

別冊 各連系線の運用容量 算出方法・結果

2019年2月15日

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	• • •	53
4. 北陸関西間連系線	• • •	76
5. 関西中国間連系線	• • •	106
6. 中国四国間連系線	• • •	123
7. 中国九州間連系線	• • •	137
8. 60Hz連系系統の同期安定性	• • •	159

1. 直流連系設備

<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

➤ 新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

➤ 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

※2021年3月 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
 - 知内発電所の運転状態
 - 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

〈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	知内 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	知内 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)				

〈参考〉 北海道本州間連系設備の特記事項（2）

▶ 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	知内 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	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	0	0	0	15		
		単極	30	30		30	30											
		停止	30	30	30	30	30										30	30
	0台	双極	30	30	30	0	10	30	30	0	0	0	0	0	0	15		
		単極				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タ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

▶ 北海道本州間連系設備連系潮流限度値（東北向き）

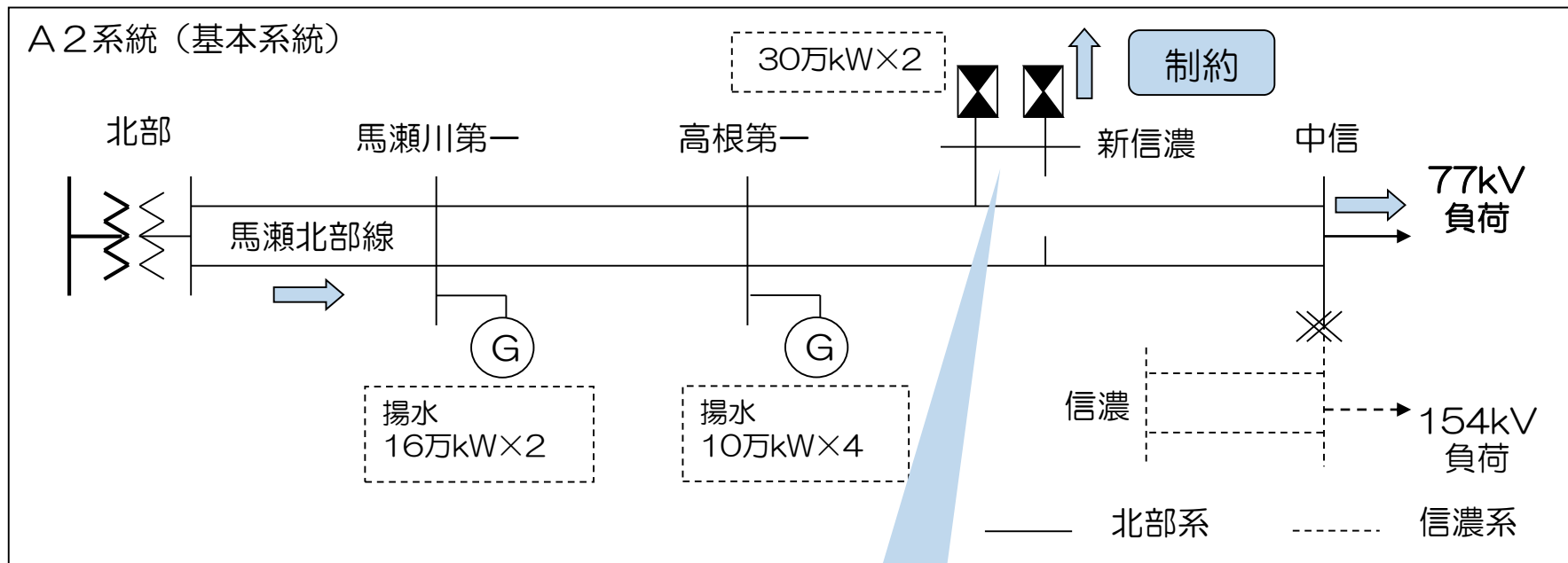
系統 条件 潮流 方向	知内 運転	北本 運転	連系線潮流限度（万kW）														北斗 分離
			4回線	3回線				2回線				1回線					
			道2 函2 連2	道2 函1 連2	道1 函2 連2	道2 函2 連1	道1 函2 連1	道2 函0 連2	道2 函1 連1	道1 函1 連2	道1 函1 連1	道0 函2 連2	道0 函2 連1	道2 函0 連1	道1 函0 連2	道1 函0 連1	
北海道 → 東北	2台	双極				0	0		0		5	10					
		単極	30	30	30		10	30	0	30	30	30		30	0	30	
		停止		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

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 F C 関連運用容量制約の例（平常時）



FC制約（60Hz→50Hz）	
揚水なし	FC < 112万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

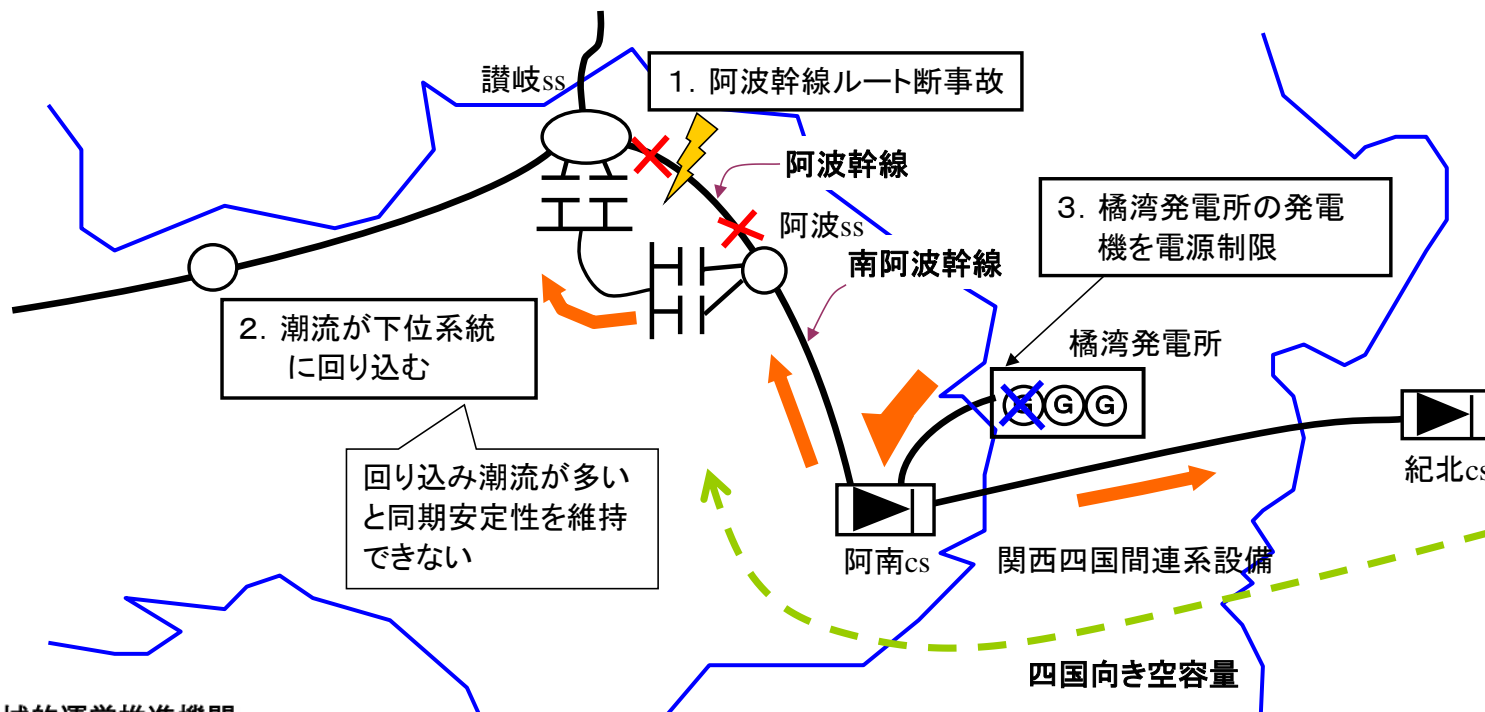
- 関西四国間連系設備の四国向き空容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる空容量のうち、小さい方が採用される。

①南阿波幹線の空容量

＝南阿波幹線運用容量－（橘湾発電所出力 － 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

＝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)

2019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) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【30(①)】
		夜間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【30(①)】
	休日	昼間	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
		夜間	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】

2019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) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【80(③)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【30(①)】
		夜間	90(①) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【30(①)】
	休日	昼間	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
		夜間	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(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)

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) 【30(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) 【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)

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)	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) 【30(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) 【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)

() 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)

長期計画 (2021年度~2028年度)

【万kW】

連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028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)

2019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(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(③)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①) 【60(①)】
		夜間	120(①) 【60(③)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(③)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①) 【60(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(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【65(③)】	120(①)	120(①) 【90(①)】
		夜間	120(①) 【64(③)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【69(③)】	120(①)	120(①) 【90(①)】

2019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) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【82(③)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】
		夜間	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【82(③)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①) 【60(①)】
(新信濃、佐久間、東 清水 周波数変換設 備)	休日	昼間	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】
		夜間	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(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。

3. 運用容量算出結果_東京中部間 (2)

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(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【60(①)】	【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	
		夜間	120(①) 【60(③)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	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(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(③) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(③) 【60(①)】	120(①)
		夜間	120(①) 【65(③)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	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)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【60(①)】	【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】
		夜間	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	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(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(③) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(③) 【60(①)】	120(①)
		夜間	120(①) 【90(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(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）

長期計画（2021年度～2028年度）

【万kW】

地域間連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028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)	210(①)	300(①)
	中部向	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(③)	210(③)	210(③)	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。

2021年3月に東京中部間連系設備90万kWの増強を予定。

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)

2019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	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) 【0(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)

2019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	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) 【0(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。

4. 運用容量算出結果_中部北陸間 (2)

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	平日	昼間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(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
中部北陸間連系 設備	平日	昼間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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。

4. 運用容量算出結果_中部北陸間（3）

長期計画（2021年度～2028年度）

【万kW】

地域間連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
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)

()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）

2019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(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	
		夜間	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)
	休日	昼間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)

2019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(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	
		夜間	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)
	休日	昼間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	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。

【 】 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)

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)	140(①)	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】	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(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)

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)	140(①)	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】	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(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
		夜間	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】	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。

【 】 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（3）

長期計画（2021年度～2028年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028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(③)	140(③)	140(③)	140(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。

2. 東北東京間連系線

1. 送電限度値の算出

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

【運用容量検討方法】

運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。

- 順方向（東北→東京向き）
 - 熱容量限度 （電圧安定性限度、周波数維持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）
 - 周波数維持限度 （熱容量限度、同期安定性限度、電圧安定性限度は周波数維持限度値の制約とならないことを確認する）

2020年4月(予定) 短工期対策として、500kV相馬双葉幹線と275kVいわき幹線を併用することにより運用容量が増加する。

【運用容量検討方法(短工期対策以降)】

運用容量は、以下の限度値を詳細に検討する。

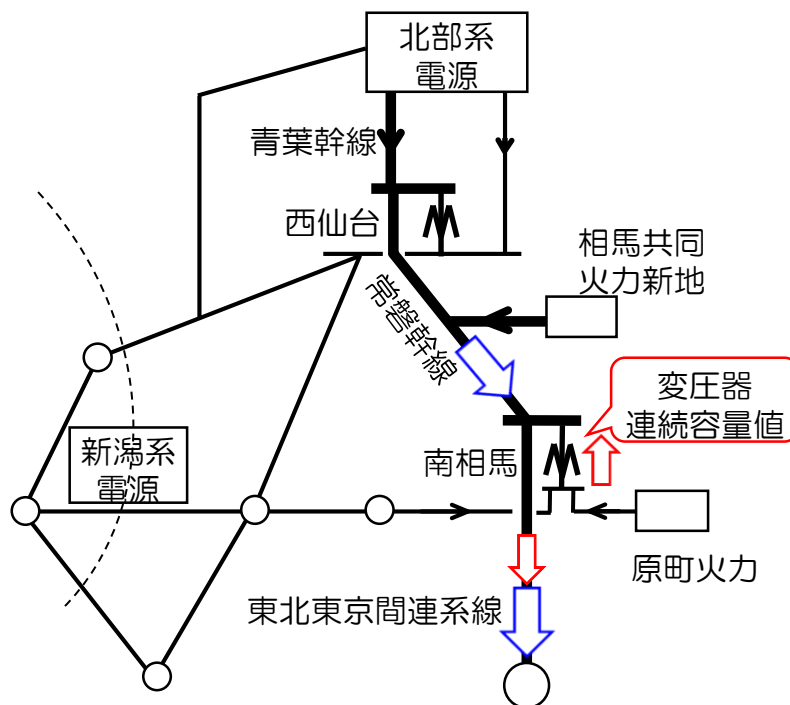
- 順方向（東北→東京向き）
 - 熱容量限度（電圧安定性限度は他の限度値の制約とならないことを確認する）
 - 同期安定性限度
- 逆方向（東京→東北向き）（同期安定性限度、電圧安定性限度は熱容量限度値の制約とならないことを確認する）
 - 熱容量限度

<考え方>

- ▶ 東北東京間連系線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
 - ▶ 平常時の南相馬変電所変圧器潮流が連続容量値以内となること
 - ▶ 発電機の並解列・流通設備停止により南相馬変電所変圧器の連続容量が制約となる場合がある
- 制約となる場合は、南相馬変電所変圧器潮流が連続容量値となった時の東北東京間連系線潮流が熱容量限度値となる

$$\text{東北東京間連系線潮流} = \text{常磐幹線潮流} + \text{南相馬変電所変圧器潮流} \\ (\Rightarrow \text{熱容量限度値}) \quad (\text{連続容量値})$$

