夜間	173	166	173	200	203	前半 200 後半 194	189	前半 210 後半 220	230	244	250	前半 224 後半 216

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
北陸フェンス	休日	130	211	157
	夜間	163	213	224

○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・5/1	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/3～5	8/13～16	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。

7. 各限度値算出結果（6）

90

周波数維持限度値（北陸送電方向）

【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
北陸フェンス	平日	昼間	172	177	193	243	244	前半 229 後半 210	194	前半 207 後半 215	235	243	226	前半 205 後半 192
		夜間	214	211	211	241	232	前半 234 後半 226	223	前半 230 後半 239	245	267	268	前半 253 後半 239
	休日	昼間	130	132	147	195	198	前半 187 後半 168	151	前半 170 後半 173	195	195	184	前半 162 後半 157
		夜間	173	166	173	200	203	前半 200 後半 194	189	前半 210 後半 220	230	244	250	前半 224 後半 216

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
北陸フェンス	休日	130	211	157
	夜間	163	213	224

○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。

8. 運用容量算出結果（1）

91

2020年度 北陸向き運用容量

[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
北陸関西間連系線	平日	昼間	130(4)	130(4)	150(4) [0(1)] 1)	150(4)	150(4)	150(4) [0(1)] 1)	130(4) [0(1)] 1)	130(4)	160(4)	160(4)	160(4) [0(1)] 1)
		夜間	70(4)	70(4)	80(4) [0(1)] 1)	80(4)	80(4)	80(4) [0(1)] 1)	70(4) [0(1)] 1)	70(4)	90(4)	90(4)	90(4) [0(1)] 1)
	休日	昼間	70(4)	70(4)	80(4) [0(1)] 1)	80(4)	80(4)	80(4) [0(1)] 1)	70(4) [0(1)] 1)	70(4)	90(4)	90(4)	90(4)
		夜間	70(4)	70(4)	80(4) [0(1)] 1)	80(4)	80(4)	80(4) [0(1)] 1)	70(4) [0(1)] 1)	70(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。
1) 北陸関西間連系線作業時は、北陸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。

8. 運用容量算出結果（2）

92

2020年度 関西向き運用容量

[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
北陸関西間連系線	平日	昼間	172(4)	177(4)	190(2) [0(1)] 1)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) [0(1)] 1)	190(2) [0(1)] 1)	前半 190(2) 後半 190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) [0(1)] 1) 後半 190(2)
		夜間	190(2)	190(2)	190(2) [0(1)] 1)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) [0(1)] 1)	190(2) [0(1)] 1)	前半 190(2) 後半 190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) [0(1)] 1) 後半 190(2)
	休日	昼間	130(4)	132(4)	147(4) [0(1)] 1)	190(2)	190(2)	前半 187(4) 後半 168(4) [0(1)] 1)	151(4) [0(1)] 1)	前半 170(4) 後半 173(4)	190(2)	184(4)	前半 162(4) 後半 157(4)
		夜間	173(4)	166(4)	173(4) [0(1)] 1)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) [0(1)] 1)	189(4) [0(1)] 1)	前半 190(2) 後半 190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
北陸関西間連系線	特殊日	130(4)	190(2)	157(4)
	夜間	163(4)	190(2)	190(2)

○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・5/1	—	12/28・29・ 1/4
特殊日	5/3～5	8/13～16	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。

1) 北陸関西間連系線作業時は、北陸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。

8. 運用容量算出結果（3）

93

2021年度 北陸向き運用容量

[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
北陸関西間連系線	平日	昼間 130(4) [0(1)] 1)	130(4)	150(4)	150(4)	150(4) [0(1)] 1)	[0(1)] 1)	130(4) [0(1)] 1)	[0(1)] 1)	160(4) [0(1)] 1)	160(4)	160(4)	160(4)
		夜間 70(4) [0(1)] 1)	70(4)	80(4)	80(4)	80(4) [0(1)] 1)	[0(1)] 1)	70(4) [0(1)] 1)	[0(1)] 1)	90(4) [0(1)] 1)	90(4)	90(4)	90(4)
	休日	昼間 70(4) [0(1)] 1)	70(4)	80(4)	80(4)	80(4) [0(1)] 1)	[0(1)] 1)	70(4) [0(1)] 1)	[0(1)] 1)	90(4) [0(1)] 1)	90(4)	90(4)	90(4)
		夜間 70(4) [0(1)] 1)	70(4)	80(4)	80(4)	80(4) [0(1)] 1)	[0(1)] 1)	70(4) [0(1)] 1)	[0(1)] 1)	90(4) [0(1)] 1)	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。
1) 北陸関西間連系線作業時は、北陸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。

8. 運用容量算出結果（4）

94

2021年度 関西向き運用容量

[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
北陸関西間連系線	平日	昼間 172(4) [0(1)] 1)	177(4)	190(2)	190(2)	190(2) [0(1)] 1)	前半 [0(1)] 1) 後半 [0(1)] 1)	190(2) [0(1)] 1)	前半 [0(1)] 1) 後半 [0(1)] 1)	190(2) [0(1)] 1)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
		夜間 190(2) [0(1)] 1)	190(2)	190(2)	190(2)	190(2) [0(1)] 1)	前半 [0(1)] 1) 後半 [0(1)] 1)	190(2) [0(1)] 1)	前半 [0(1)] 1) 後半 [0(1)] 1)	190(2) [0(1)] 1)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
	休日	昼間 130(4) [0(1)] 1)	132(4)	147(4)	190(2)	190(2) [0(1)] 1)	前半 [0(1)] 1) 後半 [0(1)] 1)	151(4) [0(1)] 1)	前半 [0(1)] 1) 後半 [0(1)] 1)	190(2) [0(1)] 1)	190(2)	184(4)	前半 162(4) 後半 157(4)
		夜間 173(4) [0(1)] 1)	166(4)	173(4)	190(2)	190(2) [0(1)] 1)	前半 [0(1)] 1) 後半 [0(1)] 1)	189(4) [0(1)] 1)	前半 [0(1)] 1) 後半 [0(1)] 1)	190(2) [0(1)] 1)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
北陸関西間連系線	昼間	130(4)	190(2)	157(4)
	夜間	163(4)	190(2)	190(2)

○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。
1) 北陸関西間連系線作業時は、北陸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。

8. 運用容量算出結果（5）

95

2020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)	150(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)】
		夜間	70(4)	70(4)	80(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)】
	休日	昼間	70(4)	70(4)	80(4) 【80(4)】	80(4)	80(4)	80(4) 【80(4)】	70(4) 【70(4)】	70(4)	90(4)	90(4)	90(4)
		夜間	70(4)	70(4)	80(4) 【80(4)】	80(4)	80(4)	80(4) 【80(4)】	70(4) 【70(4)】	70(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。

8. 運用容量算出結果（6）

96

2020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	172(4)	177(4)	190(2) 【173(4)】	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) 【193(4)】	190(2) 【177(4)】	前半 190(2) 後半 190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 【187(4)】 後半 190(2)
		夜間	190(2)	190(2)	190(2) 【203(4)】	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) 【210(2)】	190(2) 【210(2)】	前半 190(2) 後半 190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 【210(2)】 後半 190(2)
	休日	昼間	130(4)	132(4)	147(4) 【128(4)】	190(2)	190(2)	前半 187(4) 後半 168(4) 【151(4)】	151(4) 【134(4)】	前半 170(4) 後半 173(4)	190(2)	190(2)	前半 162(4) 【157(4)】 後半 157(4)
		夜間	173(4)	166(4)	173(4) 【166(4)】	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2) 【189(4)】	189(4) 【185(4)】	前半 190(2) 後半 190(2)	190(2)	190(2)	前半 190(2) 【189(4)】 後半 190(2)

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
北陸フェンス	特殊日	昼間	130(4)	190(2)
		夜間	163(4)	190(2)

○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・5/1	—	12/28・29・1/4
特殊日	5/3～5	8/13～16	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。

() 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。

8. 運用容量算出結果（7）

97

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。

8. 運用容量算出結果（8）

98

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 172(4) [152(4)]	177(4)	190(2)	190(2)	190(2) [210(2)]	前半 [210(2)] 後半 [193(4)]	190(2) [177(4)]	前半 [193(4)] 後半 [200(4)]	190(2) [210(2)]	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
		夜間 190(2) [207(4)]	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 130(4) [109(4)]	132(4)	147(4)	190(2)	190(2) [181(4)]	前半 [170(4)] 後半 [151(4)]	151(4) [134(4)]	前半 [155(4)] 後半 [158(4)]	190(2) [183(4)]	190(2)	184(4)	前半 162(4) 後半 157(4)
		夜間 173(4) [166(4)]	166(4)	173(4)	190(2)	190(2) [197(4)]	前半 [195(4)] 後半 [189(4)]	189(4) [185(4)]	前半 [207(4)] 後半 [210(2)]	190(2) [210(2)]	190(2)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
北陸フェンス	休日	130(4)	190(2)	157(4)
	夜間	163(4)	190(2)	190(2)

○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。

() 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。

8. 運用容量算出結果（9）

99

長期計画（2022年度～2029年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
北陸関西間連系線	北陸向	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】
	関西向	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(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。

8. 運用容量算出結果（10）

100

長期計画（2022年度～2029年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
北陸フェンス	北陸受電方向	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】	150(4) 【70(4)】
	北陸送電方向	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(4)】	190(2) 【130(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。

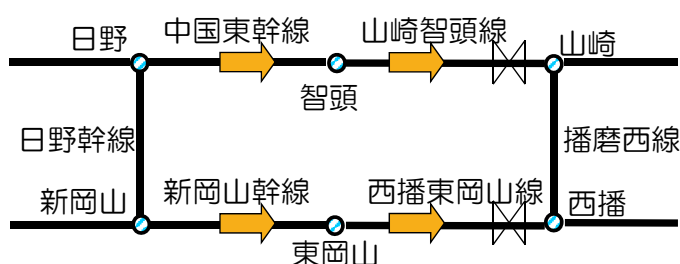
5. 関西中国間連系線

1. 関西中国間連系線のフェンス潮流

102

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



- 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。

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準（１）

<考え方>

- 関西中国間連系線の１ルート故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

- ① 算術式
 - $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] （V：電圧 [V]、I：許容電流 [A]、 $\cos\theta$ ：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

ー関西中国間連系線の定格熱容量ー

	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



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Ⅰ法
- 同期安定性解析：電中研Ⅱ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。



④ 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- 新電力電源は発電計画を使用する。
- 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

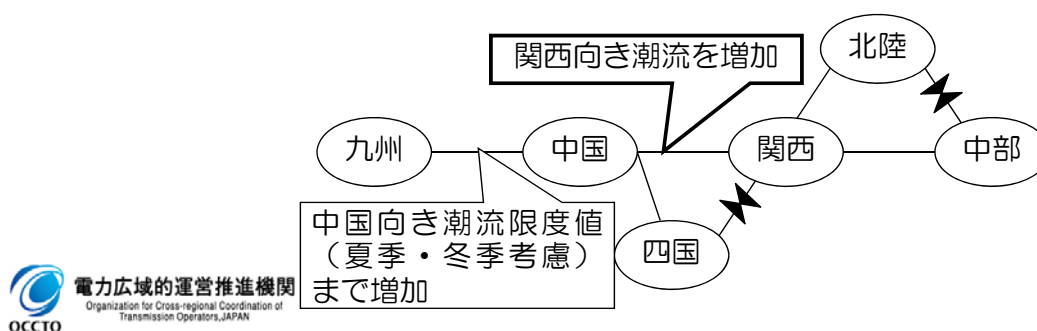
⑤ 想定需要

- 10月夜間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- 中国→関西向き潮流

九州エリアの発電機を増加、関西エリアの発電機を減少させ、中国九州間連系線潮流を中国向き潮流限度値（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、中国エリアの発電機を増加させ、関西エリアの発電機を抑制する。



4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（3）

➢ 関西→中国向き潮流

九州エリアの発電機を減少、関西エリアの発電機を増加させ、中国九州間連系線潮流を1回線熱容量上限（フリンジ分を含む）となるまで増加させる。その後、熱容量が最も小さい西播東岡山線の1回線熱容量（278万kW）にフリンジ分を加えた潮流となるように、関西エリアの発電機を増加させ、中国エリアの発電機を抑制する。

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

（現状の中国→関西向き潮流を考慮すると、中国以西の最大発電所相当の電源が脱落し応援する場合においても、関西→中国向き潮流は西播東岡山線の1回線熱容量以下となる）

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 電源制限：あり、負荷制限：なし

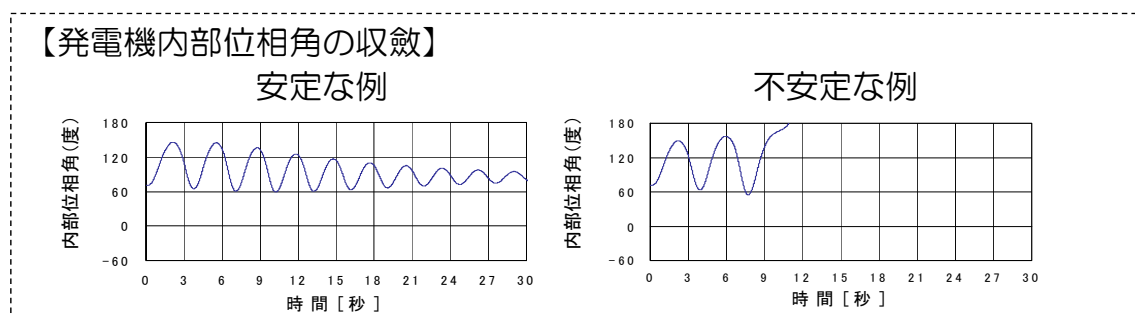
中国地内の送電線（新岡山幹線、日野幹線、中国東幹線）の2回線故障（ルート断）に対しては、同期安定性を維持するために、電源制限を行うことがある。

⑧ 想定故障

- 故障箇所：関西中国間連系線2回線(関西中国間連系線の1ルート断故障)
- 故障様相：三相6線地絡（両端）

<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。



5. 電圧安定性限度値の考え方と判定基準（1）

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 電中研L法

② 検討断面

- 8月昼間、1月昼間、10月昼間

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

③ 系統模擬

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

④ 想定電源

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

⑤ 想定需要

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 1月昼間，10月昼間：実績より想定

⑥ 関西中国間連系線潮流

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

- 2020年4～6月 …電源制限：なし、負荷制限：なし
- 2020年7月以降（予定）…電源制限：あり、負荷制限：なし

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。

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。

6. 周波数維持限度の考え方

関西中国間連系線は、1ルート断で系統が分離されないため、周波数維持面限度値の検討は行わない。

7. 各限度値算出結果（1）

113

（1）熱容量限度値

連系線名称	容量	備考
関西中国間連系線	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	年 間
関西→中国 ¹⁾	278万kW ²⁾ で安定確認
中国→関西 ¹⁾	421万kW ³⁾ で安定確認

- 1) 数値はフリンジ分（29万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

7. 各限度値算出結果（2）

114

（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⁾	421万kW	416万kW	386万kW ⁴⁾ 401万kW

- 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（29万kW）控除後の値
 3) 西播東岡山線1回線熱容量
 4) 上段は2020年4～6月、下段は2020年7月以降（予定）の値

（4）周波数維持限度値

制約なし

8. 運用容量算出結果（1）

115

2020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	386 (③) [301 (③)]	386 (③) [329 (①)]	386 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (③) [329 (①)]	401 (③)
		夜間	386 (③)	386 (③)	386 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (③)	401 (③)
	休日	昼間	386 (③)	386 (③)	386 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (③)	401 (③)
		夜間	386 (③)	386 (③)	386 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (③)	401 (③)
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	401 (③)	401 (③)	416 (③)	416 (③)	416 (③)	416 (③) [386 (③)]	401 (③) [386 (③)]
		夜間	401 (③)	401 (③)	416 (③)	416 (③)	416 (③)	416 (③) [386 (③)]	401 (③) [386 (③)]
	休日	昼間	401 (③)	401 (③)	416 (③)	416 (③)	416 (③)	416 (③) [386 (③)]	401 (③) [386 (③)]
		夜間	401 (③)	401 (③)	416 (③)	416 (③)	416 (③)	416 (③) [386 (③)]	401 (③) [386 (③)]

2020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。

8. 運用容量算出結果（2）

116

2021年度 関西向き運用容量

【万kW】

連系線名称	断面		4月	5月	6月	7月	8月	9月 前半	9月 後半
関西中国間連系線	平日	昼間	401 (㊸) [386 (㊸)]	401 (㊸)	401 (㊸) [278 (㊸)]	421 (㊸) [316 (㊸)]	421 (㊸)	421 (㊸) [329 (㊸)]	401 (㊸) [329 (㊸)]
		夜間	401 (㊸) [386 (㊸)]	401 (㊸)	401 (㊸) [278 (㊸)]	421 (㊸)	421 (㊸)	421 (㊸) [329 (㊸)]	401 (㊸) [329 (㊸)]
	休日	昼間	401 (㊸) [386 (㊸)]	401 (㊸)	401 (㊸)	421 (㊸)	421 (㊸)	421 (㊸) [329 (㊸)]	401 (㊸) [329 (㊸)]
		夜間	401 (㊸) [386 (㊸)]	401 (㊸)	401 (㊸)	421 (㊸)	421 (㊸)	421 (㊸) [329 (㊸)]	401 (㊸) [329 (㊸)]
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	401 (㊸) [329 (㊸)]	401 (㊸) [316 (㊸)]	416 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸) [386 (㊸)]	401 (㊸) [386 (㊸)]
		夜間	401 (㊸) [329 (㊸)]	401 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸) [386 (㊸)]	401 (㊸) [386 (㊸)]
	休日	昼間	401 (㊸) [329 (㊸)]	401 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸) [386 (㊸)]	401 (㊸) [386 (㊸)]
		夜間	401 (㊸) [329 (㊸)]	401 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸)	416 (㊸) [386 (㊸)]	401 (㊸) [386 (㊸)]

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。

長期計画（2022年度～2029年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
関西中国間連系線	関西向	421 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (③)	421 (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。

※2021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、2020年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

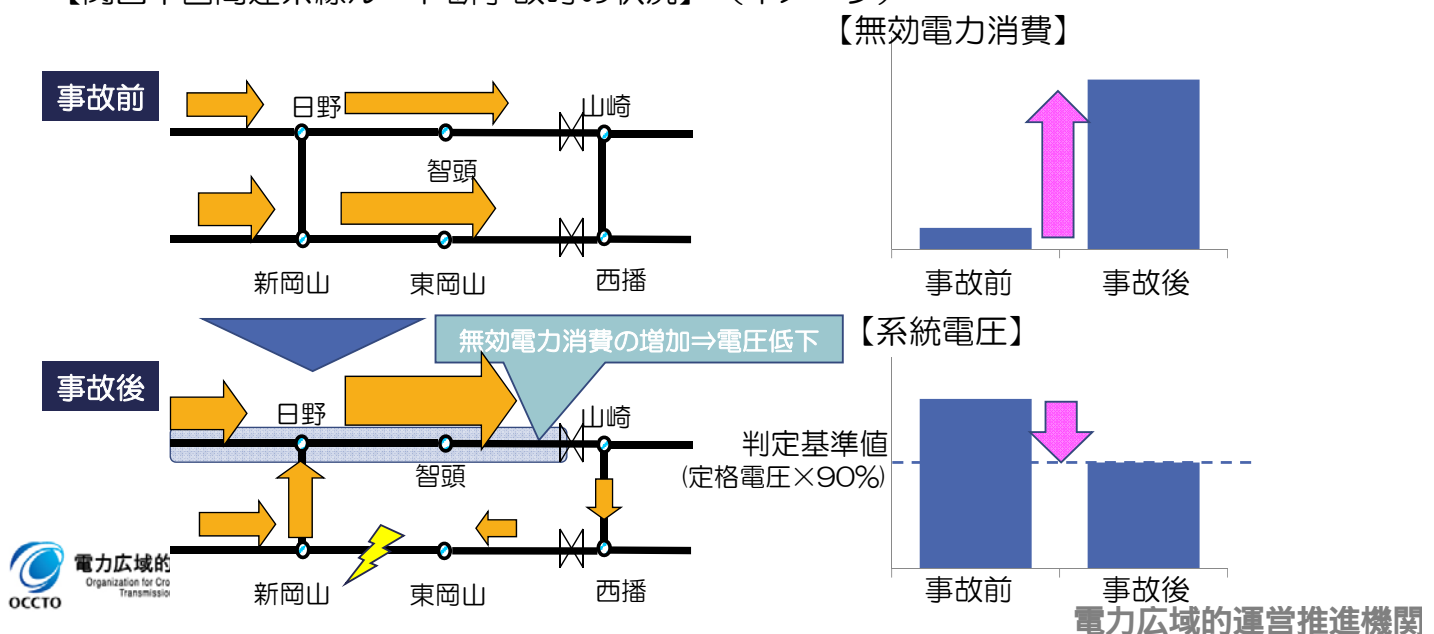
〈参考〉 関西中国間連系線の電圧安定性の考え方

118

- 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）



6. 中国四国間連系線

1. 送電限度値の算出

120

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 中国四国間連系線では、熱容量限度値が最小値となることから、同期安定性、電圧安定性、周波数維持面は、熱容量限度値の制約とならないことを確認する。

<考え方>

➤N-1 故障時における健全回線の連続許容温度から求まる潮流もしくは直列機器の定格電流に基づく潮流の値とする。

<検討条件>

① 算術式

➤ $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [W] (V:電圧 [V]、I:許容電流 [A]、 $\cos\theta$:力率)

② 検討断面

➤夏季(周囲温度:40℃)

③ 電源制限・負荷制限の織り込み

➤なし

④ 想定故障

➤中国四国間連系線1回線停止

<判定基準>

➤送電線及び直列機器の定格熱容量のうち最小値となること

	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

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準 (1)

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

➤潮流計算:電中研L法

➤同期安定性解析:電中研Y法

② 検討断面

➤8月昼間、10月夜間

年間のピークである8月昼間に加え、同期安定性限度値は一般に発電機並入台数が少ない程小さくなることから、年間を通じて発電機並入台数が少ない10月夜間を検討する。

③ 系統模擬

➤原則、中西地域60Hz系統の各エリアの最高電圧(500kV)と次の電圧階級(275,220,187kV)の基幹系統について模擬を行う。

➤ただし、275kV以下の系統については、発電機の安定運転に影響がない範囲で縮約する。

④ 想定電源

- 供給計画を基本に実運用を考慮して稼働電源を想定する。
- 新電力電源は発電計画を使用する。
- 太陽光、風力は、想定需要にて考慮する。

⑤ 想定需要

- 8月昼間：最大3日平均電力
- 10月夜間：実績より想定

⑥ 中国四国間連系線潮流

- 四国→中国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように四国側の発電量を増加し、本州側の発電量を抑制する。
- 中国→四国向き潮流については、1回線熱容量(120万kW)にフリンジ分を加えた潮流となるように本州側の発電量を増加し、四国側の発電量を抑制する。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

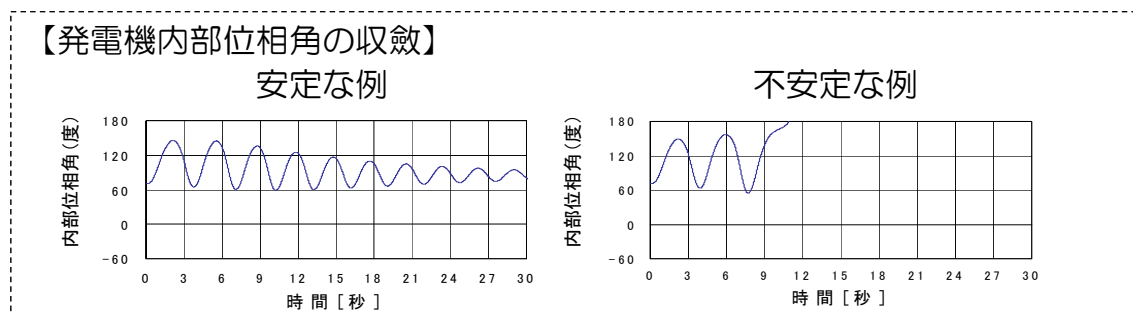
- なし

⑧ 想定故障

- 故障箇所：中国四国間連系線1回線（両端）
東岡山・讃岐変電所 500kV片母線
- 故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

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



＜考え方＞

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

＜検討条件＞

- 「3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

＜判定基準＞

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（1）

＜考え方＞

- 中国四国間連系線2回線故障において、それぞれの系統が大幅に周波数上昇（または低下）することなく、周波数面からの系統安定維持が可能となる潮流の値とする。

＜検討条件＞

①電源制限・負荷制限等の織り込み

- 四国系統 電源制限、負荷制限：あり
- 本州系統 電源制限、負荷制限：なし
また、FCのEPPSを見込む

四国系統において、中国四国間連系線2回線故障により、規定の周波数限度を上回る（または下回る）場合には、周波数を規定の範囲内に収めるため、電源制限（または負荷制限）を行う。

- 阿南紀北直流幹線のEPPSを織り込む。

阿南紀北直流幹線のEPPS：
中国四国間連系線ルート断時などに、系統安定化装置からの指令により阿南紀北直流幹線の潮流を自動調整することで、周波数維持などをはかる機能

②制約の確認結果

【中国四国間連系線潮流が四国→中国の場合】

- 四国系統においては、熱容量限度値120万kWにおいて、抑制対象発電機及び阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。

$$\text{無制御潮流(20万kW)} + \text{抑制対象発電機及びEPPS制御量(100万kW以上)} \geq 120\text{万kW(熱容量)}$$

- 本州系統においては、熱容量限度値120万kWにおいて、FC+阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。

本州系統の周波数制約：

$$\text{四国以外の中西5社需要過去3ヶ年におけるL1の平均} \times \text{系統特性定数} - \text{発電機解列量}^1) + \text{EPPS制御量}^2) \geq 120\text{万kW(熱容量)}$$

【中国四国間連系線潮流が中国→四国の場合】

- 四国系統及び本州系統のいずれにおいても、熱容量限度値120万kWにおいて、阿南紀北直流幹線の計画潮流が常時四国→関西向きであり、阿南紀北直流幹線のEPPS制御量は確保可能であり、周波数維持が制約とならないことを確認した。

$$\text{EPPS制御量(阿南紀北直流幹線の関西向き潮流+四国向き運用容量)} \\ (\text{一発電機解列量}^1))^3) \geq 120\text{万kW(熱容量)}$$

1) 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量

2) FCのEPPS見込み量が発電機解列量より大きい場合は、EPPS動作までの時間遅れによる影響を考慮する

3) () は周波数低下側のみ



6. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

連系線名称	容量	備考
中国四国間連系線	120万kW	OF 2,500mm2 × 1回線

（2）同期安定性限度値

中国四国間連系線 潮流の向き	8月昼間	10月夜間
中国→四国 ¹⁾	120万kW ²⁾ で安定確認	
四国→中国 ¹⁾		

1) 数値はフリンジ分（9万kW）控除後の値

2) 熱容量限度値

6. 各限度値算出結果（2）

129

（3）電圧安定性限度値

中国四国間連系統 潮流の向き	8月昼間	10月夜間
中国→四国 ¹⁾	120万kW ²⁾ で安定確認	
四国→中国 ¹⁾		

1) 数値はフリンジ分（9万kW）控除後の値

2) 熱容量限度値

（4）周波数維持限度値

中国四国間連系統 潮流の向き	年 間
中国→四国	120万kW ³⁾ で安定確認
四国→中国	

3) 熱容量限度値

7. 運用容量算出結果（1）

130

2020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
中国四国間連系統	平日	昼間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	休日	昼間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)

2020年度 四国向き運用容量

【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
中国四国間連系統	平日	昼間	120(①)	120(①) [23(④)]	120(①) [25(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [25(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①)	120(①) [21(④)]	120(①) [22(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [22(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	休日	昼間	120(①) [21(④)]	120(①) [20(④)]	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①)	120(①) [20(④)]	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(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。

7. 運用容量算出結果（2）

131

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
中国四国間連系線	平日	昼間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	休日	昼間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)

2021年度 四国向き運用容量

【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
中国四国間連系線	平日	昼間	120(①) [25(④)]	120(①) [23(④)]	120(①) [25(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [25(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [25(④)]
		夜間	120(①) [23(④)]	120(①) [21(④)]	120(①) [22(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [22(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [23(④)]
	休日	昼間	120(①) [21(④)]	120(①) [20(④)]	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [22(④)]
		夜間	120(①) [21(④)]	120(①) [20(④)]	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [23(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。

7. 運用容量算出結果（3）

132

長期計画（2022年度～2029年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(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。

※2021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、2020年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

7. 中国九州間連系線

1. 送電限度値の算出

134

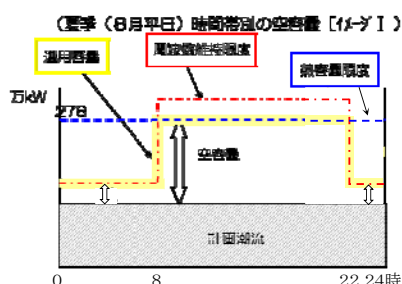
- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。
- なお、同期安定性面、電圧安定性面の限度値は、以下の制約要因から定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

【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



- 熱容量限度
連系線1回線事故時における健全回線側の連続許容温度から求まる電流に基づく潮流値
- 周波数維持限度
それぞれの系統が大幅な周波数上昇・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値

＜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

	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kW¹⁾(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】ACSR410mm²×4導体 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm²×4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



1) 2019年5月に定めた検討条件通り、運用容量の潮流限度値は312万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))

