

別冊 各連系線の運用容量 算出方法・結果

2018年 3月 1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	• • •	22
3. 中部関西間連系線	• • •	43
4. 北陸関西間連系線	• • •	65
5. 関西中国間連系線	• • •	95
6. 中国四国間連系線	• • •	112
7. 中国九州間連系線	• • •	126
8. 60Hz連系系統の同期安定性	• • •	148

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：60万kW
 - ※2019年3月末 北海道本州間連系設備30万kW増強予定
- 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
 - ※2020年度 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
- 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	函館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	函館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
北本安定運転	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）

➤ 連系潮流限度値（北向き）

潮流限度		連系線潮流限度値（万kW）							
潮流方向	連系回線数等	知内 発電所	大野 変電所 SVC	連系回線数					
				4回線	3回線	2回線			1回線
						道南幹線	道南一 函館幹線	函館幹線	
北流 (本州→ 北海道)	2台 運転	運転	60	45	55	25	0	0	
		停止	60	45	55	25	0	0	
	1台 運転	運転	60	60	60	30	30	15	
		停止	60	60	60	30	30	15	
	停止	運転	60	60	50	30	30	15	
		停止	60	60	30	30	30	15	

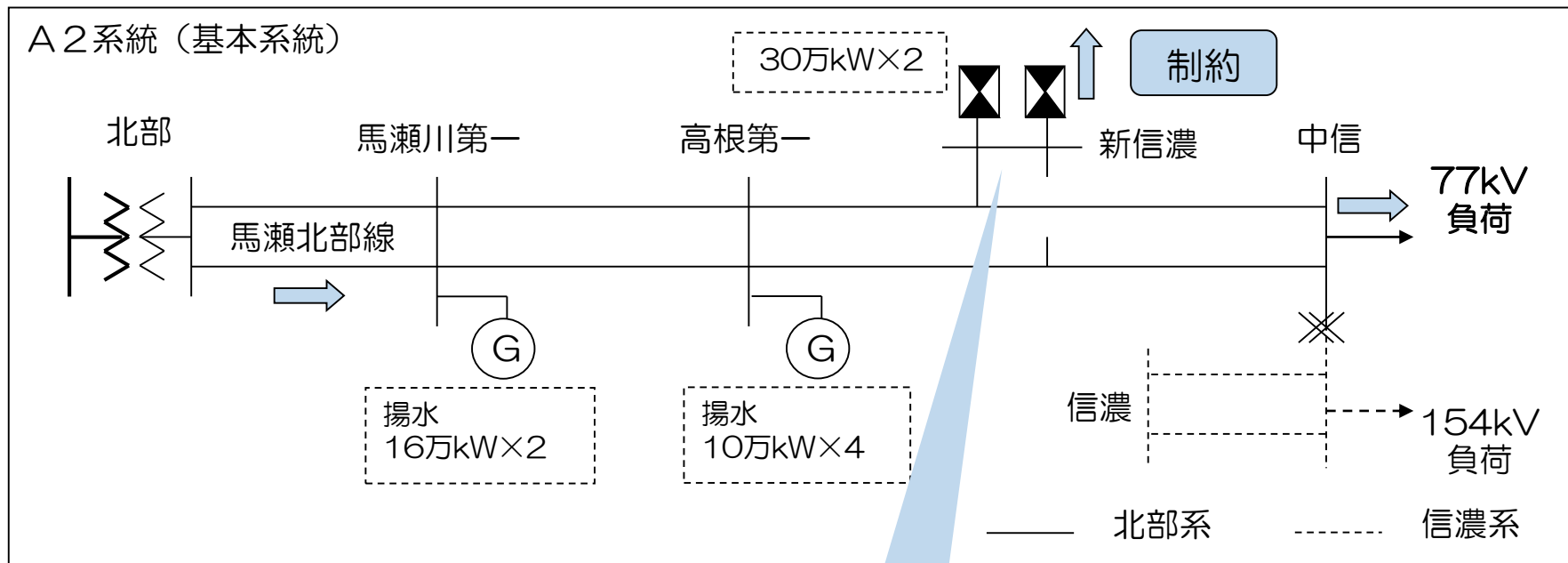
➤ 連系潮流限度値（南向き）

潮流限度		連系線潮流限度値（万kW）							
潮流方向	連系回線数等	知内 発電所	大野 変電所 SVC	連系回線数					
				4回線	3回線	2回線			1回線
						道南幹線	道南一 函館幹線	函館幹線	
南流 (北海道→ 本州)	2台 運転	運転	60 (大野線1回線 50)	60 (大野線1回線 40)	60 (大野線1回線 30)	30	30	0	
		停止	60	60	60	30	30	0	
	1台 運転	運転	60	60 (大野線1回線 50)	60 (大野線1回線 30)	30	25	0	
		停止	60	60	60	30	25	0	
	停止	運転	50	25	30	0	0	0	
		停止	30	20	0	0	0	0	

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

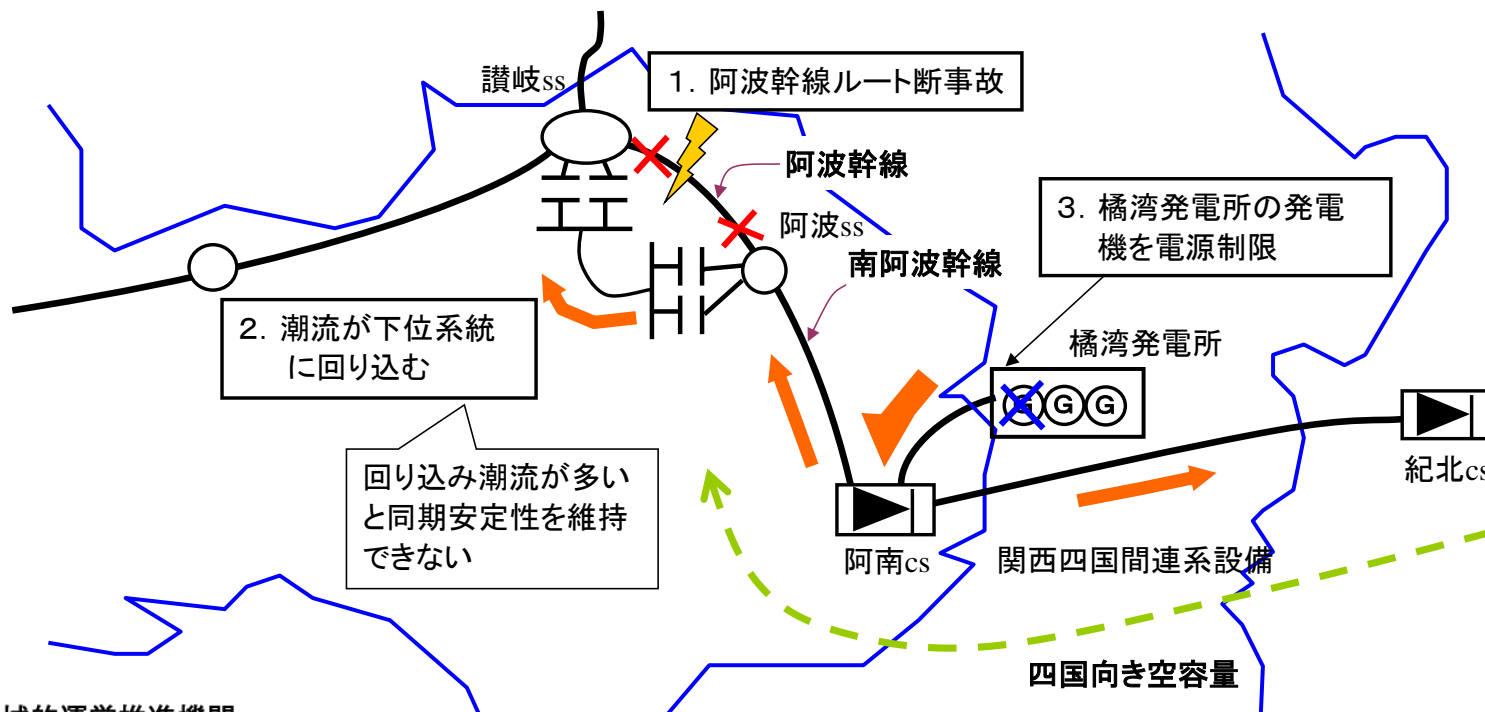
- 関西四国間連系設備の四国向き空容量は、阿波幹線ルート断事故時の同期安定性により定まる南阿波幹線の運用容量等による制約も考慮する必要があるため、以下により求まる空容量のうち、小さい方が採用される。

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)

2018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	60(①)	60(①) 【30(①)】	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	
		夜間	60(①)	60(①) 【30(①)】	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	
	休日	昼間	60(①)	60(①) 【0(①)】	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①) 【30(①)】	60(①)	60(①)
		夜間	60(①)	60(①) 【0(①)】	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)

2018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	60(①)	60(①) 【30(①)】	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	
		夜間	60(①)	60(①) 【30(①)】	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	
	休日	昼間	60(①)	60(①) 【0(①)】	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①) 【30(①)】	60(①)	60(①)
		夜間	60(①)	60(①) 【0(①)】	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(①)	60(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)

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)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【30(①)】
		夜間	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【30(①)】
	休日	昼間	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
		夜間	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(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)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【30(①)】
		夜間	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【30(①)】
	休日	昼間	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①) 【60(①)】	【60(①)】	【60(①)】
		夜間	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①) 【60(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。
2019年3月末、北海道本州間連系設備30万kW増強予定

【 】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 (2020年度～2027年度)

【万kW】

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027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)

() 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)

2018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)	120(①) 【90(①)】	【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①) 【90(①)】
		夜間	120(①) 【60(③)】	120(①) 【60(③)】	120(①) 【64(③)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	【90(①)】	120(①) 【90(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) 【64(③)】	120(①) 【64(③)】	120(①) 【65(③)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①) 【90(①)】
		夜間	120(①) 【66(③)】	120(①) 【66(③)】	120(①) 【69(③)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)

2018年度 中部向き運用容量

【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
東京中部間 連系設備	平日	昼間	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【82(①)】	【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①) 【90(①)】
		夜間	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①) 【82(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	【90(①)】	120(①) 【90(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) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①) 【90(①)】
		夜間	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【90(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	【90(①)】	120(①) 【90(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 (2)

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(①)】	120(①) 【60(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(①)】	120(①) 【60(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) 【63(③)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】
		夜間	120(①) 【66(③)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)

2019年度 中部向き運用容量

【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) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(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) 【60(①)】	120(①) 【60(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)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(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) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(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（3）

長期計画（2020年度～2027年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
東京中部間 連系設備	東京向	120(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)
	中部向	120(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(①)	210(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。
2020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)