- ▶ 南相馬変電所変圧器1バンク故障時は電源制限を織り込む



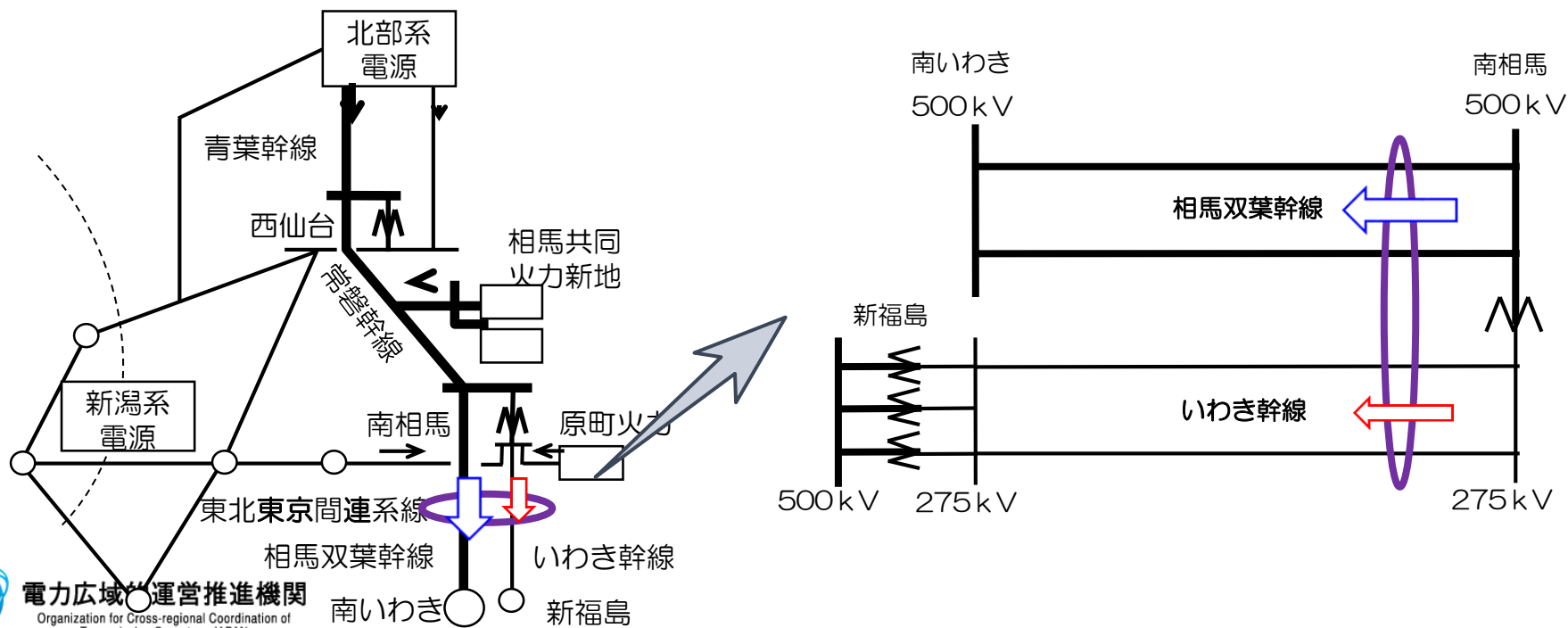
<考え方(短工期対策以降)>

- 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
- 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
- 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
 - 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

$$\text{東北東京間連系線潮流} = \text{相馬双葉幹線潮流} + \text{いわき幹線潮流} \quad (\Rightarrow \text{熱容量限度値})$$

(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
 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。



<検討条件> 熱容量（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）

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

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

- 電源制限：あり、負荷制限：なし

南相馬変電所変圧器1バンク故障時は、変圧器の保護のため、電源制限を行うことがある。

⑧ 想定故障

- 東北東京間連系線1回線停止

<検討条件(短工期対策以降)>熱容量（両方向）

① ～ ⑥ 前期間と同様

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

➤相馬双葉幹線2回線停止

➤川内線2回線停止

<判定基準>

➤ 以下のうち最小値となること

- 東北東京連間系線の連続容量値
- 南相馬変電所変圧器潮流が連続容量値となった時の東北東京間連系線潮流

	容 量	備 考
相馬双葉幹線	631万kW／1回線(冬季:668万kW／1回線) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 7,676 * 4 * 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² ×4導体×2回線 7,676A(4導体分) (冬季:8,124A)
直列機器	658万kW(／1回線) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 8,000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:8,000A
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 ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 2,000 * 0.95$)	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 ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A

<判定基準(短工期対策以降)>

▶ 以下のうち最小値となること

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

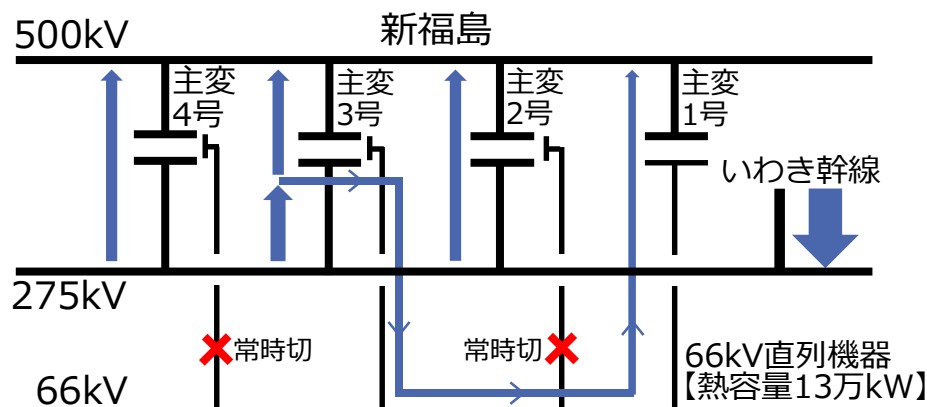
	容 量	備 考
相馬双葉幹線	631万kW / 1 回線(冬季:668万kW / 1 回線) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 7,676 * 4 * 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² × 4 導体 × 2 回線 7,676A(4 導体分) (冬季:8,124A)
直列機器	658万kW / 1 回線 ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 8,000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:8,000A
いわき幹線	118万kW(1 回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (275 * 10^3) * 2,618 *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

<判定基準(短工期対策以降)>

	容 量	備 考
南相馬バンク	95万kW / 1バンク ($P=100\text{万kVA} \times 0.95$)	190万kW(2バンク合計)
直列機器 (一次)	164万kW / 1バンク ($P=\sqrt{3} \times (500 \times 10^3) \times 2,000 \times 0.95$)	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 ($P=\sqrt{3} \times (275 \times 10^3) \times 4,000 \times 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A
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。



＜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

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

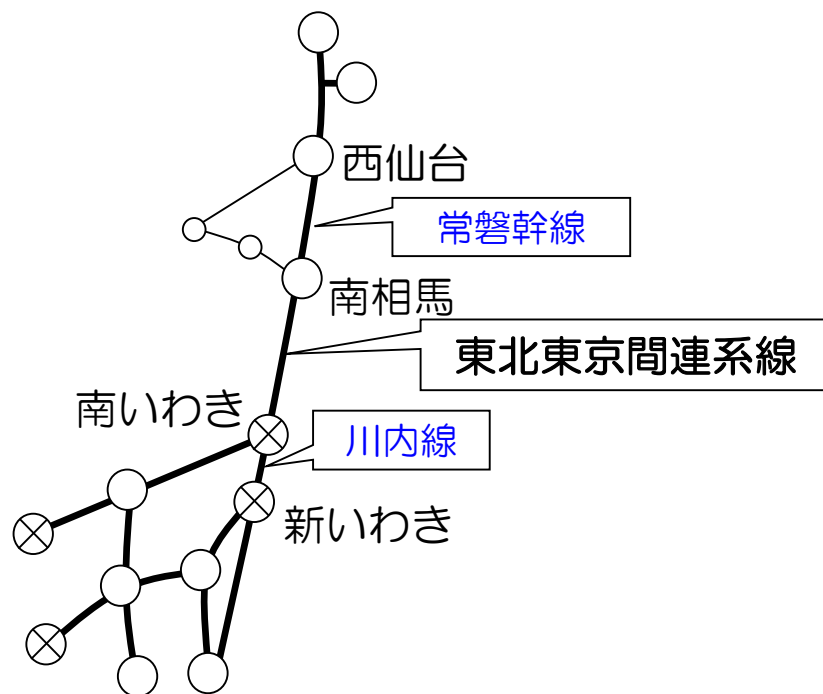
⑧ 想定故障 最過酷事故を想定

➤ 故障箇所：常磐幹線 2 回線 (電源制限：あり)

川内線 2 回線

➤ 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。



<検討条件(短工期対策以降)>同期安定性 (順方向)

① ~ ⑥ 前期間と同様

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

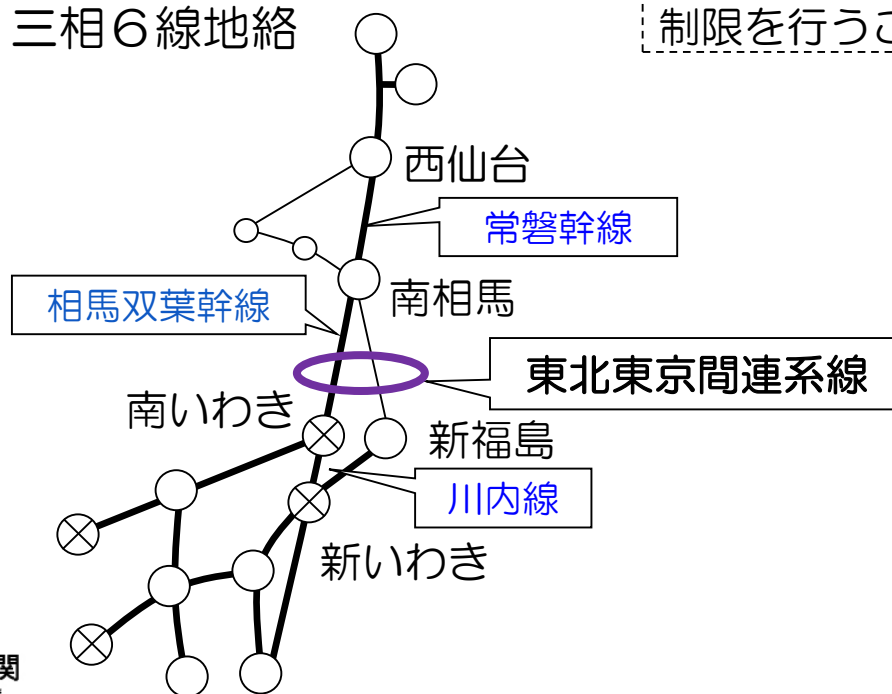
➢故障箇所：常磐幹線2回線 (電源制限：あり)

相馬双葉幹線2回線 (電源制限：あり)

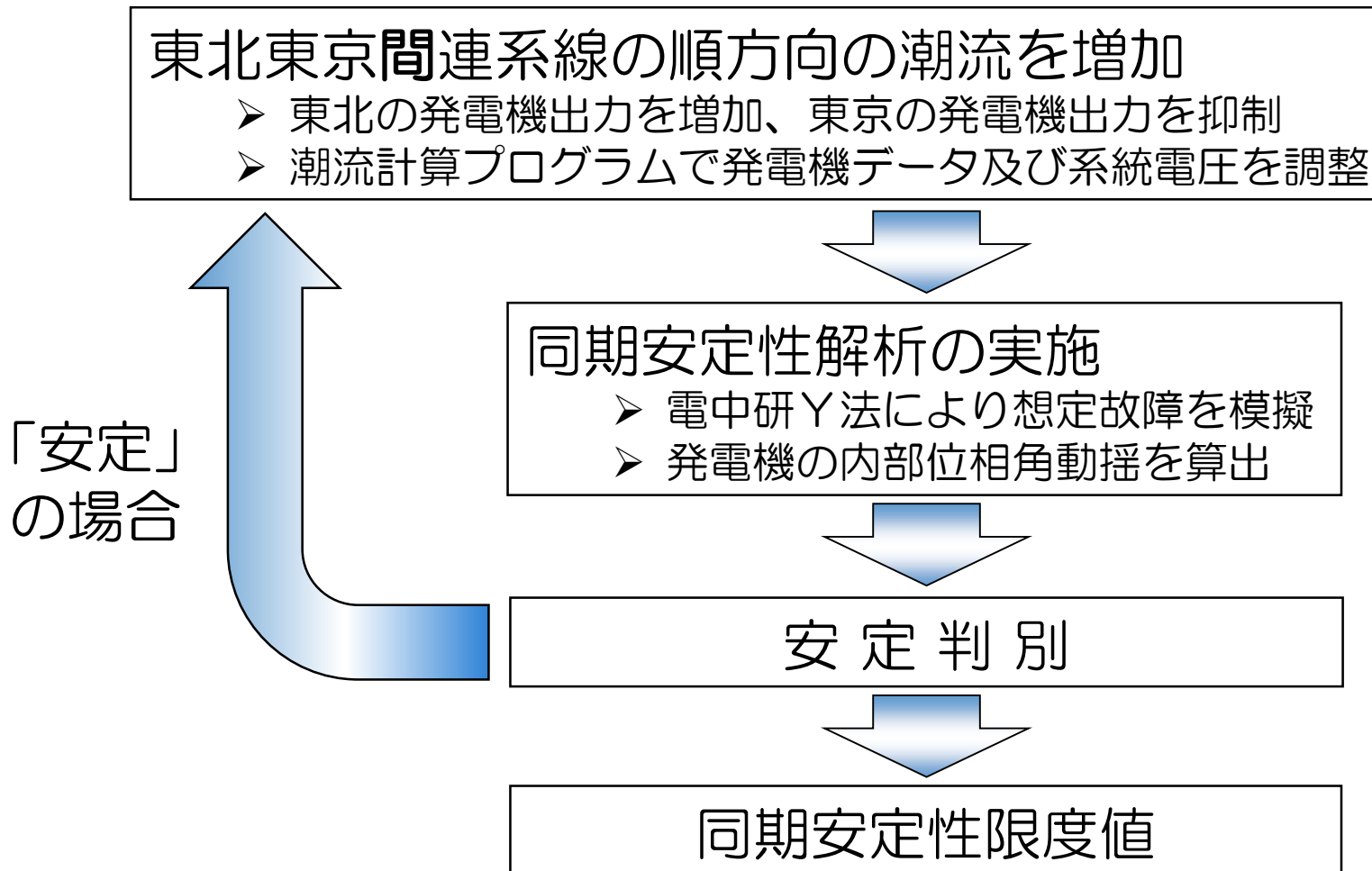
川内線2回線

➢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。

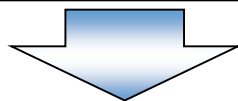


⑨ 検討フロー[全体フロー] (年間・長期検討)

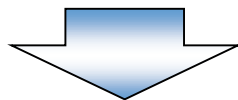


⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー] (年間検討)

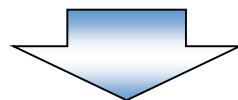
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「同期安定性変化テーブル」により運用容量の変化を
みながら運用容量最小断面を探索