3. 同期安定性限度値の考え方と判定基準（1）

＜考え方＞

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



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。

⑦ 電源制限・負荷制限の織り込み

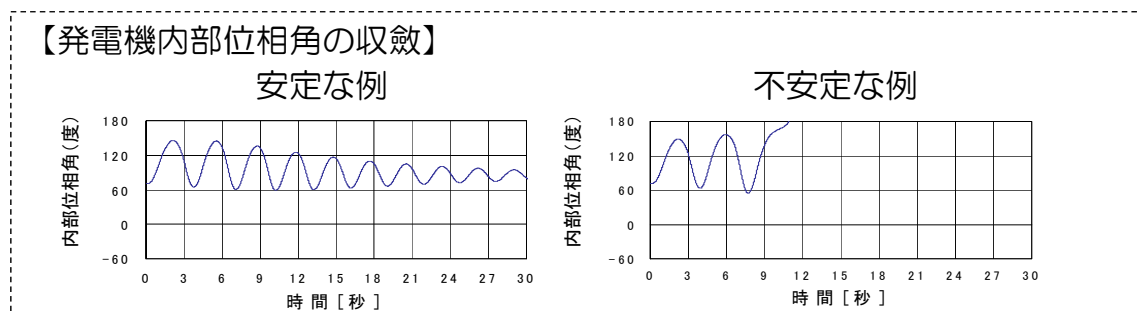
- なし

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斂(収束)していること。



＜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。

＜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

系統容量×系統特性定数（＋EPPS見込み量〔10万kW〕）¹⁾

1) （ ）は周波数低下側のみ

➤ 九州系統の周波数上昇

系統容量×系統特性定数＋電源制限対象分

➤ 九州系統の周波数低下

系統容量×系統特性定数－発電機解列量

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（2）

141

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
- 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）

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。

5. 周波数維持限度値の考え方と判定基準（3）

142

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

	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

<判定基準>

- 中国以東の周波数が、 $59.02\text{Hz}^{1)}$ 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。

6. 各限度値算出結果（1）

143

（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	312万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（21万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2019年度 第2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	312万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（21万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2019年度 第2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

6. 各限度値算出結果（2）

144

周波数維持限度値（中国向き）

【2020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	225	223	230	256	238	前半241 後半232	229	前半236 後半246	255	281	271
		夜間	198	194	194	215	196	前半206 後半198	195	前半202 後半210	218	243	245
	休日	昼間	180	174	185	214	212	前半206 後半194	185	前半198 後半208	214	226	223
		夜間	175	166	174	191	189	前半185 後半177	170	前半183 後半191	202	215	224

[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	172	225	185
	夜間	163	188	190

○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, 5/1	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～31, 1/1～3

※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。

6. 各限度値算出結果（3）

145

周波数維持限度値（九州向き）

【2020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	1	3	8	23	27	前半19 後半16	11	前半14 後半15	21	20	17	前半12 後半11
		夜間	31	28	29	38	38	前半37 後半35	36	前半38 後半40	42	46	45	前半43 後半40
	休日	昼間	0	0	2	16	18	前半12 後半11	4	前半9 後半11	14	13	10	前半7 後半4
		夜間	23	21	23	32	33	前半32 後半31	29	前半35 後半38	40	43	43	前半39 後半36

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	休日	0	24	7
	夜間	21	36	42

○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, 5/1	—	1/4
特殊日	5/3~5/5	8/13~15	12/29~31, 1/1~3

- ※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。

6. 各限度値算出結果（4）

146

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	225	223	230	256	238	前半241 後半232	229	前半236 後半246	255	281	271	前半258 後半241
		夜間	198	194	194	215	196	前半206 後半197	194	前半202 後半210	218	243	245	前半228 後半212
	休日	昼間	180	174	185	214	212	前半206 後半194	185	前半198 後半208	214	226	222	前半211 後半202
		夜間	175	166	174	191	189	前半185 後半177	170	前半183 後半191	202	215	224	前半205 後半201

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	休日	172	225	185
	夜間	163	188	190

○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	—	1/4
特殊日	5/3~5/5	8/13~15	12/29~31, 1/1~3

- ※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。

6. 各限度値算出結果（5）

147

周波数維持限度値（九州向き）

【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	1	3	8	23	27	前半19 後半16	11	前半14 後半15	21	20	17	前半12 後半11
		夜間	30	28	29	38	38	前半37 後半35	36	前半38 後半40	42	46	45	前半43 後半40
	休日	昼間	0	0	2	15	18	前半12 後半11	4	前半9 後半11	14	13	10	前半7 後半4
		夜間	23	21	23	32	33	前半32 後半31	29	前半35 後半38	40	43	43	前半39 後半36

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	昼間	0	24	7
	夜間	21	36	42

○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	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～31, 1/1～3

- ※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）

148

2020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	225(④) 【225(④)】	223(④) 【223(④)】	230(④)	256(④)	238(④)	前半241(④) 後半232(④)	229(④)	前半236(④) 後半246(④)	255(④)	281(④)	271(④)	前半258(④) 後半241(④)
		夜間	198(④) 【198(④)】	194(④) 【194(④)】	194(④)	215(④)	196(④)	前半206(④) 後半198(④)	195(④)	前半202(④) 後半210(④)	218(④)	243(④)	245(④)	前半228(④) 後半212(④)
	休日	昼間	180(④) 【180(④)】	174(④) 【174(④)】	185(④)	214(④)	212(④)	前半206(④) 後半194(④)	185(④)	前半198(④) 後半208(④)	214(④)	226(④)	223(④)	前半211(④) 後半202(④)
		夜間	175(④) 【175(④)】	166(④) 【166(④)】	174(④)	191(④)	189(④)	前半185(④) 後半177(④)	170(④)	前半183(④) 後半191(④)	202(④)	215(④)	224(④)	前半205(④) 後半201(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。

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	昼間	172(4)	225(4)	185(4)
	夜間	163(4)	188(4)	190(4)

○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, 5/1	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～31, 1/1～3

- ※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（2）

149

2020年度 九州向き運用容量

[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	1 (4) 【0(4)】	3(4) 【0(4)】	8(4)	23(4)	27(4)	前半19(4) 後半16(4)	11 (4)	前半14(4) 後半15(4)	21(4)	20(4)	17(4)	前半12(4) 後半11 (4)
		夜間	31(4) 【20(4)】	28(4) 【18(4)】	29(4)	38(4)	38(4)	前半37(4) 後半35(4)	36(4)	前半38(4) 後半40(4)	42(4)	46(4)	45(4)	前半43(4) 後半40(4)
	休日	昼間	0(4) 【0(4)】	0(4) 【0(4)】	2(4)	16(4)	18(4)	前半12(4) 後半11 (4)	4 (4)	前半9(4) 後半11 (4)	14(4)	13(4)	10(4)	前半7(4) 後半4(4)
		夜間	23(4) 【14(4)】	21(4) 【12(4)】	23(4)	32(4)	33(4)	前半32(4) 後半31 (4)	29(4)	前半35(4) 後半38(4)	40(4)	43(4)	43(4)	前半39(4) 後半36(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。

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中国九州間連系線	休日	0(4)	24(4)	7(4)
	夜間	21(4)	36(4)	42(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、5/1	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～31、1/1～3

- ※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（3）

150

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	225 ⁽⁴⁾ 【225 ⁽⁴⁾ 】	223 ⁽⁴⁾ 【223 ⁽⁴⁾ 】	230 ⁽⁴⁾	256 ⁽⁴⁾	238 ⁽⁴⁾	前半241 ⁽⁴⁾ 後半232 ⁽⁴⁾	229 ⁽⁴⁾	前半236 ⁽⁴⁾ 後半246 ⁽⁴⁾	255 ⁽⁴⁾	281 ⁽⁴⁾	271 ⁽⁴⁾	前半258 ⁽⁴⁾ 後半241 ⁽⁴⁾
		夜間	198 ⁽⁴⁾ 【198 ⁽⁴⁾ 】	194 ⁽⁴⁾ 【194 ⁽⁴⁾ 】	194 ⁽⁴⁾	215 ⁽⁴⁾	196 ⁽⁴⁾	前半206 ⁽⁴⁾ 後半197 ⁽⁴⁾	194 ⁽⁴⁾	前半202 ⁽⁴⁾ 後半210 ⁽⁴⁾	218 ⁽⁴⁾	243 ⁽⁴⁾	245 ⁽⁴⁾	前半228 ⁽⁴⁾ 後半212 ⁽⁴⁾
	休日	昼間	180 ⁽⁴⁾ 【180 ⁽⁴⁾ 】	174 ⁽⁴⁾ 【174 ⁽⁴⁾ 】	185 ⁽⁴⁾	214 ⁽⁴⁾	212 ⁽⁴⁾	前半206 ⁽⁴⁾ 後半194 ⁽⁴⁾	185 ⁽⁴⁾	前半198 ⁽⁴⁾ 後半208 ⁽⁴⁾	214 ⁽⁴⁾	226 ⁽⁴⁾	222 ⁽⁴⁾	前半211 ⁽⁴⁾ 後半202 ⁽⁴⁾
		夜間	175 ⁽⁴⁾ 【175 ⁽⁴⁾ 】	166 ⁽⁴⁾ 【166 ⁽⁴⁾ 】	174 ⁽⁴⁾	191 ⁽⁴⁾	189 ⁽⁴⁾	前半185 ⁽⁴⁾ 後半177 ⁽⁴⁾	170 ⁽⁴⁾	前半183 ⁽⁴⁾ 後半191 ⁽⁴⁾	202 ⁽⁴⁾	215 ⁽⁴⁾	224 ⁽⁴⁾	前半205 ⁽⁴⁾ 後半201 ⁽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。

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中国九州間連系線	休日	172(4)	225(4)	185(4)
	夜間	163(4)	188(4)	190(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	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～31、1/1～3

- ※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（4）

151

2021年度 九州向き運用容量

[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 1(4) [0(4)]	3(4) [0(4)]	8(4)	23(4)	27(4)	前半19(4) 後半16(4)	11(4)	前半14(4) 後半15(4)	21(4)	20(4)	17(4)	前半12(4) 後半11(4)
		夜間 30(4) [20(4)]	28(4) [18(4)]	29(4)	38(4)	38(4)	前半37(4) 後半35(4)	36(4)	前半38(4) 後半40(4)	42(4)	46(4)	45(4)	前半43(4) 後半40(4)
	休日	昼間 0(4) [0(4)]	0(4) [0(4)]	2(4)	15(4)	18(4)	前半12(4) 後半11(4)	4(4)	前半9(4) 後半11(4)	14(4)	13(4)	10(4)	前半7(4) 後半4(4)
		夜間 23(4) [14(4)]	21(4) [12(4)]	23(4)	32(4)	33(4)	前半32(4) 後半31(4)	29(4)	前半35(4) 後半38(4)	40(4)	43(4)	43(4)	前半39(4) 後半36(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。

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始
中国九州間連系線	休日	0(4)	24(4)	7(4)
	夜間	21(4)	36(4)	42(4)

○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	—	1/4
特殊日	5/3～5/5	8/13～15	12/29～31, 1/1～3

- ※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（5）

152

長期計画（2022年度～2029年度）

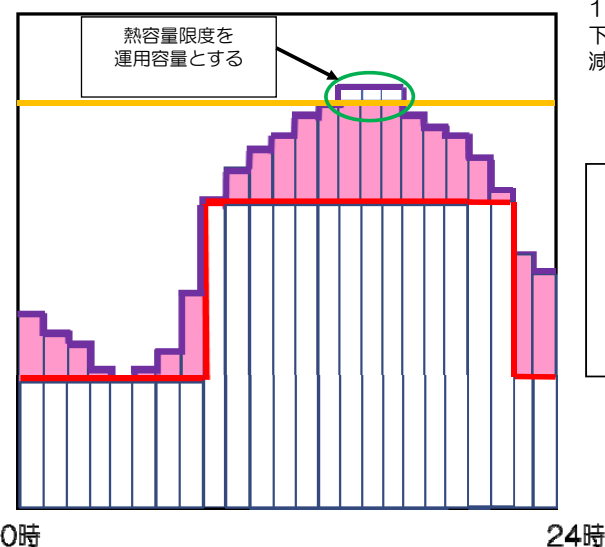
連系線名称	潮流向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
中国九州間連系線	中国向	278(1) [163(4)]	278(1) [163(4)]	278(1) [163(4)]	278(1) [163(4)]	278(1) [163(4)]	278(1) [163(4)]	278(1) [163(4)]	278(1) [163(4)]
	九州向	32(4) [0(4)]	32(4) [0(4)]	32(4) [0(4)]	32(4) [0(4)]	32(4) [0(4)]	32(4) [0(4)]	32(4) [0(4)]	32(4) [0(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、2021年度断面で検討した限度値を使用した。

週間計画以降、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分ごとに変更している。

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計画以降の断面を年間計画、月間計画の2断面／日から30分ごとに変更することで運用容量が増加する¹⁾



1) 週間計画以降、年間計画段階と比べ大幅な想定需要の低下が見込まれる場合、一部時間帯で年間計画より運用容量が減少する。

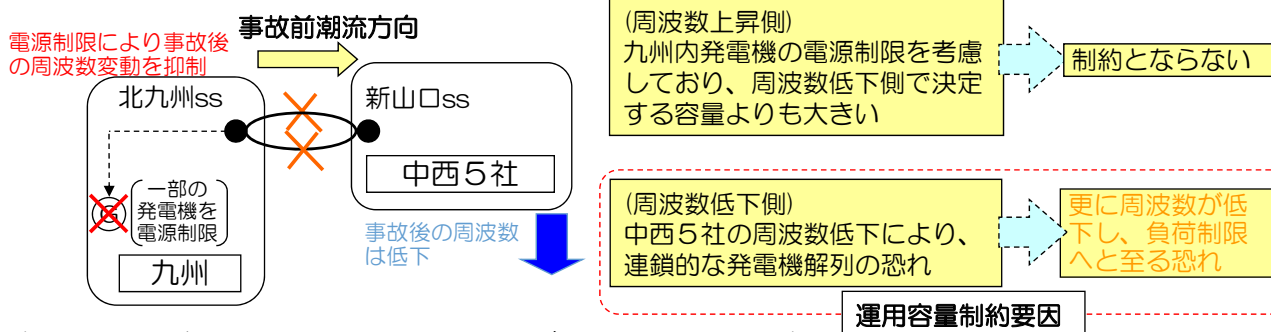
【凡例】

- 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

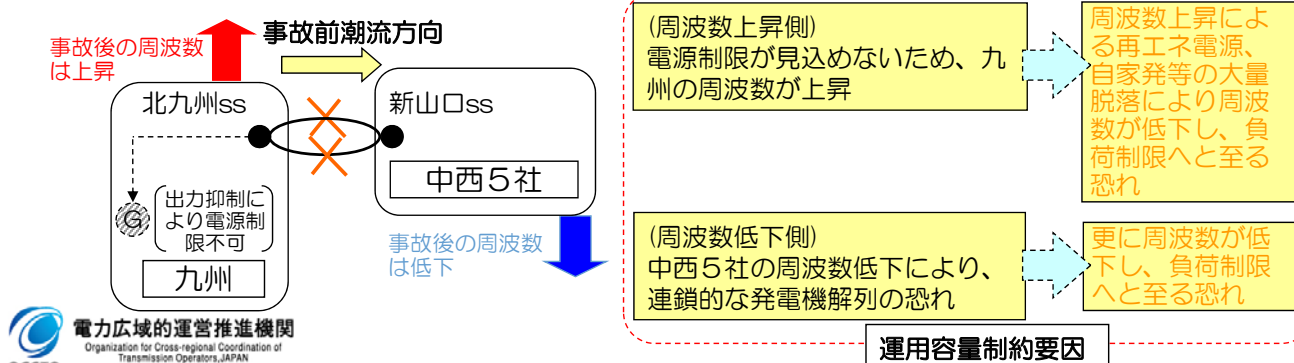
〈参考〉周波数維持限度値の考え方と判定基準

- 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）



8. 60Hz連系系統の同期安定性

1. 検討目的

156

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

・2020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]	ΔP	・・・	+135	・・・	+235
中国九州間連系線潮流	168	・・・	300	・・・	300
関西中国間連系線潮流	240	・・・	360	・・・	452
想定故障A,B,C,...	○	・・・	○	・・・	○

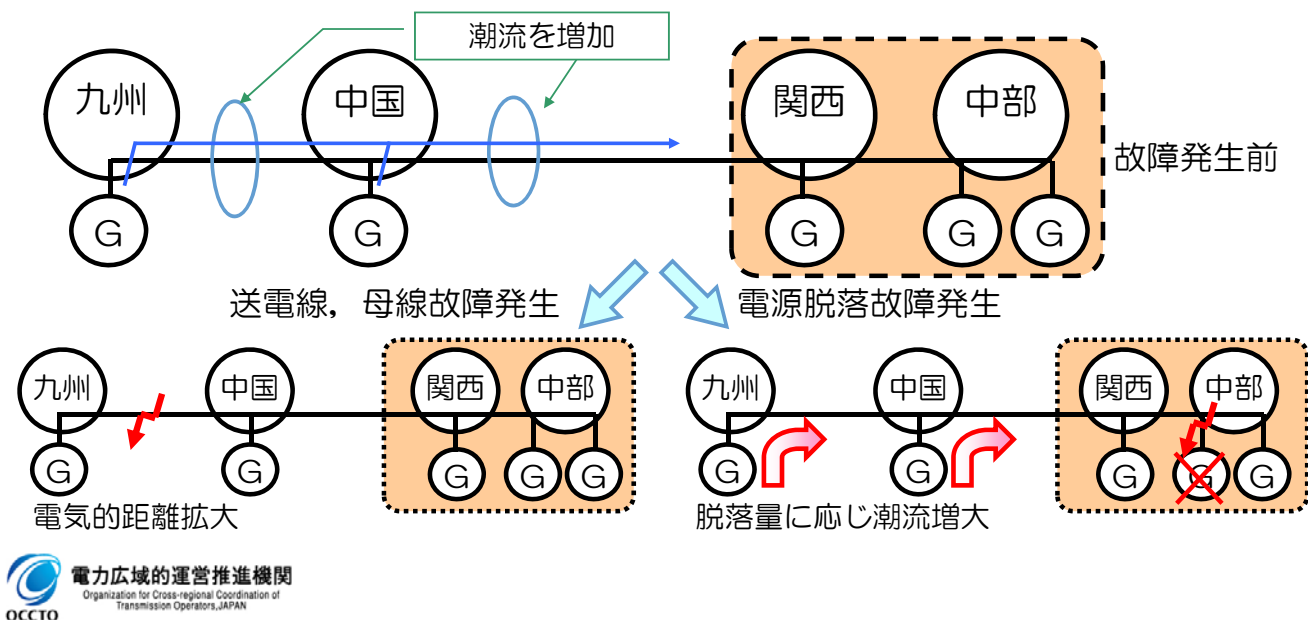
中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

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 = 300万kW $\geq$ 299万kW（運用容量＋フリンジ分）
- ・関西中国間連系線潮流 = 452万kW $\geq$ 450万kW（運用容量＋フリンジ分）

- 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。



3. 検討条件（１）

①解析ツール

- 潮流計算：電中研Ⅰ法
- 同期安定性解析：電中研Ⅱ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実出力合計）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。

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

2020年度	想定需要
8月	4,311 ～ 8,715万kW
10月	3,715 ～ 6,486万kW
1月	5,294 ～ 8,154万kW

⑥電源制限・負荷制限の織り込み

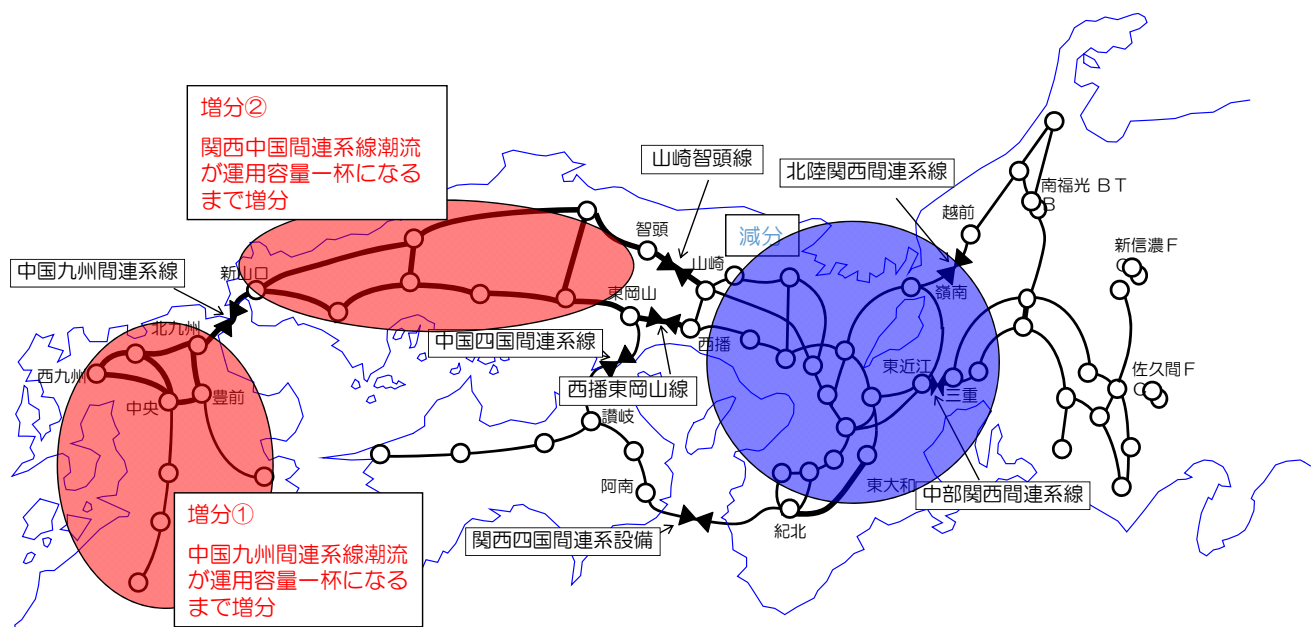
- 電源制限，負荷制限：あり

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。

3. 検討条件（3）

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。



3. 検討条件（４）

161

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（同期安定性面で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, 橘湾火力線



4. 検討結果（１）

162

2020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]	ベース	・・・	+135	・・・	+235
中国九州間連系線潮流	168	・・・	300	・・・	300
関西中国間連系線潮流	240	・・・	360	・・・	452
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。

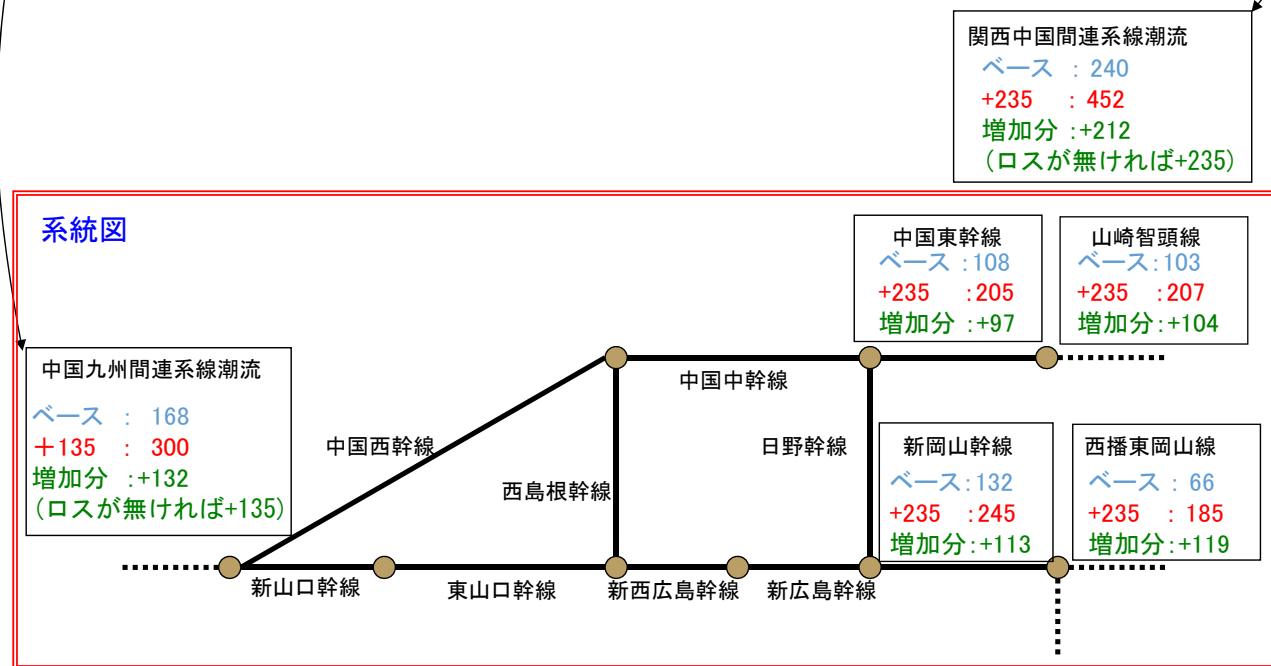
関西中国間連系線潮流を
運用容量一杯まで流す。

※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 = 300万kW ≥ 299万kW（運用容量＋フリンジ分）
- ・関西中国間連系線潮流 = 452万kW ≥ 450万kW（運用容量＋フリンジ分）

【東向き計画潮流+235万kW増加の内訳】

ベースから九州発電機+135万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+100万kW増加により関西中国間連系線運用容量一杯

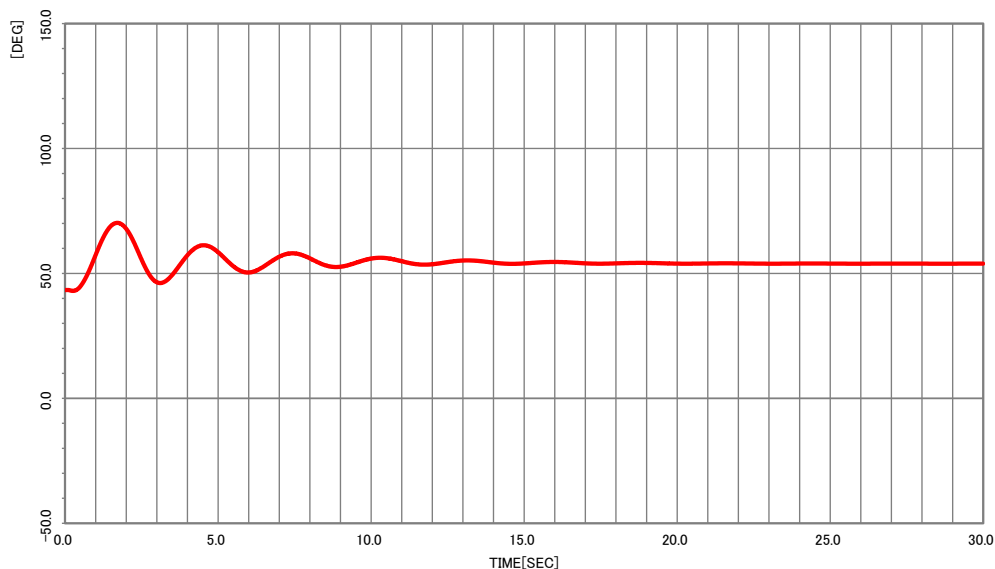


4. 検討結果（3）

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+235万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）



- ・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

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	○	○	○	○	○	○

設備停止時の運用容量について

2020年2月26日

目次

2

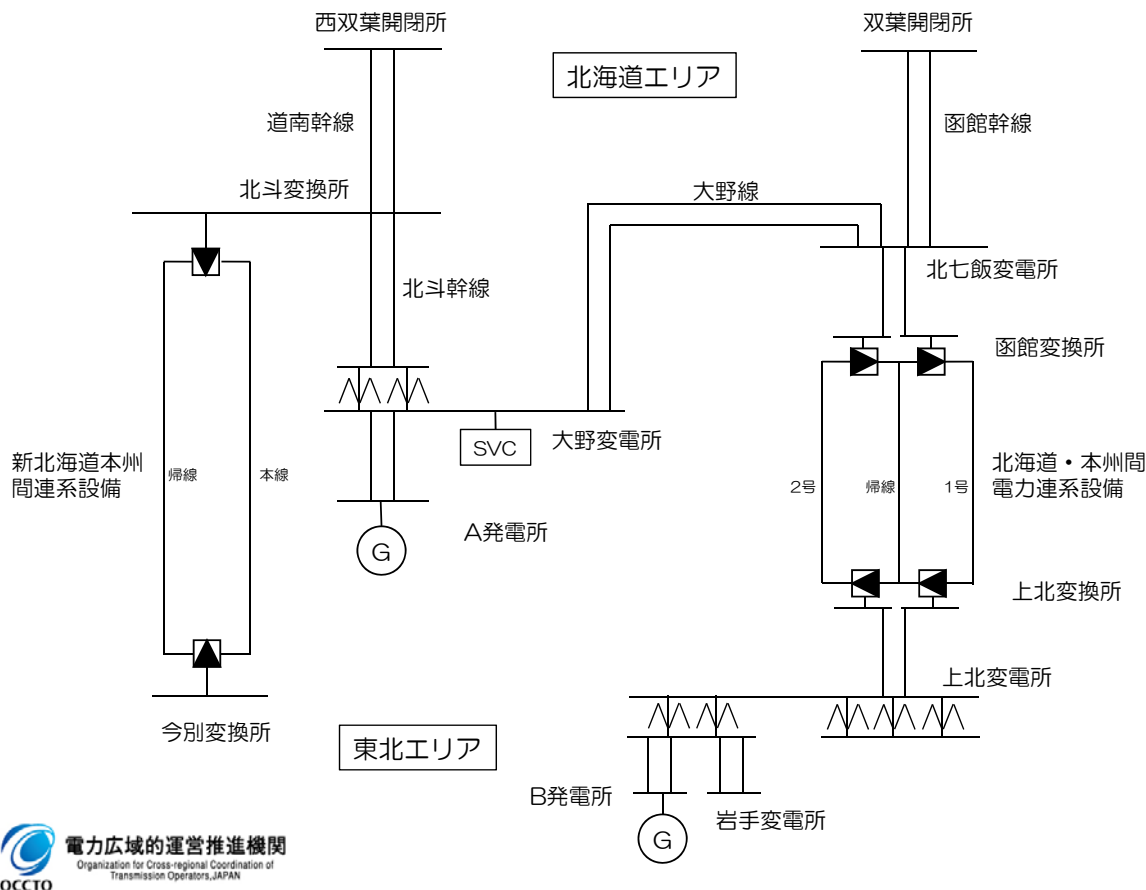
・北海道本州間連系設備		P	3
・東北東京間連系線		P	12
・東京中部間連系設備		P	27
・中部関西間連系線		P	43
・中部北陸間連系設備		P	51
・北陸関西間連系線		P	53
・関西中国間連系線		P	61
・関西四国間連系設備		P	66
・中国四国間連系線		P	68
・中国九州間連系線		P	71