2018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	
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)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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) 【0(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) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)

2018年度 中部向き運用容量

【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)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)
		夜間	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(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) 【0(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) 【0(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)

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	
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)】	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) 【0(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) 【0(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) 【0(①)】	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)

2019年度 中部向き運用容量

【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)】	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) 【0(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) 【0(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) 【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（2020年度～2027年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	31年度	32年度	33年度	34年度	35年度	36年度	37年度	38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)

2018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)	140(①) 【70(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) 【70(①)】
	休日	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)	140(①) 【70(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) 【70(①)】

2018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)	140(①) 【70(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) 【70(①)】
	休日	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)	140(①) 【70(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) 【70(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)

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（3）

長期計画（2020年度～2027年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027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。

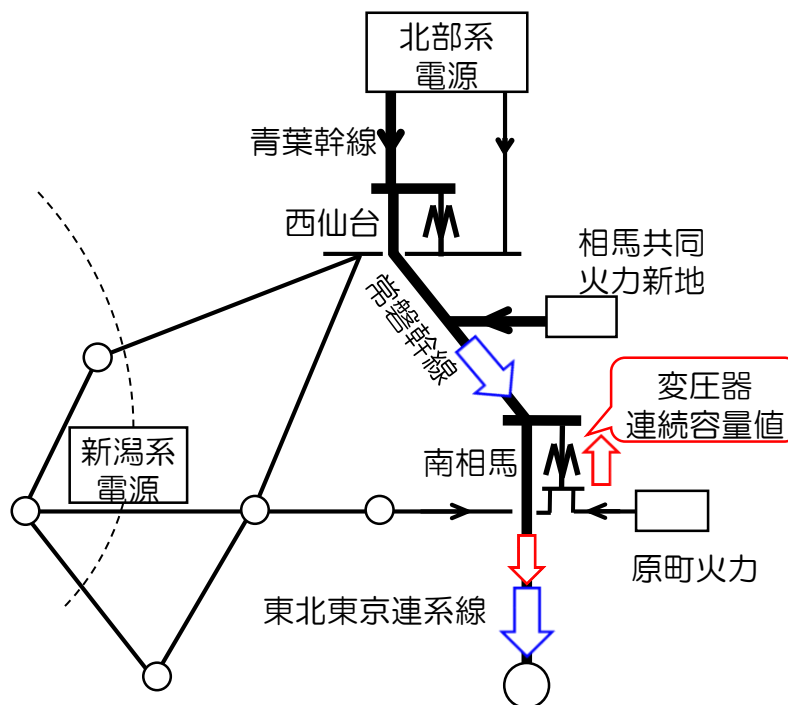
- 順方向（東北→東京向き）
 - 熱容量限度 （電圧安定性限度、周波数維持限度は他の限度値の制約とならないことを確認する）
 - 同期安定性限度
- 逆方向（東京→東北向き）
 - 周波数維持限度 （熱容量限度、同期安定性限度、電圧安定性限度は周波数維持限度値の制約とならないことを確認する）

<考え方>

- ▶ 東北東京連系線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連系線潮流が熱容量限度値となる

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

- ▶ 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



<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

- 東北東京連系線1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連系線潮流

		容 量	備 考
	東北東京連系線 (相馬双葉幹線)	631万kW/1回線 (冬季:668万kW/1回線) ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 7676 * 0.95$)	SBTACSR/UGS 780mm ² × 4導体 × 2回線 7676A(4導体分) (冬季:8124A)
	直列機器	658万kW/1回線 ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 8000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器: 8000A
	南相馬変圧器	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(1次)	164万kW/1バンク ($P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 2000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器: 2000A
	直列機器(2次)	180万kW/1バンク ($P = \sqrt{3} * (275 * 10^3) * 4000 * 0.95$)	断路器・遮断器・計器用変流器: 4000A

＜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

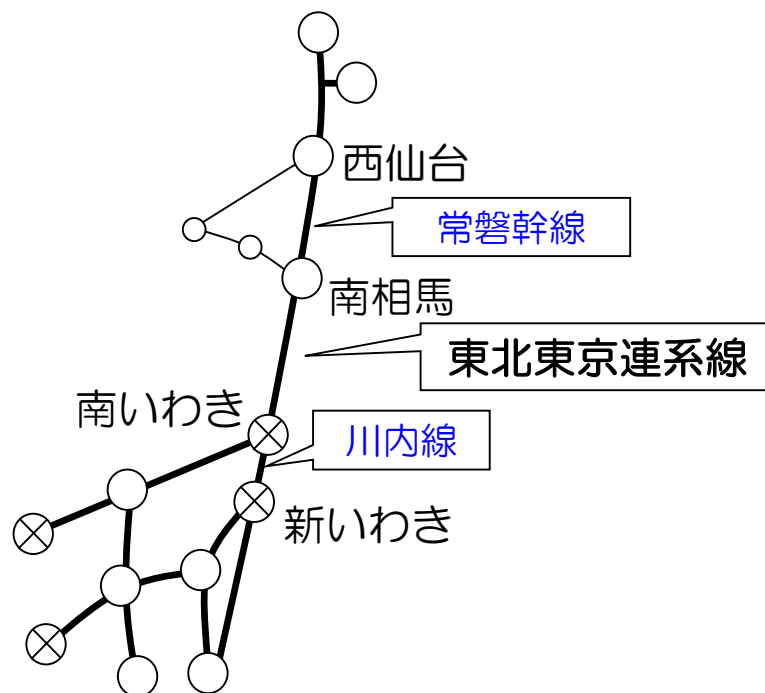
⑧ 想定故障 最過酷事故を想定

➤ 故障箇所：常磐幹線 2 回線 (電源制限：あり)

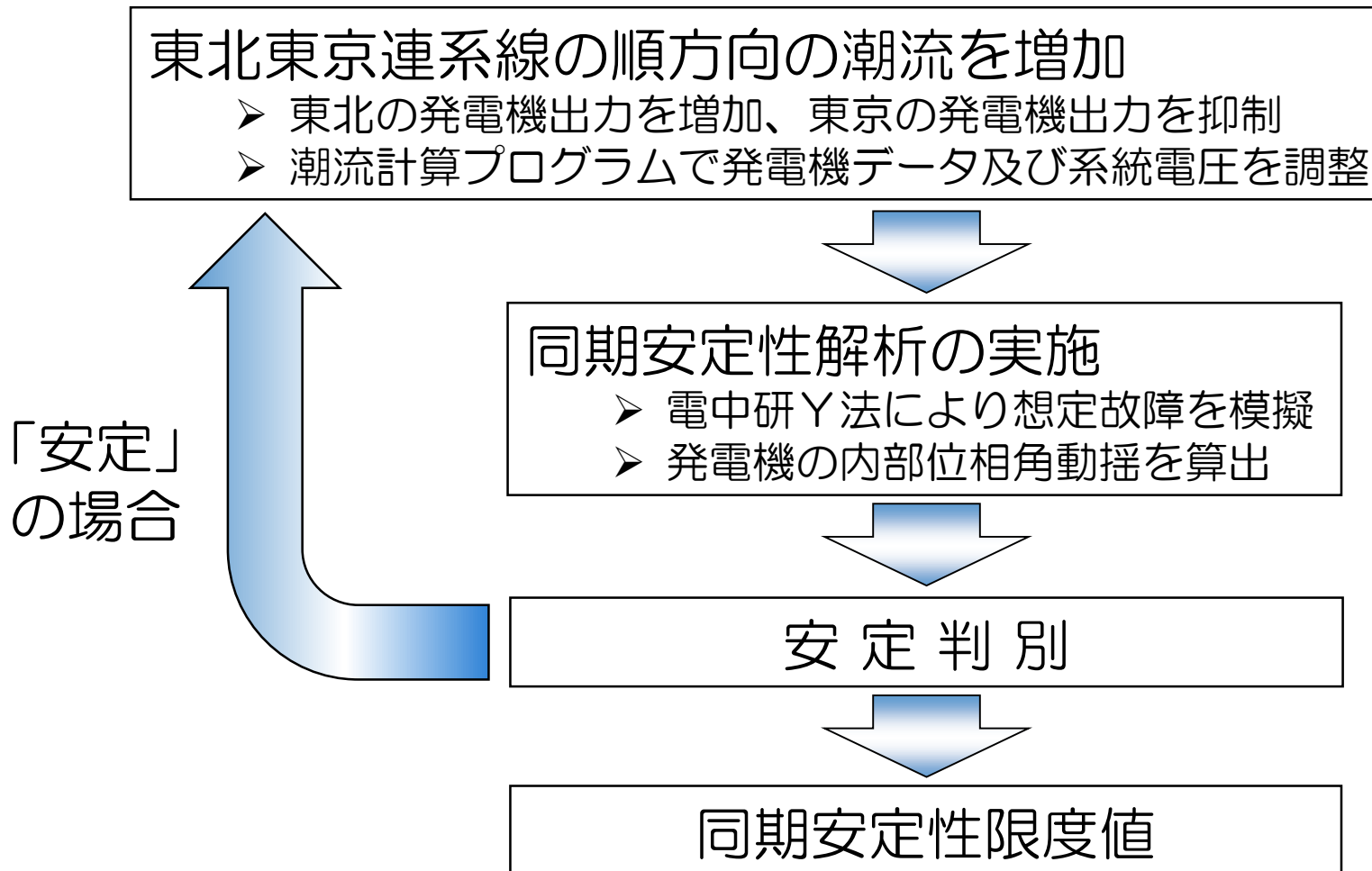
川内線 2 回線

➤ 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。

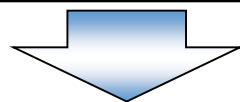


⑨ 検討フロー[全体フロー] (年間・長期検討)