運用容量最小断面を詳細検討し同期安定性限度を算出

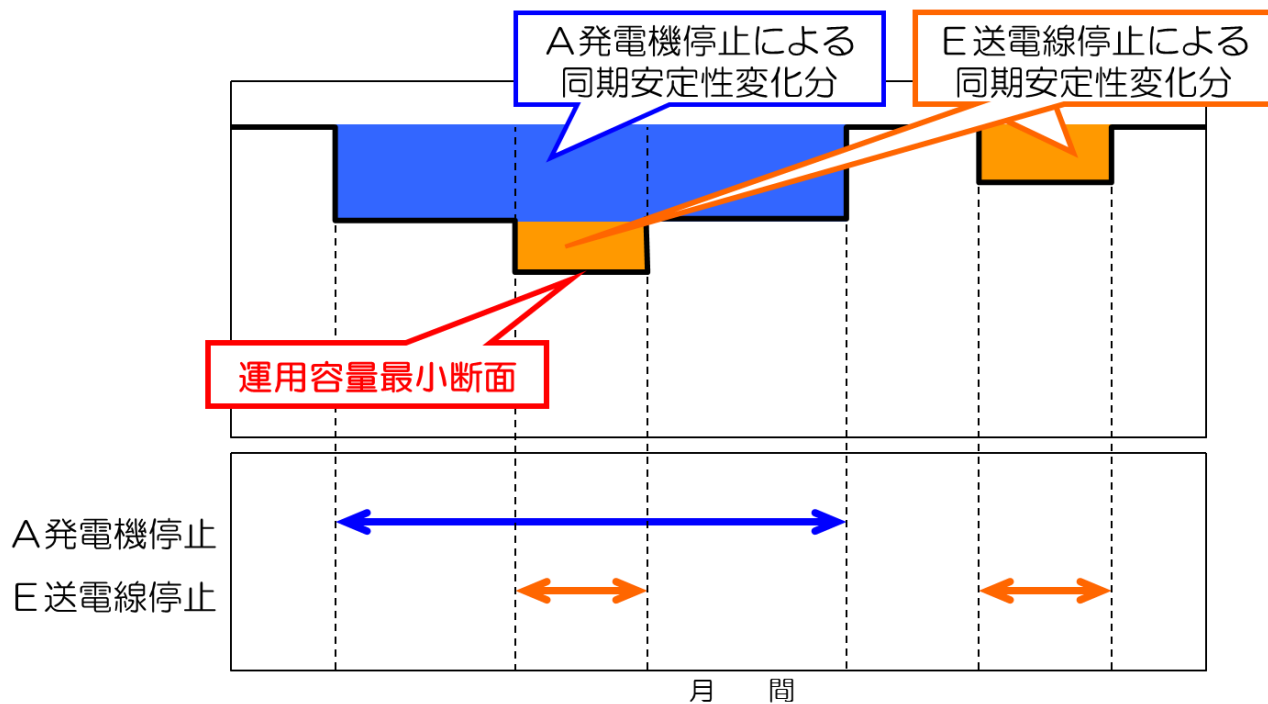


同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正

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）

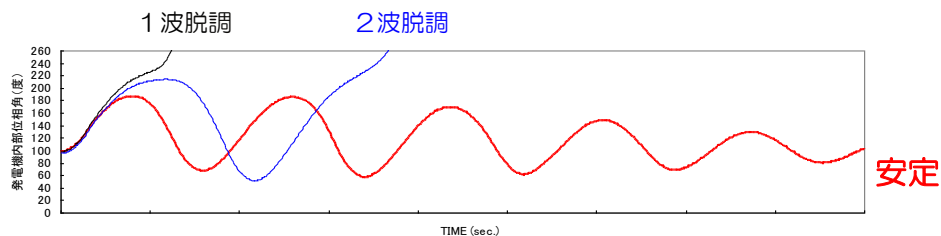
変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値	川内線ルート事故時の 同期安定性限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-10万kW	-5万kW
B 発電機停止	-10万kW	-5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-45万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-45万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

⑫ 具体的検討フロー[運用容量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。



<検討条件> 周波数維持（逆方向）

① 算術式

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

➢ 運用容量 = 系統容量 × 系統特性定数 - 発電機解列量

② 検討断面

➢ 長期：夏期ピーク断面

➢ 年間：月別、昼・夜間帯別

③ 想定需要

➢ 昼間帯：最小需要を実績比率から想定

➢ 夜間帯：最深夜断面を実績比率から想定

④ 電源制限・負荷制限の織り込み

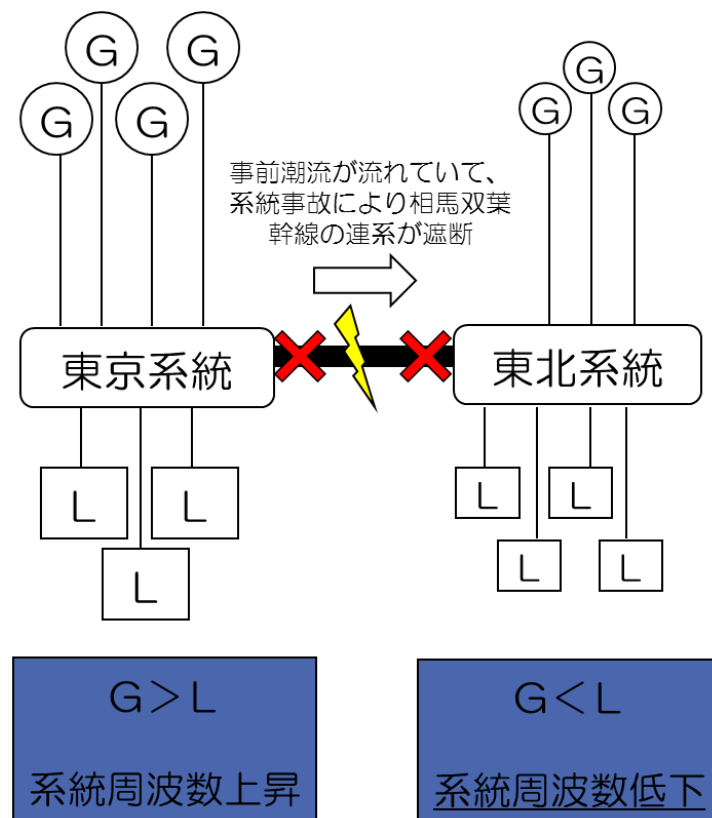
➢ なし

⑤ 想定故障

➢ 東北東京間連系線2回線停止

⑥ 系統の周波数特性

➢ 系統特性定数：6.4 [%MW/0.8Hz]



<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。

＜検討条件(短工期対策以降)＞周波数維持（逆方向）

短工期対策以降、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、周波数維持面限度値の検討は行わない。

5. 各限度値算出結果（1）

（1）熱容量限度値

○東京、東北向き共通

2019年度

	容量	備考
相馬双葉幹線	631万kW	SBTACSR/UGS780mm ² × 4導体 × 1回線
南相馬変電所変圧器	190万kW	95万kW × 2台

2020年度

	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
南相馬変電所変圧器	190万kW	95万kW × 2台
新福島変電所変圧器	285万kW	95万kW × 3台

5. 各限度値算出結果（2）

○東北向き

2019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】	—	—	—	—	—	—	—	—
		夜間	—	—	【236】	—	—	—	—	—	—	—	—
	休日	昼間	—	—	【236】	—	—	—	—	—	—	—	—
		夜間	—	—	【236】	—	—	—	—	—	—	—	—

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

—については、周波数維持限度値（東北向き）において、熱容量限度が制約とならないことを確認。

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

5. 各限度値算出結果（3）

○東京向き

2019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	630	630 【630】	485 【236】	455	515	470 【605】	345 【365】	455	450	465	455	360
		夜間	630	630 【630】	500 【236】	475	495	475 【610】	360 【350】	435	465	475	465	375
	休日	昼間	630	630	485 【236】	455	515	470 【605】	【365】	455	450	465	455	360
		夜間	630	615	500 【236】	475	495	475 【610】	【350】	435	465	475	465	375

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 【480】	520 【415】	540 【545】	540	555	540 【540】	540 【345】	540 【540】	540	575	540	540	
		夜間	480 【485】	500 【415】	510 【525】	510	555	540 【540】	540 【345】	540	535	530	500	480	
	休日	昼間	545 【480】	520 【415】	540	520	555	540 【540】	540 【345】	540	540	540	575	540	540
		夜間	480 【485】	500 【415】	515	510	555	540 【540】	540 【345】	540	535	530	500	480	

【 】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）、周波数維持限度値（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）

（3）同期安定性限度値

○東京向き

2019年度 同期安定性限度値算出結果

【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 ¹⁾	平日	昼間	480	465 【420】	505 【340】	560	565	450 【405】	520 【330】	555	560	560	560	525
		夜間	490	460 【415】	460 【330】	535	545	425 【380】	525 【325】	540	545	530	525	495
	休日	昼間	480	465	505 【340】	560	565	455 【405】	【330】	555	560	560	560	520
		夜間	490	460	460 【330】	535	545	430 【380】	【325】	540	545	530	525	495

2020年度 同期安定性限度値算出結果

【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 ¹⁾	平日	昼間	505 【435】	540 【495】	445 【470】	555	635	555 【550】	465 【465】	485 【485】	520	610	550	545
		夜間	515 【445】	515 【470】	435 【460】	535	620	535 【535】	475 【475】	510	525	575	535	530
	休日	昼間	505 【435】	540 【495】	445	555	635	555 【555】	455 【465】	485	520	610	550	545
		夜間	515 【445】	515 【470】	435	535	620	535 【535】	465 【475】	510	525	575	535	530

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

- 周波数維持限度値（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

（4）周波数維持限度値

○東北向き

2019年度 周波数維持限度値算出結果

【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	35	32	35	37	33	37	35	37	44	46	48	39
		夜間	28	24	26	28	24	28	27	29	36	39	43	36
	休日	昼間	29	26	29	32	31	33	31	33	37	30	42	35
		夜間	28	23	27	28	24	28	26	29	38	34	43	36

○東京向き

- ・ 熱容量限度値または同期安定性限度値（東京向き）において、連系線ルート故障時の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。

2020年度

- ・ 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。

6. 運用容量算出結果（1）

2019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	
東北東京間連系線	平日	昼間	35(④)	32(④)	35(④) 【236(①)】	37(④)	33(④)	37(④)	35(④)	37(④)	44(④)	46(④)	48(④)	39(④)
		夜間	28(④)	24(④)	26(④) 【236(①)】	28(④)	24(④)	28(④)	27(④)	29(④)	36(④)	39(④)	43(④)	36(④)
	休日	昼間	29(④)	26(④)	29(④) 【236(①)】	32(④)	31(④)	33(④)	31(④)	33(④)	37(④)	30(④)	42(④)	35(④)
		夜間	28(④)	23(④)	27(④) 【236(①)】	28(④)	24(④)	28(④)	26(④)	29(④)	38(④)	34(④)	43(④)	36(④)

2019年度 東京向き運用容量

【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	
東北東京間連系線	平日	昼間	<490(②)> 480(②)	<470(②)> 465(②) 【420(②)】	<520(②)> 485(①) 【236(①)】	<495(①)> 455(①)	<520(①)> 515(①)	450(②) <480(②)> 【405(②)】	345(①) <480(①)> 【330(②)】	455(①)	<500(①)> 450(①)	465(①)	455(①)	<420(①)> 360(①)
		夜間	<500(②)> 490(②)	<465(②)> 460(②) 【415(②)】	<500(①)> 460(②) 【236(①)】	<500(①)> 475(①)	495(①)	<480(①)> 425(②) 【380(②)】	360(①) <450(②)> 【325(②)】	435(①)	<470(①)> 465(①)	475(①)	465(①)	<385(①)> 375(①)
	休日	昼間	<490(②)> 480(②)	<480(②)> 465(②)	<510(②)> 485(①) 【236(①)】	<485(①)> 455(①)	<520(①)> 515(①)	455(②) <480(②)> 【405(②)】	<480(①)> 【330(②)】	455(①)	<460(①)> 450(①)	465(①)	455(①)	<420(①)> 360(①)
		夜間	<500(②)> 490(②)	<475(②)> 460(②)	<500(①)> 460(②) 【236(①)】	<500(①)> 475(①)	495(①)	<480(①)> 430(②) 【380(②)】	<430(①)> 【325(②)】	435(①)	<470(①)> 465(①)	475(①)	465(①)	<385(①)> 375(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のこと）

6. 運用容量算出結果 (2)

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
東北東京間連系線	平日	昼間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(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)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
		夜間	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	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	505(②) 【435(②)】	<545(②)> 520(①) 【415(①)】	<545(①)> 445(②) 【470(②)】	<555(①)> 540(①)	<575(①)> 555(①)	540(①) 【540(①)】	<485(②)> 465(②) 【345(①)】	<505(②)> 485(②) 【485(②)】	<575(①)> 520(②)	<595(①)> 575(①)	<600(①)> 540(①)	<600(①)> 540(①)
		夜間	480(①) 【445(②)】	<520(②)> 500(①) 【415(①)】	<540(①)> 435(②) 【460(②)】	<555(①)> 510(①)	<565(①)> 555(①)	535(②) 【535(②)】	<495(②)> 475(②) 【345(①)】	<530(②)> 510(②)	<535(①)> 525(②)	<545(①)> 530(①)	<545(①)> 500(①)	<545(①)> 480(①)
	休日	昼間	<520(②)> 505(②) 【435(②)】	<545(②)> 520(①) 【415(①)】	<535(②)> 445(②)	<555(①)> 520(①)	<560(①)> 555(①)	540(①) 【540(①)】	<485(②)> 455(②) 【345(①)】	<505(②)> 485(②)	<575(①)> 520(②)	<595(①)> 575(①)	<600(①)> 540(①)	<545(②)> 540(①)
		夜間	<485(①)> 480(①) 【445(②)】	<520(②)> 500(①) 【415(①)】	<515(①)> 435(②)	<555(①)> 510(①)	555(①)	535(②) 【535(②)】	<495(②)> 465(②) 【345(①)】	<530(②)> 510(②)	<535(①)> 525(②)	<545(①)> 530(①)	<545(①)> 500(①)	<505(①)> 480(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のこと)

長期計画（2021年度～2028年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028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)	236(①) ²⁾	631(①)
	東京向き	550(②) 【360(①)】	550(②) 【360(①)】	550(②) 【360(①)】	550(②) 【360(①)】	550(②) 【360(①)】	620(②) ¹⁾ 【360(①)】	620(②) ³⁾ 【360(①)】	1028(②) 【360(①)】

【 】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、2019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70万kW増加の見込み。
- 2) 2027年第二連系線運開後は、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年第二連系線運開後は、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。

500kV相馬双葉幹線と275kVいわき幹線を併用することにより、運用容量が増加する見込み。

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。



3. 中部関西間連系線

1. 送電限度値の算出

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- ただし、各限度値の全てを算出するのではなく、他の限度値が制約とならないことを確認する。

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

- 夏季 (周囲温度: 40°C)