北海道本州間連系設備

北海道本州間連系設備の制約事項

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

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



北海道・本州間電力連系設備運用容量制約一覧

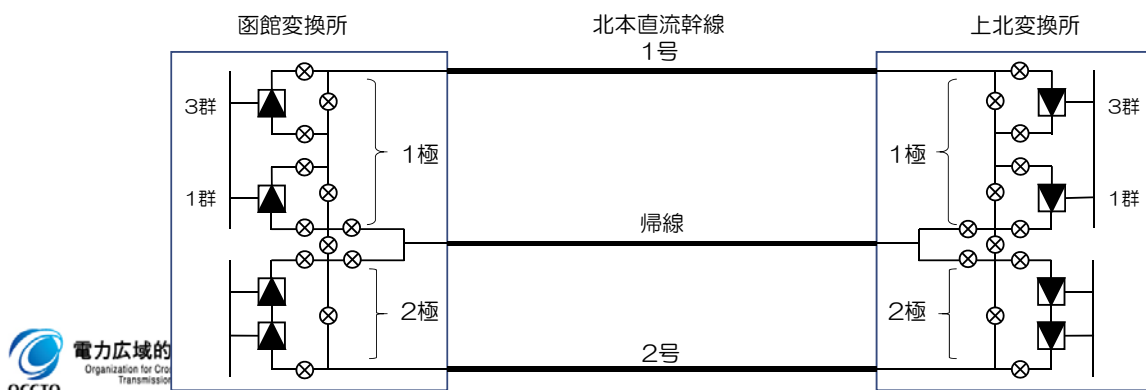
6

北海道・東北エリア

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	60万kW	
単極停止	30万kW	設備容量
単群停止 (単群+第2極運転)	45万kW	設備容量
単群+第2極停止 (単群運転)	15万kW	設備容量
北本直流幹線1回線停止	30万kW	設備容量
北本直流幹線帰線停止 ²⁾	30万kW	設備容量

通常、作業停止時等には上記に関わらず各種試験等の必要により、運用容量が短時間0万kWとなる時間帯がある。

- 1) 平常時を除くと最低潮流制約あり(運転中設備容量の10%)
- 2) 帰線停止時は第2極を停止し、直流幹線2号線を帰線として使用



➤ 連系潮流限度値（北海道向き）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	新北本 運転	連系線潮流限度（万kW）							
			4回線	3回線		2回線			1回線	
			道南2 函館2	道南2 函館1	道南1 函館2	道南2 函館0	道南1 函館1	道南0 函館2	道南1 函館0	道南0 函館1
東北 → 北海道	2台	—	60	60	45	55	25	0	0	0
	1台	—	60	60	60	60	30	30	30	15
	0台	—	60	60	60	50 （調相停止30）	30	30	30	15

➤ 連系潮流限度値（東北向き）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	新北本 運転	連系線潮流限度（万kW）							
			4回線	3回線		2回線			1回線	
			道南2 函館2	道南2 函館1	道南1 函館2	道南2 函館0	道南1 函館1	道南0 函館2	道南1 函館0	道南0 函館1
北海道 → 東北	2台	運転	60 （大野線1回線50）	60 （大野線1回線40）	50 （大野線1回線45）	55 （大野線1回線30）	30	30	0	0
		停止			60 （大野線1回線45）	60 （大野線1回線30）	30	30		
	1台	運転	60	60 （大野線1回線50）	30	30	15	10	0	0
		停止			60 （大野線1回線55）	60 （大野線1回線30）	30	25		
	0台	運転	40 （調相停止30）	25 （調相停止20）	10 （調相停止20）	10 （調相停止0）	0	0	0	0
		停止	50 （調相停止30）	40 （調相停止20）	25 （調相停止20）	30 （調相停止0）				



注1：大野変電所連変1バンク停止時は3回線連系（道南1、函館2）、2バンク停止時は2回線連系（道南0、函館2）と同様の制約となる
 注2：大野線2回線停止時は道南幹線2回線停止および北海道エリア内A発電所の停止と同様の状態となり、函館幹線の連系回数に応じた制約となる
 注3：調相停止は、大野SVC停止かつ新北本AVR停止の状態をいう

上北・岩手変電所における主変投入時の運用制約について

上北変電所および岩手変電所の主要変圧器充電時の励磁突入電流に起因する影響を避けるため、主変投入時の北海道・本州間電力連系設備の潮流（南流）限度を以下のとおりとしている。

主変投入地点		(東北エリア) B発電所条件	(北海道エリア) A発電所条件	北本事前潮流（南流）	
				双極運転	単極・逆送運転
500kV 変圧器 一次側 二次側	上 北 変電所	運転	—	55万kW以下	制約なし
		停止	運転	50万kW以下	
			停止	45万kW以下	
	岩 手 変電所	運転	—	制約なし	
停止		—	55万kW以下		
275kV 変圧器 一次側	上 北 変電所	運転	—	55万kW以下	
		停止	—	50万kW以下	



北海道・東北エリア

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	



連系潮流限度値（北海道向き）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）																北斗 分離
			4回線	3回線					2回線					1回線					
			道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	道0 函1 連2	道0 函1 連1	
東北 → 北海道	2台	双極	30 (5)	20 (15)	20 (10)	30 (10)	15 (10)	30	20	5	0	0	30	0	30	0	30		
		単極	30	30	30	30	30		30	30									
		停止	30	30	30	30	30		30	30									
	1台	双極	30 (5)	30 (20)	30	0	10 (20)	30	30	30	30	0	30	0	30	0	15	30	
		単極	30	30		30	30												
		停止	30	30		30	30												
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	30	0	30	0	15	30	
		単極				30	30			30	30								
		停止				30	30			30	30								

注1：表中の「道」は道南幹線の連系回線数、「函」は函館幹線の連系回線数、「連」は大野変電所連変の運転台数を示す
注2：表中のカッコ内は大野線1回線停止時にリミット値が変更となる値を示す
注3：北斗分離は、北斗幹線2回線停止、大野連変2バンク停止、大野線2回線停止の何れかの条件成立時を示す

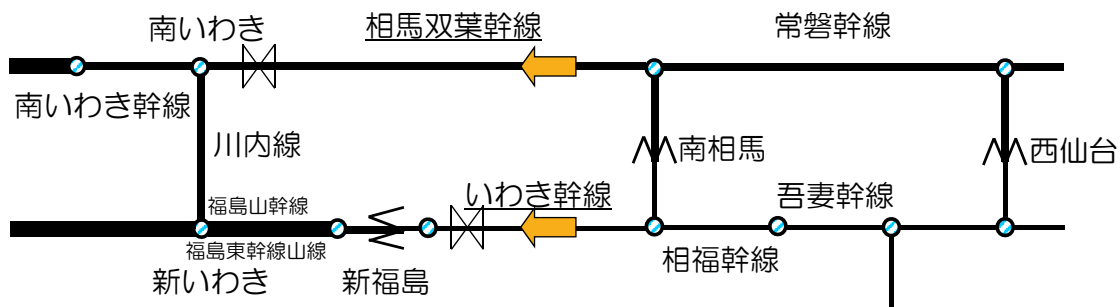
➤ 連系潮流限度値（東北向き）

系統 条件 潮流 方向	北海道 エリア内 A発電所 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）																
			4回線	3回線					2回線					1回線					北斗 分離
			道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	道0 函1 連2	道0 函1 連1	
北海道 → 東北	2台	双極				0	0	30	0	30	5	10	30	0	30				
		単極	30	30	30		10		30		30	30				30			
		停止				30	30												
	1台	双極						30	30	30	30	15	30	0	30				
		単極	30	30	30	30	30					25							
		停止																	
	0台	双極						30	30	0	0	0	0	0	30				
		単極	30	30	30	30	30												
		停止																	

注1：表中の「道」は道南幹線の連系回線数、「函」は函館幹線の連系回線数、「連」は大野変電所連変の運転台数を示す
注2：北斗分離は、北斗幹線2回線停止、大野連変2バンク停止、大野線2回線停止の何れかの条件成立時を示す

東北東京間連系線

停止設備		
相馬双葉幹線【連系線】	西仙台変電所主変 1, 2号	南いわき幹線
いわき幹線【連系線】	吾妻幹線	南いわき開閉所500kV1U母線
	相福幹線	新福島変電所主変 2, 3, 4号
	南相馬変電所主変 2, 3号	新福島変電所500kV2U母線
	南相馬変電所275kV母線	川内線



1回線停止時の運用容量 <東北東京間連系線（両方向）>（1）

相馬双葉幹線ルート断故障¹⁾

$$\begin{aligned} \text{熱容量限度(1)} &= 275\text{kVいわき幹線熱容量} + \text{電源制限対象分} \\ &= 236\text{万kW}/2\text{回線} \cdot 118\text{万kW}/1\text{回線} + (0 \sim 500\text{万kW程度}) \end{aligned}$$

隣接ルート送電線N-1故障

$$\text{熱容量限度(2)} = 500\text{kV相馬双葉幹線} 1\text{回線} + 275\text{kVいわき幹線} 1\text{回線}$$

停止を模擬した系統による解析結果

川内線ルート断故障

$$\text{熱容量限度(3)} = 500\text{kV川内線} 2\text{回線停止を模擬した系統による解析結果}$$

上記のいずれか小さいほうを運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流+275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

1) 相馬双葉幹線に隣接する南いわき開閉所の片母線停止時含む

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

1回線停止中の系統で検討（考え方は平常時と同じ）

(1) いわき幹線熱容量（順方向は、相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) 隣接ルート送電線N-1故障時における いわき幹線残回線熱容量

(3) いわき幹線熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい方とする。

・同期・電圧安定性

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量

停止線路<熱容量（万kW）> 1) 電源状況により変化するため参考値

・相馬双葉幹線<(1)345、(2)550、(3)575>

・いわき幹線 <(1)425、(2)640、(3)415>

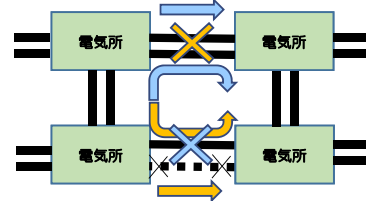
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい方

○同期・電圧安定性

熱容量の潮流で安定確認

<参考>ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



相馬双葉幹線ルート断故障

熱容量限度(1) = 新福島設備容量¹⁾ + 電源制限対象分

= 新福島設備容量(2バンクで140~180万kW程度) + (0~500万kW程度)

新福島バンクN-1故障²⁾

熱容量限度(2) = 500/275kV 新福島2バンク停止を模擬した系統による解析結果

川内線ルート断故障

熱容量限度(3) = 500kV川内線2回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さいほうを運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流 + 275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

1) 500/66kV変圧器への廻り込み潮流を考慮

2) 新福島2バンクが接続する新福島変電所の片母線停止時含む

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

新福島1バンク停止中の系統で検討
（考え方は平常時と同じ）

(1) 新福島2バンク熱容量

（順方向は、相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) 新福島バンクN-1故障時における 残バンク熱容量

(3) 新福島2バンク熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい方とする。

・同期・電圧安定性

1設備停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量

停止設備<熱容量（万kW）> 1）電源状況により変化するため参考値

・新福島バンク<(1)460、(2)390、(3)425>

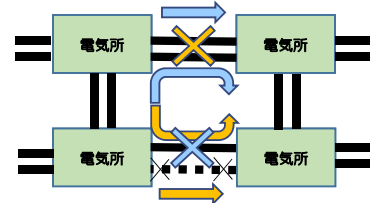
太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい方

○同期・電圧安定性

熱容量の潮流で安定確認

<参考>ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。



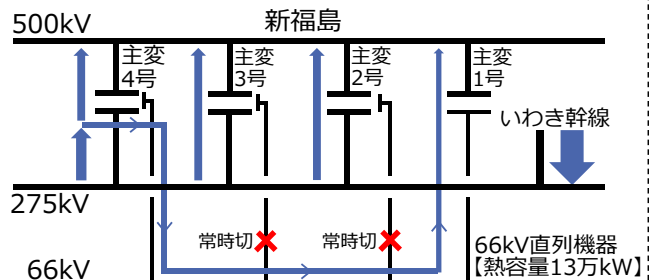
<新福島変電所設備容量>

	容 量	備 考
新福島バンク	95万kW／1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	285万kW(3バンク合計)
直列機器 (一次)	123万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 1,500 \times 0.95$)	計器用変流器:1,500A
直列機器 (二次)	135万kW／1バンク ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 3,000 \times 0.95$)	計器用変流器:3,000A
66kV直 列機器	13万kW ($P=\sqrt{3} \times (66 \times 10^3) \times 1,200 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:1,200A

【新福島における66kV直列機器の熱容量制約】

➢ 新福島は、主変2,3,4号でいわき幹線と連系しており、また、この変圧器の3次側と主変1号は66kVで連系している。

➢ このため、いわき幹線の潮流の一部は変圧器3次側へ分流し66kV側設備を経由して主変1号に流れるため、66kV直列機器の熱容量を考慮する必要がある。



相馬双葉幹線ルート断故障

熱容量限度(1) = 275kVいわき幹線熱容量 + 電源制限対象分
= 236万kW/2回線・118万kW/1回線 + (0～500万kW程度)

いわき幹線N-1故障

熱容量限度(2) = 275kVいわき幹線1回線停止を模擬した系統による解析結果

川内線ルート断故障

熱容量限度(3) = 500kV川内線2回線停止を模擬した系統による解析結果

上記のいずれか小さいほうを運用容量とする。

500kV相馬双葉幹線潮流+275kVいわき幹線潮流が運用容量を超えないようにする。

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

1設備停止中の系統で検討（考え方は平常時と同じ）

(1) いわき幹線熱容量（順方向は、相馬双葉幹線ルート断故障発生時に電源制限を行う）

(2) いわき線N-1故障時における いわき幹線残回線熱容量またはバンク熱容量

(3) いわき幹線熱容量またはバンク熱容量

(1)、(2)、(3)の小さい方とする。

・同期・電圧安定性

1回線停止中の系統で検討

（考え方は平常時と同じ）

○熱容量

停止線路<熱容量（万kW）> 1）電源状況により変化するため参考値

・南相馬バンク<(1)550、(2)615、(3)625>

太字下線：(1)、(2)、(3)の小さい方

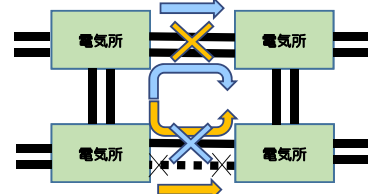
○同期・電圧安定性

熱容量の潮流で安定確認

南相馬バンク、西仙台バンクは上記のとおりであり、
吾妻幹線、相福幹線、川内線、南いわき幹線停止時
についても、直接制約設備とはならないが、同様の
考え方で運用容量を算出。

<参考>ループ運用時の考え方

ループ運用時は、残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。また、N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。

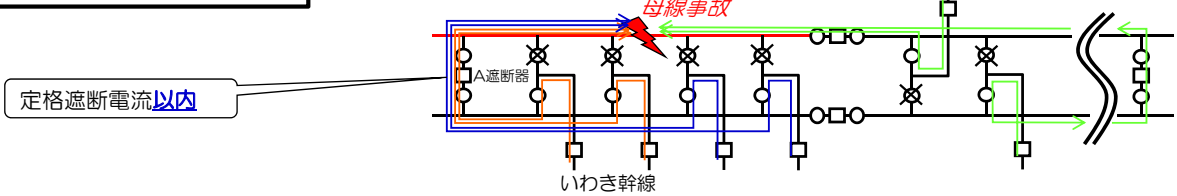


<設備容量>

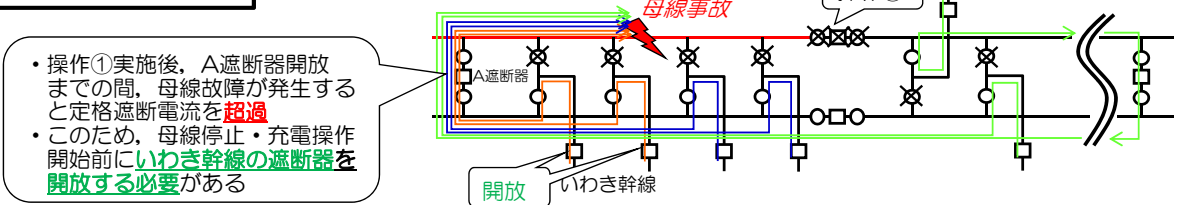
	容 量	備 考
南相馬バンク	95万kW／1バンク (P=100万kVA*0.95)	190万kW(2バンク合計)
直列機器 (一次)	164万kW／1バンク (P=√3*(500*10 ³)*2,000*0.95)	断路器・遮断器・計器用変流器:2,000A
直列機器 (二次)	180万kW／1バンク (P=√3*(275*10 ³)*4,000*0.95)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A
西仙台バンク	95万kW／1バンク (P=100万kVA*0.95)	190万kW(2バンク合計)
直列機器 (一次)	164万kW／1バンク (P=√3*(500*10 ³)*2,000*0.95)	断路器・遮断器・計器用変流器:2,000A
直列機器 (二次)	180万kW／1バンク (P=√3*(275*10 ³)*4,000*0.95)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A

- 短工期対策による4回線連系の中断
- 短工期対策による4回線連系系統においては、275kV片母線停止・充電操作時等の下図の状況で母線故障が発生すると、275kV母線連絡、母線区分遮断器が定格遮断電流を超過する。
 - これを回避するため、275kV母線停止・充電操作時等では275kV いわき幹線の併用を解く（短工期対策を中断する）ことがある。（第12回広域系統整備委員会 2016年4月25日）

定格遮断電流超過せず



定格遮断電流超過



運用容量 = (熱容量限度，同期安定性限度値の最小値)
= 505～545万kW程度

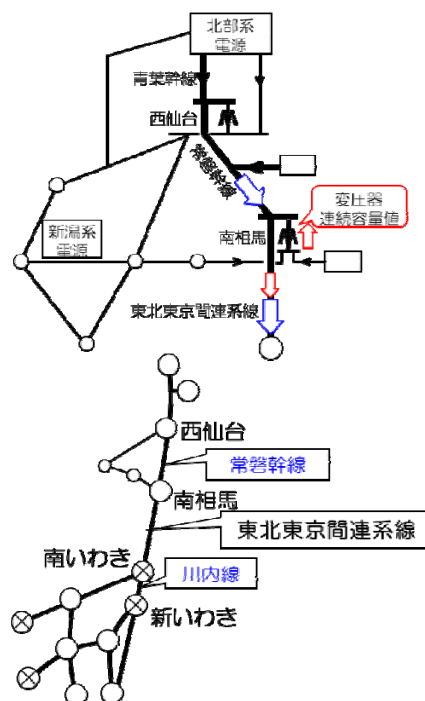
◆算定の基本的な考え方

短工期対策中断による東北東京間2回線連系系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定する。

- ・熱容量
 - (1) 相馬双葉幹線1回線故障時における残回線熱容量
 - (2) 南相馬バンク熱容量
- (1)、(2)の小さい方とする。
- ・同期・電圧安定性
 - (1) 常磐幹線2回線三相6線地絡
 - (2) 川内線2回線三相6線地絡
- (1)、(2)の小さい方とする。

(考え方は平常時と同じ)

- 熱容量
635～680万kW程度¹⁾
○同期安定性
505～545万kW程度¹⁾（フリンジ分控除後）
1) 2020Fy年間値を参考記載
○電圧安定性・周波数維持
熱容量または同期安定性限度の潮流で安定確認



運用容量 = (周波数維持限度)
= 32~35万kW程度

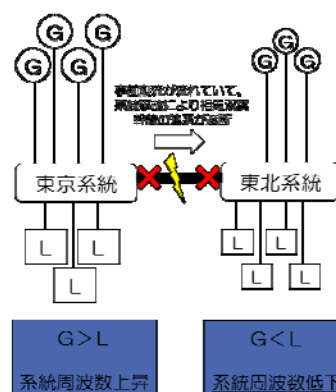
◆算定の基本的な考え方

短工期対策中断による東北東京間2回線連系系統にて、
運用容量の制約毎に想定故障を設定する。

- ・周波数維持
算術式：系統容量×系統特性定数（6.4%MW/0.8Hz）－発電機解列量
系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別の昼間帯・夜間帯）

判定基準：東北の周波数が、49.2Hzから50.0Hzの範囲を維持できること。

- 周波数維持
32～35万kW程度¹⁾
1) 2020Fy年間値を参考記載
- 熱容量，同期安定性，電圧安定性
周波数維持限度の潮流で安定確認



6. 275kVいわき幹線併用策の深掘り

(1) 短絡容量面

14

- 第10回広域系統整備委員会にて、いわき幹線を併用すると、南相馬(変)275kV母線故障時には遮断器等の性能を超える故障電流が流れるため、遮断器取替等により70億円程度の工事費と、4～5年程度の工期が必要となることを報告した。
- 工事費低減・工期短縮について追加検討し、短絡容量対策は、概算工事費は6億円程度、概略工期は3～4年程度とできる見込み。

【追加検討概要】

➢ 以下の追加検討により、より大きな工事費低減が見込める①案を対策案とする。

①案: 遮断器取替え台数の低減

- ✓ 南相馬(変)周辺系統の故障電流の経路等を精査し、一般送配電事業者と協議の上、恒久対策運開までの暫定対策であることを鑑みて、運用制約(片母線停止操作時等は運用容量拡大を中断する、送電線の再閉路箇所の変更など)を設けることで、遮断器取替え台数を13台から3台に減らせることを確認した。
- ✓ この場合の概算工事費は6億円程度、概略工期は3～4年程度の見込み。

②案: 南相馬(変)母線分割

- ✓ 南相馬(変)母線を分割すると、短絡容量を低減でき、遮断器取替えが不要になるが、別途、275/66kV変圧器の増設工事(30億円程度)が必要となる。

6. 275kVいわき幹線併用策の深掘り

(参考)①案: 遮断器取替え台数の低減

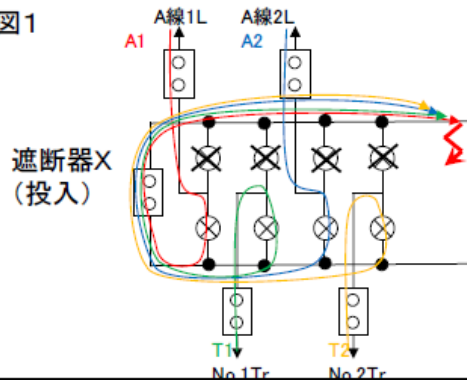
15

- 南相馬(変)周辺系統の故障電流の経路等を精査し、一般送配電事業者と協議の上、恒久対策運開までの暫定対策であることを鑑みて、運用制約(片母線停止操作時等は運用容量拡大を中断する、送電線の再閉路箇所の変更など)を設けることで、遮断器取替え台数を13台から3台に減らせることを確認した。
- これにより、概算工事費は6億円程度、概略工期は3～4年程度とできる見込み。

【例1: 片母線停止時】

図1のような片母線充電操作時は、母線故障を考慮すると、遮断器XはA1+A2+T1+T2の故障電流を遮断できる性能が必要。今回、このような操作時にはいわき幹線の併用を解く(短工期対策による運用容量拡大を中断する)ことで故障電流を減らし、遮断器Xの取替えを回避

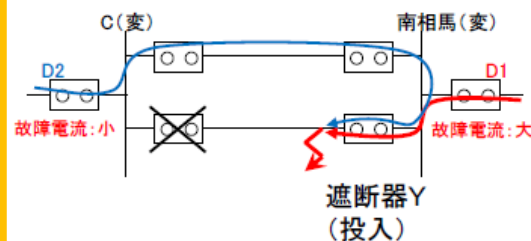
図1



【例2: 送電線の再閉路箇所の変更】

図2のような送電線故障後の再閉路時は、線路故障を考慮すると、遮断器YはD1+D2の故障電流を遮断できる性能が必要。系統の状況を都度確認し、故障電流の少ないC(変)側に再送電箇所を変更することで、遮断器Yの取替えを回避

図2

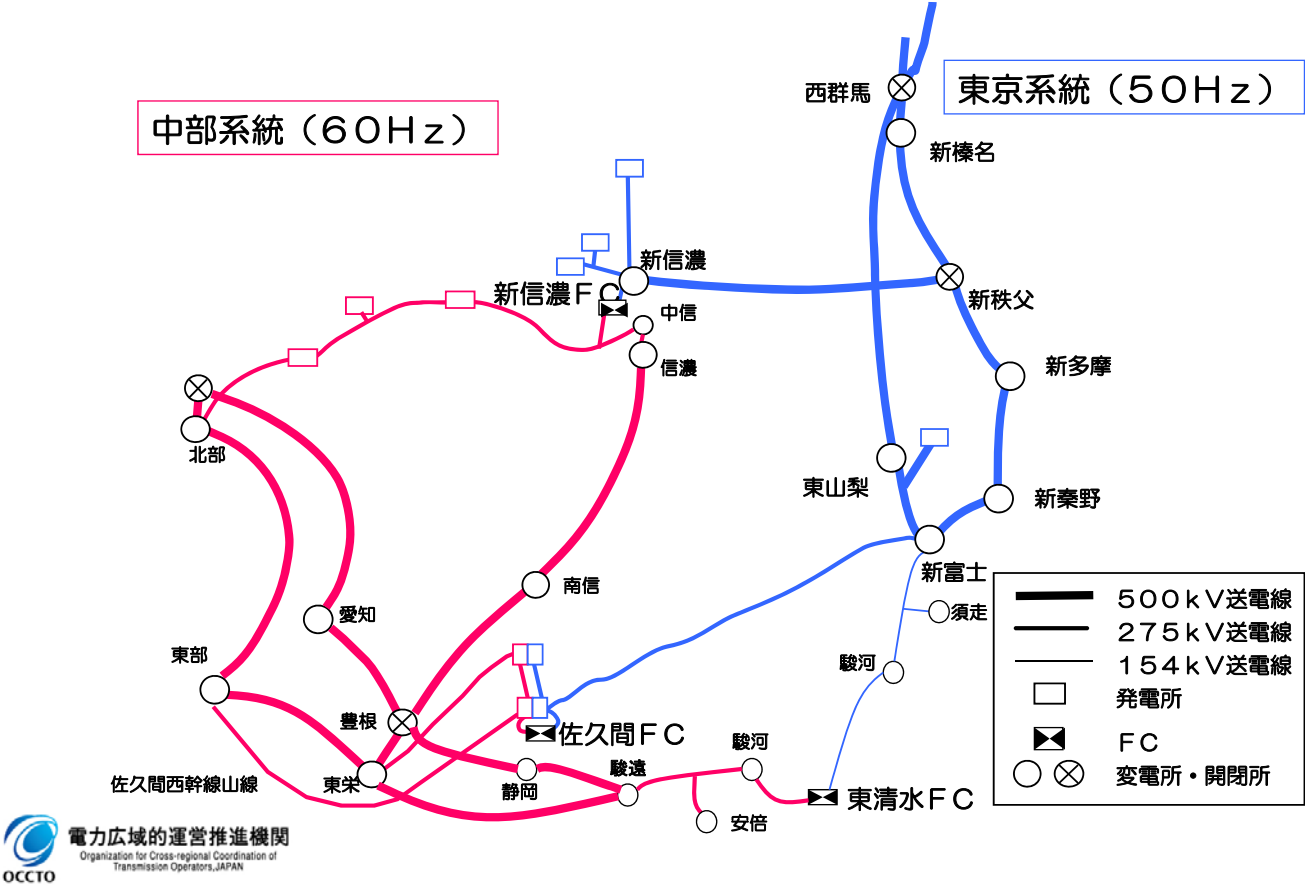


東京中部間連系設備（F C）

東京中部間連系設備の制約事項

FCにおいては、以下のような系統運用上の制約がある。

- 系統運用上の制約条件の例
 - 周辺設備の運用
 - FC送電ルートを送電設備は、送電線故障時にFCを抑制・停止させることを条件に1回線熱容量以上の潮流を運用限度としている。
 - 電圧安定性
 - FC周辺の負荷母線の電圧安定性維持のため、FC（50Hz向）潮流が制約となる場合がある。
 - 電圧変動
 - FCは、運転力率が約86%と悪いうえに、有効電力と無効電力の変化が急峻であるため、FC潮流の変化による関連系統の電圧変動が大きくなり制約となる場合がある。
 - 高調波不安定現象
 - 系統構成と調相設備の投入台数による高調波共振により、FCが安定に運転できなくなる現象で、FCの運転制約となる場合がある。



新信濃FC関連運用容量制約一覧

東京系統（50Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	60万kW	
1台停止	30万kW	設備容量

中部系統（60Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	60万kW	
1台停止	30万kW	設備容量
① 新信濃変電所 RC停止	60Hz→50Hz 36～60万kW ¹⁾ 50Hz→60Hz 52万kW	電圧安定性 電圧変動
② 新信濃変電所 調相Tr停止	60Hz→50Hz 50～60万kW ¹⁾ 50Hz→60Hz 60万kW	電圧安定性 制約なし
③ 信濃中信線停止	60Hz→50Hz 0～36万kW ¹⁾ 50Hz→60Hz 60万kW	電圧安定性 制約なし
④ 馬瀬北部線停止	60Hz→50Hz 56万kW 50Hz→60Hz 60万kW	電圧安定性 制約なし
⑤ 北部変電所 500kV/275kV 変圧器停止	60Hz→50Hz 0～60万kW ¹⁾ 50Hz→60Hz 60万kW	変圧器容量 制約なし

1) 系統状況・潮流状況によって運用容量が異なる。
関連設備欄の○数字はP.18以降の個別説明の番号を表す。

東京系統（50Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	

中部系統（60Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	
⑥ 東栄変電所 500kV/275kV 変圧器停止	60Hz→50Hz	0～30万kW ¹⁾
	50Hz→60Hz	30万kW