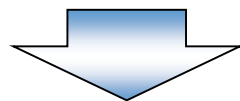


⑩ 検討フロー[詳細断面検討フロー]（年間検討）

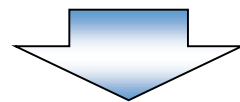
火力・原子力電源の並解列にあわせ
ひと月内の断面を細分化



「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

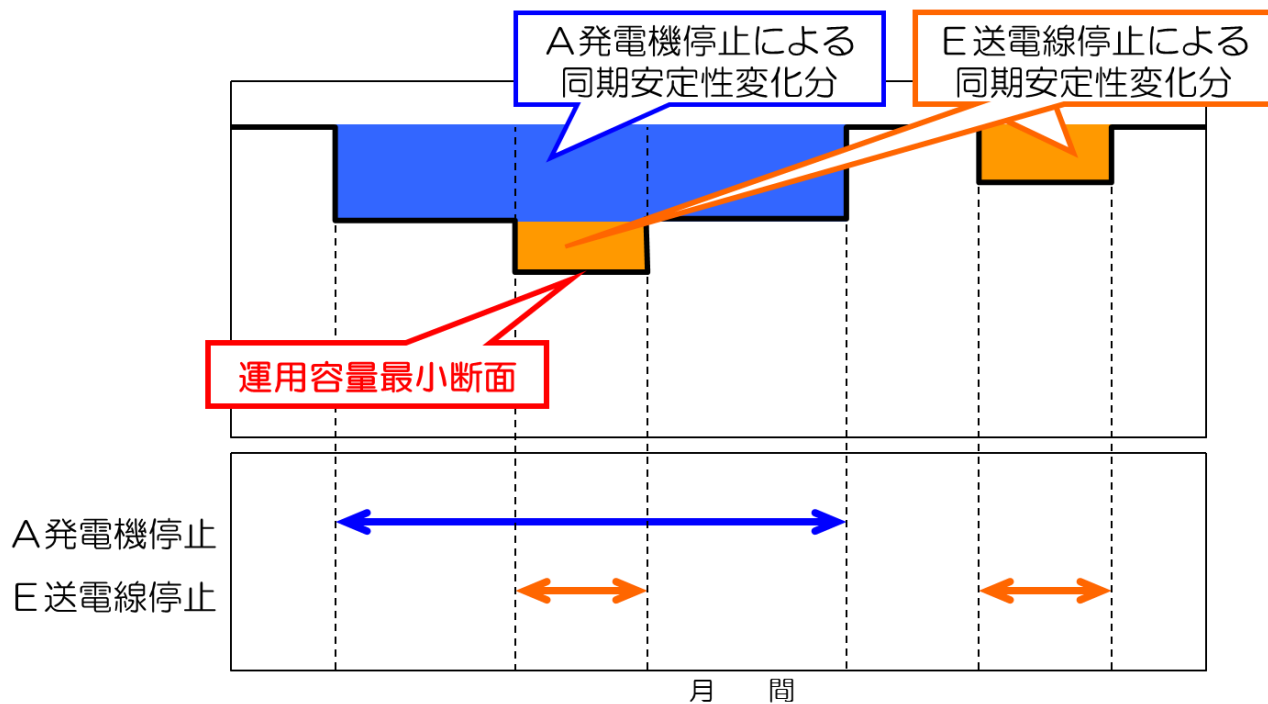


同一月の他断面は詳細検討結果に基づき
変化テーブルにより補正

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)

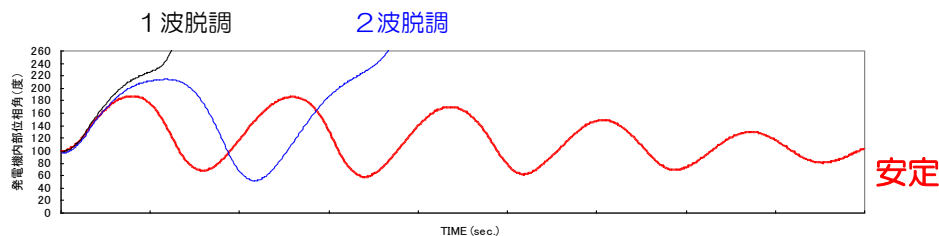
変化テーブル	常磐幹線ルート事故時の 同期安定性限度値	川内線ルート事故時の 同期安定性限度値
	変化分	変化分
A 発電機停止	-10万kW	-5万kW
B 発電機停止	-10万kW	-5万kW
C 発電機停止	-75万kW	-45万kW
D 発電機停止	-90万kW	-20万kW
E 送電線停止	-45万kW	-10万kW
F 送電線停止	-35万kW	-15万kW
⋮	⋮	⋮

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。



4. 周波数維持限度値の考え方と判定基準

<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

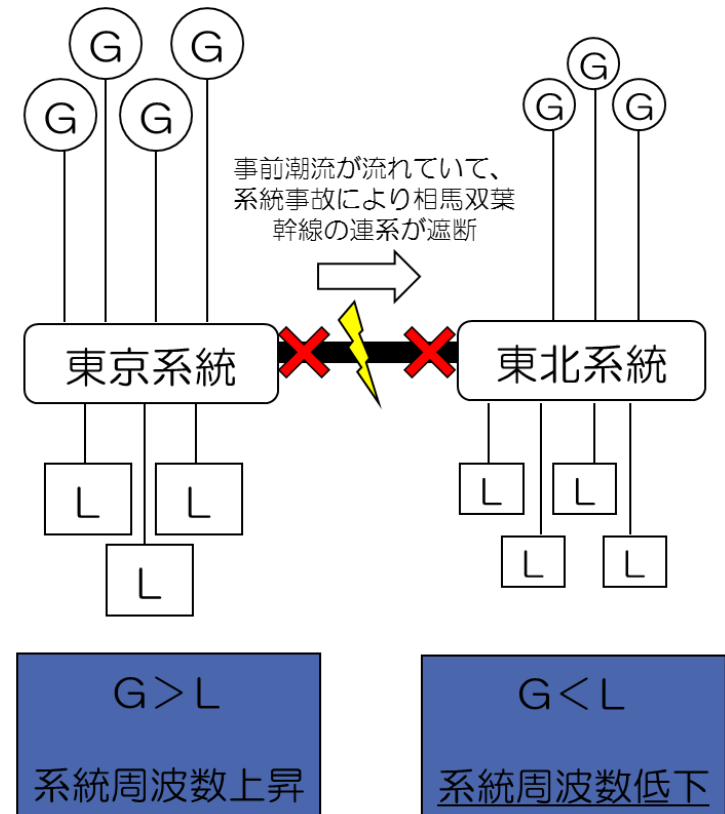
➢ 東北東京連系線2回線停止

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。



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

	容量	備考
東北東京間連系線	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

○東京向き

2018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 ¹⁾	平日	昼間	【385】	【435】	【236】	480	540	460	440	455	430	520	515	530 【236】
		夜間	【375】	【410】	【236】	460	550	430	420	420	420	520	510	555 【236】
	休日	昼間	【385】	【435】	【325】	495	540	460	440	455	455	520	515	430 【236】
		夜間	【375】	【410】	【320】	520	565	430	420	420	425	520	510	450 【236】

【 】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。

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 ¹⁾	平日	昼間	630	630 【630】	575 【236】	530 【580】	565	510	405	500	535	550 【595】	450 【585】	425
		夜間	630	630 【630】	575 【236】	560 【570】	590	515	425	515	540	515 【515】	435 【540】	395
	休日	昼間	630	630 【630】	575 【236】	530	565	510	405	500	535	540 【595】	450 【585】	425
		夜間	630	630 【630】	570 【236】	535	590	515	425	515	540	515 【555】	435 【540】	395

【 】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 (3)

(3) 同期安定性限度値

○東京向き

2018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	[443]	[418]	[318]	513	563	503	483	483	488	558	558	483 [328]
		夜間	[433]	[398]	[308]	483	543	488	473	483	473	533	558	483 [318]
	休日	昼間	[443]	[473]	[318]	508	563	503	483	483	488	558	538	508 [328]
		夜間	[433]	[453]	[308]	483	543	488	473	483	473	533	538	508 [318]

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	463	523 [473]	333 [298]	538 [448]	563	558	518	558	553	543 [488]	463 [498]	498
		夜間	488	478 [453]	328 [293]	523 [448]	543	538	508	543	543	538 [508]	483 [513]	493
	休日	昼間	463	523	333 [298]	538	563	558	518	558	553	540 [488]	463 [498]	498
		夜間	488	478	328 [293]	503	543	538	508	543	543	538 [508]	483 [513]	493

1) 数値はフリンジ分(17万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

5. 各限度値算出結果（4）

（4）周波数維持限度値

○東北向き

2018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	33	37 【236】	38	32	37	36	38	42	46	46	41 【236】
		夜間	28	25	27 【236】	28	24	28	27	30	34	38	39	36 【236】
	休日	昼間	30	26	31	33	30	33	31	33	37	34	40	36 【236】
		夜間	28	23	28	28	23	28	27	29	38	36	41	36 【236】

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	33	35 【236】	38	32	37	36	39	42	46	47	39
		夜間	28	25	26 【236】	28	24	28	27	30	34	38	40	34
	休日	昼間	30	26	30 【236】	33	30	33	31	33	37	34	40	34
		夜間	28	23	26 【236】	28	23	28	27	29	38	36	41	34

○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。

6. 運用容量算出結果 (1)

2018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 ¹⁾	平日	昼間	35(④)	33(④)	37(④) 【236(①)】	38(④)	32(④)	37(④)	36(④)	38(④)	42(④)	46(④)	46(④)	41(④) 【236(①)】
		夜間	28(④)	25(④)	27(④) 【236(①)】	28(④)	24(④)	28(④)	27(④)	30(④)	34(④)	38(④)	39(④)	36(④) 【236(①)】
	休日	昼間	30(④)	26(④)	31(④)	33(④)	30(④)	33(④)	31(④)	33(④)	37(④)	34(④)	40(④)	36(④) 【236(①)】
		夜間	28(④)	23(④)	28(④)	28(④)	23(④)	28(④)	27(④)	29(④)	38(④)	36(④)	41(④)	36(④) 【236(①)】

2018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 ¹⁾	平日	昼間	<410(①)> 【385(①)】	<465(①)> 【418(②)】	<420(①)> 【236(①)】	480(①) <553(②)>	540(①) <563(②)>	460(①)	440(①) <450(①)>	455(①) <465(①)>	430(①) <545(①)>	520(①) <540(①)>	515(①) <520(①)>	530(①) 【236(①)】
		夜間	<400(①)> 【375(①)】	<420(①)> 【398(②)】	<420(①)> 【236(①)】	460(①) <508(②)>	543(②) <548(②)>	430(①)	420(①) <430(①)>	420(①) <430(①)>	420(①) <528(①)>	520(①)	510(①) <515(①)>	555(①) 【236(①)】
	休日	昼間	<410(①)> 【385(①)】	<465(①)> 【435(①)】	<420(①)> 【318(②)】	495(①) <545(①)>	540(①) <563(②)>	460(①) <450(①)>	440(①) <450(①)>	455(①) <465(①)>	510(①) <545(①)>	520(①) <540(①)>	515(①) <520(①)>	430(①) <483(①)> 【236(①)】
		夜間	<400(①)> 【375(①)】	<420(①)> 【410(①)】	<415(①)> 【320(②)】	483(②) <503(②)>	543(②)	430(①) <450(①)>	420(①) <430(①)>	420(①) <430(①)>	425(①) <523(①)>	520(①)	510(①) <515(①)>	450(①) <483(①)> 【236(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)