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。

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

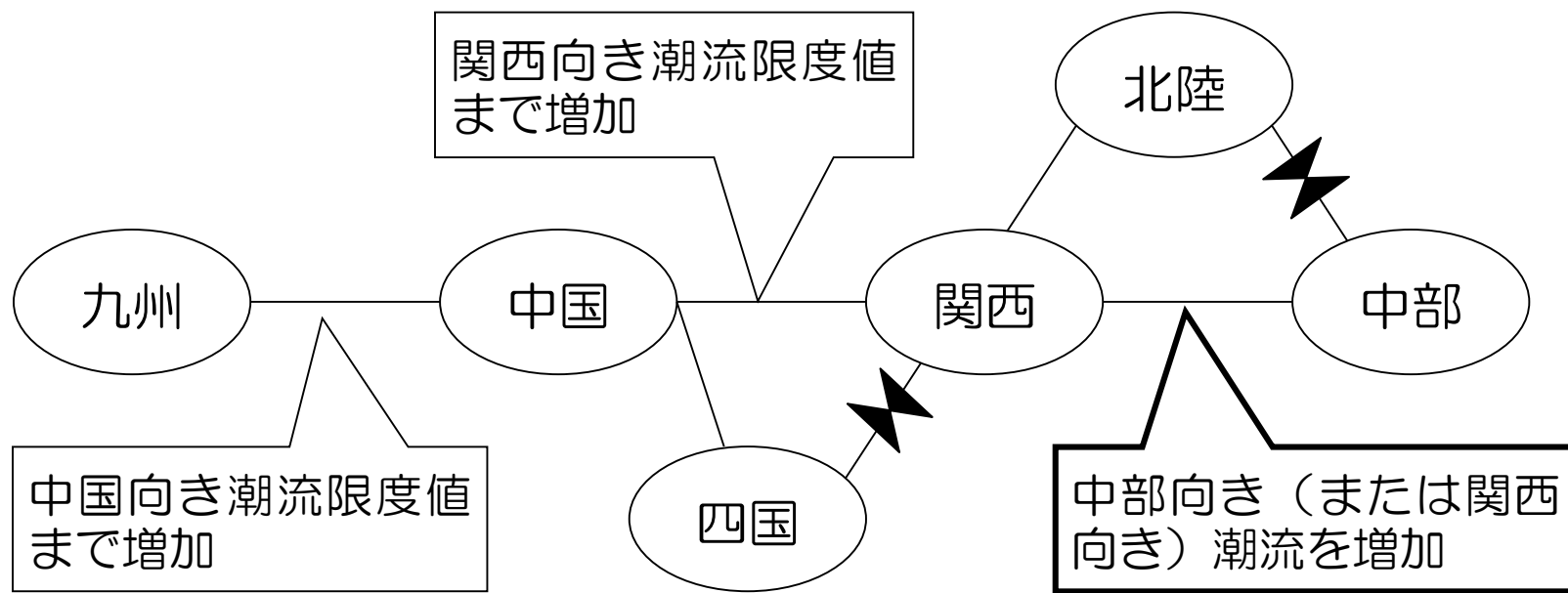
- ▶ 実績より想定

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。

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】

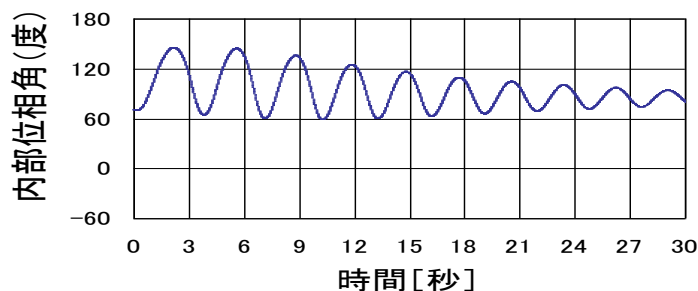
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

<判定基準>

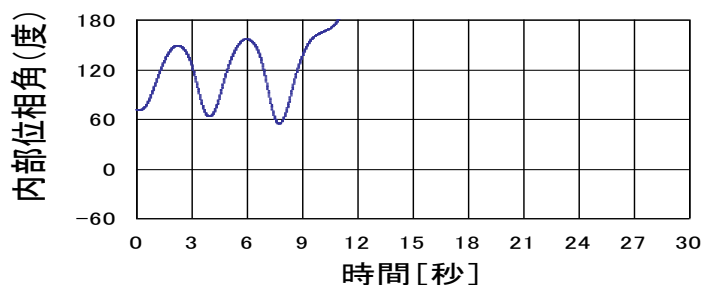
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<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】

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

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

➤ 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。

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

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も停止する可能性があることから、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

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。

（1）熱容量限度値

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

（2）同期安定性限度値

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

1) 数値はフリンジ分（23万kW）控除後の値

2) 1回線熱容量限度値（278万kW）

（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（23万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）

周波数維持限度値（関西向き）

【2019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	54(④)	60(④)	69(④)	102(④)	103(④)	前半86(④) 後半78(④)	69(④)	前半73(④) 後半77(④)	93(④)	109(④)	88(④)	前半68(④) 後半58(④)
		夜間	86(④)	83(④)	84(④)	103(④)	109(④)	前半101(④) 後半95(④)	98(④)	前半103(④) 後半108(④)	119(④)	129(④)	137(④)	前半118(④) 後半106(④)
	休日	昼間	31(④)	32(④)	39(④)	75(④)	79(④)	前半62(④) 後半53(④)	40(④)	前半45(④) 後半54(④)	68(④)	78(④)	60(④)	前半42(④) 後半40(④)
		夜間	63(④)	55(④)	61(④)	82(④)	88(④)	前半78(④) 後半75(④)	76(④)	前半90(④) 後半96(④)	110(④)	117(④)	115(④)	前半93(④) 後半92(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	31(④)	84(④)	48(④)
		夜間	53(④)	90(④)	101(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	—	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~16	12/30・31, 1/1~5

- ※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）

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	53(④)	60(④)	68(④)	102(④)	103(④)	前半86(④) 後半77(④)	69(④)	前半73(④) 後半77(④)	92(④)	109(④)	87(④)	前半67(④) 後半58(④)
		夜間	86(④)	83(④)	83(④)	103(④)	109(④)	前半101(④) 後半95(④)	97(④)	前半103(④) 後半108(④)	119(④)	129(④)	137(④)	前半118(④) 後半106(④)
	休日	昼間	30(④)	32(④)	39(④)	75(④)	79(④)	前半61(④) 後半53(④)	40(④)	前半45(④) 後半53(④)	68(④)	78(④)	60(④)	前半42(④) 後半40(④)
		夜間	63(④)	55(④)	61(④)	82(④)	87(④)	前半77(④) 後半75(④)	75(④)	前半89(④) 後半95(④)	109(④)	116(④)	114(④)	前半93(④) 後半92(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	31(④)	84(④)	48(④)
		夜間	53(④)	89(④)	101(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・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 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）

2019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) 【21(④)】	250(④) 【21(④)】	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
夜間			200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)	200(④) 【0(①)】 ¹⁾	200(④)	200(④)	200(④)	200(④)
休日		昼間	200(④)	200(④)	200(④) 【16(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)	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。

1) 中部関西間連系線設備停止期間中
(中部関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系)

【 】 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)

2019年度 関西向き運用容量

[万kW]

地域間連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中部関西間連系統	平日	昼間	54(④)	60(④) 【39(④)】	69(④) 【40(④)】	102(④)	103(④)	前半86(④) 後半78(④)	69(④)	前半73(④) 後半77(④)	93(④)	109(④)	88(④)	前半68(④) 後半58(④)
		夜間	86(④)	83(④)	84(④)	103(④)	109(④)	前半101(④) 後半95(④)	98(④) 【0(①)】 ¹⁾	前半103(④) 後半108(④)	119(④)	129(④)	137(④)	前半118(④) 後半106(④)
	休日	昼間	31(④)	32(④)	39(④) 【32(④)】	75(④)	79(④)	前半62(④) 後半53(④)	40(④)	前半45(④) 後半54(④)	68(④)	78(④)	60(④)	前半42(④) 後半40(④)
		夜間	63(④)	55(④)	61(④)	82(④)	88(④)	前半78(④) 後半75(④)	76(④)	前半90(④) 後半96(④)	110(④)	117(④)	115(④)	前半93(④) 後半92(④)

[万kW]

地域間連系統名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系統	特殊日	昼間	31(④)	84(④)	48(④)
		夜間	53(④)	90(④)	101(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	-	-	-
特殊日	5/3~5	8/13~16	12/30・31, 1/1~5

- ※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) 中部関西間連系統設備停止期間中
 （中部関西間連系統を開放し中部北陸間交流連系）

7. 運用容量算出結果 (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
中部関西間連系線	平日	昼間	250(④)	250(④)	250(④) 【21(④)】	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(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)
	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。

7. 運用容量算出結果（4）

2020年度 関西向き運用容量

[万kW]

地域間連系統名称	断面	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
中部関西間連系統	平日	昼間	53(④)	60(④)	68(④) 【40(④)】	102(④)	103(④)	前半86(④) 後半77(④)	69(④)	前半73(④) 後半77(④)	92(④)	109(④)	87(④)	前半67(④) 後半58(④)
		夜間	86(④)	83(④)	83(④)	103(④)	109(④)	前半101(④) 後半95(④)	97(④)	前半103(④) 後半108(④)	119(④)	129(④)	137(④)	前半118(④) 後半106(④)
	休日	昼間	30(④)	32(④)	39(④)	75(④)	79(④)	前半61(④) 後半53(④)	40(④)	前半45(④) 後半53(④)	68(④)	78(④)	60(④)	前半42(④) 後半40(④)
		夜間	63(④)	55(④)	61(④)	82(④)	87(④)	前半77(④) 後半75(④)	75(④)	前半89(④) 後半95(④)	109(④)	116(④)	114(④)	前半93(④) 後半92(④)

[万kW]

地域間連系統名称	断面	GW	益	年末年始	
中部関西間連系統	特殊日	昼間	31(④)	84(④)	48(④)
		夜間	53(④)	89(④)	101(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・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 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。

7. 運用容量算出結果（5）

長期計画（2021年度～2028年度）

[万kW]

地域間連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028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	126(④) 【30(④)】	126(④) 【30(④)】	126(④) 【30(④)】	126(④) 【30(④)】	126(④) 【30(④)】	126(④) 【30(④)】	126(④) 【30(④)】	126(④) 【30(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

- 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

- $P = \sqrt{3}VI\cos\theta$ [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°C)

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

<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未滿の系統を縮約する。

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

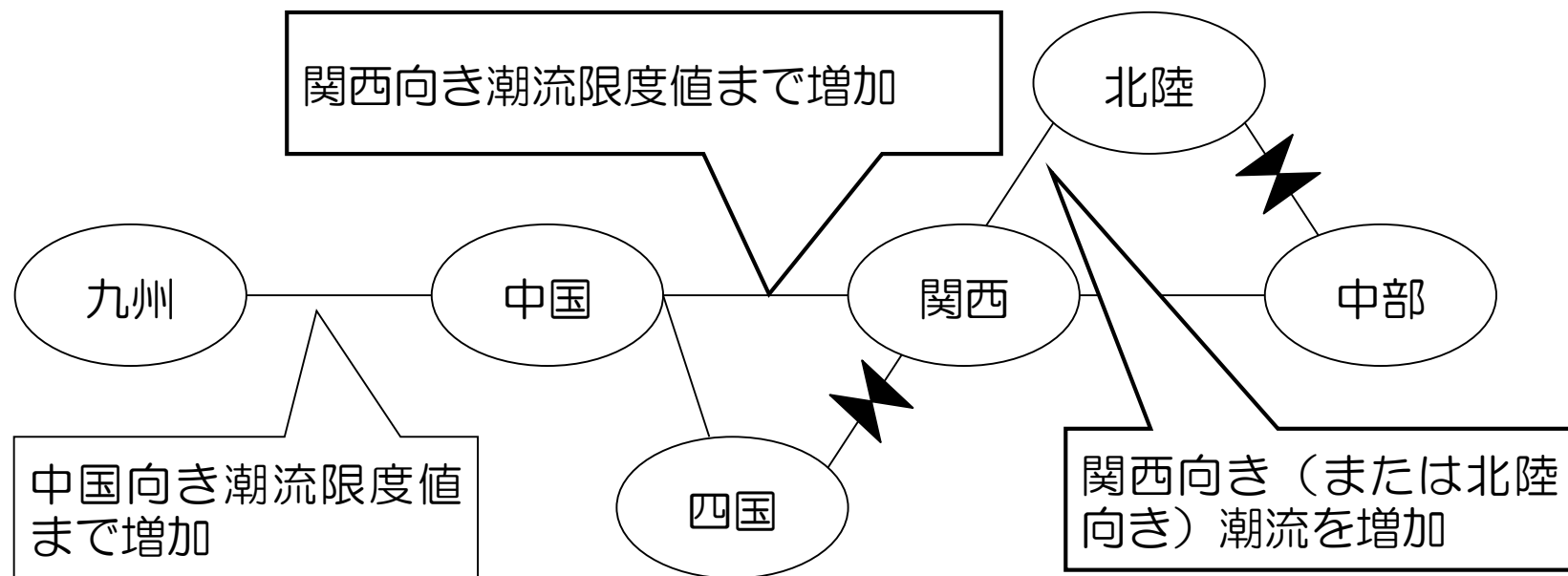
- ▶ 実績より想定

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。

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。

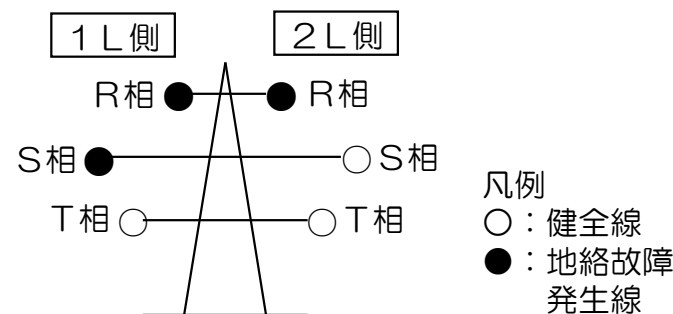
<二相>

R相, S相

<3線>

1 L側：2線

2 L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】

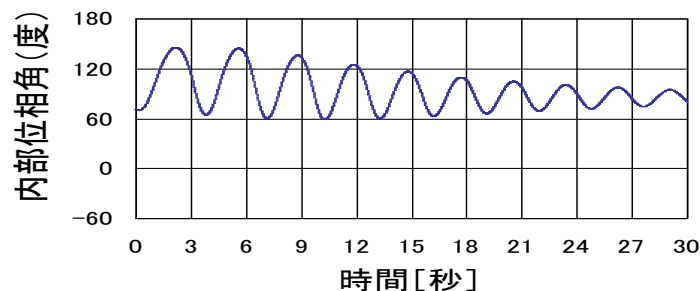
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