1) システム状況・潮流状況によって運用容量が異なる。

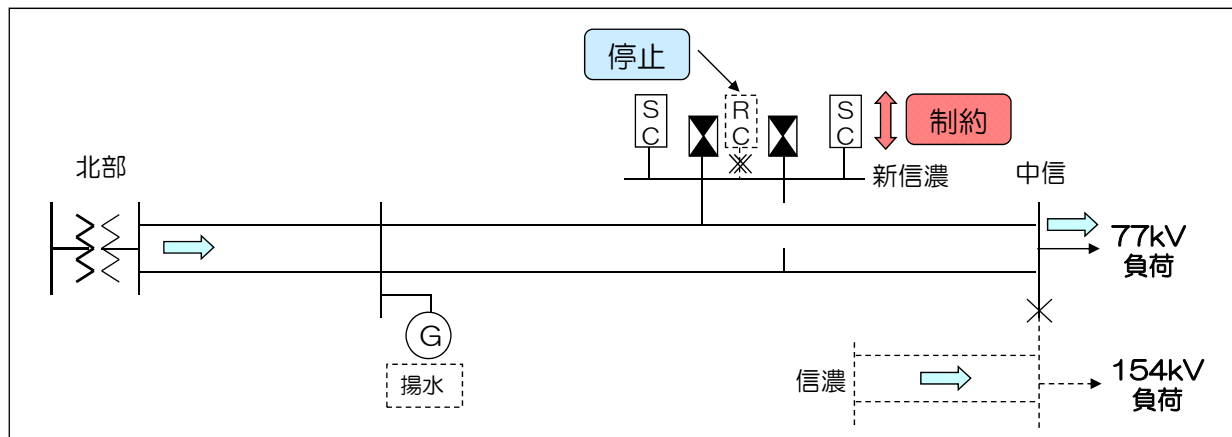
東京系統（50Hz）

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	
⑦ 東清水変電所 154kV母線、調相設備 調相用変圧器停止	0万kW	FC停止
⑧ 田代幹線中線（須走線） 1回線停止	50Hz→60Hz	10～30万kW ¹⁾
	60Hz→50Hz	30万kW
⑨ 新富士変電所 変圧器1台停止	50Hz→60Hz	10～30万kW ¹⁾
	60Hz→50Hz	30万kW
⑩ 駿河変電所 SVC停止	17万kW	電圧変動

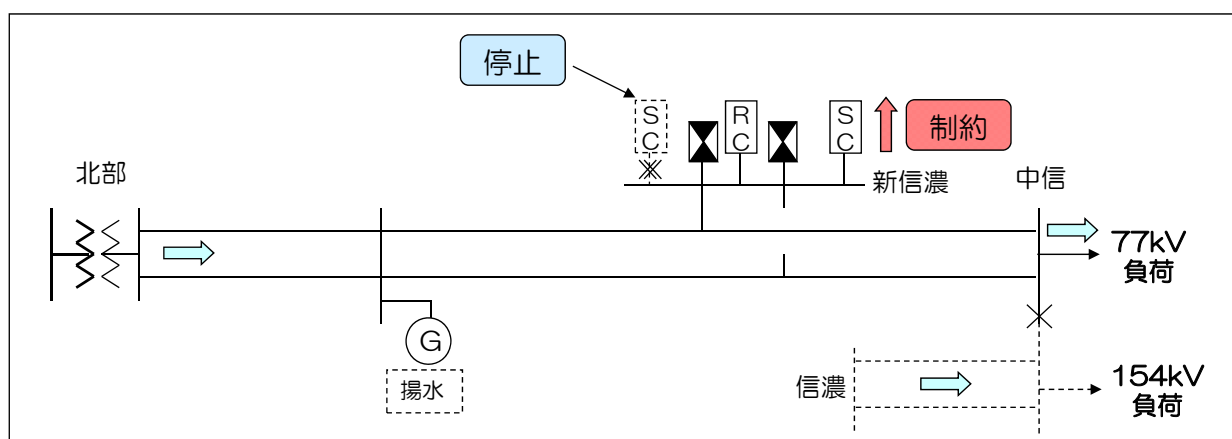
1) システム状況・潮流状況によって運用容量が異なる。

中部系統（60Hz）

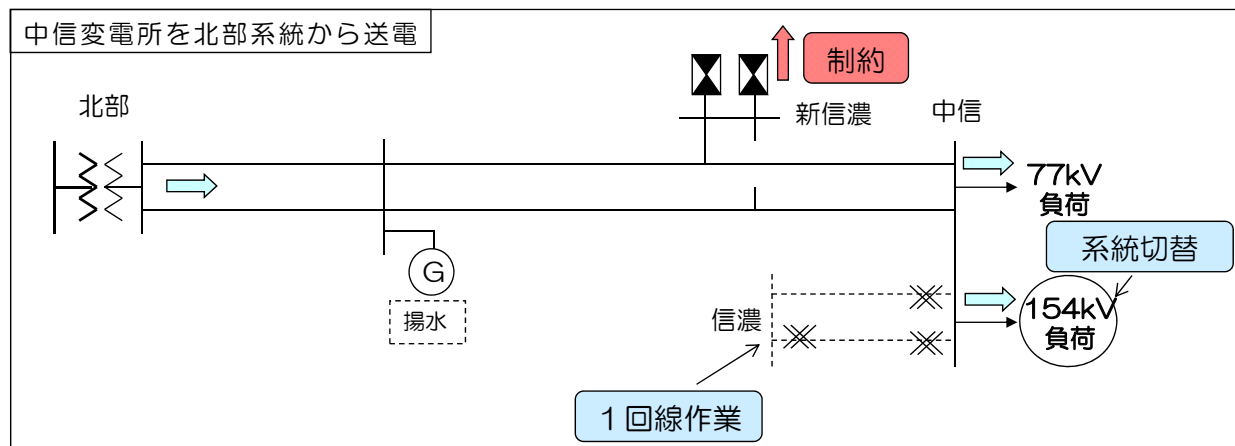
条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	
⑦ 東清水変電所 調相設備、 調相用変圧器停止	0万kW	FC停止



制約（60Hz→50Hz）	FC < 76万kW－中信負荷(77kV)－揚水 [76万kW：中信(変)77kV母線の電圧安定性]
制約（50Hz→60Hz）	FC < 52万kW [52万kW：中信(変)77kV母線の電圧変動]

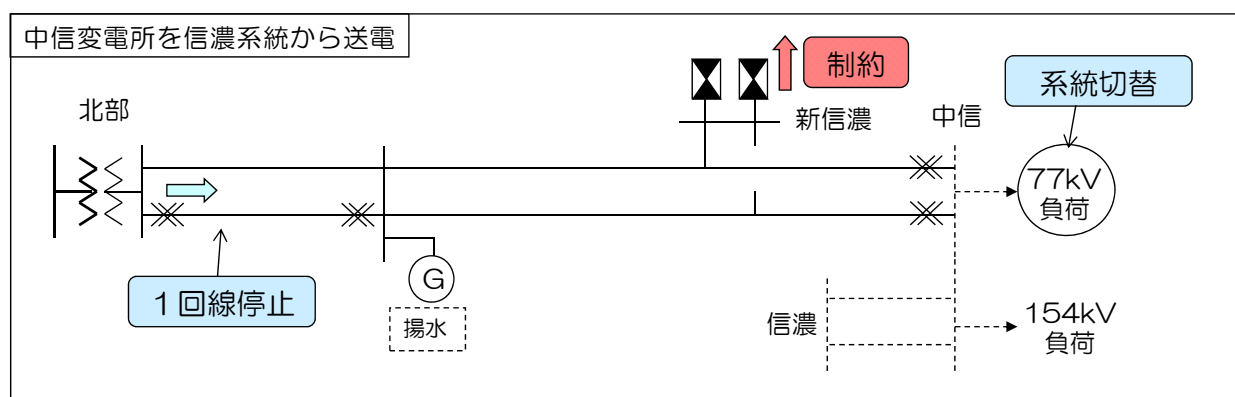


制約（60Hz→50Hz）	FC < 90万kW－中信負荷(77kV)－揚水 [90万kW：中信(変)77kV母線の電圧安定性]
---------------	---



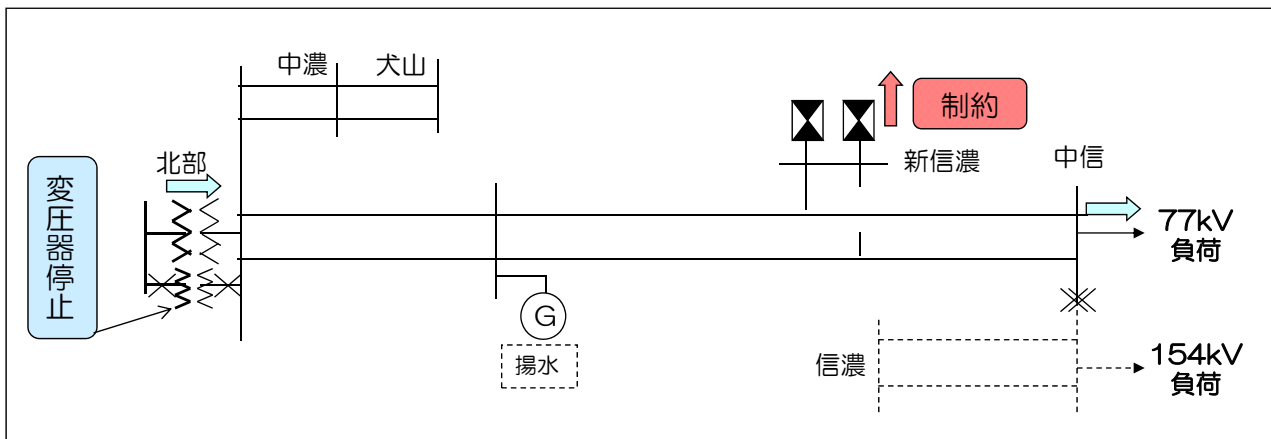
制約 (60Hz → 50Hz)

$FC < 67\text{万kW} - \text{中信負荷}(77, 154\text{kV}) - \text{揚水}$
 [67万kW: 中信(変) 77kV母線の電圧安定性]



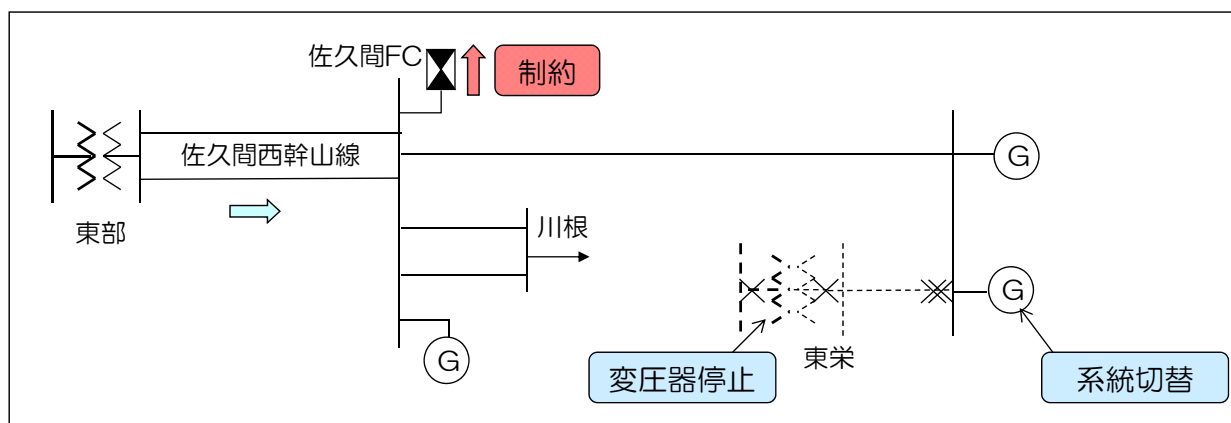
制約 (60Hz → 50Hz)

$FC < 56\text{万kW} - \text{揚水}$
 [新信濃(変) 275kV母線の電圧安定性]



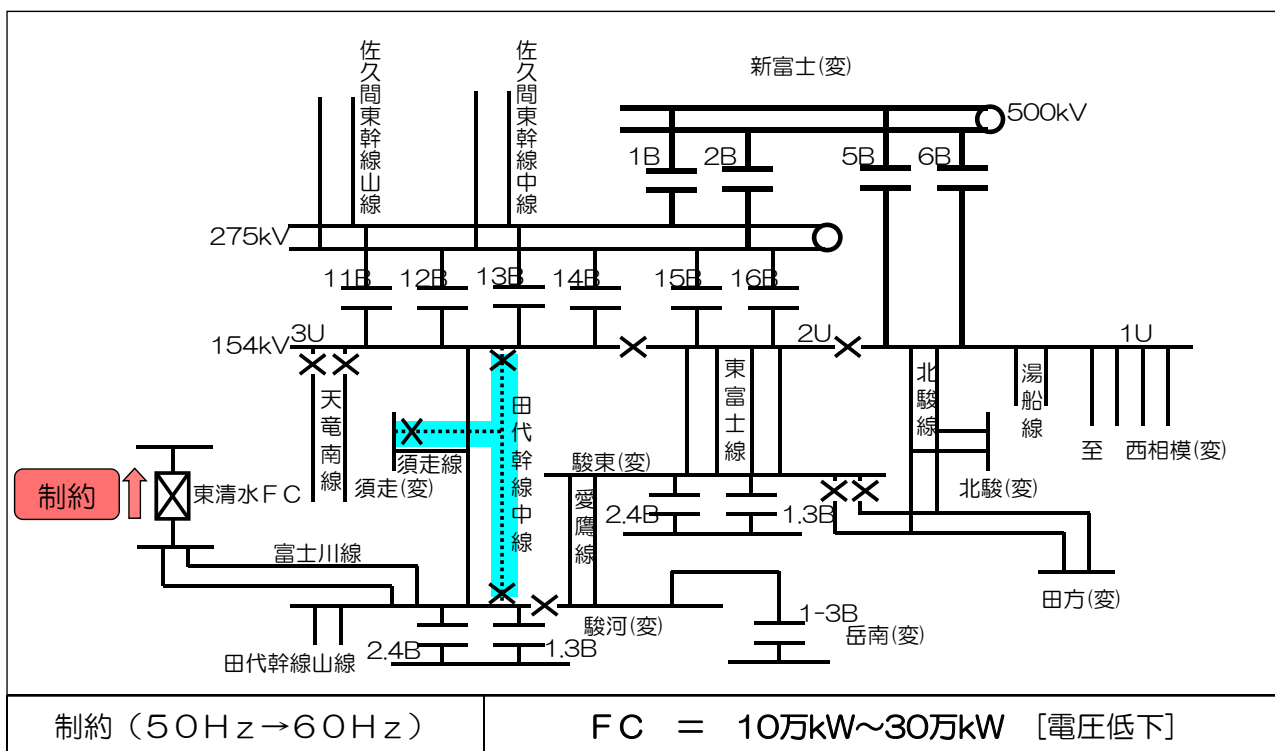
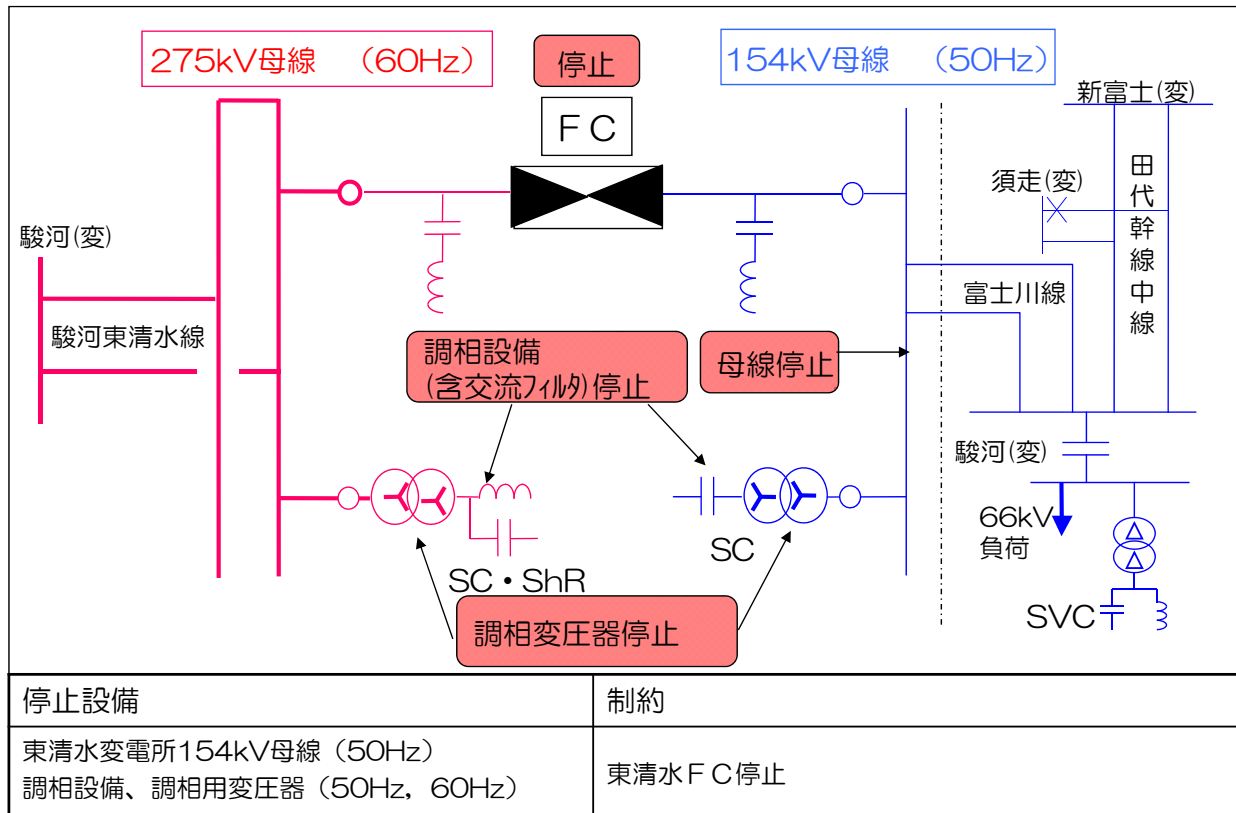
制約 (60Hz → 50Hz)

北部変電所変圧器潮流 < 142.5万kW [変圧器容量]



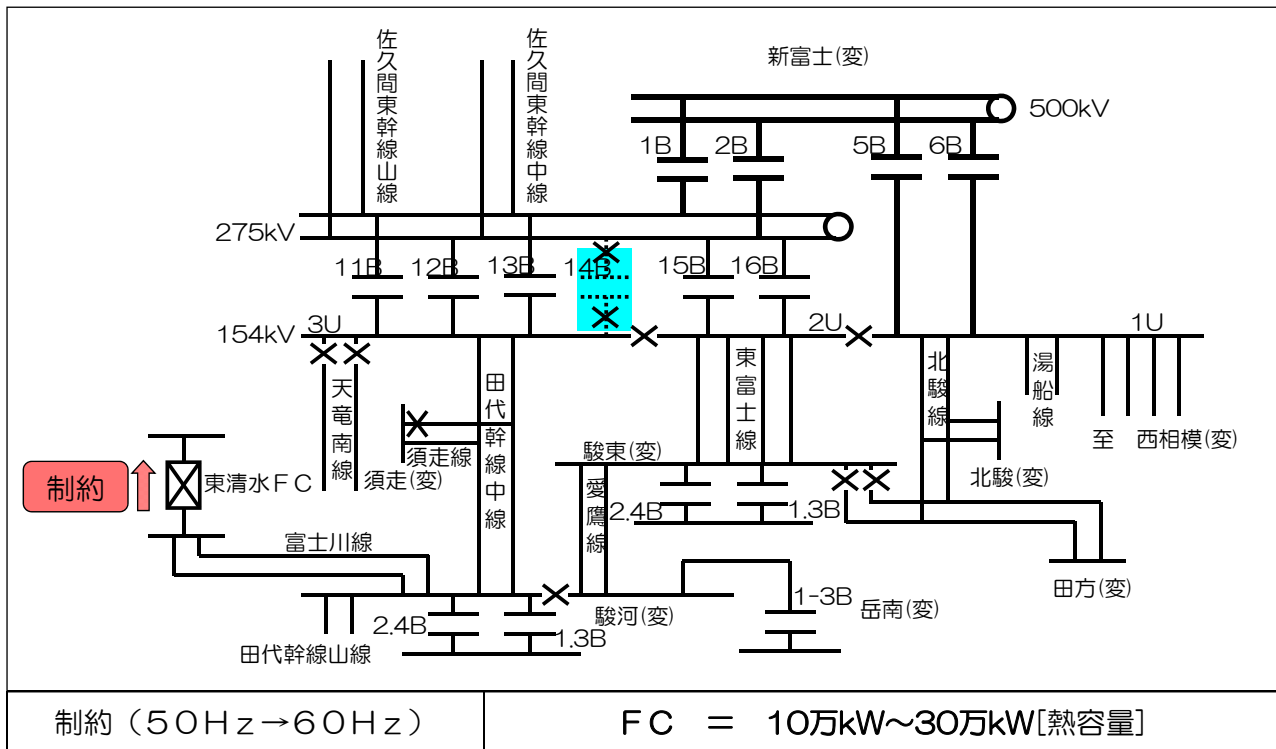
制約 (60Hz → 50Hz)

佐久間西幹山線潮流 < 66万kW [送電線容量]



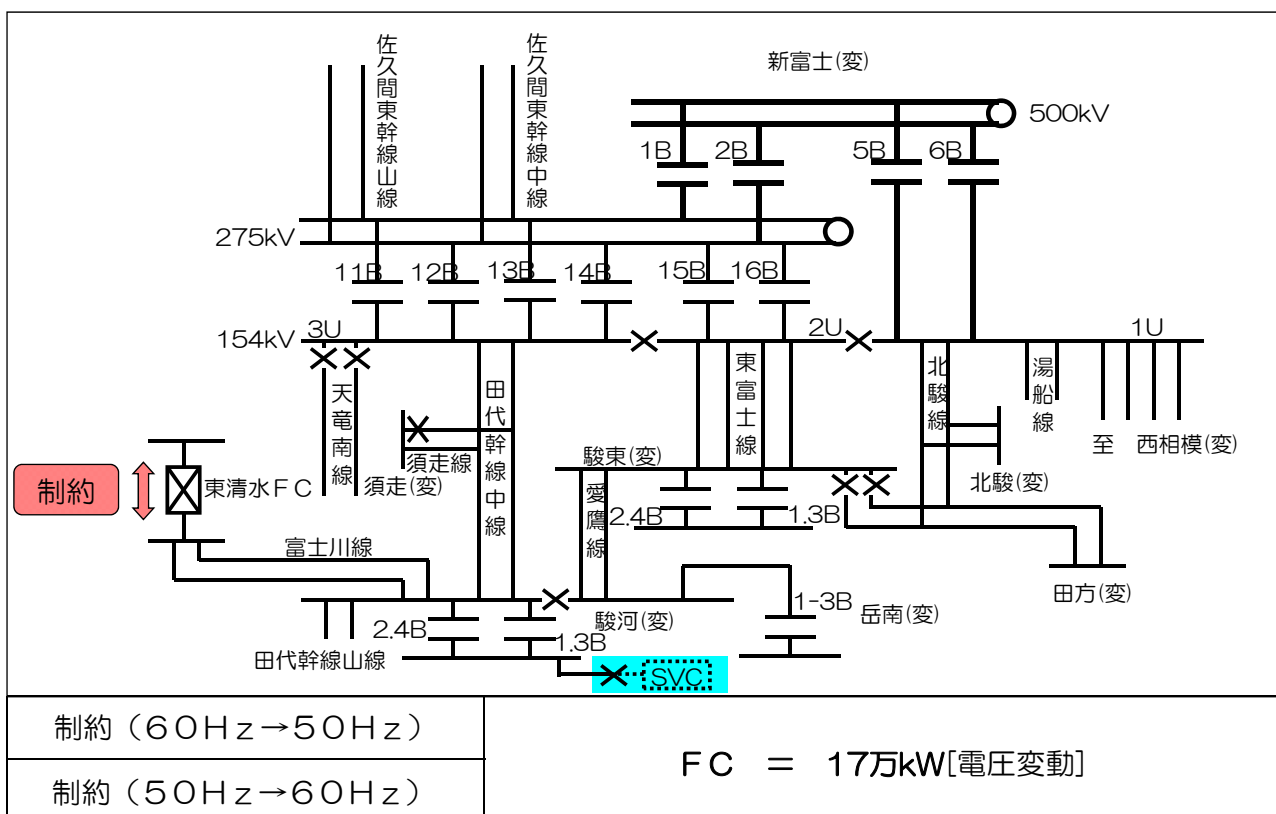
⑨新富士変電所変圧器 1 台停止

41



⑩駿河変電所SVC停止

42

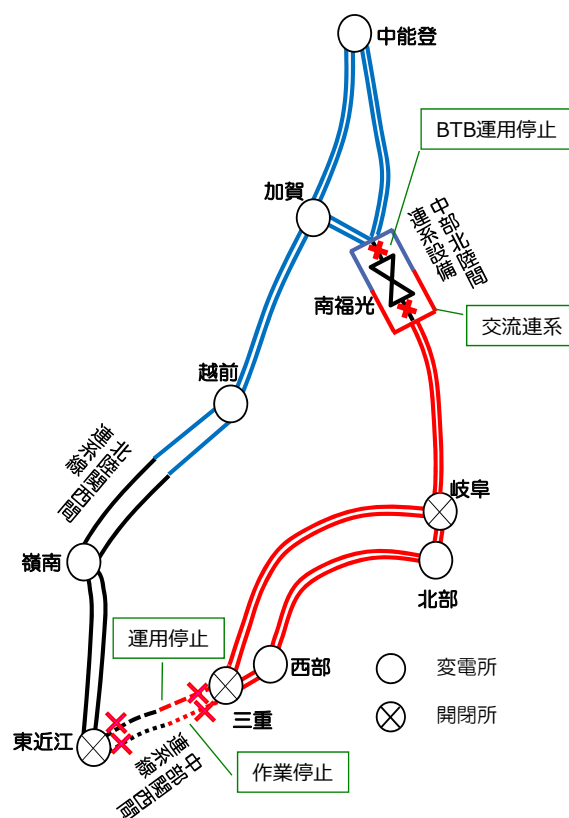


中部関西間連系線

中部関西間連系線1回線停止時における中部北陸間交流連系について

■ 中部関西間連系線1回線停止時の運用

- N-1故障発生時のルート断や運用容量の大幅な低下を回避するため、中部関西間連系線を1回線停止する場合は、中部関西間連系線をルート開放し、南福光地点での交流連系を基本とする。
- 南福光地点で交流連系する場合、BTBを並列運転しても運用容量は増加しない（制約は熱容量以外である）ため、BTBは運用停止する。



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

- 中部関西間連系線停止および南福光地点の交流連系・BTB停止を踏まえた系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定（下記）。

■ 中部北陸間連系設備

○ 熱容量

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線

○ 同期安定性

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
越美幹線2回線（南福光端）
- 故障様相：三相地絡（南福光交流連絡母線）
2回線二相3線地絡（越美幹線）

○ 電圧安定性

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持

- 故障箇所：南福光交流連絡母線2回線
- 中部系統および北陸系統、関西以西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を確認。

■ 北陸関西間連系線

○ 周波数維持

- 中部系統、北陸系統および関西以西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を確認。

- その他運用容量算定の考え方は、基本的に中部関西間連系線平常時、北陸関西間連系線平常時と同じ。

中部北陸間連系設備運用容量（中部向）

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= (\text{周波数維持限度値の最小値}) \\ &= 250\text{万kW (平日昼間帯)} \\ &\quad 200\text{万kW (平日昼間帯以外)}\end{aligned}$$

- 熱容量限度：329万kW（南福光交流連絡母線 直列機器）
- 同期安定性限度：250万kWで安定確認
- 電圧安定性限度：250万kWで安定確認
- 周波数維持限度：250万kW（平日昼間帯）
200万kW（平日昼間帯以外）

中部北陸間連系設備運用容量（北陸向）

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= (\text{周波数維持限度値}) \\ &= 122\sim 152\text{万kW}\end{aligned}$$

- 熱容量限度：329万kW（南福光交流連絡母線 直列機器）
- 同期安定性限度：152万kWで安定確認
- 電圧安定性限度：152万kWで安定確認
- 周波数維持限度：122～152万kW
（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

北陸関西間連系線運用容量（北陸向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
 = 150～160万kW（平日昼間帯）
 80～ 90万kW（平日昼間帯以外）

- 熱容量限度 : 278万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量）
- 同期安定性限度 : 160万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 160万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 150～160万kW（平日昼間帯）
80～ 90万kW（平日昼間帯以外）

北陸関西間連系線運用容量（関西向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
 = 104万kW～137万kW

- 熱容量限度 : 278万kW（北陸関西間連系線の1回線熱容量）
- 同期安定性限度 : 137万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 137万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 104万kW～137万kW
 （系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

＜参考＞ 1回線停止時の運用容量^{1) 2)} ＜中部関西間連系線（関西向）＞ （1） 48

周波数上昇限度（中部）

算出式① = 無制御潮流 — 常時潮流変動分（フリンジ分）
 = 34～47万kW（2020年度）

周波数低下限度（関西以西）

算出式② = 無制御潮流 — 発電機解列量
 = 50～107万kW（2020年度）

算出式①と算出式②のいずれか小さいほうを運用容量とする

- 1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む
- 2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限・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実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

＜周波数上昇限度（中部）＞

○無制御潮流

算術式：系統容量×系統特性定数（5.0%MW/0.5Hz）

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）

- ・周波数上昇限度
60.5Hz（平常時と同じ）
- ・周波数上昇限度値の考え方
中部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

<周波数上昇限度（中部）> （つづき）

○常時潮流変動分の考慮
24万kW（2020年度）

- ・常時潮流変動分を考慮する理由
無制御潮流を超えた潮流が連系線に流れているときにルート断が発生すると
系統制御（電源制限）が動作するため

<周波数低下限度（関西以西）>

○無制御潮流
算術式：系統容量×系統特性定数（4.0%MW/0.7Hz）
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）

- ・周波数低下限度
59.3Hz
- ・周波数低下限度値の考え方
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
ための暫定対策として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」によって負荷制限に至らない周波数
低下限度値

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{常時潮流変動分（フリンジ分）} \\ &\quad + (\text{EPPS見込み量} - \text{発電機解列量}) \times \text{時間遅れ係数} 0.9^{3)} \\ &= 24 \sim 68 \text{万kW（2020年度）} \end{aligned}$$