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 ¹⁾	平日	昼間	35(④)	33(④)	35(④) 【236(①)】	38(④)	32(④)	37(④)	36(④)	39(④)	42(④)	46(④)	47(④)	39(④)
		夜間	28(④)	25(④)	26(④) 【236(①)】	28(④)	24(④)	28(④)	27(④)	30(④)	34(④)	38(④)	40(④)	34(④)
	休日	昼間	30(④)	26(④)	30(④) 【236(①)】	33(④)	30(④)	33(④)	31(④)	33(④)	37(④)	34(④)	40(④)	34(④)
		夜間	28(④)	23(④)	26(④) 【236(①)】	28(④)	23(④)	28(④)	27(④)	29(④)	38(④)	36(④)	41(④)	34(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 ¹⁾	平日	昼間	463(②) <473(②)>	523(②) 【473(②)】	333(②) <353(②)> 【236(①)】	530(①) <538(②)> 【448(②)】	563(②)	510(①) <558(②)>	405(①) <515(①)>	500(①) <535(①)>	535(①) <555(①)>	543(②) 【488(②)】	450(①) <498(②)>	425(①) <545(①)>
		夜間	488(②) <498(②)>	478(②) 【453(②)】	328(②) <348(②)> 【236(①)】	523(②) <528(②)> 【448(②)】	543(②)	515(①) <543(②)>	425(①) <543(②)>	515(①) <543(②)>	540(①) <543(②)>	515(①) 【508(②)】	435(①) <525(①)> 【513(②)】	395(①) <535(①)>
	休日	昼間	463(②) <473(②)>	523(②) <528(②)>	333(②) <353(②)> 【236(①)】	503(①) <538(②)>	563(②)	510(①) <555(①)>	405(①) <495(①)>	500(①)	535(①) <555(①)>	540(①) 【488(②)】	450(①) 【498(②)】	425(①) <550(①)>
		夜間	488(②) <498(②)>	478(②) <483(②)>	328(②) <348(②)> 【236(①)】	503(②) <528(②)>	543(②)	515(①) <543(②)>	425(①) <520(①)>	515(①)	540(①) <543(②)>	515(①) <525(①)> 【508(②)】	435(①) <525(①)> 【513(②)】	395(①) <538(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（2020年度～2027年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
東北東京間連系線	東北向き	236 ¹⁾ (①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向き	553 ¹⁾ (②) 【380(①)】	553(②) 【380(①)】	553(②) 【380(①)】	623 ²⁾ (②) 【380(①)】	623(②) 【380(①)】	623(②) 【380(①)】	623(②) 【380(①)】	623(②) ³⁾ 【380(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、2018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) 「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画」（H29.2.3策定）にて示された短工期対策により、2020年度以降運用容量が増加する見込みであり、それを反映済み。
- 2) 東北地内の電源増設により、2023年度から東京向きの運用容量が70万kW増加の見込み。
- 3) 2027年第二連系線運開後は、1028万kWになる見込み。

〈参考〉短工期対策

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50万kW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コースが満たされない。
- 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

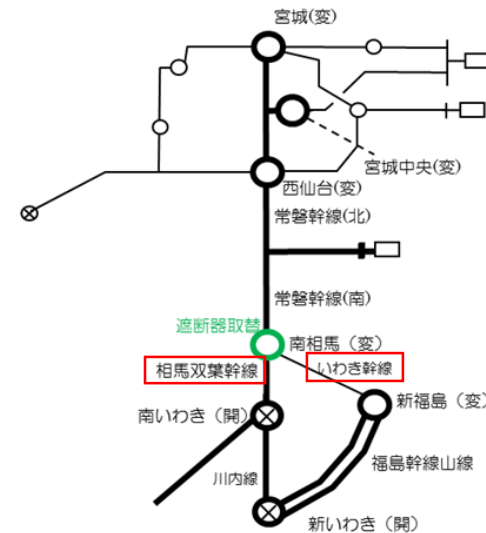
項目	概要
南相馬(変) 短絡容量対策	遮断器（3台）等を許容電流が大きな機器へ取り替える。
電源制限装置	送電線熱容量対策及び同期安定性維持のために、制御装置及びこれに伴う通信設備を設置する。

○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

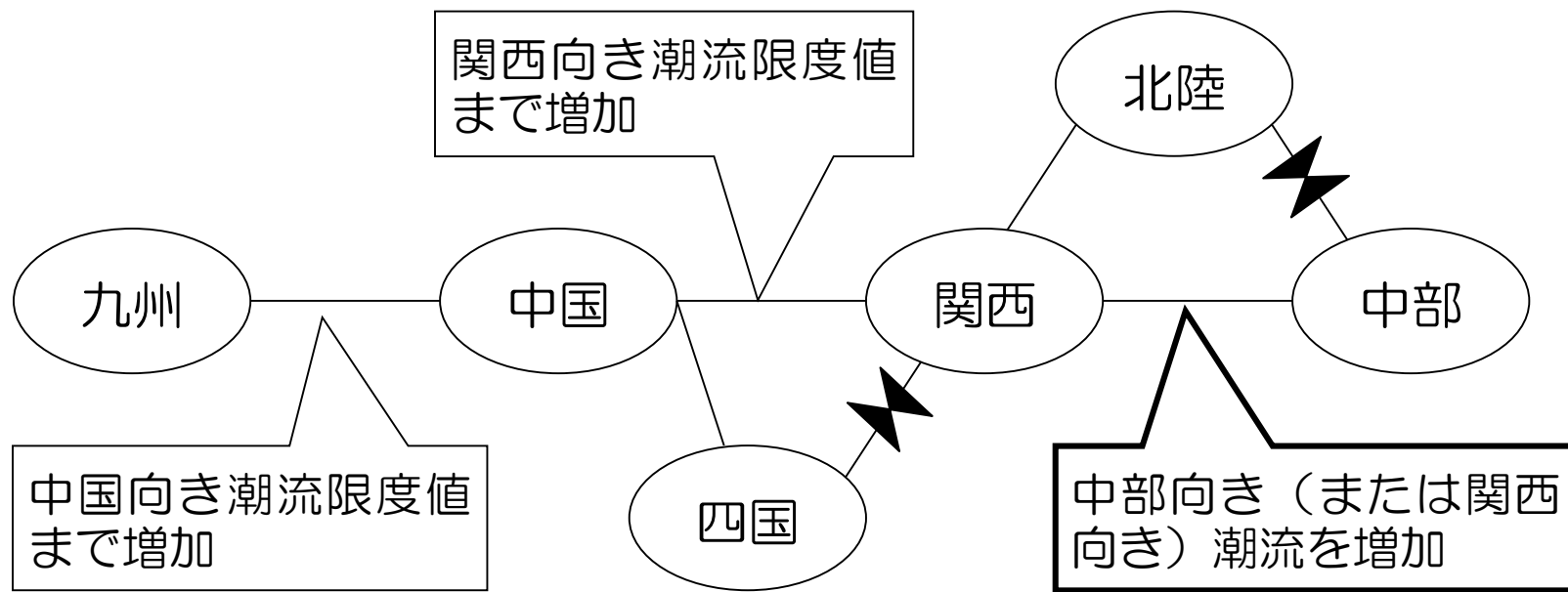
- ▶ 実績より想定

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】

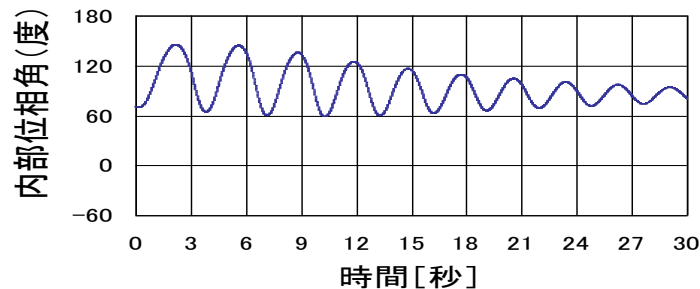
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

<判定基準>

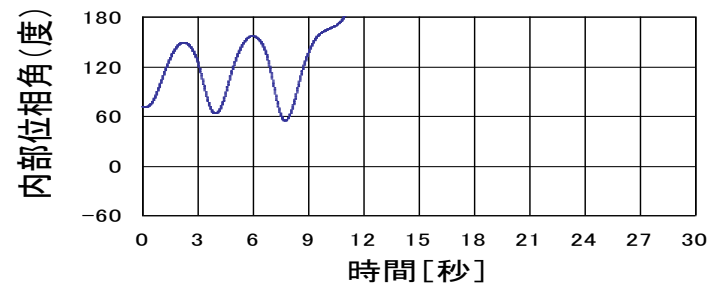
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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のほど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

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数（一発電機解列量）}^{1)}$$

➤ 中部系統

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し、暫定的にFCのEPPSを見込む

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数（一発電機解列量 + EPPS見込み量）}^{1)}$$

1) () は周波数低下側のみ

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

連系線名称	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	年間
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（22万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	年間
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（22万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	年間
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)

【2018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	
中部関西間連系線	平日	昼間	55(④)	58(④)	73(④)	93(④)	95(④)	前半96(④) 後半85(④)	70(④)	前半75(④) 後半78(④)	92(④)	100(④)	92(④)	前半85(④) 後半69(④)
		夜間	90(④)	83(④)	87(④)	99(④)	103(④)	前半105(④) 後半101(④)	97(④)	前半103(④) 後半108(④)	119(④)	129(④)	135(④)	前半125(④) 後半111(④)
	休日	昼間	35(④)	34(④)	44(④)	66(④)	74(④)	前半65(④) 後半57(④)	44(④)	前半50(④) 後半51(④)	74(④)	69(④)	64(④)	前半52(④) 後半45(④)
		夜間	67(④)	59(④)	64(④)	80(④)	84(④)	前半82(④) 後半79(④)	77(④)	前半88(④) 後半92(④)	104(④)	115(④)	110(④)	前半101(④) 後半93(④)

[万kW]

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)	89(④)	43(④)
		夜間	54(④)	92(④)	102(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	5/1・2	—	1/4
特殊日	5/3~5/6	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 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）

【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	
中部関西間連系線	平日	昼間	57(④)	59(④)	74(④)	94(④)	97(④)	前半97(④) 後半87(④)	72(④)	前半76(④) 後半79(④)	93(④)	101(④)	94(④)	前半87(④) 後半70(④)
		夜間	91(④)	84(④)	89(④)	100(④)	104(④)	前半107(④) 後半102(④)	98(④)	前半105(④) 後半109(④)	120(④)	130(④)	136(④)	前半126(④) 後半112(④)
	休日	昼間	36(④)	35(④)	45(④)	67(④)	75(④)	前半66(④) 後半59(④)	45(④)	前半51(④) 後半52(④)	75(④)	70(④)	65(④)	前半54(④) 後半47(④)
		夜間	69(④)	60(④)	65(④)	81(④)	85(④)	前半83(④) 後半80(④)	79(④)	前半89(④) 後半93(④)	105(④)	116(④)	111(④)	前半102(④) 後半94(④)