<判定基準>

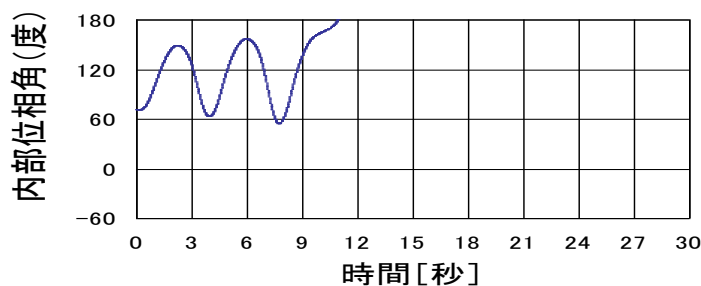
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<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 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。

系統容量×系統特性定数（＋（EPPS見込み量－発電機解列量）×時間遅れ係数0.9²⁾）¹⁾

➤ 北陸系統

系統容量×系統特性定数（－発電機解列量）¹⁾

1) () 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

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。

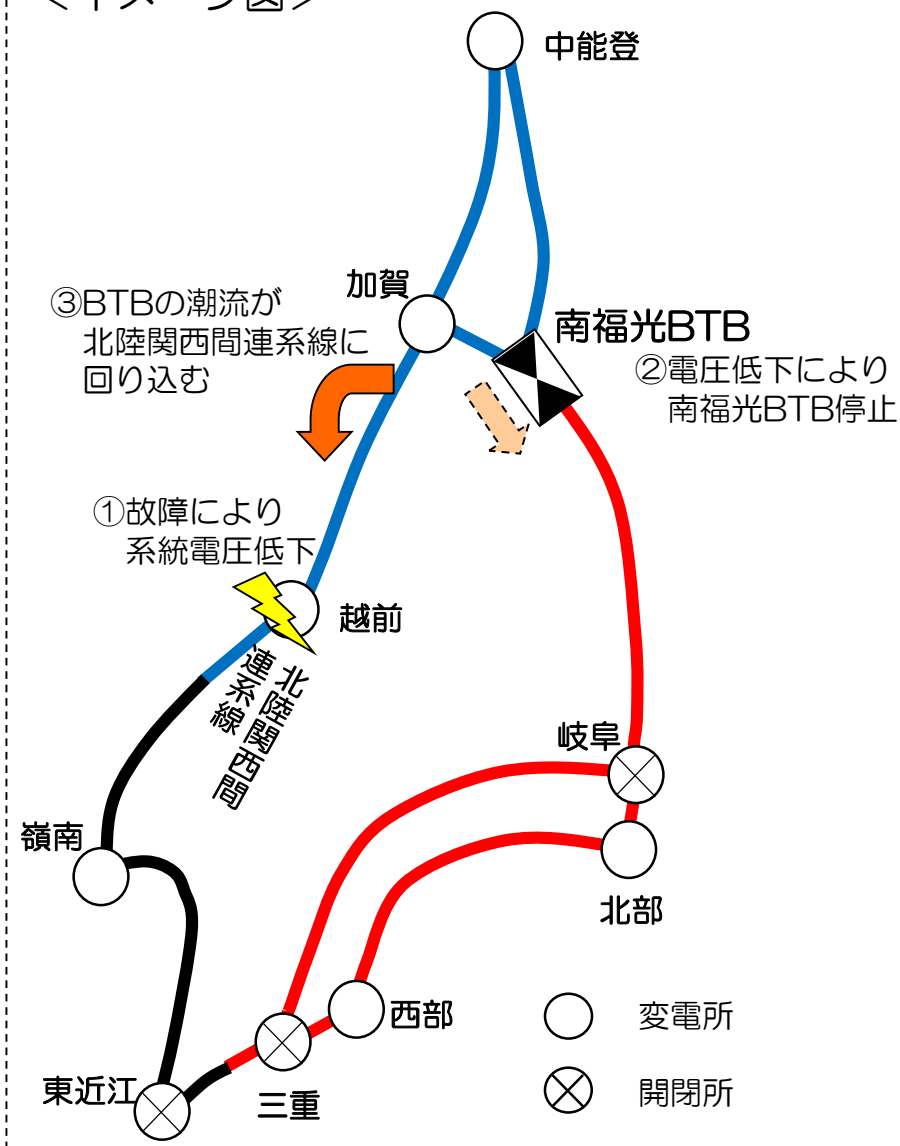
交流システムの故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。

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

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

1) 合計潮流が北陸にとって送電する方向の場合は「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>



（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
関西→北陸 ¹⁾	平日昼間帯	160万kW ²⁾ で安定確認
	平日昼間帯以外	90万kW ²⁾ で安定確認
北陸→関西 ¹⁾		190万kW

潮流の向き		北陸フェンス
北陸受電方向 ¹⁾	平日昼間帯	160万kW ²⁾ で安定確認
	平日昼間帯以外	90万kW ²⁾ で安定確認
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

（3）電圧安定性限度値

潮流の向き	北陸関西間連系線
関西→北陸 ¹⁾	160万kW ²⁾ で安定確認
北陸→関西 ¹⁾	190万kW ³⁾ で安定確認

潮流の向き	北陸フェンス
北陸受電方向 ¹⁾	160万kW ²⁾ 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			
関西→北陸 ¹⁾	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 以外	70万kW	80万kW	70万kW	90万kW
北陸→関西 ¹⁾		次項以降に記載			

潮流の向き		北陸フェンス			
北陸受電 方向 ¹⁾	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 以外	70万kW	80万kW	70万kW	90万kW
北陸送電方向 ¹⁾		次項以降に記載			

7. 各限度値算出結果（3）

周波数維持限度値（関西向き）

【2019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	176	183	196	245	247	前半 226 後半 207	196	前半 201 後半 206	224	241	221	前半 194 後半 181
		夜間	214	210	212	238	237	前半 235 後半 226	223	前半 230 後半 235	248	258	271	前半 249 後半 238
	休日	昼間	134	137	148	196	201	前半 180 後半 170	152	前半 157 後半 167	185	195	174	前半 151 後半 145
		夜間	177	167	175	201	211	前半 196 後半 192	193	前半 209 後半 217	233	240	242	前半 217 後半 213

[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	昼間	135	207	156
		夜間	164	210	218

○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	—	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~16	12/30~1/5

- ※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）

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	176	183	196	244	247	前半 226 後半 207	196	前半 200 後半 206	223	241	221	前半 194 後半 180
		夜間	213	210	212	238	237	前半 234 後半 226	223	前半 230 後半 235	248	258	271	前半 249 後半 238
	休日	昼間	134	137	148	196	201	前半 180 後半 170	152	前半 157 後半 166	185	195	174	前半 151 後半 145
		夜間	177	167	175	201	211	前半 195 後半 192	192	前半 209 後半 217	233	240	241	前半 217 後半 213

[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	昼間	135	207	156
		夜間	164	210	218

○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（5）

周波数維持限度値（北陸送電方向）

【2019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	176	183	196	245	247	前半 226 後半 207	196	前半 201 後半 206	224	241	221	前半 194 後半 181
		夜間	214	210	212	238	237	前半 235 後半 226	223	前半 230 後半 235	248	258	271	前半 249 後半 238
	休日	昼間	134	137	148	196	201	前半 180 後半 170	152	前半 157 後半 167	185	195	174	前半 151 後半 145
		夜間	177	167	175	201	211	前半 196 後半 192	193	前半 209 後半 217	233	240	242	前半 217 後半 213

[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	135	207	156
		夜間	164	210	218

○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	—	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~16	12/30~1/5

- ※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）

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	176	183	196	244	247	前半 226 後半 207	196	前半 200 後半 206	223	241	221	前半 194 後半 180
		夜間	213	210	212	238	237	前半 234 後半 226	223	前半 230 後半 235	248	258	271	前半 249 後半 238
	休日	昼間	134	137	148	196	201	前半 180 後半 170	152	前半 157 後半 166	185	195	174	前半 151 後半 145
		夜間	177	167	175	201	211	前半 195 後半 192	192	前半 209 後半 217	233	240	241	前半 217 後半 213

[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	135	207	156
		夜間	164	210	218

○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。

8. 運用容量算出結果（1）

2019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)	150(④)	150(④)	150(④)	130(④) 【0①】 ¹⁾	130(④)	160(④)	160(④)	160(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④)	80(④)	80(④)	80(④)	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④) 【30④】	80(④) 【30④】	80(④)	80(④)	80(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)	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。

1) 北陸関西間連系線設備停止中（北陸関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系）

8. 運用容量算出結果 (2)

2019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	176(④)	183(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②) 【0 ①】 ¹⁾	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 181(④)
		夜間	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②) 【0 ①】 ¹⁾	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
	休日	昼間	134(④)	137(④) 【80 ④】	148(④) 【80 ④】	190(②)	190(②)	前半 180(④) 後半 170(④)	152(④)	前半 157(④) 後半 167(④)	185(④)	190(②)	174(④)	前半 151(④) 後半 145(④)
		夜間	177(④)	167(④)	175(④)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	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	昼間	135(④)	190(②)	156(④)
		夜間	164(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	—	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~16	12/30~1/5

※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。

1) 北陸関西間連系線設備停止中
(北陸関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系)

() 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（3）

2020年度 北陸向き運用容量²⁾

[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)	130(④) 【0①】 ¹⁾	130(④)	130(④)	130(④) 【0①】 ¹⁾	130(④) 【0①】 ¹⁾	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④) 【0①】
		夜間	70(④)	70(④)	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④)	70(④)	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④)	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④)	70(④)	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)
		夜間	70(④)	70(④)	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④)	70(④)	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④) 【0①】 ¹⁾	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(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) 北陸関西間連系線設備停止中（北陸関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系）

2) 2019年度の空容量実績を基に2020年度の細分化要否を判断する

8. 運用容量算出結果（4）

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	176(4)	183(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)	190(2)	前半 190(2) [0 ①] 1) 後半 180(4)
		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)	190(2)	前半 190(2) 後半 190(2)
	休日	昼間	134(4)	137(4)	148(4) [0 ①] 1)	190(2)	190(2)	前半 180(4) 後半 170(4) [0 ①] 1)	152(4) [0 ①] 1)	前半 157(4) 後半 166(4)	185(4)	190(2)	174(4)	前半 151(4) 後半 145(4)
		夜間	177(4)	167(4)	175(4) [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)	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	昼間	135(4)	190(2)	156(4)
		夜間	164(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) 北陸関西間連系線設備停止中
(北陸関西間連系線を開放し中部北陸間交流連系)

8. 運用容量算出結果（5）

2019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)	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)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④) 【0④】	80(④) 【0④】	80(④)	80(④)	80(④)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)
		夜間	70(④)	70(④)	80(④)	80(④)	80(④)	80(④)	70(④)	70(④)	90(④)	90(④)	90(④)	90(④)

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

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

8. 運用容量算出結果 (6)

2019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	176(④)	183(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 181(④)
		夜間	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
	休日	昼間	134(④)	137(④) 【50 ④】	148(④) 【50 ④】	190(②)	190(②)	前半 180(④) 後半 170(④)	152(④)	前半 157(④) 後半 167(④)	185(④)	190(②)	174(④)	前半 151(④) 後半 145(④)
		夜間	177(④)	167(④)	175(④)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	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	
北陸フェンス	特殊日	昼間	135(④)	190(②)	156(④)
		夜間	164(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	—	—	—
特殊日	5/3~5	8/13~16	12/30~1/5

- ※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）

2020年度 北陸受電方向運用容量¹⁾

[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)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)
		夜間	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)
	休日	昼間	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)
		夜間	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(④)	70(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) 2019年度の空容量実績を基に2020年度の細分化要否を判断する

8. 運用容量算出結果（8）

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	176(④)	183(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 180(④)
		夜間	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)
	休日	昼間	134(④)	137(④)	148(④)	190(②)	190(②)	前半 180(④) 後半 170(④)	152(④)	前半 157(④) 後半 166(④)	185(②)	190(②)	174(④)	前半 151(④) 後半 145(④)
		夜間	177(④)	167(④)	175(②)	190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	190(②)	前半 190(②) 後半 190(②)	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	
北陸フェンス	特殊日	昼間	135(④)	190(②)	156(④)
		夜間	164(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）

長期計画（2021年度～2028年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
北陸関西間連系線	北陸向	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】
	関西向	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(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、2020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）

長期計画（2021年度～2028年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
北陸フェンス	北陸受電方向	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】	130(④) 【70(④)】
	北陸送電方向	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(④)】	190(②) 【134(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、2020年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

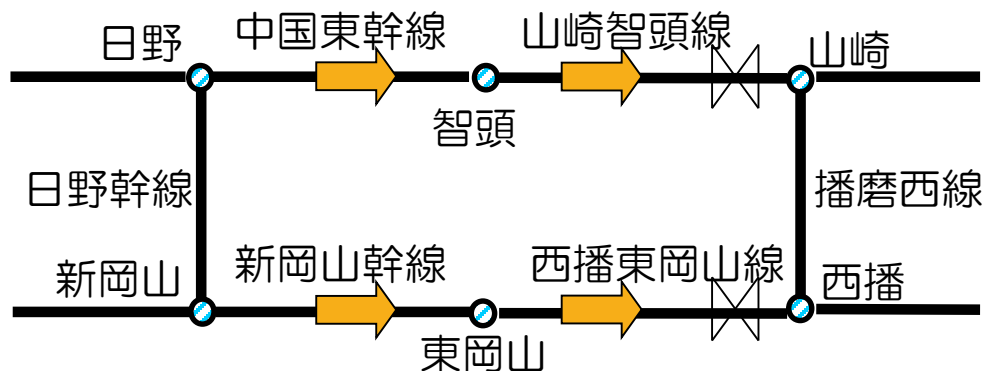
5. 関西中国間連系線

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。

<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

3. 熱容量限度値の考え方と判定基準 (2)

— 関西中国間連系線の定格熱容量 —

	容 量	備 考
西播東岡山線	278万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 846 * 4 * 0.95$)	ACSR410mm ² ×4導体×2回線 846A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器:4,000A
山崎智頭線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,686 * 4 * 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A
播磨西線	554万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,686 * 4 * 0.95$)	TACSR810mm ² ×4導体×2回線 1,686A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	遮断器・計器用変流器:4,000A
新岡山幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,125 * 4 * 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
日野幹線	370万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,125 * 4 * 0.95$)	TACSR410mm ² ×4導体×2回線 1,125A/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A
中国東幹線	550万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 1,672 * 4 * 0.95$)	TACSR610mm ² ×4導体×2回線 1,672/1導体
直列機器	329万kW(1回線あたり) ($P=\sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4,000 * 0.95$)	断路器・遮断器:4,000A