1) 連系線に隣接する電気所の片母線停止時含む

2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

3) EPPS見込み量＞発電機解列量の場合のみ時間遅れ係数を掛け合わせる

◆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、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。

○無制御潮流（中部エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（3.5%MW/0.5Hz）
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）

- ・周波数低下限度
59.5Hz（平常時と同じ）
- ・周波数低下限度値の考え方
中部エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値

○常時潮流変動分の考慮

24万kW（2020年度）

- ・常時潮流変動分を考慮する理由
無制御潮流を超えた潮流が連系線に流れているときにルート断が発生すると
系統制御（負荷制限）が動作するため

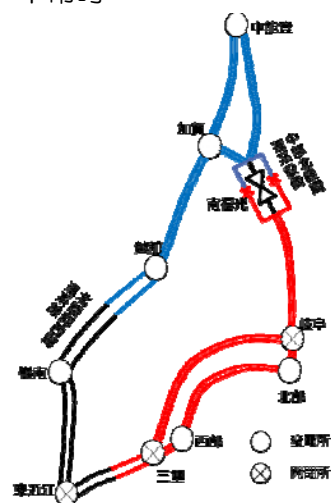
中部北陸間連系設備

BTB関連運用容量制約一覧

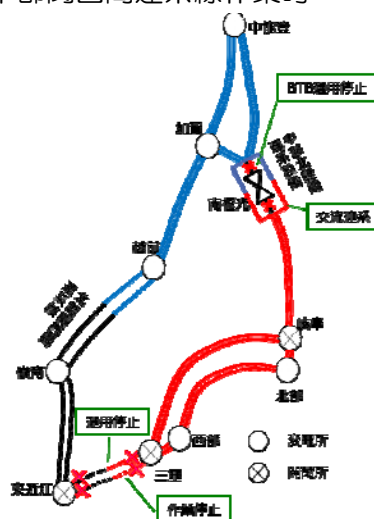
中部・北陸エリア

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	30万kW	
中部関西間、北陸関西間 連系線作業時	0万kW	交流連系

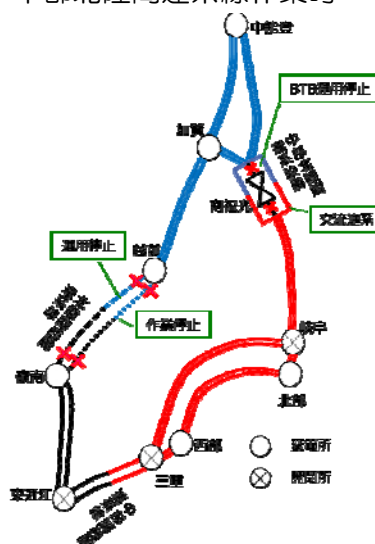
平常時



中部関西間連系線作業時



中部北陸間連系線作業時

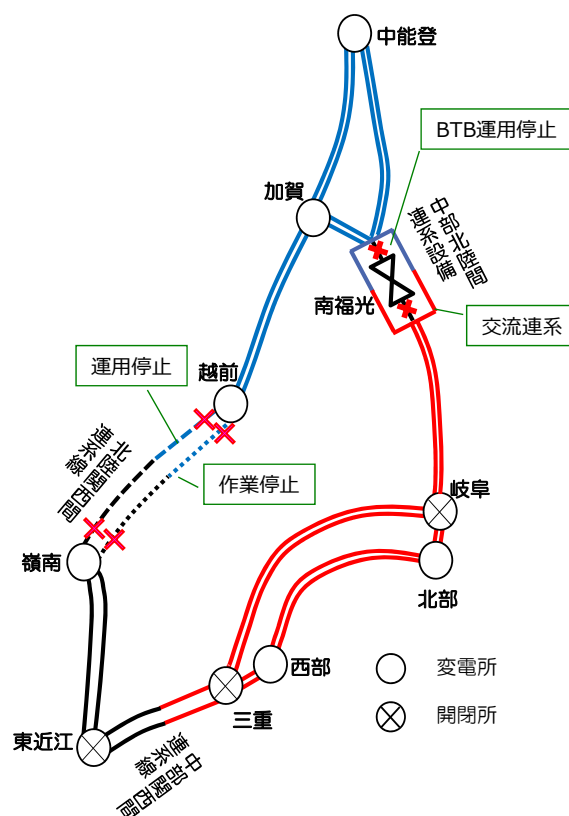


北陸関西間連系線

北陸関西間連系線1回線停止時における北陸関西間交流連系について

■ 北陸関西間連系線1回線停止時の運用

- N-1故障発生時のルート断や運用容量の大幅な低下を回避するため、北陸関西間連系線を1回線停止する場合は、北陸関西間連系線をルート開放し、南福光地点での交流連系を基本とする。
- 南福光地点で交流連系する場合、BTBを並列運転しても運用容量は増加しない（制約は熱容量以外である）ため、BTBは運用停止する。



◆ 運用容量算定の基本的な考え方

- ・ 北陸関西間連系線停止および南福光地点の交流連系・BTB停止を踏まえた系統にて、運用容量の制約毎に想定故障を設定（下記）。

■ 中部北陸間連系設備

○ 熱容量

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線

○ 同期安定性

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
越美幹線2回線（南福光端）
- 故障様相：三相地絡（南福光交流連絡母線）
2回線二相3線地絡（越美幹線）

○ 電圧安定性

- 故障箇所：南福光交流連絡母線1回線
- 故障様相：三相地絡

○ 周波数維持

- 故障箇所：南福光交流連絡母線2回線
- 北陸系統および関西以西，中部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を確認。

■ 中部関西間連系線

○ 周波数維持

- 北陸系統，中部系統および関西以西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を確認。

- ・ その他運用容量算定の考え方は，基本的に北陸関西間連系線平常時、中部関西間連系線平常時と同じ。



Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

中部北陸間連系設備運用容量（中部向）

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= (\text{同期安定性限度, 周波数維持限度値の最小値}) \\ &= 128 \sim 210 \text{ 万 kW (2020年度)} \end{aligned}$$

- 熱容量限度 : 329万kW（南福光交流連絡母線 直列機器）
- 同期安定性限度 : 210万kW（フリンジ分控除後）
- 電圧安定性限度 : 210万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 128～253万kW
（系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

中部北陸間連系設備運用容量（北陸向）

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= (\text{周波数維持限度値}) \\ &= 130 \sim 160 \text{ 万 kW (平日昼間帯)} \\ &\quad 70 \sim 90 \text{ 万 kW (平日昼間帯以外)} \end{aligned}$$

- 熱容量限度 : 329万kW（南福光交流連絡母線 直列機器）
- 同期安定性限度 : 160万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 160万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 130～160万kW（平日昼間帯）
70～ 90万kW（平日昼間帯以外）



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

中部関西間連系線運用容量（中部向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
 = 250万kW（平日昼間帯）
 200万kW（平日昼間帯以外）

- 熱容量限度 : 278万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量）
- 同期安定性限度 : 278万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 278万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 250万kW（平日昼間帯）
200万kW（平日昼間帯以外）

中部関西間連系線運用容量（関西向）

運用容量 = (周波数維持限度値)
 = 56～137万kW（2020年度）

- 熱容量限度 : 278万kW（中部関西間連系線の1回線熱容量）
- 同期安定性限度 : 278万kWで安定確認
- 電圧安定性限度 : 278万kWで安定確認
- 周波数維持限度 : 56～137万kW
 （系統容量：最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯））

<参考> 1回線停止時の運用容量^{1) 2)} <北陸フェンス（北陸送電方向）> 58

運用容量 = 無制御潮流 + 電源制限対象分
 = 50万kWまたは70万kW

- 1) 連系線に隣接する越前変電所の片母線停止時含む
- 2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）
 ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。

- 無制御潮流（北陸エリア周波数上昇限度）
 無制御潮流：0（万kW）

- ・周波数上昇限度
 60.0Hz（平常時と同じ）
- ・周波数上昇限度値の考え方
 系統分離後の本系統並列を速やかに行うため60.0Hzとしている。
 （夜間等軽負荷断面での電源構成を考慮すると、ルート断に伴う電源制限により電源台数が減少し、系統分離後に本系統並列するための調整に時間を要する場合も想定される。）

- 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火力最大ユニット相当分
 （作業停止計画、発電計画等を考慮）

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} - \text{常時潮流変動分（フリンジ分）} \\ &= 0 \sim 1 \text{ 万kW（2020年度）}\end{aligned}$$

- 1) 連系線に隣接する越前変電所の片母線停止時含む
2) 交流連系を行わなかった場合の運用容量

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

また、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実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

○無制御潮流（北陸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）

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）

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度値の考え方

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として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」によって負荷制限に至らない周波数低下限度値

○常時潮流変動分の考慮

10万kW（2020年度）

・常時潮流変動分を考慮する理由

無制御潮流を超えた潮流が連系線に流れているときにルート断が発生すると系統制御（負荷制限）が動作するため



$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量} \\ &= 95 \text{ 万kW}\end{aligned}$$

※ ただし、平常時の運用容量と比較し、小さいほうを運用容量とする。

◆算定の基本的な考え方

嶺南変電所の500kV母線構成は1.5CB構成であり、嶺南変電所500kV片母線停止時に残り母線で事故が発生すると、右図のように北陸関西間連系線潮流が500/275kVバンクを経由する高低圧連系となるため、これを考慮する。

・熱容量

嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量

・同期・電圧安定性

嶺南変電所500kV片母線停止中の系統で残りの母線停止を想定して検討（考え方は平常時と同じ）

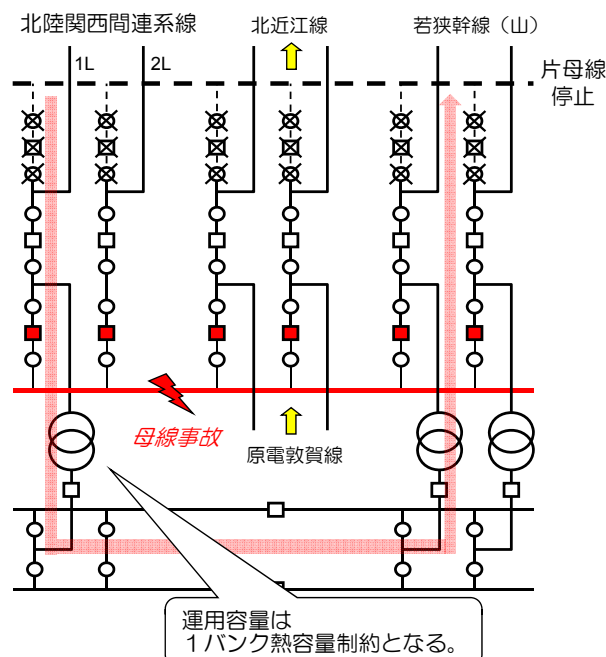
○熱容量

95万kW

（嶺南変電所500/275kV1バンク熱容量）

○同期・電圧安定性

熱容量の潮流で安定確認



■ 母線事故時に開放される遮断器



関西中国間連系線

関西中国間連系線におけるフェンス潮流

○ループ運用時の考え方

- ・残回線故障またはルート断故障発生時に、健全ルートに潮流が回り込むことを考慮する。
- ・N-2故障で系統が分離しないため、周波数維持要因は考慮しない。

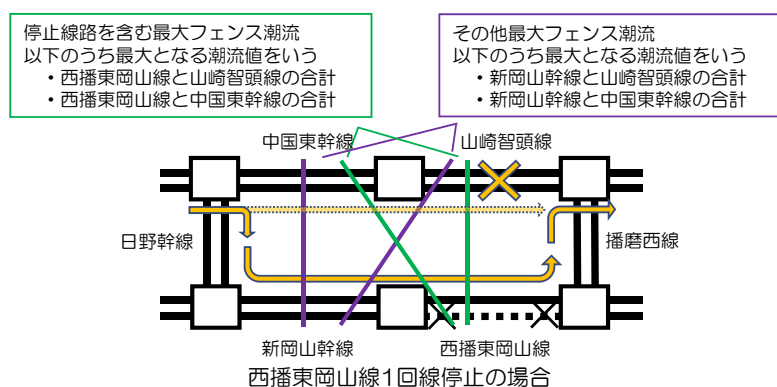
○関西中国間連系線において考慮する回り込み潮流

以下の内最大となる潮流値（フェンス潮流）を考慮。1回線停止時は「停止線路を含む最大フェンス潮流」、「その他最大フェンス潮流」それぞれを考慮する。

- ・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

<参考>回り込み潮流の例

山崎智頭線でルート断が発生した場合、山崎智頭線に流れていた潮流は新岡山幹線、西播東岡山線に回り込む。 →



運用容量 = 278万kW
= (西播東岡山線1回線熱容量)

フェンス潮流が運用容量を超えないようにする

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

関西中国間連系線の1回線熱容量の最小値

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出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)

・同期・電圧安定性

1回線停止中での系統で検討（考え方は平常時と同じ）

○熱容量

278万kW

(1回線の熱容量が最も小さい西播東岡山線1回線の熱容量)

○同期・電圧安定性

熱容量の潮流で安定確認



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

運用容量 = (熱容量と同期安定性限度、電圧安定性限度の最小値)
= (次ページ参照)

フェンス潮流が運用容量を超えないようにする

◆算定の基本的な考え方

・熱容量

(1) 1回線停止中送電線の1回線熱容量

(2) 残りの送電線の2回線熱容量

(1)、(2)それぞれ算出する。

・同期・電圧安定性

1回線停止中での系統で各送電線のルート断故障を想定して検討（考え方は平常時と同じ）

○熱容量

停止線路＜熱容量（万kW）＞

・中国東幹線＜(1)329、(2)556＞

・山崎智頭線＜(1)329、(2)556＞

・新岡山幹線＜(1)329、(2)556＞

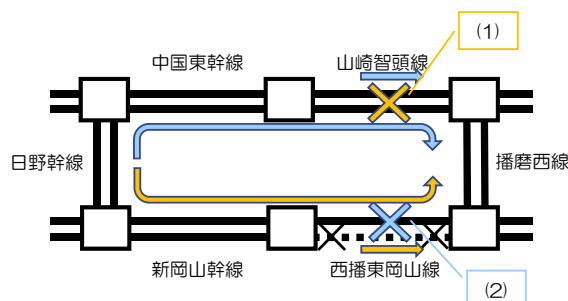
・西播東岡山幹線＜(1)278、(2)658＞

・日野幹線＜(2)556＞

・播磨西線＜(2)556＞

○同期・電圧安定性

各線路1回線停止中での系統で「停止線路を含む最大フェンス潮流」、「その他最大フェンス潮流」を検討（300～400万kW程度）



西播東岡山線1回線停止の場合



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

2020年度の例

潮流方向	1回線停止線路	運用容量（制約要因） [万kW]	
		停止線路を含む 最大フェンス潮流	その他 最大フェンス潮流
関西向	西播東岡山線	278（熱容量）	386（電圧） 401（電圧）
	山崎智頭線	321（電圧） 329（熱容量）	336（電圧） 351（電圧）
	新岡山幹線	329（熱容量）	381（同期）
	中国東幹線	311（電圧） 321（電圧）	301（電圧） 316（電圧）
	日野幹線	—	366（電圧） 386（電圧）
	播磨西線	—	376（電圧） 396（電圧）
中国向	上記の何れか	278（熱容量）	278（熱容量）

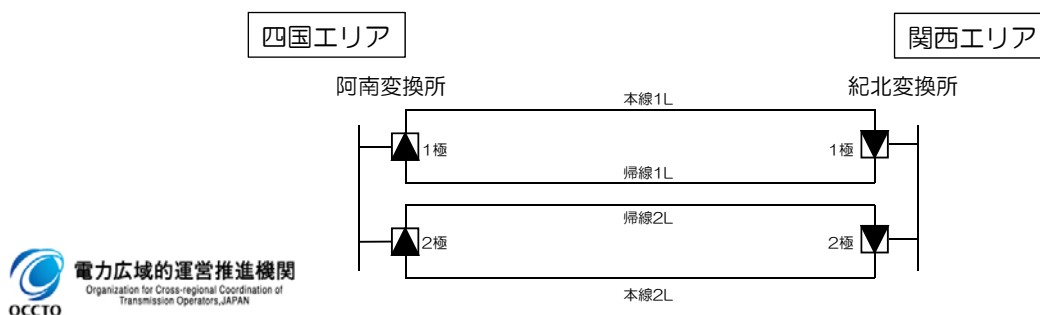
- ※ 需要等を考慮して算出しており毎年この値とは限らない。
- ※ 数値はフリンジ分（29万kW）控除後の値
- ※ 表中の上段は2020年4～6月、下段は2020年7月以降（予定）の値

関西四国間連系設備

阿南変換所近傍のA・B発電所（以下、「A・B発電所」という）の発電機が複数台停止した場合、交流系統故障発生後の過電圧抑制面および母線電圧維持面から運用容量が低下する制約が発生する。

条件	運用制約	
関連設備	運用容量	制約要因
平常時	140万kW	
片極停止	70万kW	設備容量
A・B発電所のうち特定の2台停止	37.5万kW（両方向）	電圧安定性
A・B発電所全台停止	37.5万kW（関西向）	電圧安定性
	70万kW（四国向）	電圧安定性

制約の詳細については、2019年度 第5回運用容量検討会 資料1－6参照。



中国四国間連系線

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分}^{1)} \\ &= 20\text{万kW} + (0 \sim 100\text{万kW程度})\end{aligned}$$

1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを含む

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（電源制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

ただし、電源制限を行うことを前提に増加する場合がある。

○無制御潮流（四国エリア周波数上昇限度）

無制御潮流：シミュレーションで算出

系統容量：過去の軽負荷期における最小需要（シミュレーション時の想定需要）

・周波数上昇限度

60.3Hz（平常時と同じ）

・周波数上昇限度値の考え方

四国エリアにおいて火力プラントが安定運転可能な周波数上昇限度値

○電源制限対象分の考え方

ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源の送電分（作業停止計画、発電計画等を考慮）

※中西5社（四国除き）エリアの周波数低下は、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列を考慮してもFCおよび阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことで、平常時と同様に制約としない



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

$$\begin{aligned}\text{運用容量} &= \text{無制御潮流} \\ &= 20 \sim 30\text{万kW程度}\end{aligned}$$

◆算定の基本的な考え方

N-1故障でルート断となるため、ルート断発生しても原則、系統制御（負荷制限）を伴わない潮流（無制御潮流）とする。（周波数維持要因）

また、中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列および中西エリアで周波数維持のための暫定対策として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」を考慮して阿南紀北直流幹線のEPPSを見込む

○無制御潮流（四国エリア周波数低下限度）

算術式：系統容量×系統特性定数（6.4%MW/1.3Hz）¹⁾

系統容量：停止時の最小需要相当（各月の平休日別・特殊日の昼間帯・夜間帯）

1) 阿南紀北直流幹線のEPPSを見込むことにより、暫定対策実施以前の周波数低下限度（58.7Hz）での運用容量を維持している

・周波数低下限度

59.3Hz

・周波数低下限度値の考え方

四国エリアにおいて負荷制限に至らない周波数低下限度値

中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量を踏まえて中西エリアで周波数維持のための暫定対策によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）



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

中国九州間連系線

1回線停止時の運用容量＜中国九州間連系線（中国向）＞（1）

72

周波数上昇限度（九州）

$$\begin{aligned}
 \text{算出式①} &= \text{無制御潮流} + \text{電源制限対象分} \\
 &= 50\sim 78\text{万kW程度} + (30\sim 220\text{万kW程度})
 \end{aligned}$$

周波数低下限度（中国以東）

$$\begin{aligned}
 \text{算出式②} &= \text{無制御潮流} + \text{FCのEPPS見込み量（10万kW）} \\
 &= 170\sim 280\text{万kW程度（平常時と同じ）}
 \end{aligned}$$

算出式①と算出式②のいずれか小さいほうを運用容量とする

◆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・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）

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。〔周波数上昇限度（九州）のみ〕

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実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

＜周波数上昇限度（九州）＞

○無制御潮流

算術式：系統容量（九州）×系統特性定数（7.5%MW/0.5Hz）

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）

- ・周波数上昇限度
60.5Hz（平常時と同じ）
- ・周波数上昇限度値の考え方
九州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（ランバック動作に至らない値）

○電源制限対象分の考え方

ルート断時に電源制限が確実に期待できる電源分（作業停止計画、発電計画等を考慮）

＜周波数低下限度（中国以東）＞

○無制御潮流

算術式：系統容量（中国以東）×系統特性定数（5.2%MW/1.0Hz）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) 運用容量を維持する運用対策（系統保安ポンプ等）により従前の周波数低下限度（59.0Hz）での運用容量を維持している

- ・周波数低下限度
59.3Hz
- ・周波数低下限度値の考え方
中国以東の中西5社エリアにおいて、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として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」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）



Transmission Operators, JAPAN

1回線停止時の運用容量＜中国九州間連系線（九州向）＞

$$\begin{aligned} \text{運用容量} &= \text{無制御潮流} - \text{発電機解列量} \\ &= 0 \sim 20 \text{ 万 kW 程度} \end{aligned}$$

◆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実施する周波数維持のための暫定対策を考慮する。

○無制御潮流（九州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）

系統容量：停止時の最小需要相当（停止期間の平休日別の昼間帯・夜間帯）

- ・周波数低下限度
59.3Hz
- ・周波数上昇限度値の考え方
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として実施した「59.1Hzの負荷側UFR」によって負荷制限に至らない周波数低下限度値（59.1Hz＋常時周波数変動0.2Hz）



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

2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画)

2020年2月26日

目次

2

1. 2020年度の連系線の運用容量
2. 2021年度の連系線の運用容量
3. 特殊日の運用容量
4. 2022～2029年度の連系線の運用容量（長期計画）
5. 作業停止計画を反映した日毎の運用容量
6. 全国系統の運用容量（2020年度 8 月平日昼間帯）

1. (1) 2020年度の連系線の運用容量（平日：昼間帯）

3
(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①) [80(③)]	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [35(④)]	236(①) [35(④)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	<520(②)> 495(②) [390(①)]	550(①) [430(①)]	<550(①)> 450(②)	<630(①)> 570(②)	<620(①)> 615(①)	550(①) [465(①)]	<470(②)> 465(②) [345(①)]	<525(②)> 515(②)	<540(①)> 455(②)	550(②)	<570(②)> 510(②)	540(①)
東京中部間連系設備	東京向	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [60(③)]	60(①)	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]
	中部向	120(①)	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [60(③)]	60(①)	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	250(④)	250(④)	250(④) [0(①)]	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④) [0(①)]
	関西向	51(④)	56(④)	66(④) [0(①)]	101(④)	103(④)	前半90(④) 後半80(④)	69(④)	前半79(④) 後半85(④)	101(④)	108(④)	92(④)	前半77(④) [0(①)] 後半67(④)
北陸フェース ^{注1)}	北陸向	130(④)	130(④)	150(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)]
	中部・関西向	172(④)	177(④)	190(②) [173(④)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) [193(④)]	190(②) [177(④)]	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) [187(④)] 後半190(②)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]
	中部向	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	130(④)	130(④)	150(④) [0(①)]	150(④)	150(④)	150(④) [0(①)]	130(④) [0(①)]	130(④)	160(④)	160(④)	160(④)	160(④) [0(①)]
	関西向	172(④)	177(④)	190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) [0(①)]	190(②) [0(①)]	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) [0(①)] 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	386(③) [301(③)]	386(③) [329(①)]	386(③)	421(③)	421(③)	前半421(③) [329(①)] 後半401(③)	401(③)	401(③)	416(③)	416(③)	416(③)	前半416(③) [386(③)] 後半401(③) [386(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①) [70(①)]	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①) [70(①)]	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①) [23(④)]	120(①) [25(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [25(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	225(④) [225(④)]	223(④) [223(④)]	230(④)	256(④)	238(④)	前半241(④) 後半232(④)	229(④)	前半236(④) 後半246(④)	255(④)	281(④)	271(④)	前半258(④) [0(①)] 後半241(④)
	九州向	1(④) [0(①)]	3(④) [0(①)]	8(④)	23(④)	27(④)	前半19(④) 後半16(④)	11(④)	前半14(④) 後半15(④)	21(④)	20(④)	17(④)	前半12(④) 後半11(④)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等, 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。

< > 内の数字は、運用容量の最大値を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して毎日に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降



1. (2) 2020年度の連系線の運用容量（平日：夜間帯）

4
(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [26(④)]	236(①) [27(④)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	<510(②)> 490(②) [455(①)]	515(①) [425(①)]	<540(①)> 430(②)	<585(①)> 530(②)	<585(①)> 575(①)	<540(①)> 530(②) [475(①)]	<530(①)> 515(②) [335(①)]	<525(②)> 505(②)	<530(①)> 510(②)	525(①)	<525(①)> 505(②)	<525(①)> 505(①)
東京中部間連系設備	東京向	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	中部向	120(①)	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④)	200(④) [0(①)]	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) [0(①)]
	関西向	86(④)	83(④)	84(④) [0(①)]	106(④)	104(④)	前半105(④) 後半97(④)	98(④)	前半104(④) 後半110(④)	116(④)	135(④)	134(④)	前半122(④) [0(①)] 後半110(④)
北陸フェース ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④)	80(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)]
	中部・関西向	190(②)	190(②)	190(②) [203(④)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) [210(②)]	190(②) [210(②)]	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) [210(②)] 後半190(②)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④)	80(④) [0(①)]	80(④)	80(④)	80(④) [0(①)]	70(④) [0(①)]	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④) [0(①)]
	関西向	190(②)	190(②)	190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) [0(①)]	190(②) [0(①)]	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) [0(①)] 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	386(③)	386(③)	386(③)	421(③)	421(③)	前半421(③) 後半401(③)	401(③)	401(③)	416(③)	416(③)	416(③)	前半416(③) [386(③)] 後半401(③) [386(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①) [70(①)]	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①) [70(①)]	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①) [21(④)]	120(①) [22(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [22(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	198(④) [198(④)]	194(④) [194(④)]	194(④)	215(④)	196(④)	前半206(④) 後半198(④)	195(④)	前半202(④) 後半210(④)	218(④)	243(④)	245(④)	前半228(④) [0(①)] 後半212(④)
	九州向	31(④) [20(④)]	28(④) [18(④)]	29(④)	38(④)	38(④)	前半37(④) 後半35(④)	36(④)	前半38(④) 後半40(④)	42(④)	46(④)	45(④)	前半43(④) 後半40(④)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等, 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。

< > 内の数字は、運用容量の最大値を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して毎日に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降



1. (3) 2020年度の連系線の運用容量(休日: 昼間帯)

5

(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [32(④)]	236(①) [32(④)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	<535(②)> 495(②) [505(④)]	<550(②)> 540(②) [435(④)]	<545(②)> 540(②) [450(②)]	<630(①)> 570(②)	615(①)	550(①) [465(①)]	<470(②)> 465(②) [345(④)]	<525(②)> 515(②)	540(①)	550(②)	<570(②)> 510(②)	540(①)
東京中部間連系設備	東京向	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)
	中部向	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	28(④)	28(④)	39(④)	74(④)	77(④)	前半66(④) 後半53(④)	40(④)	前半57(④) 後半60(④)	77(④)	78(④)	68(④)	前半49(④) 後半46(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	130(④)	132(④)	147(④) [128(④)]	190(②)	190(②)	前半187(④) 後半168(④) [151(④)]	151(④) [134(④)]	前半170(④) 後半173(④)	190(②)	190(②)	184(④)	前半162(④) 後半157(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)
	中部向	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④)	80(④) [0(①)]	80(④)	80(④)	80(④) [0(①)]	70(④) [0(①)]	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	130(④)	132(④)	147(④) [0(①)]	190(②)	190(②)	前半187(④) 後半168(④) [0(①)]	151(④) [0(①)]	前半170(④) 後半173(④)	190(②)	190(②)	184(④)	前半162(④) 後半157(④)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	386(③)	386(③)	386(③)	421(③)	421(③)	前半421(③) 後半401(③)	401(③)	401(③)	416(③)	416(③)	416(③)	前半416(③) [386(③)] 後半401(③) [386(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) [21(④)]	120(①) [20(④)]	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	180(④) [180(④)]	174(④) [174(④)]	185(④)	214(④)	212(④)	前半206(④) 後半194(④) [151(④)]	185(④)	前半198(④) 後半208(④)	214(④)	226(④)	223(④)	前半211(④) 後半202(④)
	九州向	0(④) [0(④)]	0(④) [0(④)]	2(④)	16(④)	18(④)	前半12(④) 後半11(④)	4(④)	前半9(④) 後半11(④)	14(④)	13(④)	10(④)	前半7(④) 後半4(④)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、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。
< > 内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」: 15日まで、「後半」: 16日以降

1. (4) 2020年度の連系線の運用容量(休日: 夜間帯)

6

(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	<515(②)> 485(②) [455(④)]	<535(②)> 500(②) [425(④)]	<520(①)> 430(②)	<585(①)> 530(③)	575(①)	540(①) [475(①)]	<530(①)> 515(②) [335(④)]	<525(②)> 505(②)	530(①)	525(①)	<525(②)> 505(①)	<525(②)> 510(②)
東京中部間連系設備	東京向	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①) [90(①)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	中部向	120(①) [90(③)]	120(①) [60(③)]	120(①) [60(③)]	120(①)	120(①)	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①) [90(③)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	60(④)	54(④)	60(④)	81(④)	83(④)	前半81(④) 後半77(④)	73(④)	前半91(④) 後半98(④)	107(④)	120(④)	123(④)	前半100(④) 後半94(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④)	80(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)
	中部・関西向	173(④)	166(④)	173(④) [166(④)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) [189(④)]	189(④) [185(④)]	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④)	70(④)	80(④) [0(①)]	80(④)	80(④)	80(④) [0(①)]	70(④) [0(①)]	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	173(④)	166(④)	173(④) [0(①)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) [0(①)]	189(④) [0(①)]	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	386(③)	386(③)	386(③)	421(③)	421(③)	前半421(③) 後半401(③)	401(③)	401(③)	416(③)	416(③)	416(③)	前半416(③) [386(③)] 後半401(③) [386(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①)	140(①)	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①) [20(④)]	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	175(④) [175(④)]	166(④) [166(④)]	174(④)	191(④)	189(④)	前半185(④) 後半177(④)	170(④)	前半183(④) 後半191(④)	202(④)	215(④)	224(④)	前半205(④) 後半201(④)
	九州向	23(④) [14(④)]	21(④) [12(④)]	23(④)	32(④)	33(④)	前半32(④) 後半31(④)	29(④)	前半35(④) 後半38(④)	40(④)	43(④)	43(④)	前半39(④) 後半36(④)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、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。
< > 内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」: 15日まで、「後半」: 16日以降