[万kW]

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	29(④)	90(④)	45(④)
		夜間	56(④)	93(④)	103(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・2	—	—
特殊日	5/3~5/6	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。

7. 運用容量算出結果（1）

2018年度 中部向き運用容量

[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	
中部関西間連系線	平日	昼間	250(④)	250(④)	250(④) 【23(④)】	250(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)	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)	200(④) 【20(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。

【 】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)

2018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	
中部関西間連系線	平日	昼間	55(④)	58(④)	73(④)	93(④)	95(④)	前半96(④) 後半85(④)	70(④)	前半75(④) 後半78(④)	92(④)	100(④)	92(④)	前半85(④) 後半69(④)
		夜間	90(④)	83(④)	87(④)	99(④)	103(④)	前半105(④) 後半101(④)	97(④)	前半103(④) 後半108(④)	119(④)	129(④)	135(④)	前半125(④) 後半111(④)
	休日	昼間	35(④)	34(④)	44(④) 【43(④)】	66(④)	74(④)	前半65(④) 後半57(④)	44(④)	前半50(④) 後半51(④)	74(④)	69(④)	64(④)	前半52(④) 後半45(④) 【39(④)】
		夜間	67(④)	59(④)	64(④)	80(④)	84(④)	前半82(④) 後半79(④)	77(④)	前半88(④) 後半92(④)	104(④)	115(④)	110(④)	前半101(④) 後半93(④)

[万kW]

連系線名称	断面	GW	盆	年末年始	
中部関西間連系線	特殊日	昼間	28(④)	89(④)	43(④)
		夜間	54(④)	92(④)	102(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	5/1・2	—	1/4
特殊日	5/3~5/6	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 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 (3)

2019年度 中部向き運用容量

[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
中部関西間連系線	平日	昼間	250(④)	250(④) 【29(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) 【16(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）

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	
中部関西間連系線	平日	昼間	57(④)	59(④) 【51(④)】	74(④) 【54(④)】	94(④)	97(④)	前半97(④) 後半87(④)	72(④)	前半76(④) 後半79(④)	93(④)	101(④)	94(④)	前半87(④) 後半70(④)
		夜間	91(④)	84(④)	89(④)	100(④)	104(④)	前半107(④) 後半102(④)	98(④)	前半105(④) 後半109(④)	120(④)	130(④)	136(④)	前半126(④) 後半112(④)
	休日	昼間	36(④)	35(④)	45(④) 【32(④)】	67(④)	75(④)	前半66(④) 後半59(④)	45(④)	前半51(④) 後半52(④)	75(④)	70(④)	65(④)	前半54(④) 後半47(④)
		夜間	69(④)	60(④)	65(④)	81(④)	85(④)	前半83(④) 後半80(④)	79(④)	前半89(④) 後半93(④)	105(④)	116(④)	111(④)	前半102(④) 後半94(④)

[万kW]

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	29(④)	90(④)	45(④)
		夜間	56(④)	93(④)	103(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・2	—	—
特殊日	5/3~5/6	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。

7. 運用容量算出結果（5）

長期計画（2020年度～2027年度）

[万kW]

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027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	117(④) 【35(④)】	117(④) 【35(④)】	117(④) 【35(④)】	117(④) 【35(④)】	117(④) 【35(④)】	117(④) 【35(④)】	117(④) 【35(④)】	117(④) 【35(④)】

【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。
 ()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※長期の運用容量の算出における、熱容量限度、同期安定性限度、電圧安定性限度については、これらに影響を与えるような系統変更などの計画がないため、2019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

- 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。

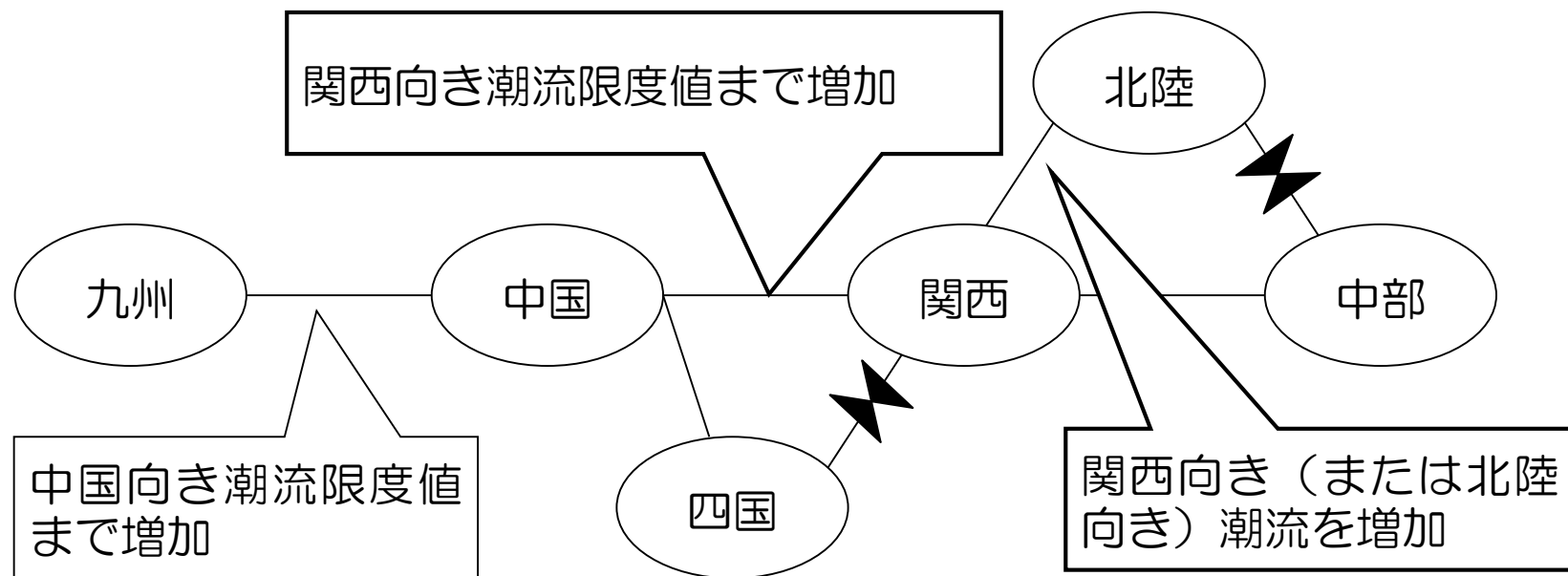
▶ 北陸→関西向き潮流

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。

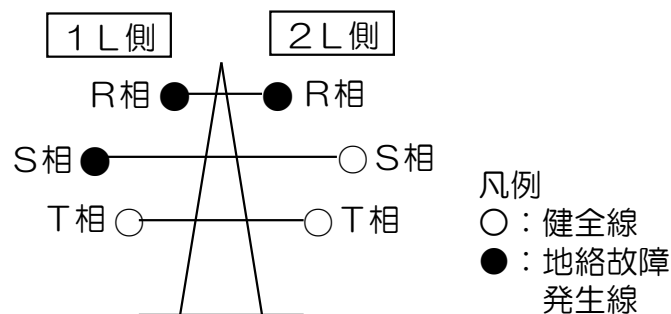
<二相>

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】

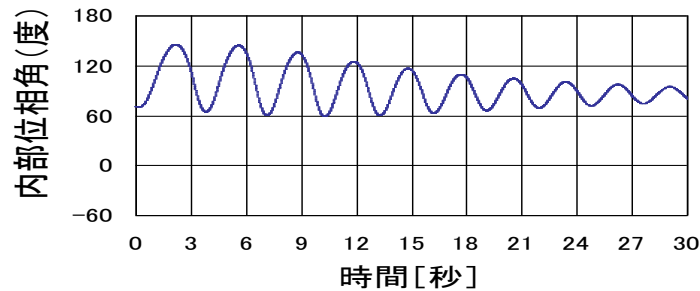
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。しかし、BTB本体の故障ではないため、故障除去により系統電圧が復旧すれば、BTBは自動的に再起動する。この自動再起動の成否により交流系統への影響が異なるため、これを考慮する必要がある。

<判定基準>

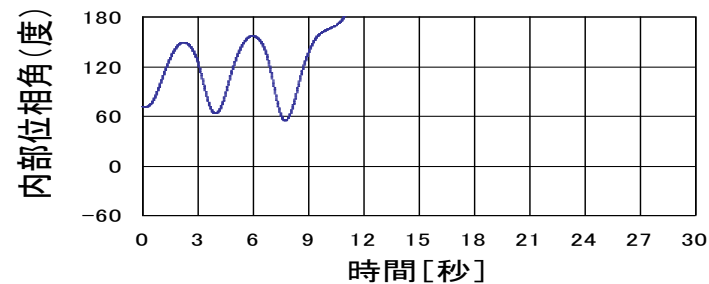
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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

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、暫定的にFCのEPPSを見込む

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(\text{一発電機解列量} + \text{EPPS見込み量} \right)^{1)}$$