<考え方>

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

<検討条件>

① 解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

② 検討断面

➤10月夜間

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

③ 系統模擬

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

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。

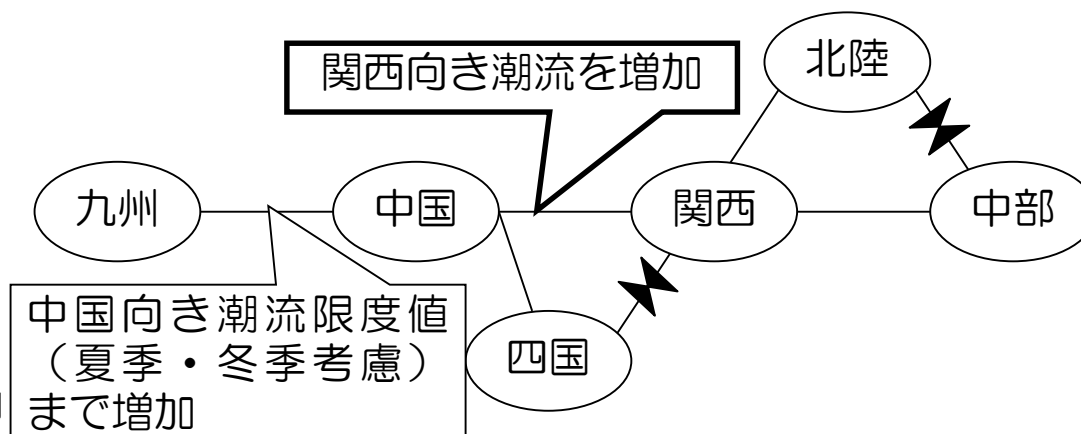
⑤ 想定需要

- ▶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。



▶ 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)

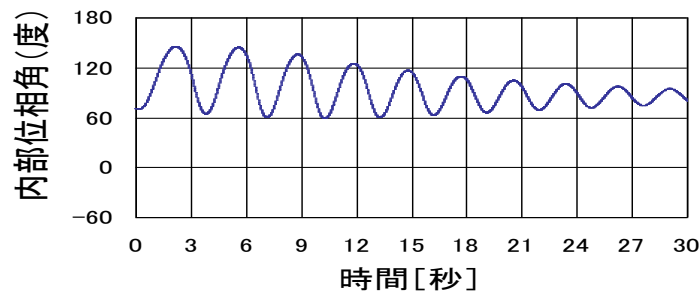
▶ 故障様相：三相6線地絡（両端）

<判定基準>

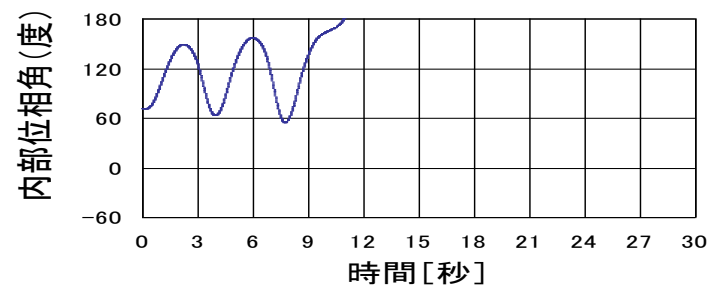
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<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か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

- 電源制限：なし、負荷制限：なし

⑧ 想定故障

- 「4. 同期安定性限度値の考え方と判定基準」の検討条件と同じ。

<判定基準>

- 基幹系統の母線電圧を維持できること。

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。

（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⁾	414万kW ³⁾ で安定確認

- 1) 数値はフリンジ分（26万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

（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⁾	414万kW	404万kW	389万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（26万kW）控除後の値
- 3) 西播東岡山線1回線熱容量

（4）周波数維持限度値

制約なし

8. 運用容量算出結果（1）

2019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	389 (③) 【304 (③)】	389 (③) 【379 (③)】	389 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③) 【329 (①)】	389 (③) 【278 (①)】
		夜間	389 (③) 【304 (③)】	389 (③)	389 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	389 (③)
	休日	昼間	389 (③)	389 (③)	389 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	389 (③) 【369 (③)】
		夜間	389 (③)	389 (③)	389 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	389 (③)
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	389 (③) 【278 (①)】	389 (③) 【329 (①)】	404 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	389 (③)
		夜間	389 (③)	389 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	389 (③)
	休日	昼間	389 (③)	389 (③) 【329 (①)】	404 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	389 (③)
		夜間	389 (③)	389 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	389 (③)

2019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
関西中国間連系線	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)

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 前半	9月 後半
関西中国間連系線	平日	昼間	389 (③) 【304 (③)】	389 (③) 【329 (①)】	389 (③) 【278 (①)】	414 (③)	414 (③)	414 (③) 【329 (①)】	389 (③)
		夜間	389 (③)	389 (③)	389 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	389 (③)
	休日	昼間	389 (③) 【304 (③)】	389 (③)	389 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	389 (③)
		夜間	389 (③)	389 (③)	389 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	389 (③)
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	389 (③) 【329 (①)】	389 (③) 【329 (①)】	404 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	389 (③)
		夜間	389 (③) 【329 (①)】	389 (③) 【329 (①)】	404 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	389 (③)
	休日	昼間	389 (③) 【329 (①)】	389 (③) 【329 (①)】	404 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	389 (③)
		夜間	389 (③) 【329 (①)】	389 (③) 【329 (①)】	404 (③)	404 (③)	404 (③)	404 (③)	389 (③)

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
関西中国間連系線	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（3）

長期計画（2021年度～2028年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
関西中国間連系線	関西向	414 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)	414 (③)
	中国向	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)

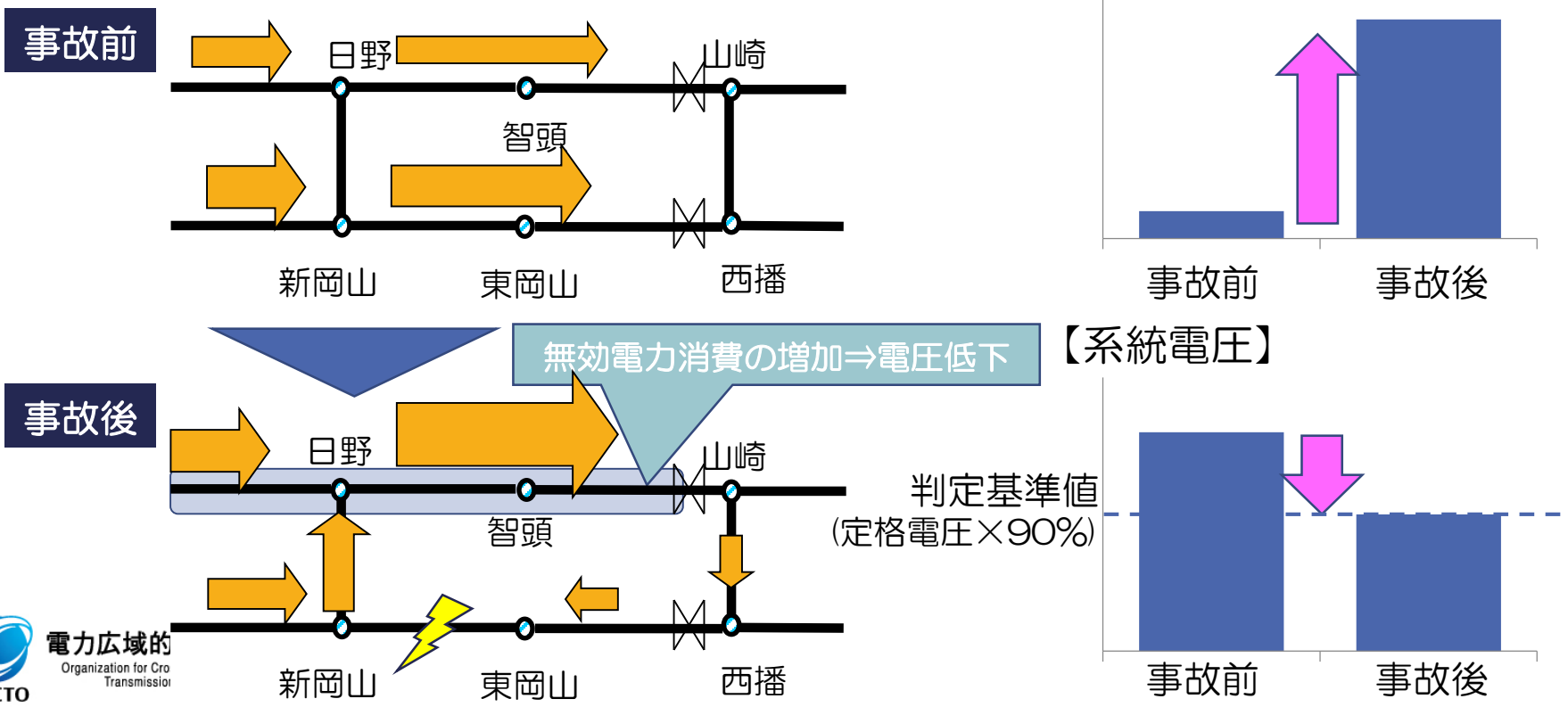
() 内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※2020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、2019年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

- 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

- 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°C)

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

<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

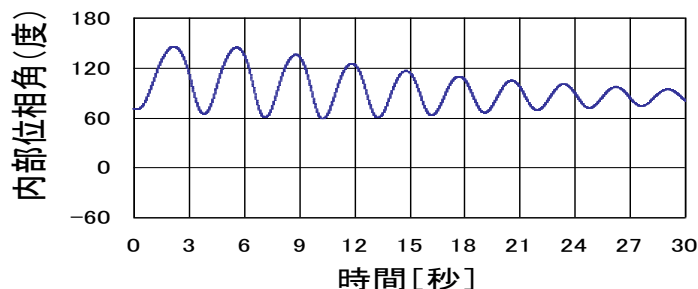
➤故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

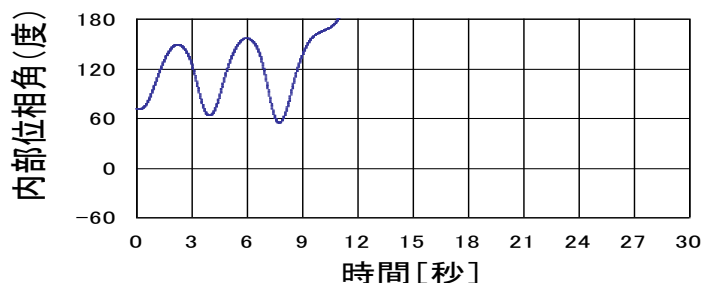
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



<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。

<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

（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 2,500mm ² × 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

（3）電圧安定性限度値

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

（4）周波数維持限度値

中国四国間連系線 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）

2019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)

2019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) 【24(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【29(④)】	120(①) 【26(④)】
		夜間	120(①) 【23(④)】	120(①) 【22(④)】	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) 【22(④)】	120(①) 【21(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(①) 【21(④)】	120(①) 【21(④)】	120(①)	120(①)	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)

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
中国四国間連系線	平日	昼間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(③)	120(③)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(③)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(③)	120(③)	120(①)	120(①)	120(①)
	休日	昼間	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(③)	120(③)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(③)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(③)	120(③)	120(①)	120(①)	120(①)

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
中国四国間連系線	平日	昼間	120(①) 【25(④)】	120(①) 【24(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) 【23(④)】	120(①) 【22(④)】	120(①) 【23(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【23(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	休日	昼間	120(①) 【22(④)】	120(①) 【21(④)】	120(①) 【21(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		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)

() 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）

長期計画（2021年度～2028年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028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。

※2020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、2019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

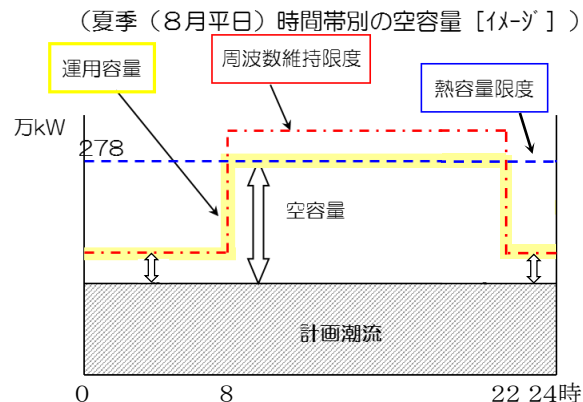
- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。
- なお、同期安定性面、電圧安定性面の限度値は、以下の制約要因から定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

【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

2. 熱容量限度値の考え方と判定基準

<考え方>

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

<検討条件>

① 算術式

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

② 検討断面

- 夏季(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kW ¹⁾ (1回線あたり) <参考>送電線の許容電流から求まる定格熱容量326万kW $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95)$	【夏季】ACSR410mm ² ×4導体 846A/1導体 【冬季】ACSR410mm ² ×4導体 992A/1導体
直列機器	329万kW $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95)$	遮断器・断路器・計器用変流器: 4,000A

1) 2018年5月に定めた検討条件通り、運用容量の潮流限度値は301万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))

<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

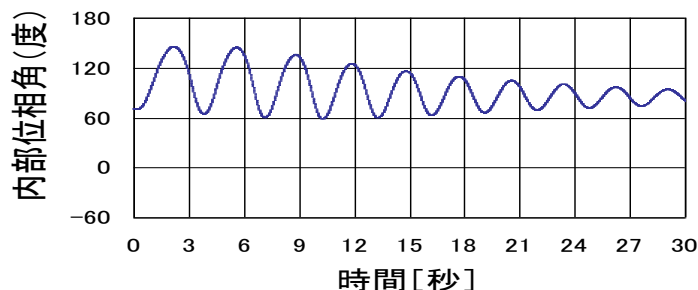
➤故障様相：三相3線地絡（中国九州間連系線）
三相地絡（新山口・北九州変電所母線）

<判定基準>

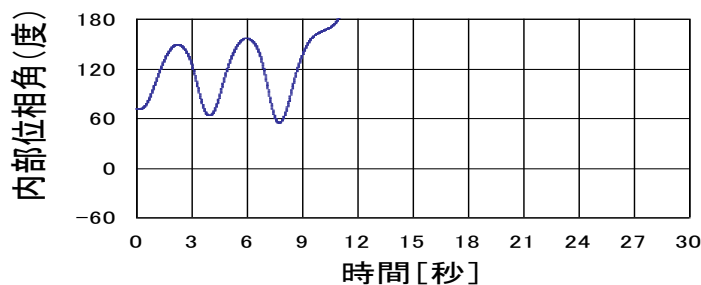
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【発電機内部位相角の収斂】

安定な例



不安定な例



＜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

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、負荷制限：なし
- ▶九州系統 電源制限：あり、負荷制限：なし

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 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、59.2Hz¹⁾ から60.6Hzの範囲を維持できること。

▶九州の周波数が、59.0Hzから60.5Hz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（系統保安ポンプ等）により維持している。

6. 各限度値算出結果（1）

（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	ACSR410mm ² × 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	301万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2018年度 第1回運用容量検討会 資料1-1参照）

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	301万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2018年度 第1回運用容量検討会 資料1-1参照）