2. (1) 2021年度の連系線の運用容量（平日：昼間帯）

7

(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [30(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [35(④)]	236(①) [118(①)]	236(①) [44(④)]	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	<530(①)> 500(①) [420(①)]	525(①) [420(①)]	<535(①)> 520(①) [345(①)]	<605(①)> 545(①)	<605(①)> 570(②)	555(①) [555(①)]	<480(②)> 420(②) [420(②)]	<490(②)> 480(②) [380(②)]	<540(②)> 490(②) [490(②)]	555(②)	<555(②)> 550(②) [505(②)]	540(①)
東京中部間連系設備	東京向	210(①) [150(③)]	210(①) [180(②)]	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [165(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]
	中部向	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [165(①)]	210(①) [172(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	250(④) [0(①)]	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	51(④) [0(①)]	56(④)	66(④)	100(④)	103(④)	前半90(④) 後半80(④)	68(④)	前半79(④) 後半85(④)	100(④)	107(④)	92(④)	前半76(④) 後半67(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	130(④) [130(④)]	130(④)	150(④)	150(④)	150(④) [150(④)]	150(④) [150(④)]	130(④) [130(④)]	130(④) [130(④)]	160(④) [160(④)]	160(④)	160(④)	160(④)
	中部・関西向	172(④) [152(④)]	177(④)	190(②)	190(②)	190(②) [210(②)]	前半 [210(②)] 後半 [193(④)]	190(②) [177(④)]	前半 [193(④)] 後半 [200(④)]	190(②) [210(②)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	130(④) [0(①)]	130(④)	150(④)	150(④)	150(④) [0(①)]	0 ①	130(④) [0(①)]	0 ①	160(④) [0(①)]	160(④)	160(④)	160(④)
	関西向	172(④) [0(①)]	177(④)	190(②)	190(②)	190(②) [0(①)]	前半10(①) 後半10(①)	190(②) [0(①)]	前半10(①) 後半10(①)	190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	401(③) [386(③)]	401(③)	401(③) [278(①)]	421(③) [316(③)]	421(③)	前半421(③) [329(①)] 後半401(③) [329(①)]	401(③) [329(①)]	401(③) [316(③)]	416(③)	416(③)	416(③)	前半416(③) [386(③)] 後半401(③) [386(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) [25(④)]	120(①) [23(④)]	120(①) [25(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [25(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [25(④)]
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	225(④) [225(④)]	223(④) [223(④)]	230(④)	256(④)	238(④)	前半241(④) 後半232(④)	229(④)	前半236(④) 後半246(④)	255(④)	281(④)	271(④)	前半258(④) 後半241(④)
	九州向	1(④) [0(④)]	3(④) [0(④)]	8(④)	23(④)	27(④)	前半19(④) 後半16(④)	11(④)	前半14(④) 後半15(④)	21(④)	20(④)	17(④)	前半12(④) 後半11(④)

()内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、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。

< >内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」: 15日まで、「後半」: 16日以降

2. (2) 2021年度の連系線の運用容量（平日：夜間帯）

8

(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①) [30(①)]	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	<500(①)> 470(①) [405(①)]	495(①) [405(①)]	<500(②)> 490(①)	<580(①)> 510(②)	<580(①)> 525(②)	530(②) [530(②)]	<515(②)> 440(②) [470(②)]	<525(②)> 515(②) [385(④)]	<530(①)> 525(②)	565(②)	<565(②)> 555(①) [515(②)]	<525(①)> 520(①)
東京中部間連系設備	東京向	210(①) [150(③)]	210(①) [180(②)]	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [165(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]
	中部向	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [165(①)]	210(①) [172(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]	210(①) [180(①)]
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④) [0(①)]	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	86(④) [0(①)]	83(④)	84(④)	106(④)	104(④)	前半104(④) 後半97(④)	98(④)	前半104(④) 後半110(④)	115(④)	135(④)	133(④)	前半121(④) 後半109(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	70(④) [70(④)]	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) [80(④)]	80(④) [80(④)]	70(④) [70(④)]	70(④) [70(④)]	90(④) [90(④)]	90(④)	90(④)	90(④)
	中部・関西向	190(②) [207(④)]	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)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④) [0(①)]	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) [0(①)]	0 ①	70(④) [0(①)]	0 ①	90(④) [0(①)]	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	190(②)	190(②) [0(①)]	前半10(①) 後半10(①)	190(②) [0(①)]	前半10(①) 後半10(①)	190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	401(③) [386(③)]	401(③)	401(③) [278(①)]	421(③)	421(③)	前半421(③) [329(①)] 後半401(③) [329(①)]	401(③) [329(①)]	401(③)	416(③)	416(③)	416(③)	前半416(③) [386(③)] 後半401(③) [386(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) [23(④)]	120(①) [21(④)]	120(①) [22(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [22(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [23(④)]
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	198(④) [198(④)]	194(④) [194(④)]	194(④)	215(④)	196(④)	前半206(④) 後半197(④)	194(④)	前半202(④) 後半210(④)	218(④)	243(④)	245(④)	前半228(④) 後半212(④)
	九州向	30(④) [20(④)]	28(④) [18(④)]	29(④)	38(④)	38(④)	前半37(④) 後半35(④)	36(④)	前半38(④) 後半40(④)	42(④)	46(④)	45(④)	前半43(④) 後半40(④)

()内の数字は、運用容量決定要因(①熱容量等、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。

< >内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)

具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」: 15日まで、「後半」: 16日以降

2. (3) 2021年度の連系線の運用容量（休日：昼間帯）

9

(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①) [42(①)]	236(①)
	東京向	<525(①)> 520(①) [415(①)]	<525(①)> 500(①) [420(①)]	<535(①)> 520(①) [420(①)]	<605(①)> 545(①)	<605(①)> 570(②)	555(①) [555(①)]	<480(②)> 420(②) [435(②)]	<490(②)> 480(②) [380(②)]	<540(②)> 490(②)	555(②)	<555(②)> 550(②) [505(②)]	540(①)
東京中部間連系設備	東京向	210(①) [180(①)]	210(①) [150(③)]	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [165(①)]	210(①)	210(①) [180(①)]	[180(①)]	[180(①)]
	中部向	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [165(①)]	210(①)	210(①) [180(①)]	[180(①)]	[180(①)]
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	28(④)	28(④)	39(④)	73(④)	77(④)	前半66(④) 後半53(④)	40(④)	前半57(④) 後半60(④)	77(④)	78(④)	67(④)	前半49(④) 後半46(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	130(④) [109(④)]	132(④)	147(④)	190(②)	190(②) [181(④)]	前半 [170(④)] 後半 [151(④)]	151(④) [134(④)]	前半 [155(④)] 後半 [158(④)]	190(②) [183(④)]	190(②)	184(④)	前半162(④) 後半157(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④) [0(①)]	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) [0(①)]	[0 ①]	70(④) [0(①)]	[0 ①]	90(④) [0(①)]	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	130(④) [0(①)]	132(④)	147(④)	190(②)	190(②) [0(①)]	前半[0(①)] 後半[0(①)]	151(④) [0(①)]	前半[0(①)] 後半[0(①)]	190(②) [0(①)]	190(②)	184(④)	前半162(④) 後半157(④)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	401(③) [386(③)]	401(③)	401(③)	421(③)	421(③)	前半421(③) [329(①)] 後半401(③) [329(①)]	401(③) [329(①)]	401(③)	416(③)	416(③)	416(③)	前半416(③) [386(③)] 後半401(③) [386(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) [21(④)]	120(①) [20(④)]	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [22(④)]
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	180(④) [180(④)]	174(④) [174(④)]	185(④)	214(④)	212(④)	前半206(④) 後半194(④)	185(④)	前半198(④) 後半208(④)	214(④)	226(④)	222(④)	前半211(④) 後半202(④)
	九州向	0(④) [0(④)]	0(④) [0(④)]	2(④)	15(④)	18(④)	前半12(④) 後半11(④)	4(④)	前半9(④) 後半11(④)	14(④)	13(④)	10(④)	前半7(④) 後半4(④)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、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。
 < > 内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)
 具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

2. (4) 2021年度の連系線の運用容量（休日：夜間帯）

10

(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①) [60(①)]	90(①) [60(①)]	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) [118(①)]	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	<495(①)> 490(①) [400(①)]	<495(①)> 470(①) [405(①)]	<500(②)> 490(①)	<580(①)> 510(②)	<580(①)> 525(②)	530(②) [530(②)]	<515(②)> 440(②) [470(②)]	<525(②)> 515(②) [390(①)]	<530(②)> 525(②)	565(②)	<565(②)> 555(①) [515(②)]	<525(①)> 520(①)
東京中部間連系設備	東京向	210(①) [180(①)]	210(①) [150(③)]	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [165(①)]	210(①)	210(①) [180(①)]	[180(①)]	[180(①)]
	中部向	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①)	210(①)	210(①)	210(①) [180(①)]	210(①) [165(①)]	210(①)	210(①) [180(①)]	[180(①)]	[180(①)]
中部関西間連系線 ^{注1)}	中部向	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	59(④)	54(④)	59(④)	81(④)	83(④)	前半81(④) 後半77(④)	73(④)	前半91(④) 後半98(④)	107(④)	120(④)	123(④)	前半100(④) 後半94(④)
北陸フェンス ^{注1)}	北陸向	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)
	中部・関西向	173(④) [166(④)]	166(④)	173(④)	190(②)	190(②) [197(④)]	前半 [195(④)] 後半 [189(④)]	189(④) [185(④)]	前半 [207(④)] 後半 [210(②)]	190(②) [210(②)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①) [0(①)]	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線 ^{注1)}	北陸向	70(④) [0(①)]	70(④)	80(④)	80(④)	80(④) [0(①)]	[0 ①]	70(④) [0(①)]	[0 ①]	90(④) [0(①)]	90(④)	90(④)	90(④)
	関西向	173(④) [0(①)]	166(④)	173(④)	190(②)	190(②) [0(①)]	前半[0(①)] 後半[0(①)]	189(④) [0(①)]	前半[0(①)] 後半[0(①)]	190(②) [0(①)]	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)
関西中国間連系線 ^{注1)}	関西向	401(③) [386(③)]	401(③)	401(③)	421(③)	421(③)	前半421(③) [329(①)] 後半401(③) [329(①)]	401(③) [329(①)]	401(③)	416(③)	416(③)	416(③)	前半416(③) [386(③)] 後半401(③) [386(③)]
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①) [70(①)]	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) [21(④)]	120(①) [20(④)]	120(①) [20(④)]	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) [23(④)]
中国九州間連系線 ^{注1)}	中国向	175(④) [175(④)]	166(④) [166(④)]	174(④)	191(④)	189(④)	前半185(④) 後半177(④)	170(④)	前半183(④) 後半191(④)	202(④)	215(④)	224(④)	前半205(④) 後半201(④)
	九州向	23(④) [14(④)]	21(④) [12(④)]	23(④)	32(④)	33(④)	前半32(④) 後半31(④)	29(④)	前半35(④) 後半38(④)	40(④)	43(④)	43(④)	前半39(④) 後半36(④)

() 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、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。
 < > 内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して日毎に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)
 具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照

注1) 9月、11月、3月における「前半」：15日まで、「後半」：16日以降

3. 特殊日の運用容量

11

2020年度 (万kW)						2021年度 (万kW)					
連系線	潮流	断面	GW	盆	年末年始	連系線	潮流	断面	GW	盆	年末年始
	方向						方向				
中部関西間連系線 ¹⁾	中部向	昼間帯	200(④)	200(④)	200(④)	中部関西間連系線 ¹⁾	中部向	昼間帯	200(④)	200(④)	200(④)
		夜間帯	200(④)	200(④)	200(④)			夜間帯	200(④)	200(④)	200(④)
	関西向	昼間帯	28(④)	88(④)	49(④)		関西向	昼間帯	27(④)	88(④)	49(④)
		夜間帯	52(④)	92(④)	107(④)			夜間帯	51(④)	92(④)	107(④)
北陸フェンス ¹⁾	中部・関西向	昼間帯	130(④)	190(②)	157(④)	北陸フェンス ¹⁾	中部・関西向	昼間帯	130(④)	190(②)	157(④)
		夜間帯	163(④)	190(②)	190(②)			夜間帯	163(④)	190(②)	190(②)
中国九州間連系線 ²⁾	中国向	昼間帯	172(④)	225(④)	185(④)	中国九州間連系線 ²⁾	中国向	昼間帯	172(④)	225(④)	185(④)
		夜間帯	163(④)	188(④)	190(④)			夜間帯	163(④)	188(④)	190(④)
	九州向	昼間帯	0(④)	24(④)	7(④)		九州向	昼間帯	0(④)	24(④)	7(④)
		夜間帯	21(④)	36(④)	42(④)			夜間帯	21(④)	36(④)	42(④)

- () 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。
 1) 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。
 2) 連続休日(特殊日以外)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。
 特殊日として扱う日については、系統情報サービス「2020年度・2021年度連系線運用にかかわる平日・休日カレンダーについて」参照
 具体的な毎日の運用容量は系統情報サービス参照

4. 2022～2029年度の連系線の運用容量 (長期計画)

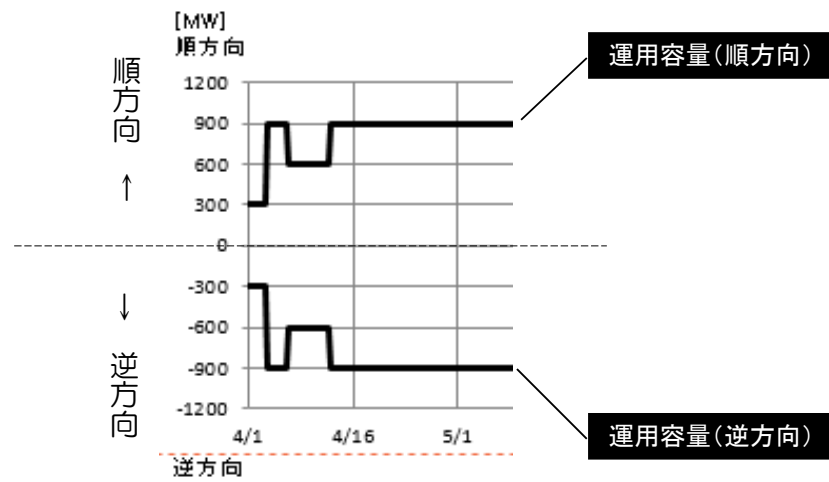
12 (万kW)

連系線	潮流方向	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①) ²⁾	631(①)	631(①)
	東京向	565(②) [420(②)]	565(②) [420(②)]	565(②) [420(②)]	565(②) [420(②)]	620(②) ¹⁾ [420(②)]	620(②) ³⁾ [420(②)]	1028(②) [420(②)]	1028(②) [420(②)]
東京中部間連系設備	東京向	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)
	中部向	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	300(①)	300(①)
中部関西間連系線	中部向	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)]
	関西向	124(④) [27(④)]	124(④) [27(④)]	124(④) [27(④)]	124(④) [27(④)]	124(④) [27(④)]	124(④) [27(④)]	124(④) [27(④)]	124(④) [27(④)]
北陸フェンス	北陸向	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]
	中部・関西向	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
	中部向	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
北陸関西間連系線	北陸向	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]	150(④) [70(④)]
	関西向	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]	190(②) [130(④)]
関西中国間連系線	関西向	421(③)	421(③)	421(③)	421(③)	421(③)	421(③)	421(③)	421(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中国九州間連系線	中国向	278(①) [163(④)]	278(①) [163(④)]	278(①) [163(④)]	278(①) [163(④)]	278(①) [163(④)]	278(①) [163(④)]	278(①) [163(④)]	278(①) [163(④)]
	九州向	32(④) [0(④)]	32(④) [0(④)]	32(④) [0(④)]	32(④) [0(④)]	32(④) [0(④)]	32(④) [0(④)]	32(④) [0(④)]	32(④) [0(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。(東北東京間(東京向)は、2021年度における最小値を参考記載)
 () 内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持) を示す。
 1) 東北地内の電源増設により、2026年度から東京向きの運用容量が55万kW増加の見込み。
 2) 2027年第二連系線運用後は、631万kW (相馬双葉幹線1回線熱容量相当) になる見込み。
 3) 2027年第二連系線運用後は、1028万kW (「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画」(2017.2.3策定) に基づく) になる見込み。

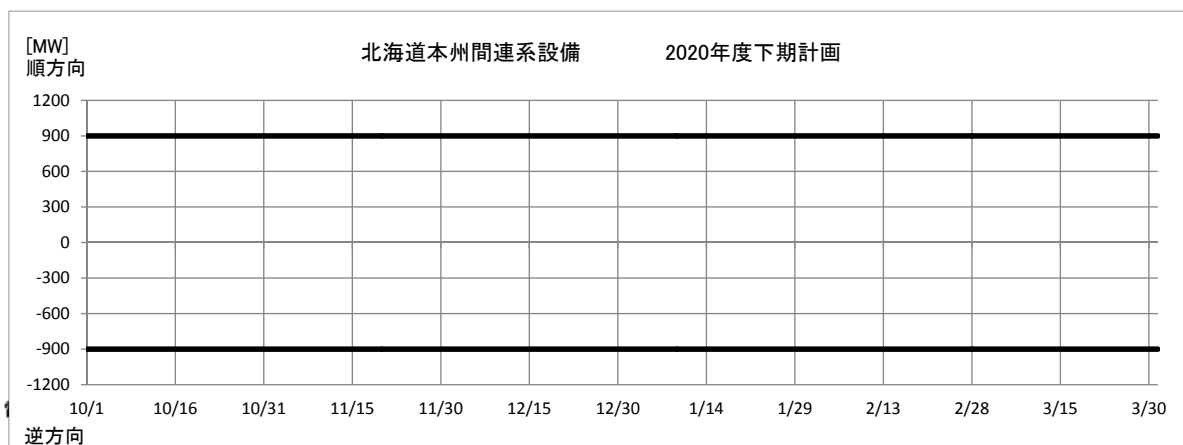
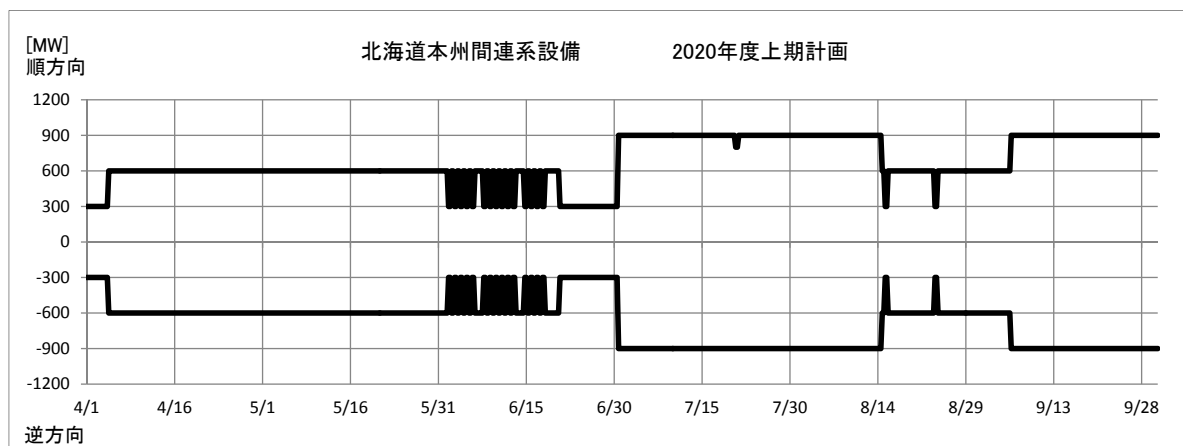
5. 作業停止計画を反映した日毎の運用容量

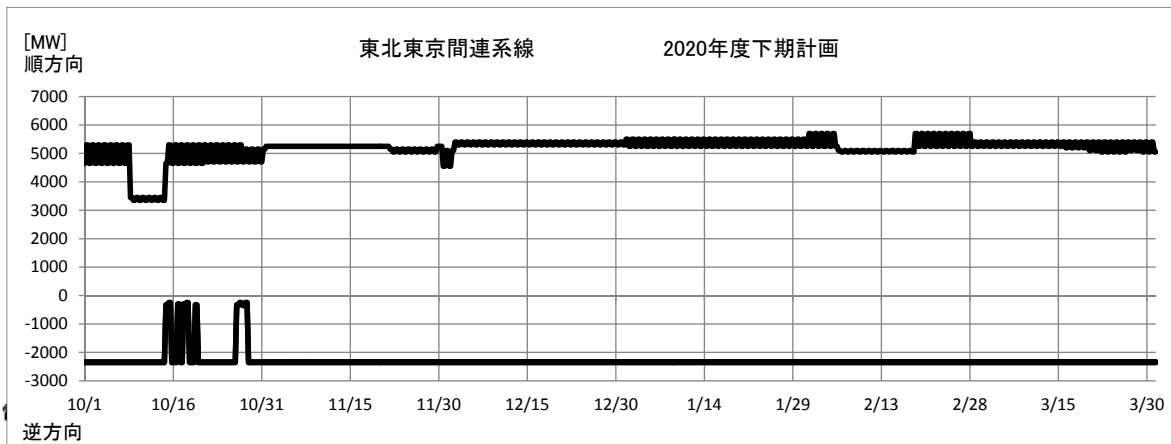
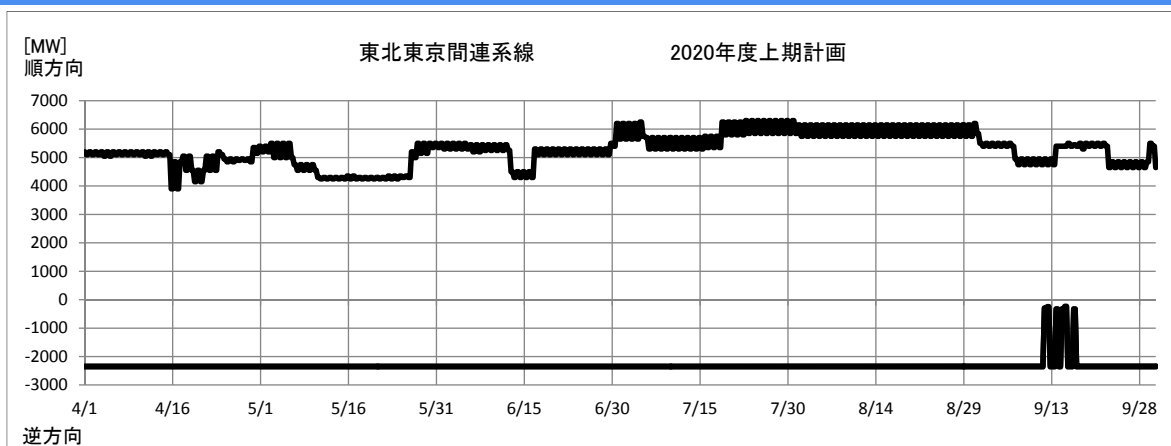
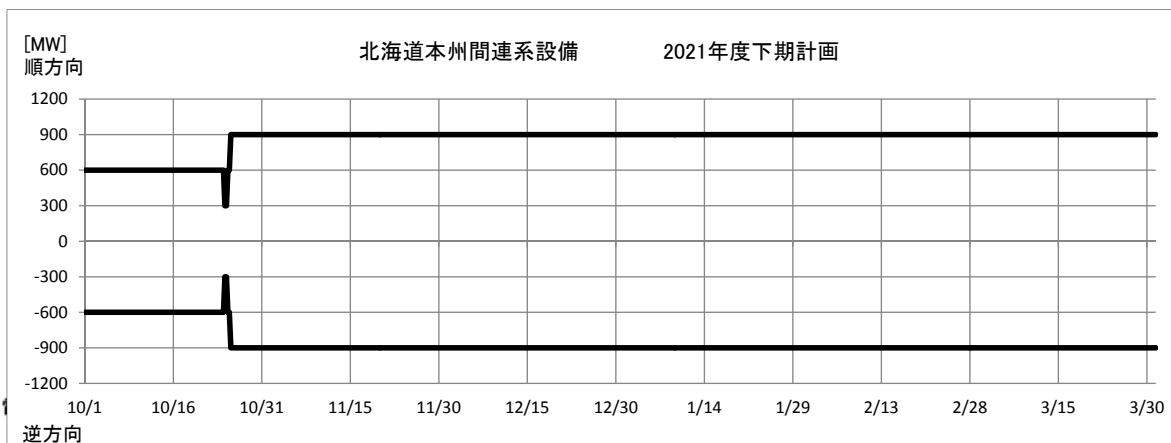
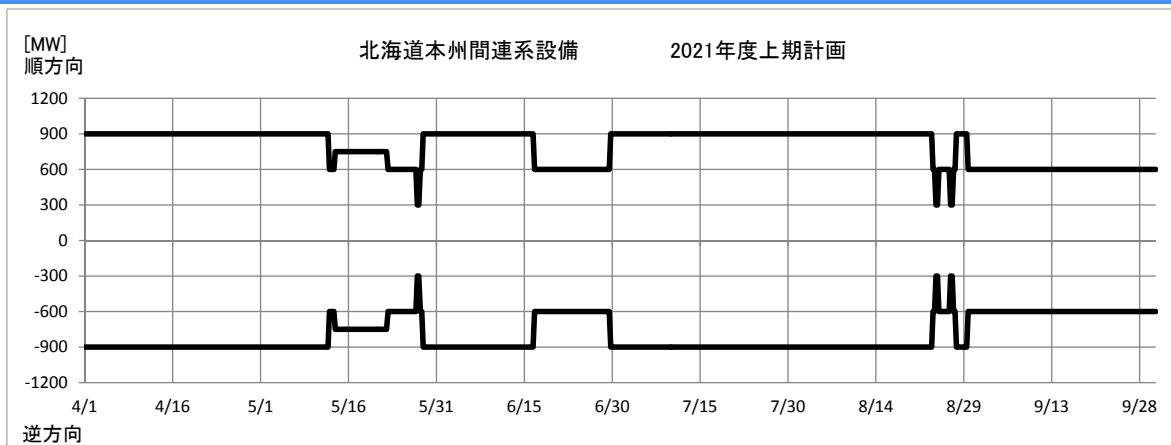
<グラフの見方>

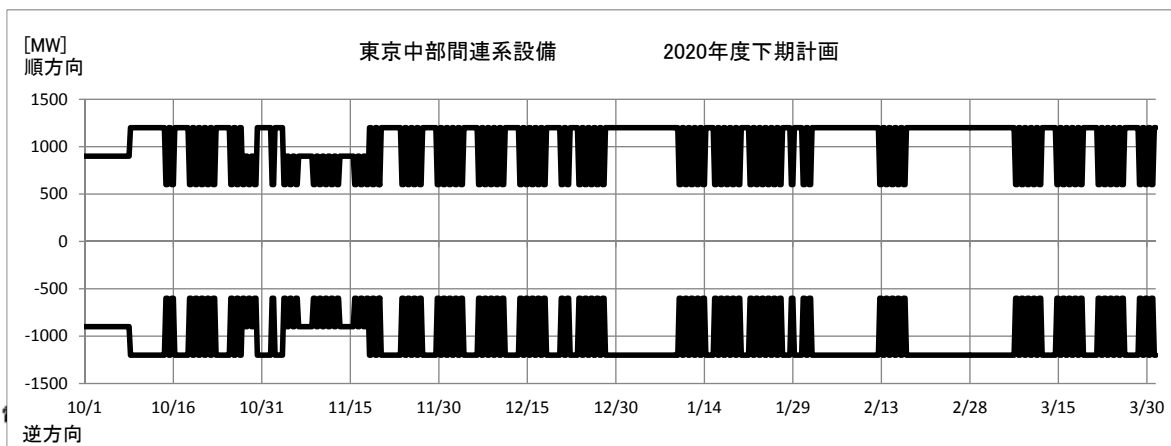
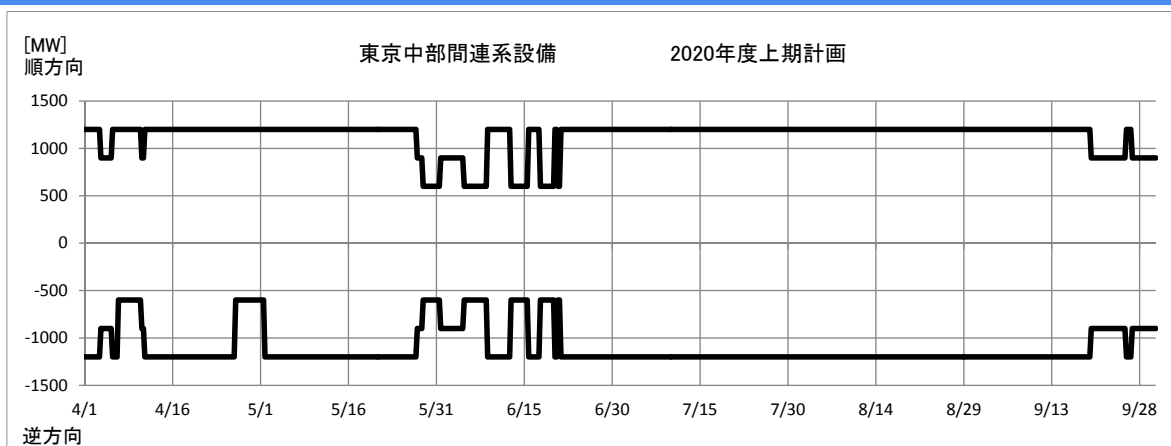
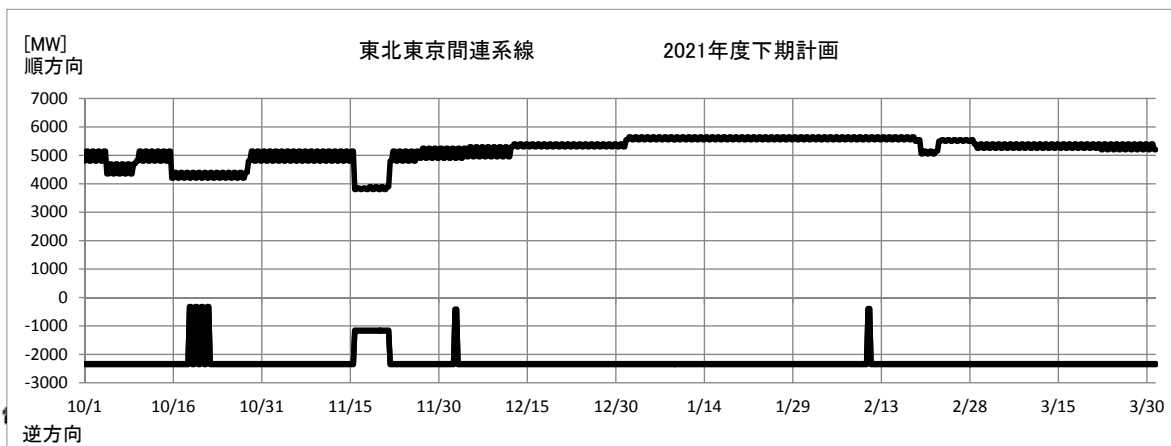
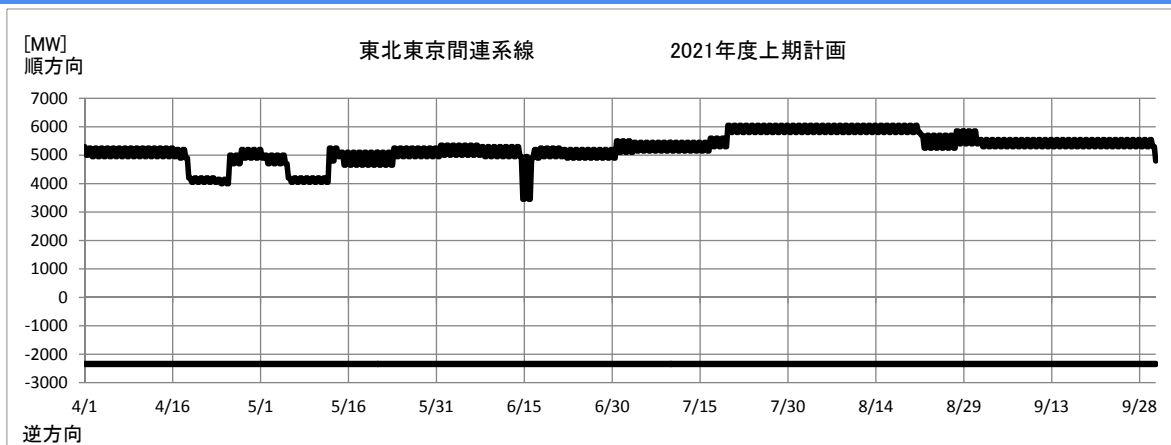