▶ 北陸系統

$$\text{系統容量} \times \text{系統特性定数} \left(\text{一発電機解列量} \right)^{1)}$$

1) () は周波数低下側のみ

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

- 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。

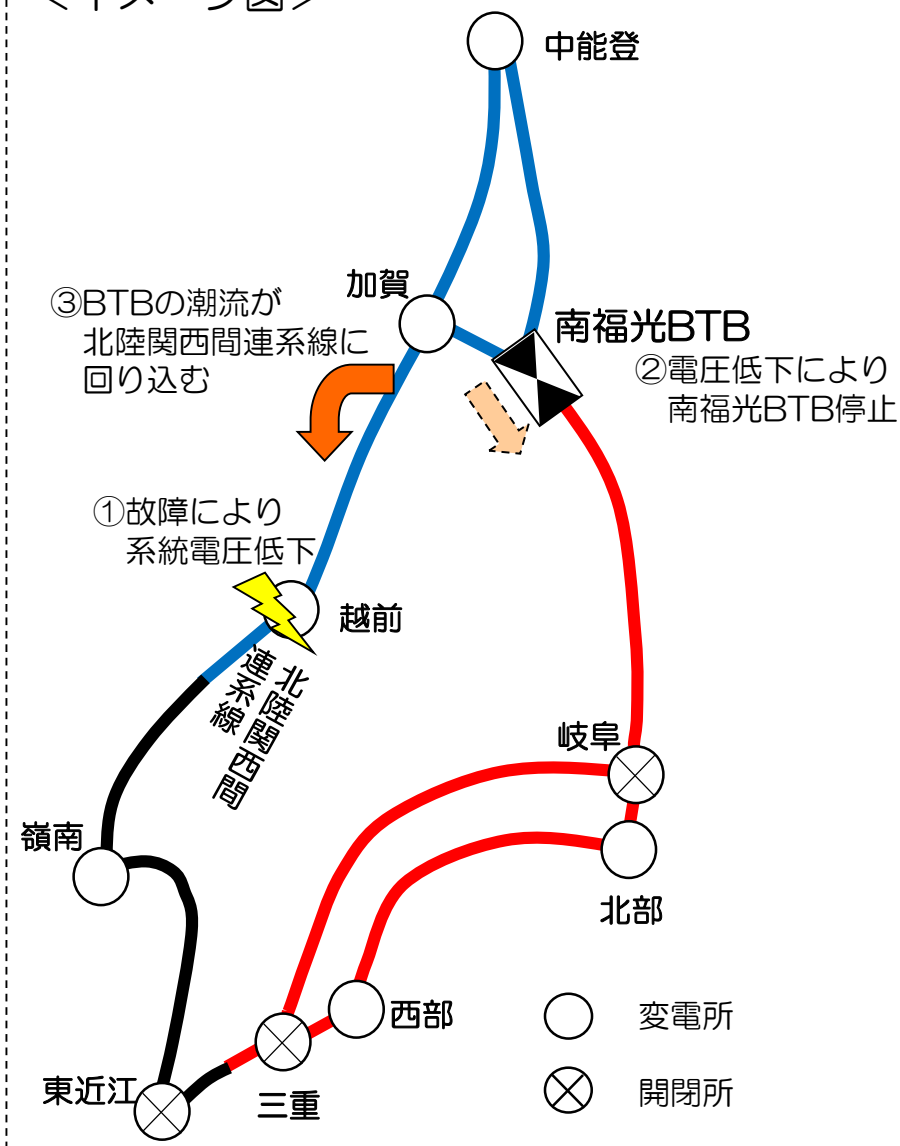
交流系統の故障に伴う瞬間的な系統電圧の低下等により、BTBは交直変換ができなくなり、一旦停止する。

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>



（1）熱容量限度値

連系線名称	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	130万kW ²⁾ で安定確認
	平日昼間帯以外	60万kW ²⁾ で安定確認
北陸→関西 ¹⁾		181万kW

潮流の向き		北陸フェンス
北陸受電方向 ¹⁾	平日昼間帯	130万kW ²⁾ で安定確認
	平日昼間帯以外	60万kW ²⁾ で安定確認
北陸送電方向 ¹⁾		181万kW

1) 数値はフリンジ分（9万kW）控除後の値

2) 周波数維持限度値

7. 各限度値算出結果（2）

（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⁾	130万kW ²⁾ で安定確認
北陸→関西 ¹⁾	181万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⁾	130万kW ²⁾ で安定確認
北陸送電方向 ¹⁾	181万kW ³⁾ で安定確認

- 1) 数値はフリンジ分（9万kW）控除後の値
 2) 周波数維持限度値
 3) 同期安定性限度値（181万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⁾	平日昼間帯	130万kW
	平日昼間帯以外	60万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⁾	平日昼間帯	130万kW
	平日昼間帯以外	60万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）

【2018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	175	178	200	230	232	前半 236 後半 216	197	前半 202 後半 206	223	228	226	前半 215 後半 193
		夜間	219	211	217	233	235	前半 240 後半 234	226	前半 233 後半 239	252	260	271	前半 261 後半 243
	休日	昼間	138	137	155	182	192	前半 183 後半 173	155	前半 161 後半 163	192	183	178	前半 164 後半 156
		夜間	183	172	180	199	206	前半 203 後半 198	196	前半 209 後半 215	230	240	239	前半 226 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	特殊日	昼間	129	211	150
		夜間	166	213	222

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1・2	—	1/4
特殊日	5/3~5/6	8/13~15	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（4）

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	179	202	232	233	前半 238 後半 217	198	前半 204 後半 207	225	229	227	前半 217 後半 195
		夜間	220	213	218	234	236	前半 242 後半 235	228	前半 235 後半 240	253	261	273	前半 263 後半 244
	休日	昼間	139	138	157	183	194	前半 184 後半 174	156	前半 163 後半 164	193	184	180	前半 166 後半 158
		夜間	184	173	181	200	208	前半 204 後半 200	197	前半 211 後半 217	231	241	241	前半 228 後半 218

[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	131	213	151
		夜間	167	214	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・2	—	—
特殊日	5/3~5/6	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（5）

周波数維持限度値（北陸送電方向）

【2018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	175	178	200	230	232	前半 236 後半 216	197	前半 202 後半 206	223	228	226	前半 215 後半 193
		夜間	219	211	217	233	235	前半 240 後半 234	226	前半 233 後半 239	252	260	271	前半 261 後半 243
	休日	昼間	138	137	155	182	192	前半 183 後半 173	155	前半 161 後半 163	192	183	178	前半 164 後半 156
		夜間	183	172	180	199	206	前半 203 後半 198	196	前半 209 後半 215	230	240	239	前半 226 後半 216

[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	129	211	150
		夜間	166	213	222

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1・2	—	1/4
特殊日	5/3~5/6	8/13~15	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（6）

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	179	202	232	233	前半 238 後半 217	198	前半 204 後半 207	225	229	227	前半 217 後半 195
		夜間	220	213	218	234	236	前半 242 後半 235	228	前半 235 後半 240	253	261	273	前半 263 後半 244
	休日	昼間	139	138	157	183	194	前半 184 後半 174	156	前半 163 後半 164	193	184	180	前半 166 後半 158
		夜間	184	173	181	200	208	前半 204 後半 200	197	前半 211 後半 217	231	241	241	前半 228 後半 218

[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	131	213	151
		夜間	167	214	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・2	—	—
特殊日	5/3~5/6	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。

8. 運用容量算出結果（1）

2018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) 【31(④)】	130(④) 【31(④)】	130(④) 【32(④)】	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)
		夜間	60(④) 【32(④)】	60(④) 【32(④)】	60(④) 【32(④)】	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)
	休日	昼間	60(④) 【30(④)】	60(④) 【30(④)】	60(④) 【30(④)】	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)
		夜間	60(④) 【30(④)】	60(④) 【30(④)】	60(④) 【30(④)】	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(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 (2)

2018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	175(④) 【100(④)】	178(④) 【100(④)】	181(②) 【100(④)】	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)
		夜間	181(②) 【100(④)】	181(②) 【100(④)】	181(②) 【100(④)】	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)
	休日	昼間	138(④) 【100(④)】	137(④) 【100(④)】	155(④) 【100(④)】	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 173(④)	155(④)	前半 161(④) 後半 163(④)	181(②)	181(②)	178(④)	前半 164(④) 後半 156(④)
		夜間	181(②) 【100(④)】	172(④) 【100(④)】	180(④) 【100(④)】	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(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	129(④) 【100(④)】	181(②)	150(④)
		夜間	166(④) 【100(④)】	181(②)	181(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	5/1・2	—	1/4
特殊日	5/3~5/6	8/13~15	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 (3)

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)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④) 【0(④)】	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)
		夜間	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)
	休日	昼間	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)
		夜間	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(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（4）

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)	179(④)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②) 【0(④)】	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)
		夜間	181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)
	休日	昼間	139(④)	138(④)	157(④)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 174(④)	156(④)	前半 163(④) 後半 164(④)	181(②)	181(②)	180(④)	前半 166(④) 後半 158(④)
		夜間	181(②)	173(④)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(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	131(④)	181(②)	151(④)
		夜間	167(④)	181(②)	181(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・2	—	—
特殊日	5/3~5/6	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（5）

2018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) 【1(④)】	130(④) 【1(④)】	130(④) 【2(④)】	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)
		夜間	60(④) 【2(④)】	60(④) 【2(④)】	60(④) 【2(④)】	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)
	休日	昼間	60(④) 【0(④)】	60(④) 【0(④)】	60(④) 【0(④)】	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)
		夜間	60(④) 【0(④)】	60(④) 【0(④)】	60(④) 【0(④)】	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(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）

2018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	175(4) 【70(4)】	178(4) 【70(4)】	181(2) 【70(4)】	181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(2)	181(2)	181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(2)
		夜間	181(2) 【70(4)】	181(2) 【70(4)】	181(2) 【70(4)】	181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(2)	181(2)	181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(2)
	休日	昼間	138(4) 【70(4)】	137(4) 【70(4)】	155(4) 【70(4)】	181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 173(4)	155(4)	前半 161(4) 後半 163(4)	181(2)	181(2)	178(4)	前半 164(4) 後半 156(4)
		夜間	181(2) 【70(4)】	172(4) 【70(4)】	180(4) 【70(4)】	181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(2)	181(2)	181(2)	181(2)	前半 181(2) 後半 181(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	129(4) 【70(4)】	181(2)	150(4)
	夜間	166(4) 【70(4)】	181(2)	181(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	5/1・2	—	1/4
特殊日	5/3~5/6	8/13~15	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（7）

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)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)
		夜間	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)
	休日	昼間	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)
		夜間	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(④)	60(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）

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)	179(④)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②) 【70(④)】	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)
		夜間	181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)
	休日	昼間	139(④)	138(④)	157(④)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 174(④)	156(④)	前半 163(④) 後半 164(④)	181(②)	181(②)	180(④)	前半 166(④) 後半 158(④)
		夜間	181(②)	173(④)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(②)	181(②)	181(②)	181(②)	前半 181(②) 後半 181(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	131(④)	181(②)	151(④)
		夜間	167(④)	181(②)	181(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・2	—	—
特殊日	5/3~5/6	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（9）

長期計画（2020年度～2027年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
北陸関西間連系線	北陸向	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】
	関西向	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(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、2019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（2020年度～2027年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
北陸フェンス	北陸受電方向	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】	130(④) 【60(④)】
	北陸送電方向	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(④)】	181(②) 【138(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、2019年度断面で検討したこれらの限度値を使用した。