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）

周波数維持限度値（中国向き）

【2019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	223	193	232	253	247	前半245 後半234	231	前半238 後半246	258	261	273	前半253 後半240
		夜間	199	189	196	209	205	前半208 後半200	195	前半205 後半210	223	219	250	前半225 後半215
	休日	昼間	185	179	186	212	218	前半205 後半197	189	前半200 後半211	218	230	226	前半209 後半208
		夜間	179	169	176	190	196	前半185 後半179	175	前半186 後半194	207	224	218	前半205 後半204

[万kW]

連系線名称	断面		GW	益	年未年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	176	218	182
		夜間	165	190	188

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年未年始
休日相当	—	—	—
特殊日	5/3~5/5	8/13~15	12/30・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）

周波数維持限度値（九州向き）

【2019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	0	2	5	18	18	前半12 後半9	8	前半8 後半9	18	18	13	前半6 後半4
		夜間	28	27	27	34	34	前半34 後半32	36	前半37 後半38	41	43	44	前半41 後半38
	休日	昼間	0	0	0	12	12	前半7 後半4	1	前半2 後半6	11	13	6	前半0 後半0
		夜間	22	21	22	29	32	前半28 後半28	30	前半34 後半36	39	40	40	前半36 後半34

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年未年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	0	17	6
		夜間	21	32	39

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年未年始
休日相当	—	—	—
特殊日	5/3~5/5	8/13~15	12/30・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）

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	227	218	232	253	246	前半245 後半234	231	前半238 後半246	258	261	273	前半253 後半240
		夜間	199	195	196	209	205	前半208 後半200	194	前半205 後半210	222	219	250	前半225 後半215
	休日	昼間	185	179	186	211	218	前半205 後半197	189	前半200 後半211	217	229	226	前半208 後半208
		夜間	179	169	176	190	196	前半185 後半179	175	前半186 後半194	207	224	217	前半204 後半204

[万kW]

連系線名称	断面	GW	益	年末年始	
中国九州間連系線	特殊日	昼間	176	218	182
		夜間	165	190	188

○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（5）

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	0	2	5	18	18	前半12 後半9	8	前半8 後半9	18	18	13	前半6 後半4
		夜間	28	27	27	34	34	前半34 後半32	36	前半37 後半38	41	43	44	前半41 後半38
	休日	昼間	0	0	0	12	12	前半7 後半4	1	前半2 後半6	11	13	6	前半0 後半0
		夜間	22	21	22	29	32	前半28 後半28	30	前半34 後半36	39	40	40	前半36 後半34

[万kW]

連系線名称	断面		GW	益	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	昼間	0	17	6
		夜間	21	32	39

○運用容量を休日，特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	4/30, 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（1）

2019年度 中国向き運用容量 【2019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	228(④) 【228(④)】	193(④) 【193(④)】	232(④)	253(④)	247(④)	前半245(④) 後半234(④)	231(④)	前半238(④) 後半246(④)	258(④)	261(④)	273(④)	前半253(④) 後半240(④)
		夜間	199(④) 【199(④)】	189(④) 【189(④)】	196(④)	209(④)	205(④)	前半208(④) 後半200(④)	195(④)	前半205(④) 後半210(④)	223(④)	219(④)	250(④)	前半225(④) 後半215(④)
	休日	昼間	185(④) 【185(④)】	179(④) 【179(④)】	186(④)	212(④)	218(④)	前半205(④) 後半197(④)	189(④)	前半200(④) 後半211(④)	218(④)	230(④)	226(④)	前半209(④) 後半208(④)
		夜間	179(④) 【179(④)】	169(④) 【169(④)】	176(④)	190(④)	196(④)	前半185(④) 後半179(④)	175(④)	前半186(④) 後半194(④)	207(④)	224(④)	218(④)	前半205(④) 後半204(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	特殊日	昼間	176(④)	218(④)	182(④)
		夜間	165(④)	190(④)	188(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	—	—	—
特殊日	5/3~5/5	8/13~15	12/30・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)

2019年度 九州向き運用容量 【2019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	0(④)	2(④)	5(④)	18(④)	18(④)	前半12(④) 後半9(④)	8(④)	前半8(④) 後半9(④)	18(④)	18(④)	13(④)	前半6(④) 後半4(④)
		夜間	28(④)	27(④)	27(④)	34(④)	34(④)	前半34(④) 後半32(④)	36(④)	前半37(④) 後半38(④)	41(④)	43(④)	44(④)	前半41(④) 後半38(④)
	休日	昼間	0(④)	0(④)	0(④)	12(④)	12(④)	前半7(④) 後半4(④)	1(④)	前半2(④) 後半6(④)	11(④)	13(④)	6(④)	前半0(④) 後半0(④)
		夜間	22(④)	21(④)	22(④)	29(④)	32(④)	前半28(④) 後半28(④)	30(④)	前半34(④) 後半36(④)	39(④)	40(④)	40(④)	前半36(④) 後半34(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	特殊日	昼間	0(④)	17(④)	6(④)
		夜間	21(④)	32(④)	39(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	—	—	—
特殊日	5/3~5/5	8/13~15	12/30・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)

2020年度 中国向き運用容量 【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	227(④) 【227(④)】	218(④) 【218(④)】	232(④)	253(④)	246(④)	前半245(④) 後半234(④)	231(④)	前半238(④) 後半246(④)	258(④)	261(④)	273(④)	前半253(④) 後半240(④)
		夜間	199(④) 【199(④)】	195(④) 【195(④)】	196(④)	209(④)	205(④)	前半208(④) 後半200(④)	194(④)	前半205(④) 後半210(④)	222(④)	219(④)	250(④)	前半225(④) 後半215(④)
	休日	昼間	185(④) 【185(④)】	179(④) 【179(④)】	186(④)	211(④)	218(④)	前半205(④) 後半197(④)	189(④)	前半200(④) 後半211(④)	217(④)	229(④)	226(④)	前半208(④) 後半208(④)
		夜間	179(④) 【179(④)】	169(④) 【169(④)】	176(④)	190(④)	196(④)	前半185(④) 後半179(④)	175(④)	前半186(④) 後半194(④)	207(④)	224(④)	217(④)	前半204(④) 後半204(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	特殊日	昼間	176(④)	218(④)	182(④)
		夜間	165(④)	190(④)	188(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（4）

2020年度 九州向き運用容量 【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	0(④)	2(④)	5(④)	18(④)	18(④)	前半12(④) 後半9(④)	8(④)	前半8(④) 後半9(④)	18(④)	18(④)	13(④)	前半6(④) 後半4(④)
		夜間	28(④)	27(④)	27(④)	34(④)	34(④)	前半34(④) 後半32(④)	36(④)	前半37(④) 後半38(④)	41(④)	43(④)	44(④)	前半41(④) 後半38(④)
	休日	昼間	0(④)	0(④)	0(④)	12(④)	12(④)	前半7(④) 後半4(④)	1(④)	前半2(④) 後半6(④)	11(④)	13(④)	6(④)	前半0(④) 後半0(④)
		夜間	22(④)	21(④)	22(④)	29(④)	32(④)	前半28(④) 後半28(④)	30(④)	前半34(④) 後半36(④)	39(④)	40(④)	40(④)	前半36(④) 後半34(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	特殊日	0(④)	17(④)	6(④)
	夜間	21(④)	32(④)	39(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（5）

長期計画（2021年度～2028年度）

連系線名称	潮流向	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度
中国九州間連系線	中国向	278(①) 【169(④)】	278(①) 【169(④)】	278(①) 【169(④)】	278(①) 【169(④)】	278(①) 【169(④)】	278(①) 【169(④)】	278(①) 【169(④)】	278(①) 【169(④)】
	九州向	18(④) 【0(④)】	18(④) 【0(④)】	18(④) 【0(④)】	18(④) 【0(④)】	18(④) 【0(④)】	18(④) 【0(④)】	18(④) 【0(④)】	18(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。

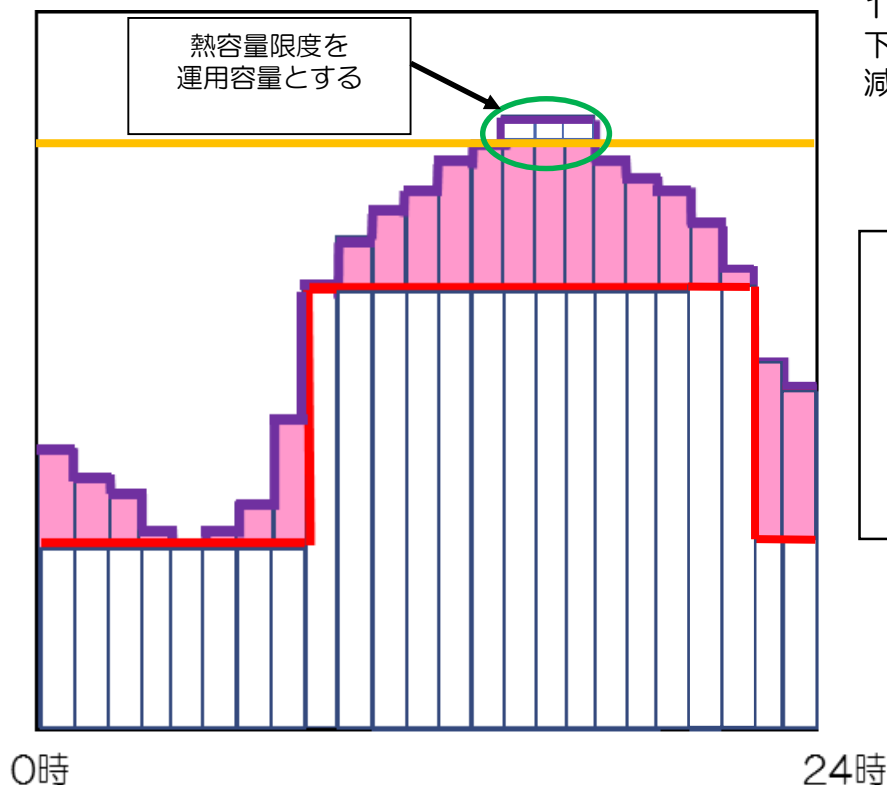
()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※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、2020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。

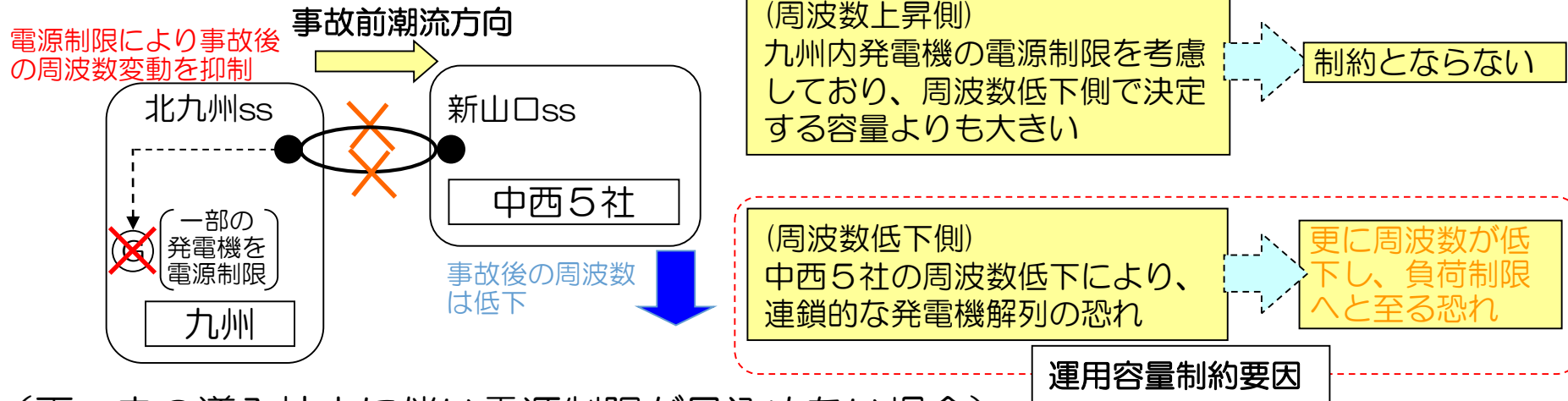


【凡例】

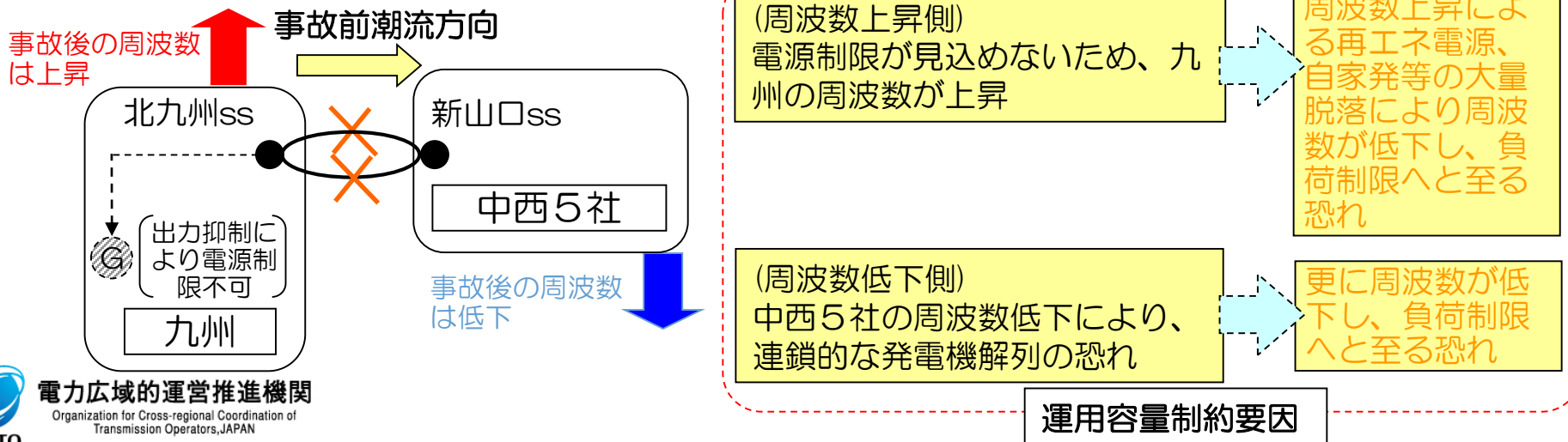
- 30分ごとの運用容量（周波数維持）
- 30分ごとの運用容量（熱容量限度）
- 2断面/日の運用容量（周波数維持）
- 運用容量増加分

- 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

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

・2019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]	ベース	・・・	+65	・・・	+250
中国九州間連系線潮流	237	・・・	300	・・・	300
関西中国間連系線潮流	217	・・・	280	・・・	445
想定故障A,B,C,...	○	・・・	○	・・・	○