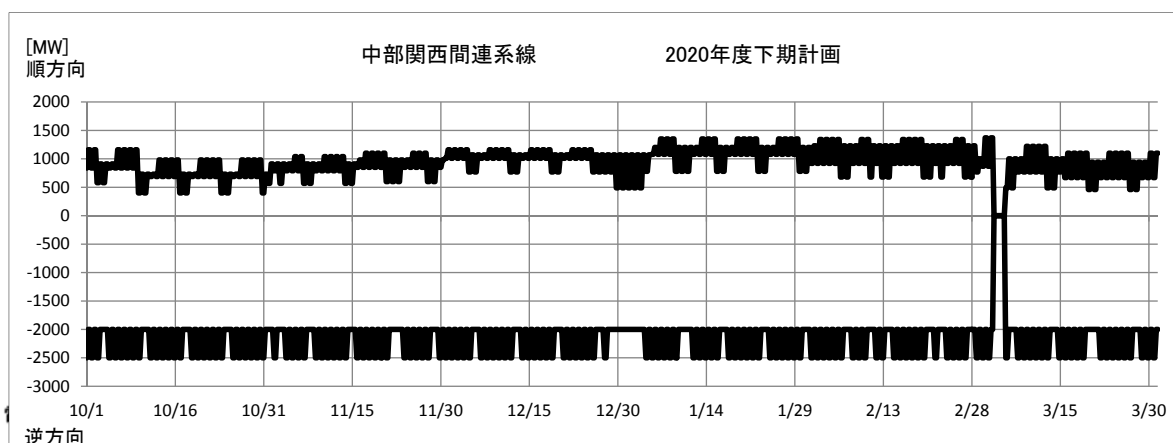
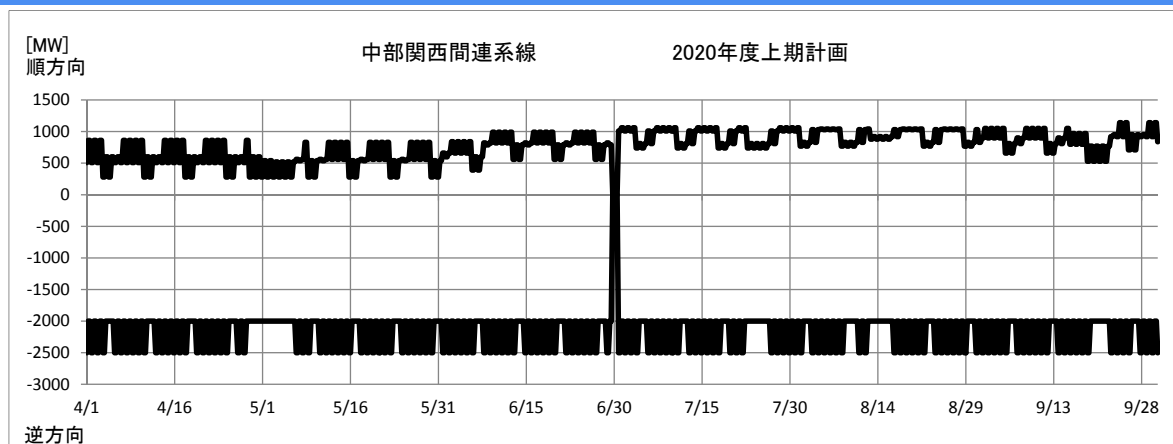
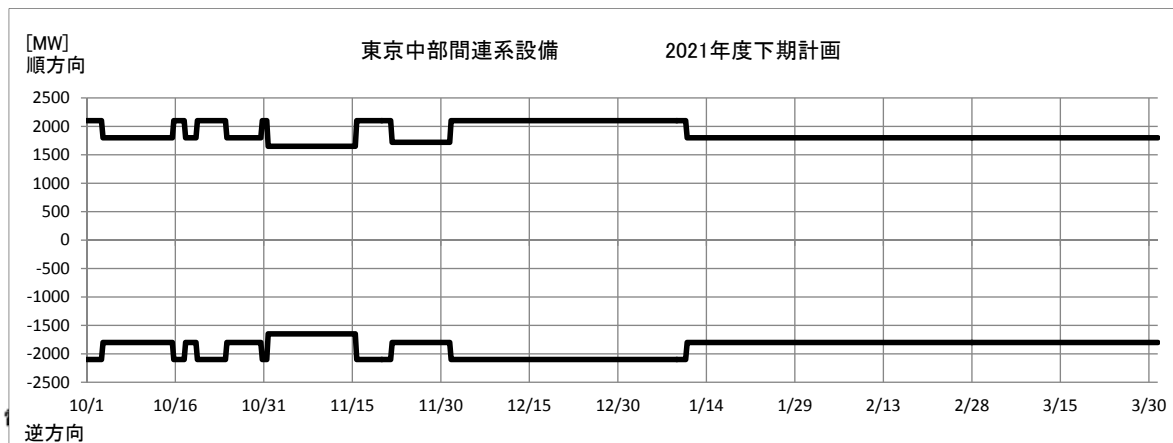
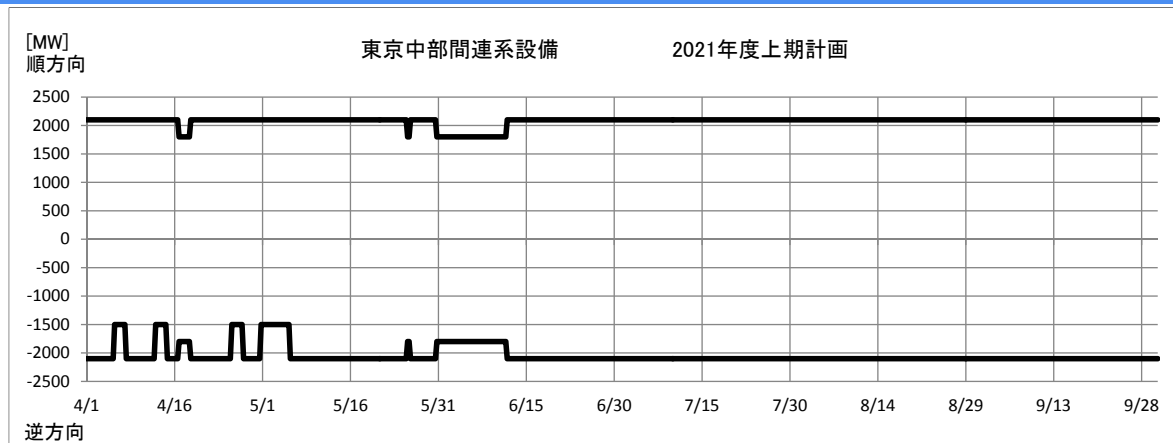
北海道本州間連系設備（2020年度）

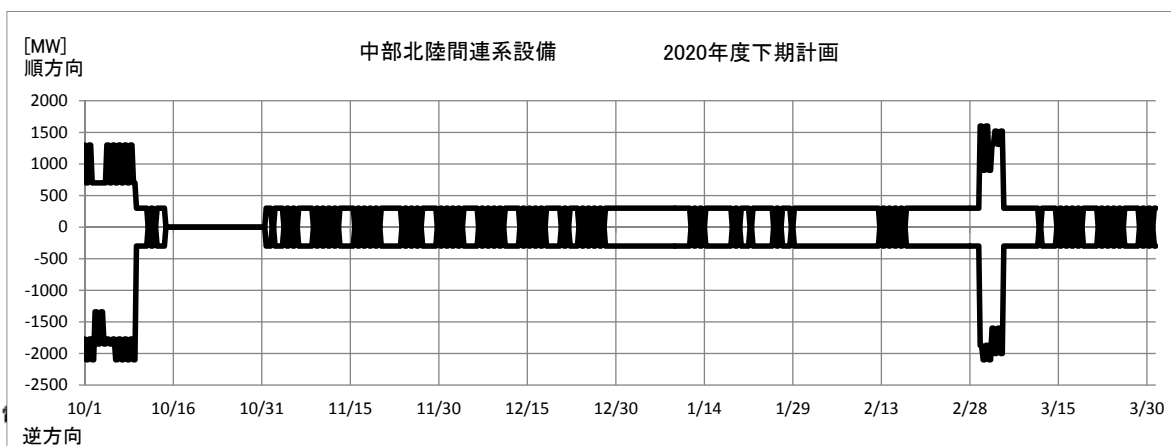
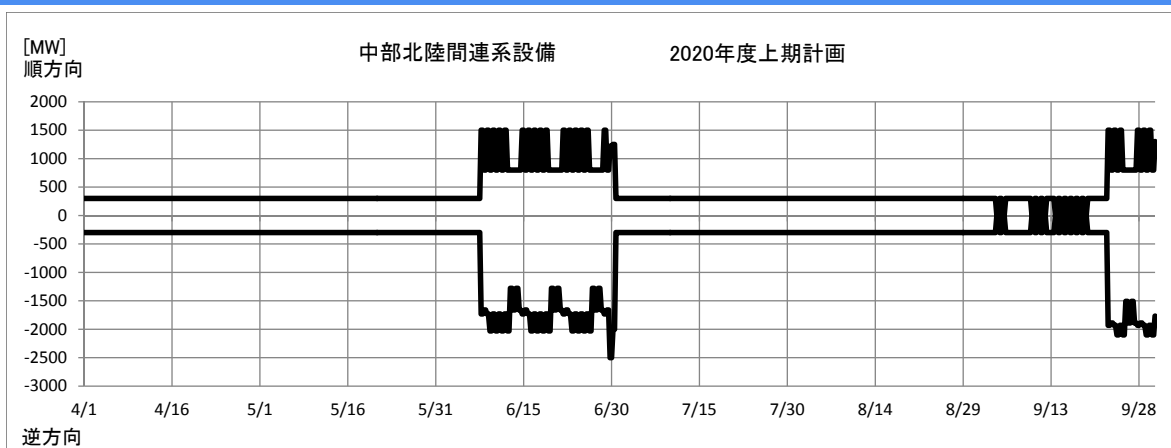
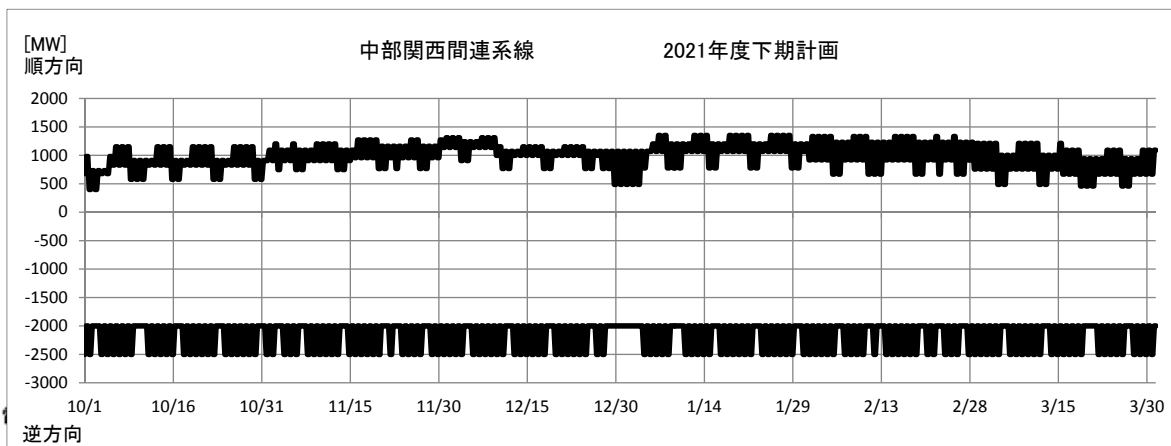
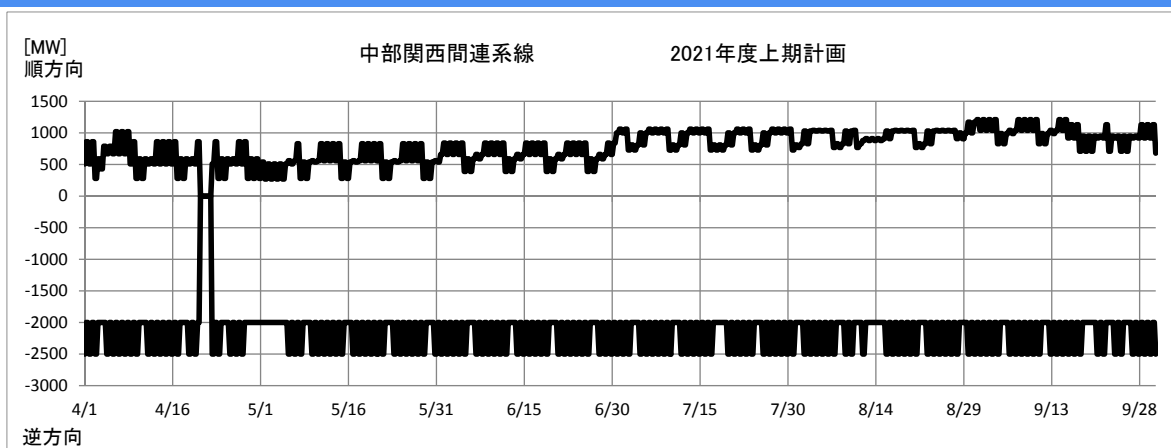
（順方向：北海道→東北）
（逆方向：東北→北海道） 14

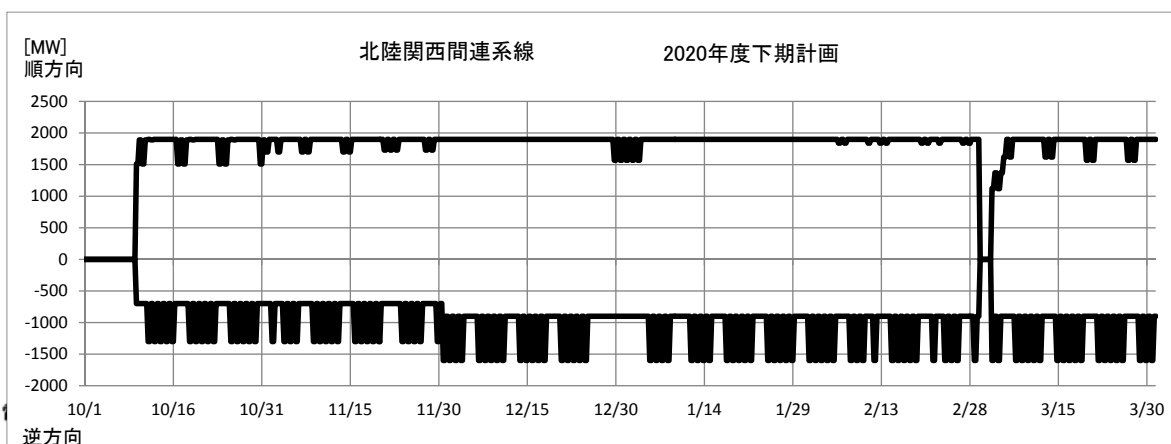
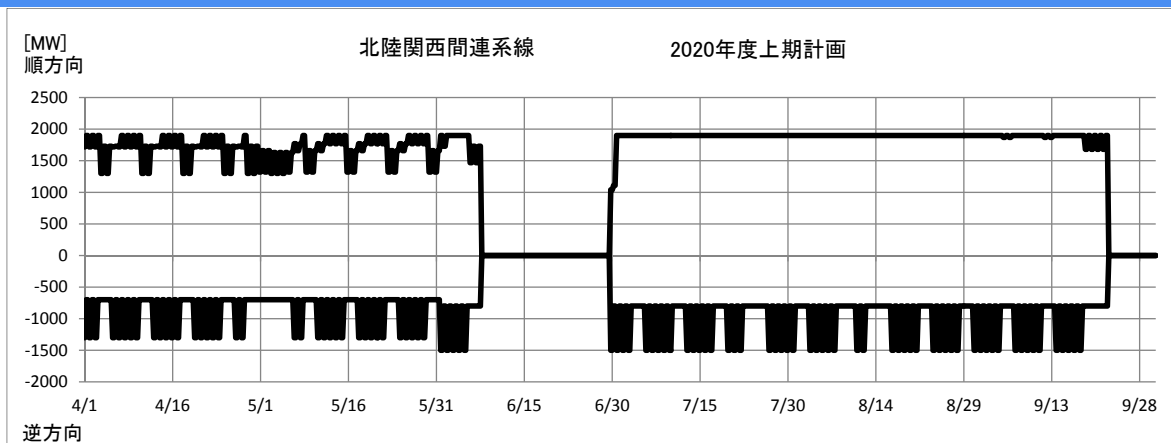
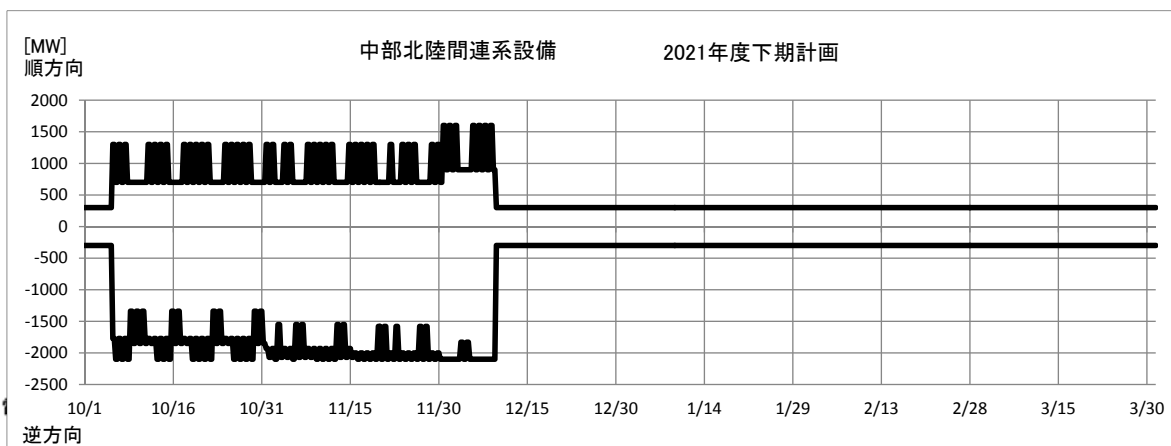
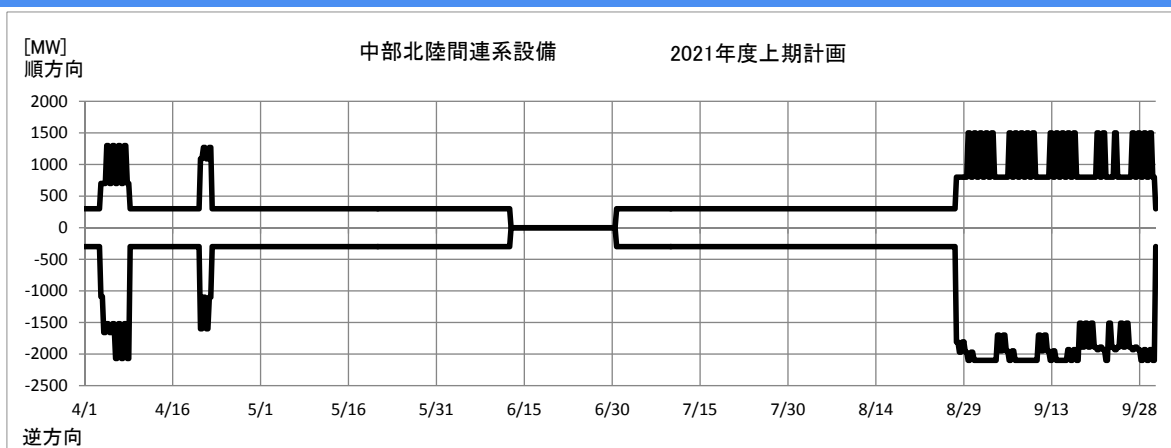


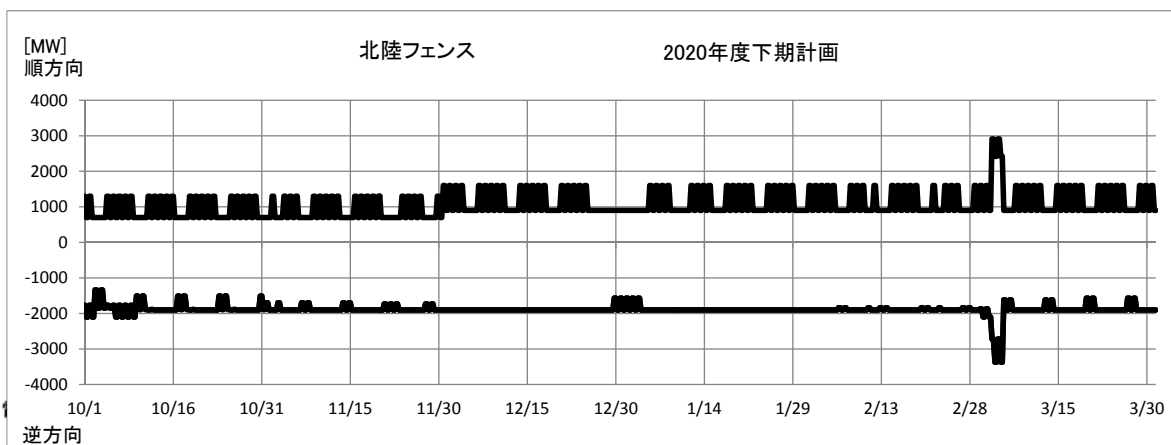
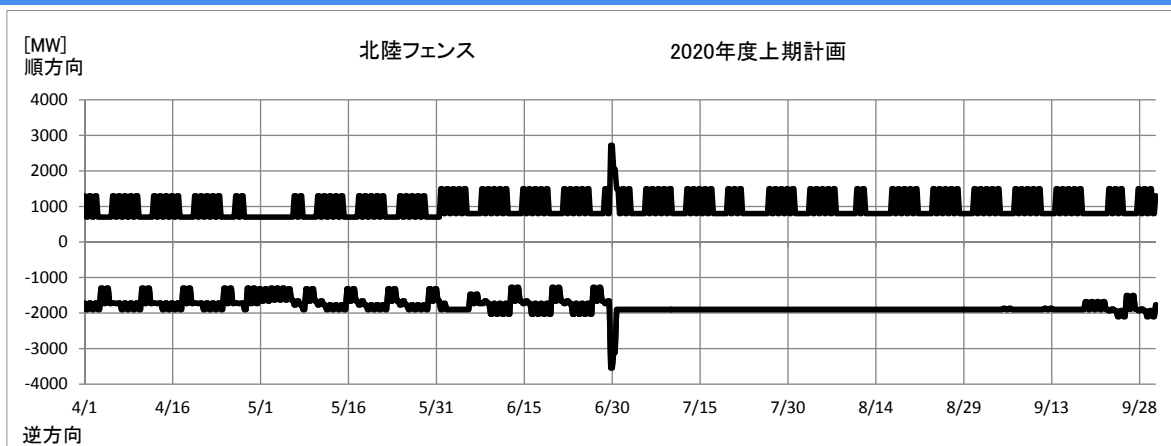
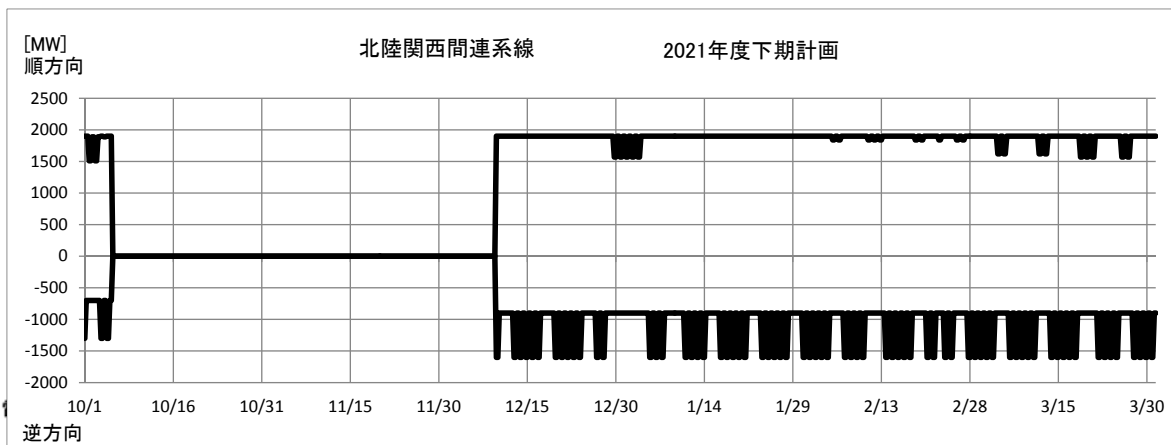
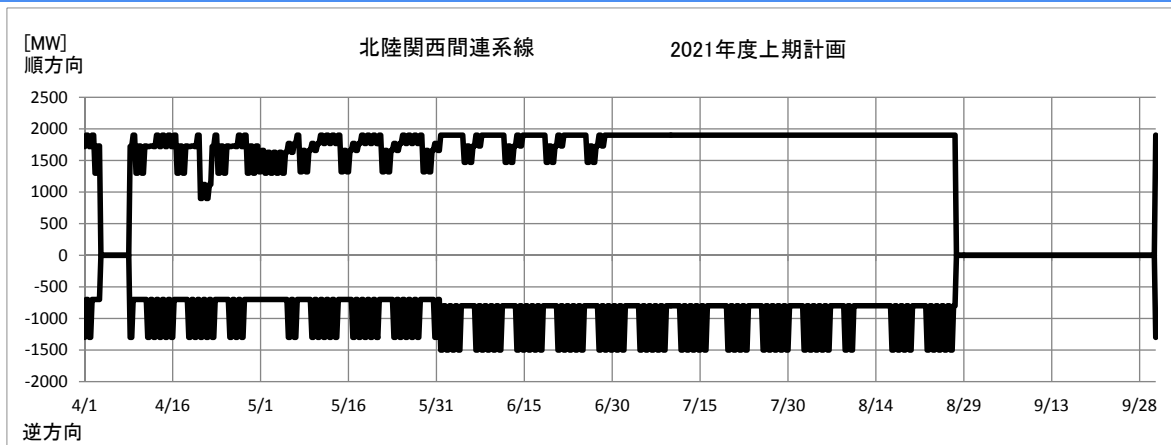