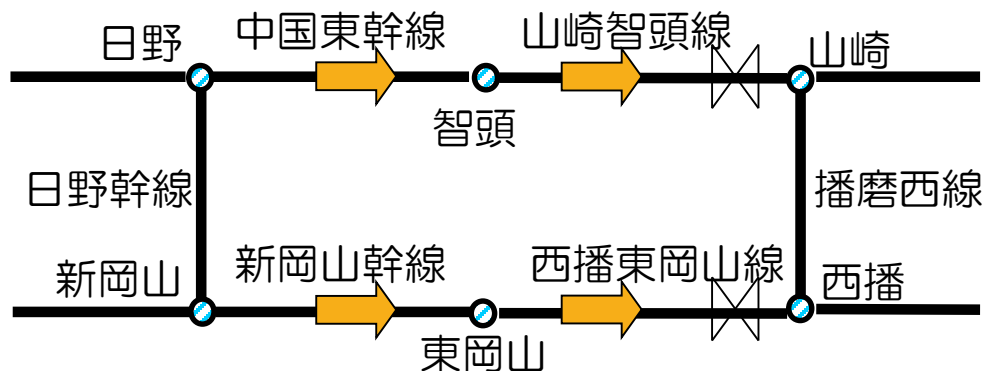
5. 関西中国間連系線

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



2. 送電限度値の算出

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

<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。

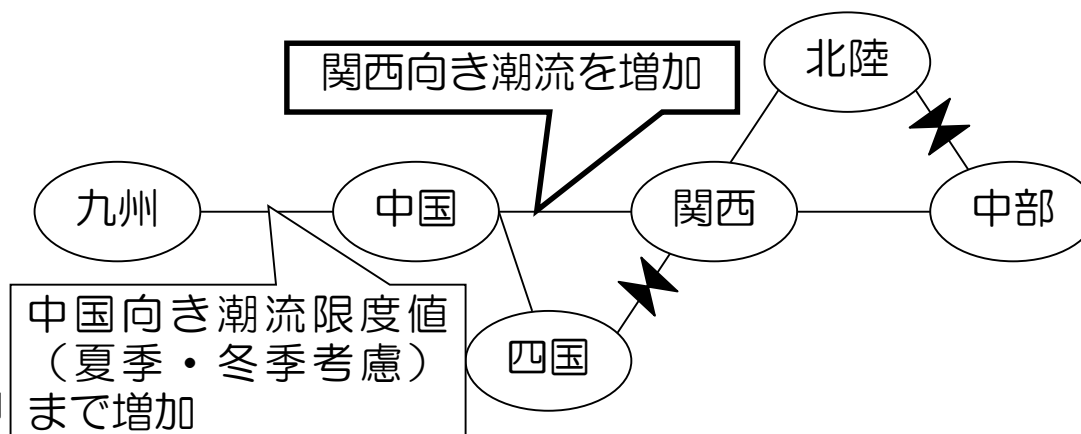
⑤ 想定需要

- ▶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。

現状は中国→関西向き潮流であり、長期断面を含めた連系線利用計画から関西→中国向きとなる現実性が低いことから、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)

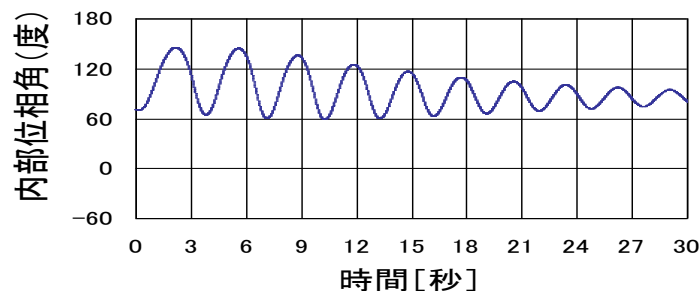
▶ 故障様相：三相6線地絡（両端）

<判定基準>

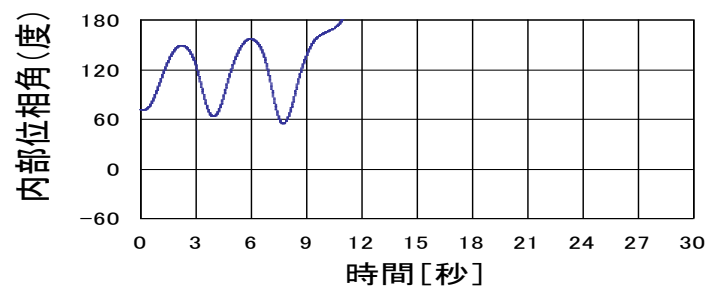
- 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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⁾	415万kW ³⁾ で安定確認

- 1) 数値はフリンジ分（25万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⁾	415万kW	400万kW	390万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（25万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)

2018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	390 (③)	390 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	415 (③)	415 (③)	415 (③) 【370 (③)】	390 (③) 【329 (①)】
		夜間	390 (③)	390 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	415 (③)	415 (③)	415 (③)	390 (③) 【329 (①)】
	休日	昼間	390 (③)	390 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	415 (③)	415 (③)	415 (③) 【370 (③)】	390 (③) 【329 (①)】
		夜間	390 (③)	390 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	415 (③)	415 (③)	415 (③)	390 (③) 【329 (①)】
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	390 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	400 (③) 【329 (①)】	400 (③)	400 (③)	400 (③)	390 (③)
		夜間	390 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	400 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	390 (③)
	休日	昼間	390 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	400 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	390 (③)
		夜間	390 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	400 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	390 (③)

2018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)

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	390 (③) 【305 (③)】	390 (③) 【380 (③)】	390 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③) 【329 (①)】	390 (③) 【278 (①)】
		夜間	390 (③) 【305 (③)】	390 (③)	390 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③)	390 (③)
	休日	昼間	390 (③)	390 (③)	390 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③)	390 (③) 【370 (③)】
		夜間	390 (③)	390 (③)	390 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③)	390 (③)
			10月	11月	12月	1月	2月	3月 前半	3月 後半
	平日	昼間	390 (③) 【278 (①)】	390 (③) 【329 (①)】	400 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	390 (③)
		夜間	390 (③)	390 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	390 (③)
	休日	昼間	390 (③)	390 (③) 【329 (①)】	400 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	390 (③)
		夜間	390 (③)	390 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	400 (③)	390 (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（3）

長期計画（2020年度～2027年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
関西中国間連系線	関西向	415 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③)	415 (③)
	中国向	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)	278 (①)

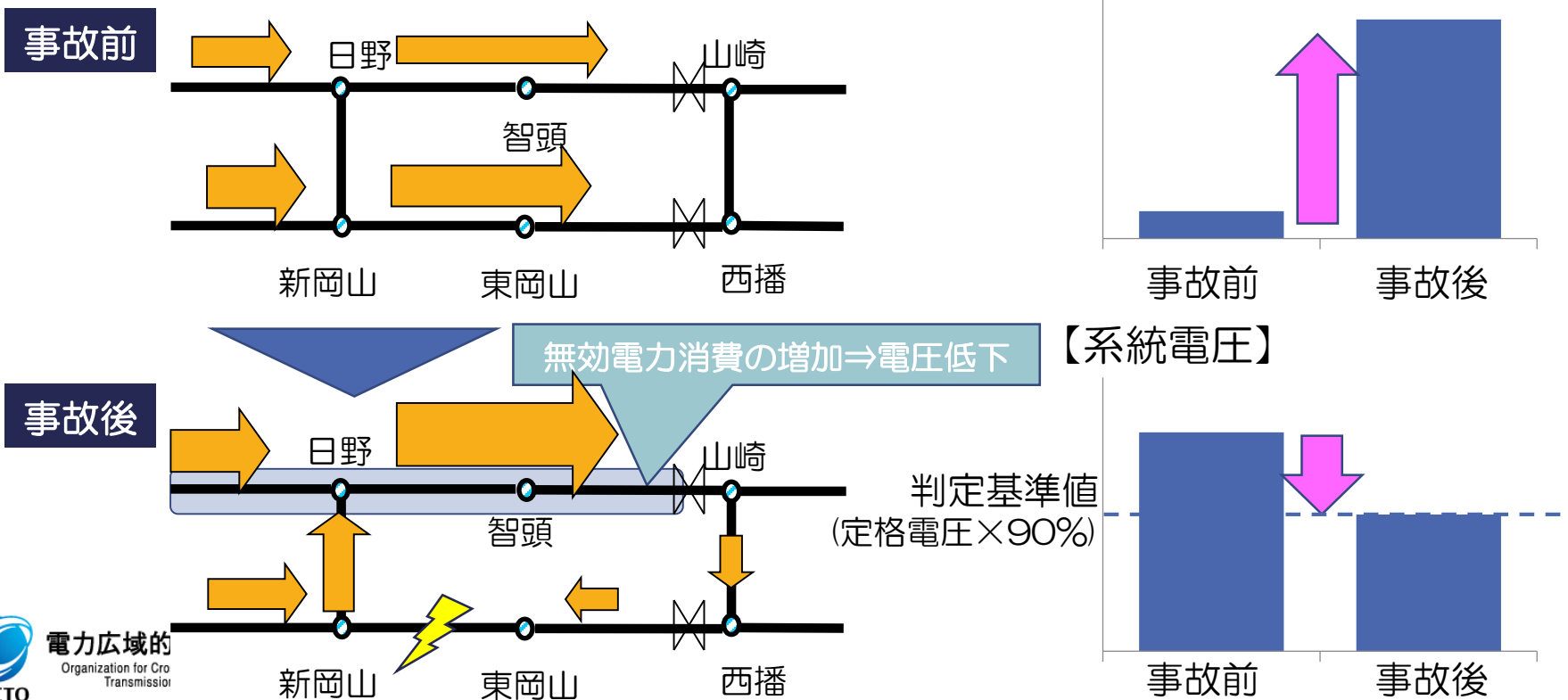
() 内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※2019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、2018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

1. 送電限度値の算出

- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値

- 中国四国間連系線では、熱容量限度値が最小値となることから、同期安定性、電圧安定性、周波数維持面は、熱容量限度値の制約とならないことを確認する。

<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

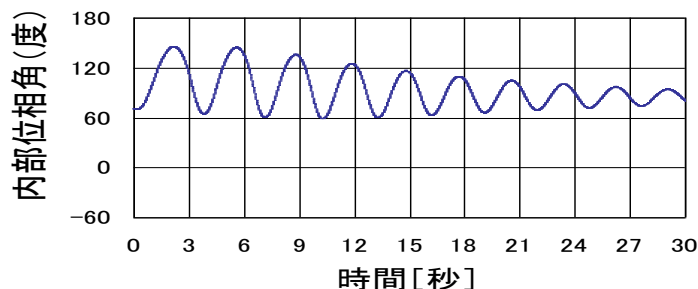
➤故障様相：三相3線地絡（中国四国間連系線）
三相地絡（東岡山・讃岐変電所母線）

<判定基準>

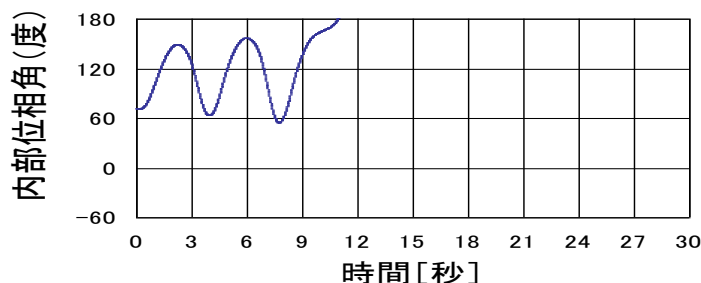
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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、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、暫定的に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。