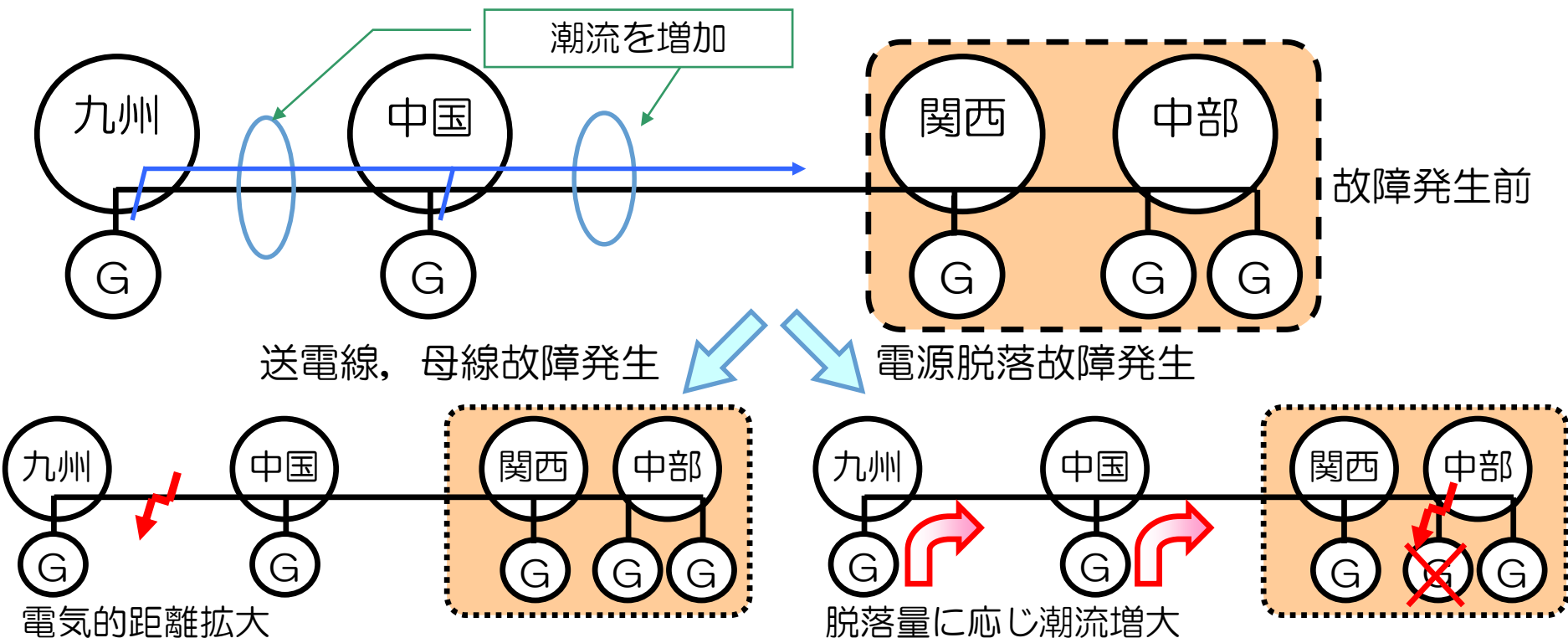
中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

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 ≥ 299万kW（運用容量＋フリンジ分）
- 関西中国間連系線潮流 = 445万kW ≥ 440万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。



①解析ツール

- 潮流計算：電中研L法
- 同期安定性解析：電中研Y法

②検討断面

- 8月昼間，8月夜間，1月昼間，1月夜間，10月昼間，10月夜間
- 同期安定性は，系統容量（系統に並列されている発電機の出合計）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

2019年度	想定需要
8月	4,122 ~ 8,597万kW
10月	3,667 ~ 6,435万kW
1月	4,553 ~ 8,042万kW

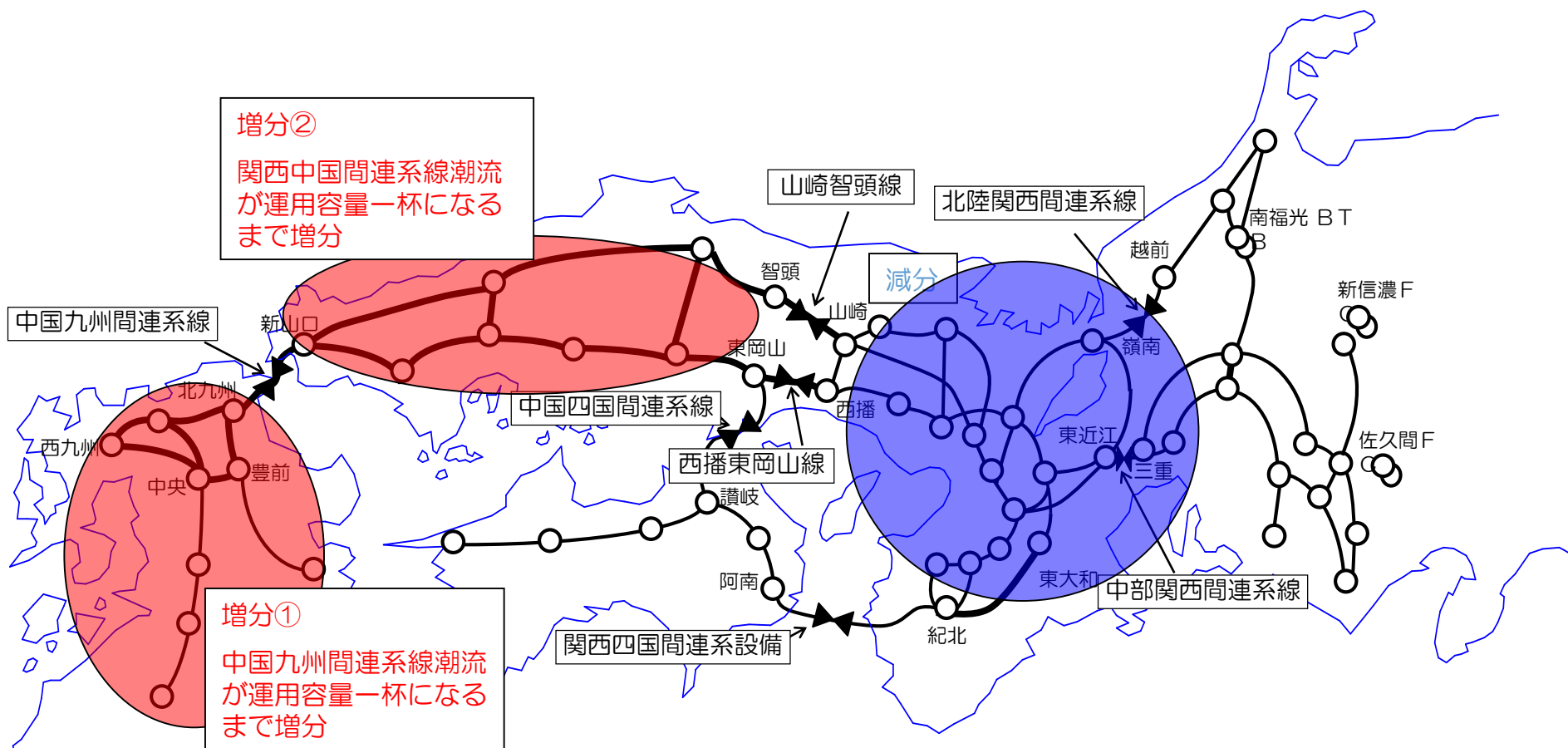
⑥電源制限・負荷制限の織り込み

- 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。

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。



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（同期安定性面でも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



2019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	・・・	+65	・・・	+250
中国九州間連系線潮流	237	・・・	300	・・・	300
関西中国間連系線潮流	217	・・・	280	・・・	445
想定故障A	○	・・・	○	・・・	○ 波形
			安定		
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。

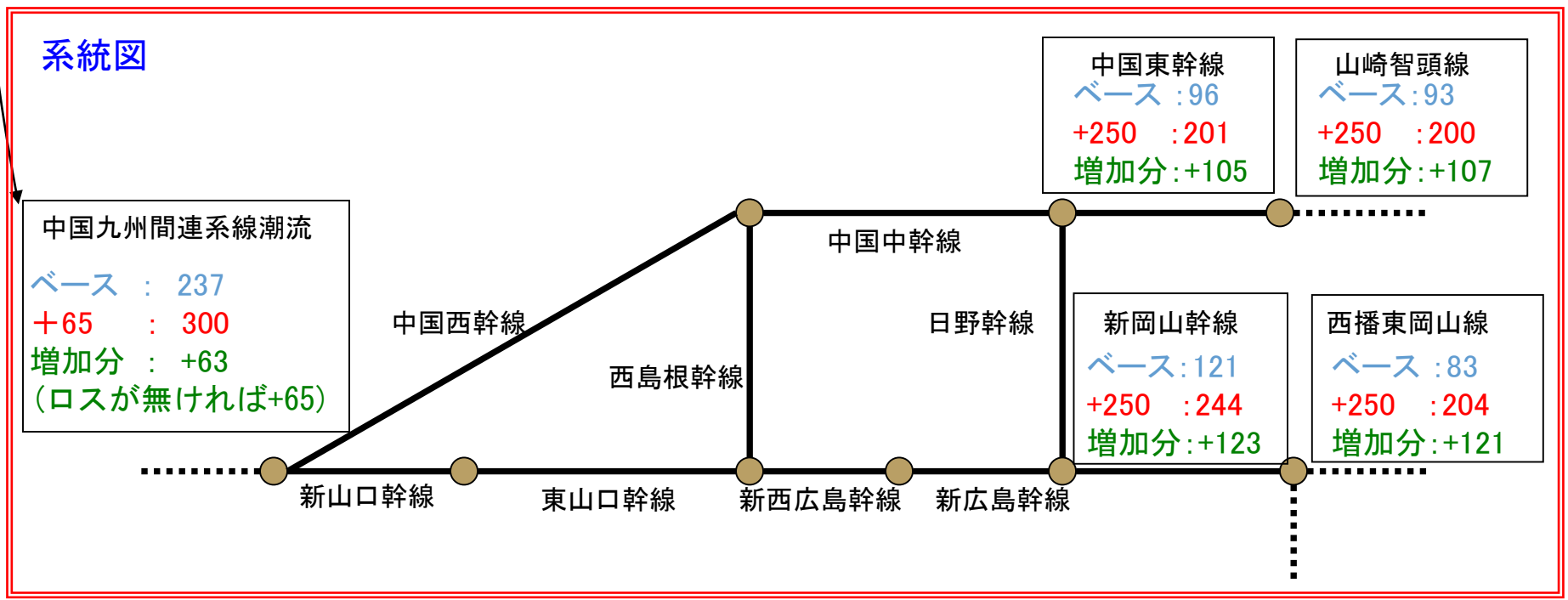
※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

- 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 = 445万kW ≥ 440万kW（運用容量＋フリンジ分）

【東向き計画潮流+250万kW増加の内訳】

ベースから九州発電機+65万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+185万kW増加により関西中国間連系線運用容量一杯

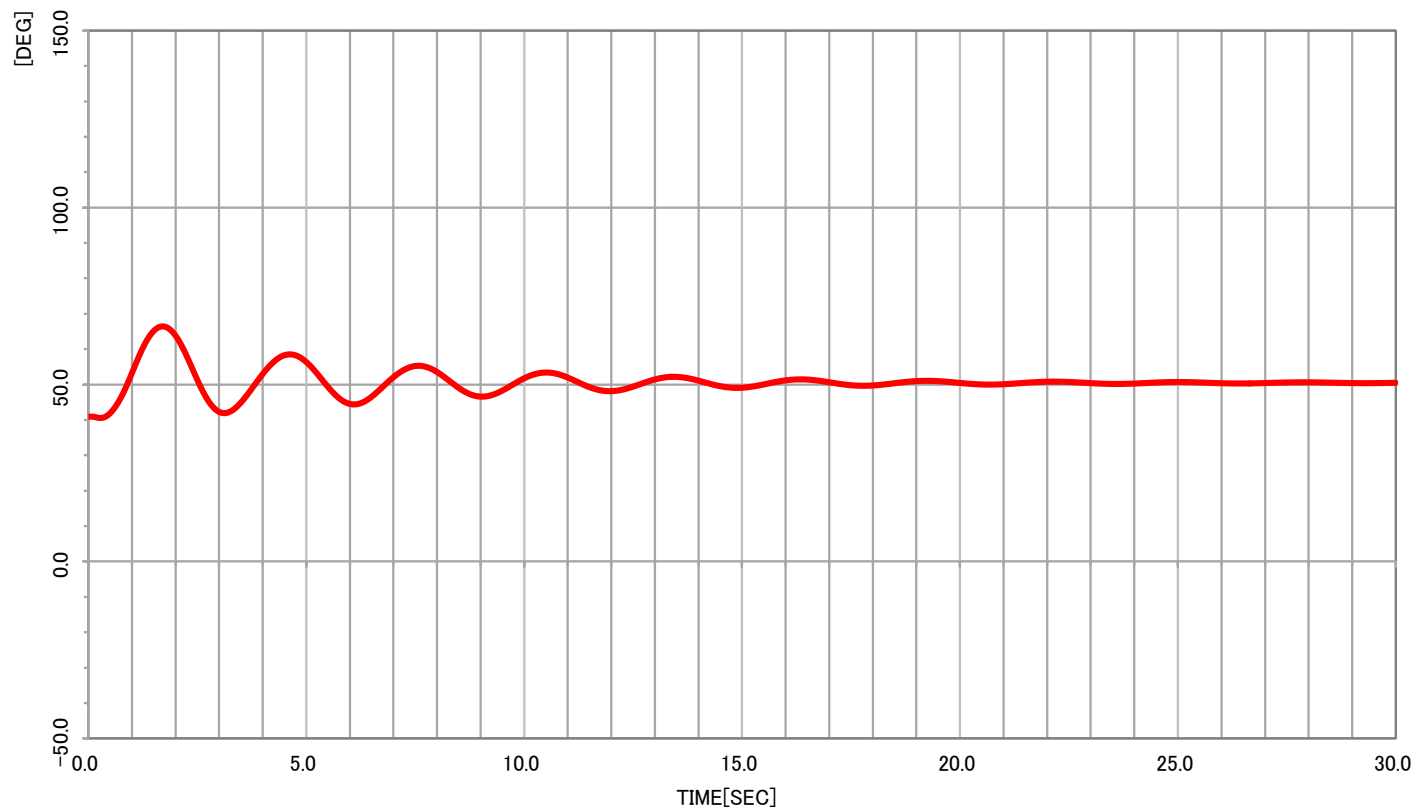
関西中国間連系線潮流
 ベース : 217
 +250 : 445
 増加分 : +228
 (ロスが無ければ+250)



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+250万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	○	○	○	○	○	○