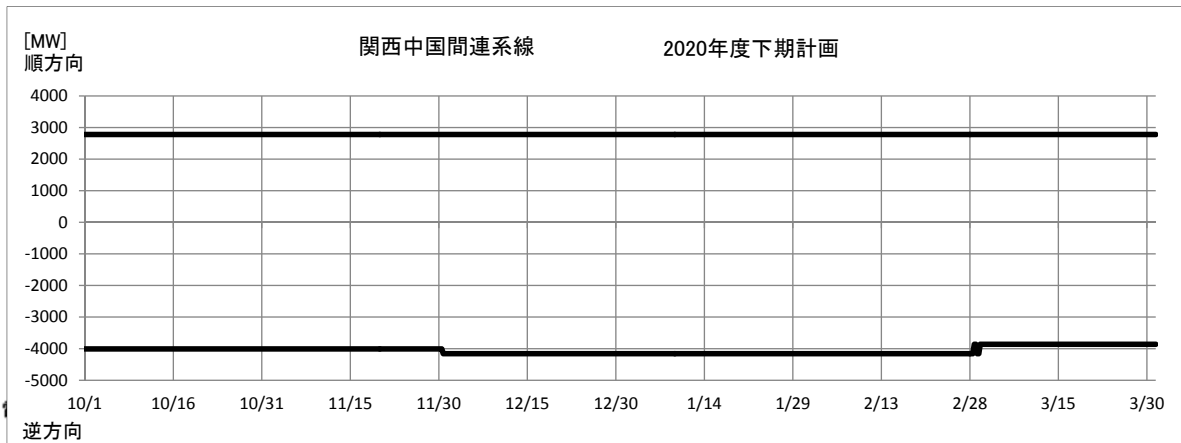
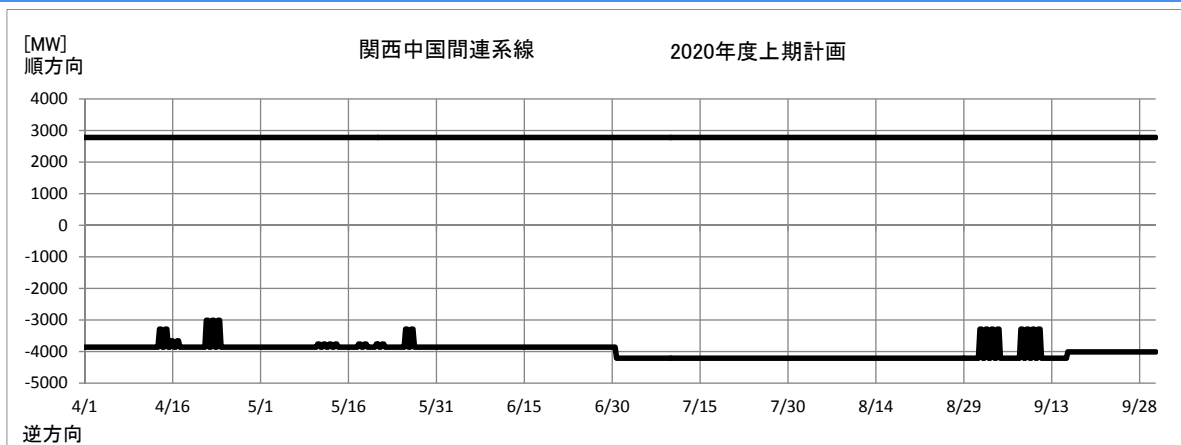
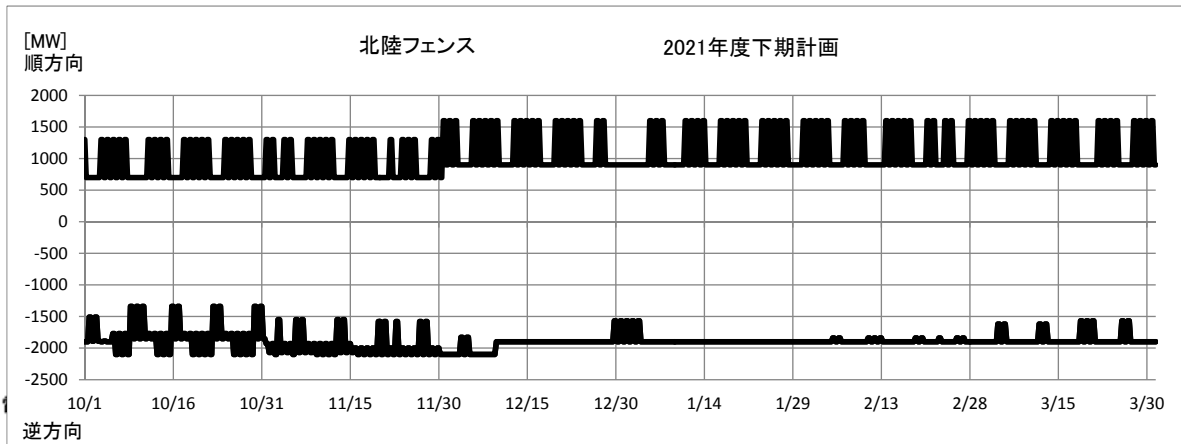
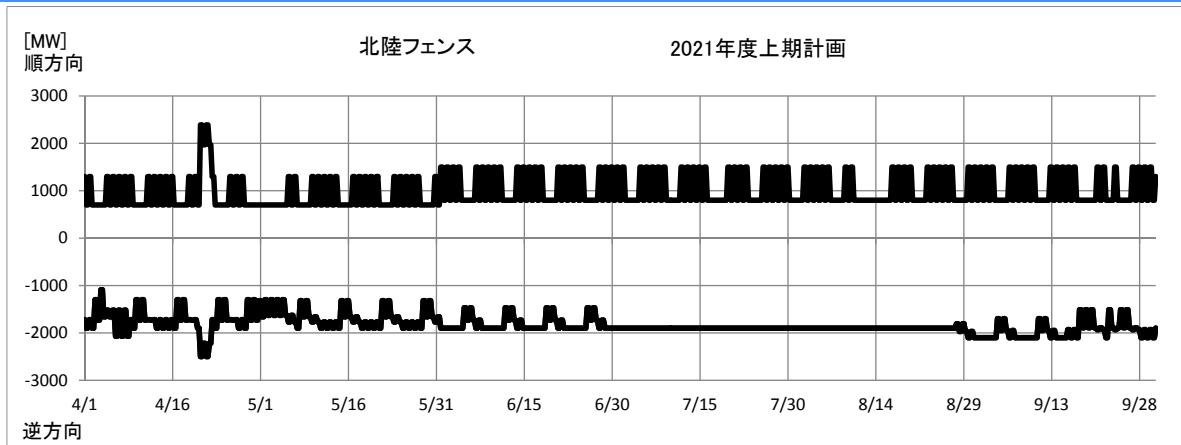


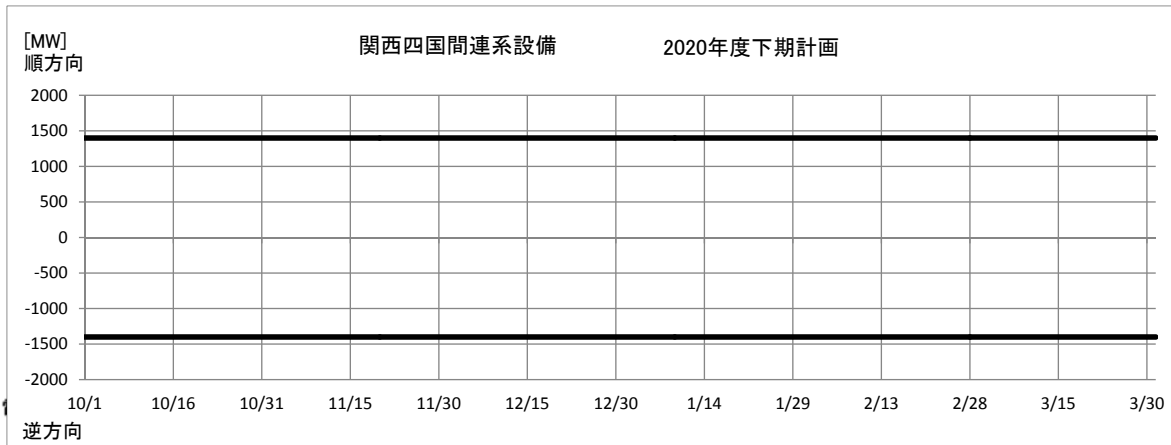
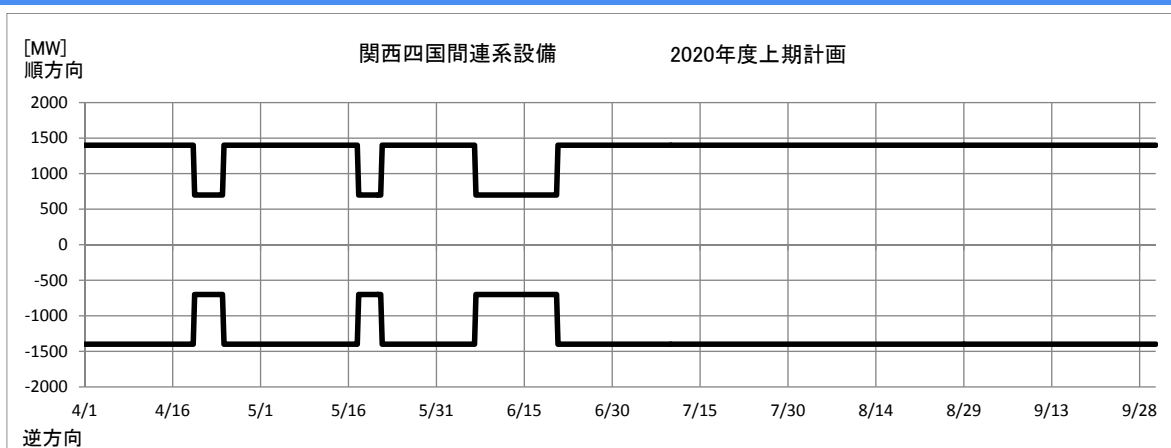
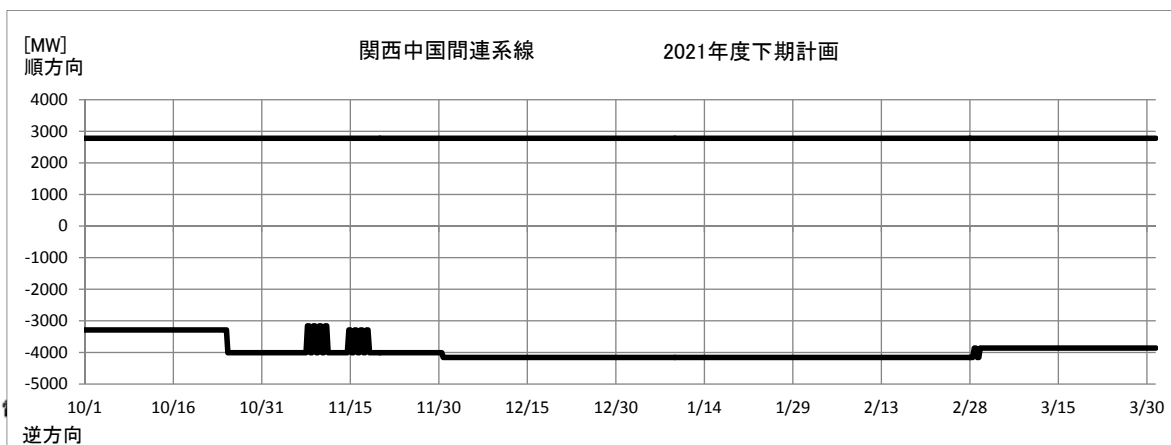
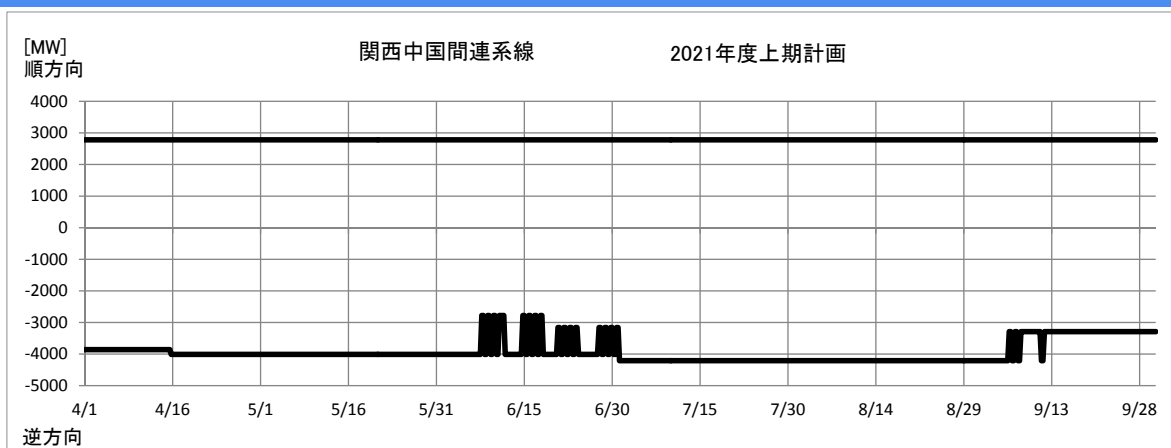


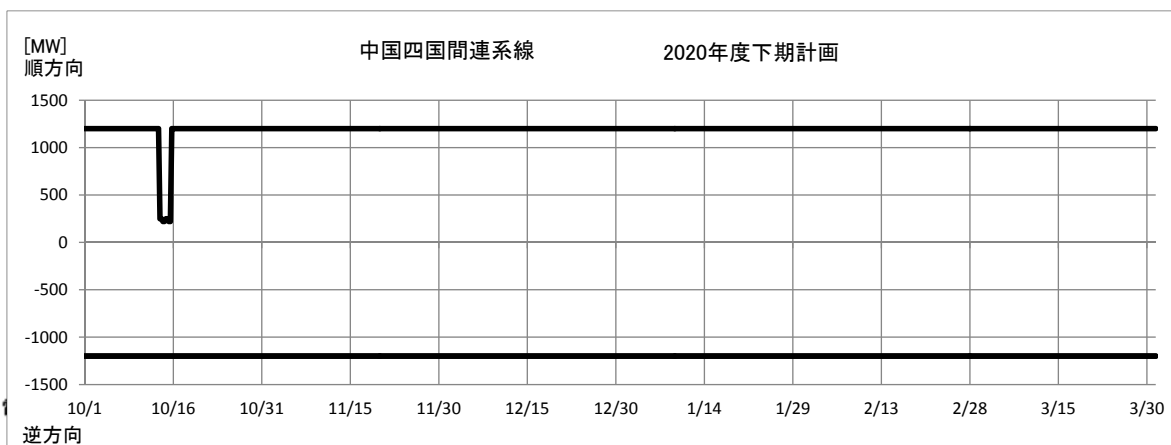
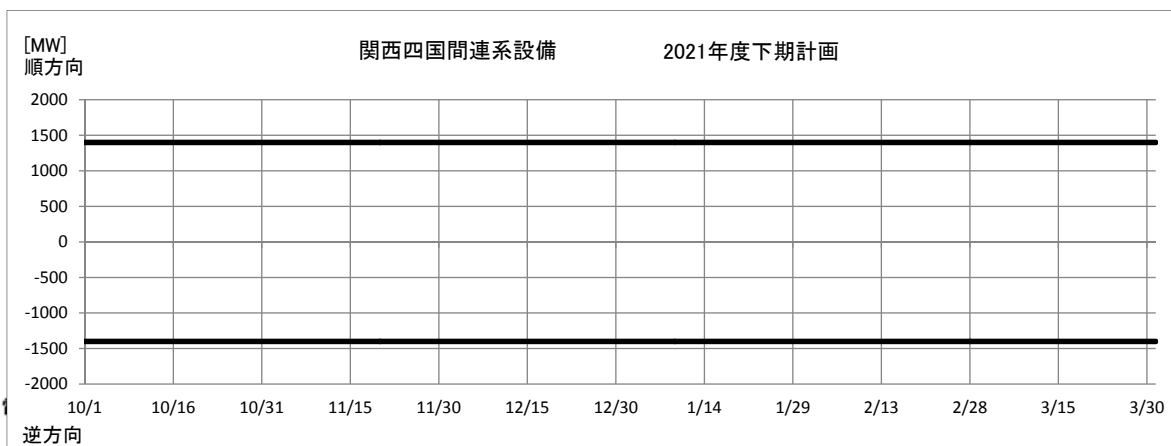
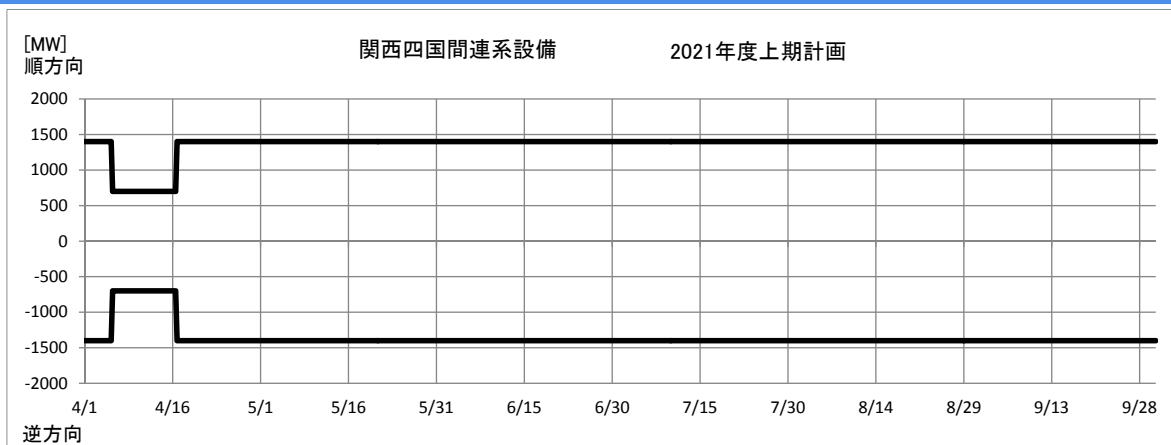


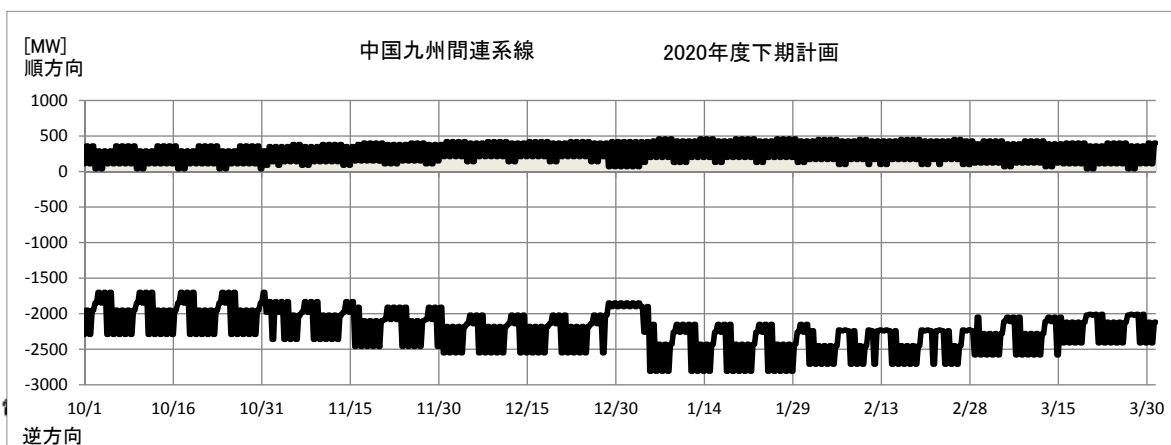
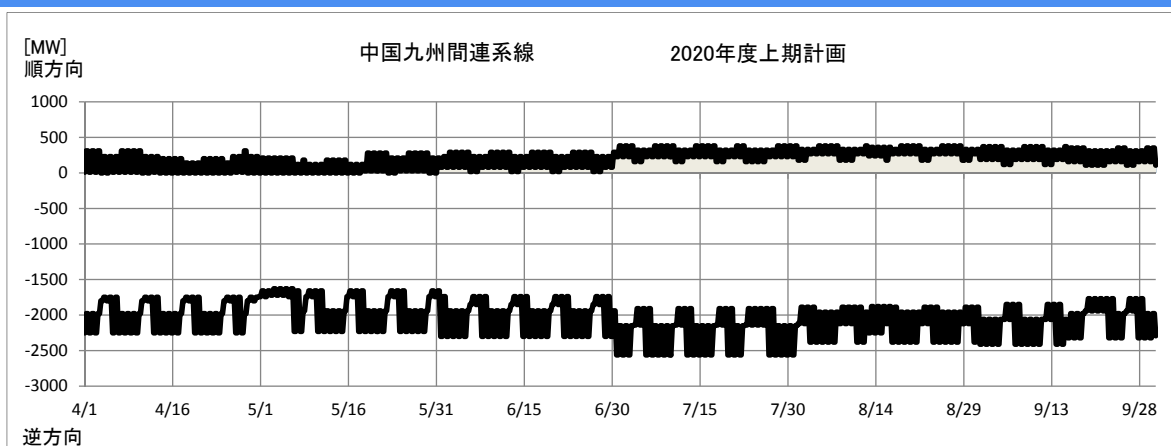
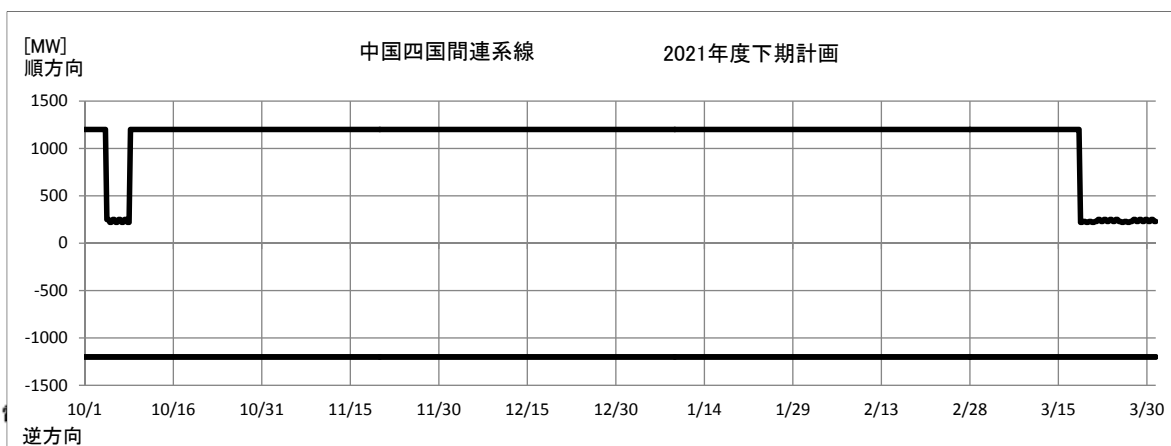


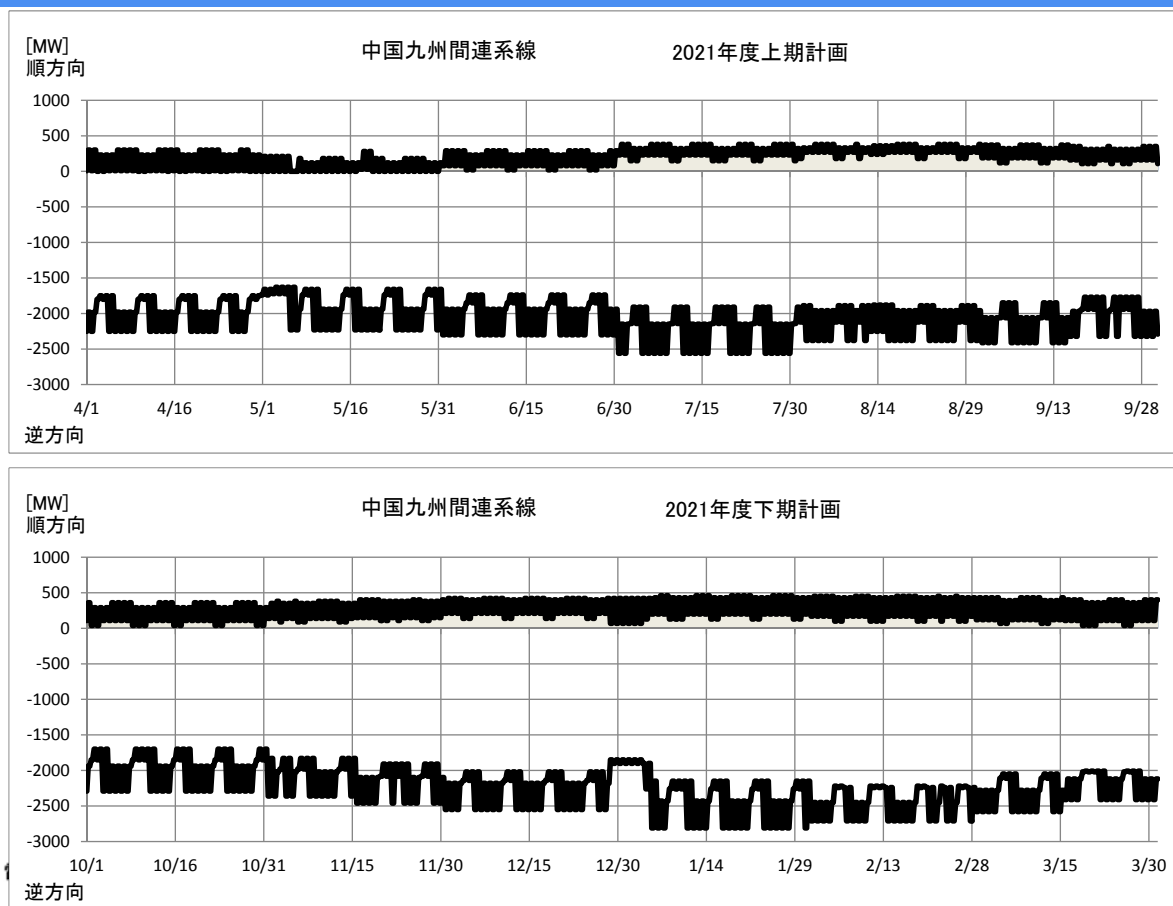








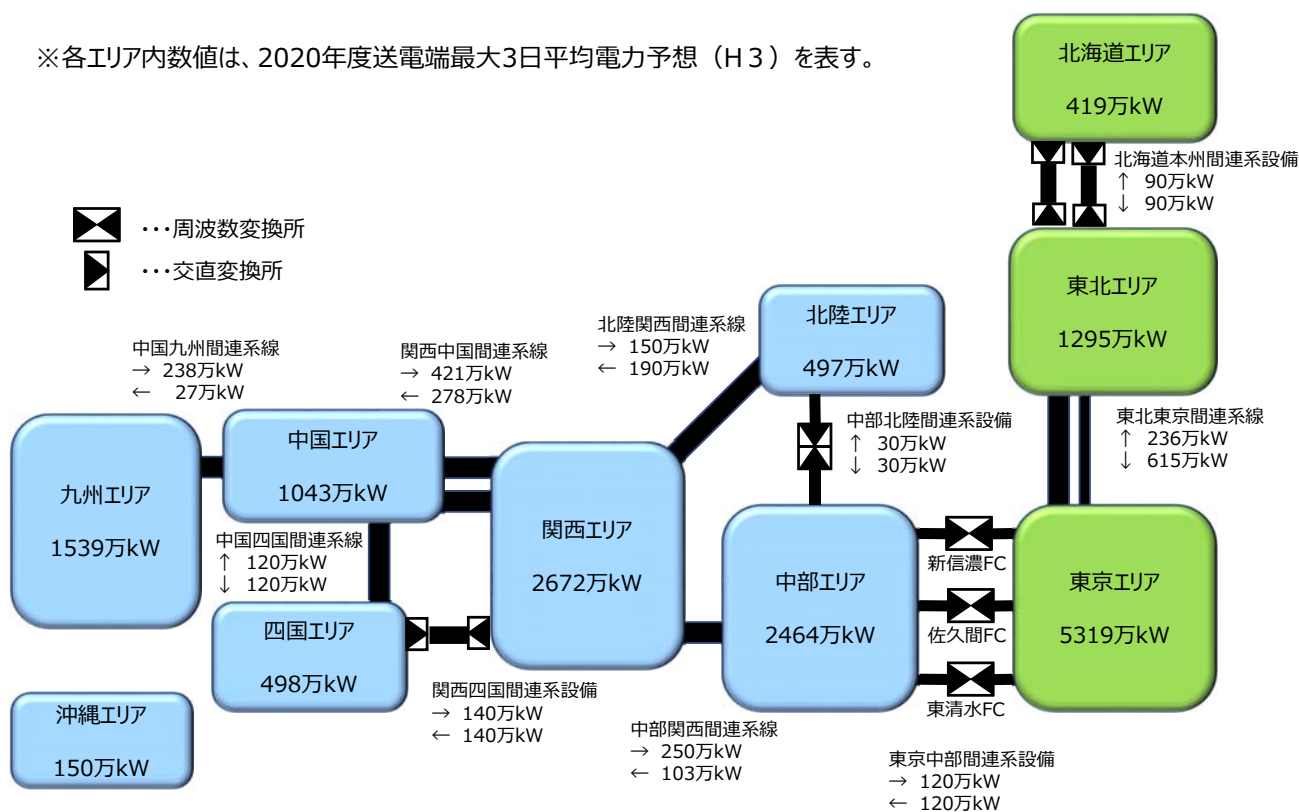




6. 全国系統の運用容量（2020年度8月平日昼間帯）

36

※各エリア内数値は、2020年度送電端最大3日平均電力予想（H3）を表す。



2020～2029 年度の連系線の運用容量について(年間計画・長期計画)

本機関は、業務規程第 126 条第 3 項、第 4 項に基づき、2019 年 5 月に定めた検討条件に基づいた運用容量検討会の検討を踏まえ、2020～2029 年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)を算出しましたので、別紙のとおり公表いたします。

添付資料

[別紙 2020～2029 年度の連系線の運用容量\(年間計画・長期計画\)](#)  (***.KB)

※添付略

※年間計画における日毎の運用容量等詳細は系統情報サービスをご覧ください。

[系統情報サービス](#)>地域間連系線情報>連系線空容量参照>連系線空容量(年間計画:2020 年 3 月 13 日公表予定)

関連リンク

- 運用容量検討会資料
[2020～2029 年度の運用容量\(年間計画・長期計画\)算出における主な見直し事項](#)
[各連系線の運用容量算出方法・結果](#)
[設備停止時の運用容量について](#)
- [連系線の運用容量算出における検討条件について\(2020～2029 年度\)](#)
- 2020 年度・2021 年度連系線の運用にかかわる平日・休日カレンダーを系統情報サービスに掲載しています。
[系統情報サービス](#)>その他情報>各種情報参照>各種情報(カテゴリ:連系線等の運用)
情報 NO:OT2020021712491「2020 年度・2021 年度連系線運用にかかわる平日・休日カレンダーについて」