無制御潮流(20万kW) + 抑制対象発電機及びEPPS制御量(100万kW以上)
≥ 120万kW(熱容量)

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

本州系統の周波数制約：

四国以外の中西5社需要過去3ヶ年におけるL1の平均×系統特性定数－発電機解列量¹⁾ + EPPS制御量 ≥ 120万kW(熱容量)

【中国四国間連系線潮流が中国→四国の場合】

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

EPPS制御量(阿南紀北直流幹線の関西向き潮流＋四国向き運用容量)
(－発電機解列量¹⁾)²⁾ ≥ 120万kW(熱容量)

1) 中西地域周波数低下事象により判明した発電機解列量

2) () 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）

2018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)	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)	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)	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)	120(①)

2018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) 【25(④)】	120(①)	120(③)	120(①)	120(①)	120(①) 【26(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【26(④)】
		夜間	120(①) 【24(④)】	120(①) 【23(④)】	120(①)	120(③)	120(①)	120(①)	120(①) 【23(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【24(④)】
	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) 【24(④)】
		夜間	120(①) 【22(④)】	120(①) 【20(④)】	120(①)	120(③)	120(①)	120(①)	120(①) 【22(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【24(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 (2)

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(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)

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) 【25(④)】	120(③)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【27(④)】	120(①)	120(①)
		夜間	120(③) 【24(④)】	120(①) 【23(④)】	120(③)	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(③)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
		夜間	120(③) 【22(④)】	120(①) 【20(④)】	120(③)	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（2020年度～2027年度）

【万kW】

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027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。

※2019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、2018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

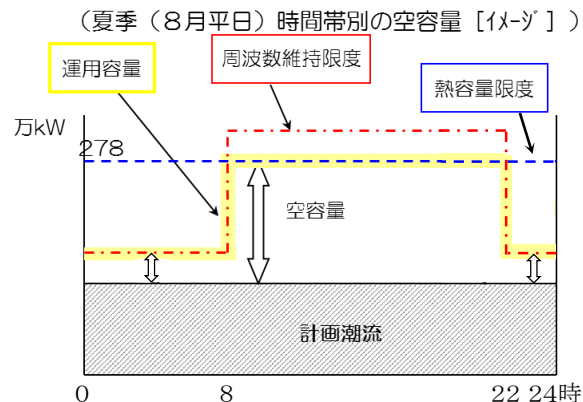
- 各限度値のうち最小の値を「運用容量」とする
 - 熱容量限度値
 - 同期安定性限度値
 - 電圧安定性限度値
 - 周波数維持限度値
- 現行の中国九州間連系線の運用容量は以下の制約要因から定まっている。
- なお、同期安定性面、電圧安定性面の限度値は、以下の制約要因から定まる限度値に比べ大きいことを確認している。

【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

<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)	<p>【夏季】278万kW(1回線あたり) $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (846 * 4) * 0.95)$</p> <p>【冬季】298万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 $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * (992 * 4) * 0.95)$</p>	<p>【夏季】ACSR410mm²×4導体 846A/1導体</p> <p>【冬季】ACSR410mm²×4導体 992A/1導体</p>
直列機器	<p>329万kW $(P = \sqrt{3} * (500 * 10^3) * 4000 * 0.95)$</p>	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、運用容量の熱容量限度値は298万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

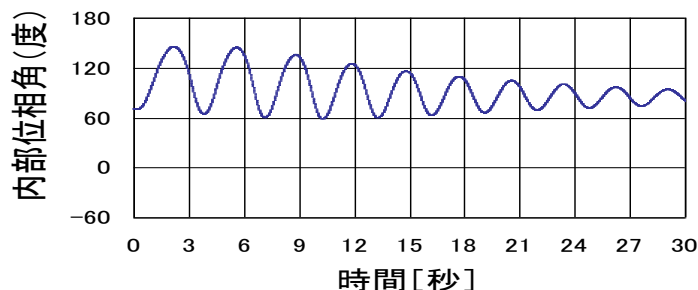
➤故障様相：三相3線地絡（中国九州間連系線）
三相地絡（新山口・北九州変電所母線）

<判定基準>

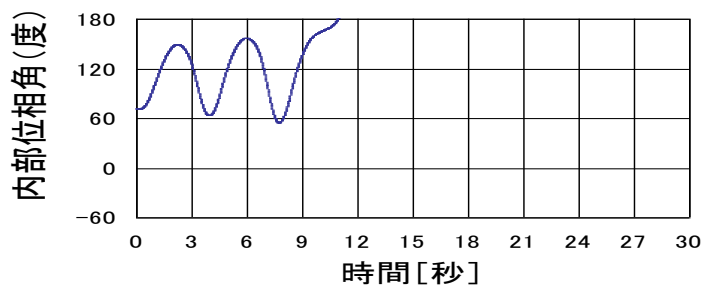
➤ 30秒間シミュレーションし、発電機内部位相角が収斂(収束)していること。

【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	298万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	287万kW
中国→九州 ¹⁾		278万kW ³⁾ 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) 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	287万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) 同期安定性限度値

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）

【2018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	222	217	233	246	237	前半243 後半232	229	前半235 後半240	249	256	269	前半261 後半237
		夜間	200	193	196	204	201	前半203 後半199	193	前半201 後半207	219	214	242	前半231 後半212
	休日	昼間	183	178	188	202	208	前半197 後半191	186	前半194 後半199	218	224	218	前半208 後半198
		夜間	177	171	175	186	190	前半182 後半179	174	前半181 後半187	196	218	208	前半207 後半198

冬季（12月～2月）は、運用容量の30分値化により一部の時間帯において、夏季の熱容量限度値278万kWより18万kW程度拡大する見込み。

[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	171	219	181
		夜間	164	187	184

○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	5/1～5/2	—	1/4
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）

【2018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	3	5	12	20	20	前半22 後半18	11	前半12 後半13	19	18	14	前半11 後半9
		夜間	32	29	32	35	36	前半39 後半37	36	前半38 後半39	42	43	44	前半43 後半40
	休日	昼間	0	0	6	13	16	前半14 後半13	6	前半6 後半6	14	13	7	前半4 後半1
		夜間	26	23	26	31	34	前半33 後半32	33	前半35 後半36	38	40	40	前半39 後半37

[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	23	8
		夜間	23	36	40

○運用容量を休日、特殊日相当として扱う日

	GW	益	年末年始
休日相当	5/1~5/2	-	1/4
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）

【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	222	217	233	246	237	前半243 後半232	229	前半236 後半240	249	256	269	前半261 後半237
		夜間	200	193	196	204	201	前半203 後半199	193	前半202 後半207	219	214	242	前半231 後半213
	休日	昼間	183	179	188	202	208	前半197 後半191	186	前半194 後半199	219	224	219	前半208 後半199
		夜間	177	171	175	186	190	前半182 後半179	174	前半181 後半187	196	218	208	前半207 後半198

冬季（12月～2月）は、運用容量の30分値化により一部の時間帯において、夏季の熱容量限度値278万kWより18万kW程度拡大する見込み。

[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	171	219	181
		夜間	164	187	184

○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、5/1～2	—	—
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（5）

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	4	7	13	21	21	前半24 後半19	13	前半13 後半14	20	19	15	前半13 後半10
		夜間	33	30	33	36	38	前半40 後半39	38	前半39 後半40	43	44	45	前半44 後半41
	休日	昼間	0	2	7	15	17	前半15 後半14	7	前半7 後半8	16	14	9	前半5 後半3
		夜間	27	25	27	33	35	前半34 後半34	34	前半36 後半37	40	41	41	前半40 後半38

[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	1	24	9
		夜間	24	37	41

○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、5/1~2	—	—
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 (1)

2018年度 中国向き運用容量 【2018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	222(④)	217(④)	233(④)	246(④)	237(④)	前半243(④) 後半232(④)	229(④) 【206(④)】	前半235(④) 【208(④)】 後半240(④) 【211(④)】	249(④)	256(④)	269(④)	前半261(④) 後半237(④)
		夜間	200(④)	193(④)	196(④)	204(④)	201(④)	前半203(④) 後半199(④)	193(④)	前半201(④) 【200(④)】 後半207(④) 【201(④)】	219(④)	214(④)	242(④)	前半231(④) 後半212(④)
	休日	昼間	183(④)	178(④)	188(④)	202(④)	208(④)	前半197(④) 後半191(④)	186(④)	前半194(④) 後半199(④)	218(④)	224(④)	218(④)	前半208(④) 後半198(④)
		夜間	177(④)	171(④)	175(④)	186(④)	190(④)	前半182(④) 後半179(④)	174(④)	前半181(④) 後半187(④)	196(④)	218(④)	208(④)	前半207(④) 後半198(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。
冬季 (12月~2月) は、運用容量の30分値化により一部の時間帯において、夏季の熱容量限度値278万kWより18万kW程度拡大する見込み。

[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	171(④)	219(④)	181(④)
		夜間	164(④)	187(④)	184(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	5/1~5/2	-	1/4
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)

2018年度 九州向き運用容量 【2018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	3(④)	5(④)	12(④)	20(④)	20(④)	前半22(④) 後半18(④)	11(④)	前半12(④) 後半13(④)	19(④)	18(④)	14(④)	前半11(④) 後半9(④)
		夜間	32(④)	29(④)	32(④)	35(④)	36(④)	前半39(④) 後半37(④)	36(④)	前半38(④) 後半39(④)	42(④)	43(④)	44(④)	前半43(④) 後半40(④)
	休日	昼間	0(④)	0(④)	6(④)	13(④)	16(④)	前半14(④) 後半13(④)	6(④)	前半6(④) 後半6(④)	14(④)	13(④)	7(④)	前半4(④) 後半1(④)
		夜間	26(④)	23(④)	26(④)	31(④)	34(④)	前半33(④) 後半32(④)	33(④)	前半35(④) 後半36(④)	38(④)	40(④)	40(④)	前半39(④) 後半37(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)	23(④)	8(④)
		夜間	23(④)	36(④)	40(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	5/1~5/2	-	1/4
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)

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	222(④) 【176(④)】	217(④) 【119(④)】	233(④)	246(④)	237(④)	前半243(④) 後半232(④)	229(④)	前半236(④) 後半240(④)	249(④)	256(④)	269(④)	前半261(④) 後半237(④)
		夜間	200(④) 【170(④)】	193(④) 【113(④)】	196(④)	204(④)	201(④)	前半203(④) 後半199(④)	193(④)	前半202(④) 後半207(④)	219(④)	214(④)	242(④)	前半231(④) 後半213(④)
	休日	昼間	183(④) 【111(④)】	179(④) 【111(④)】	188(④)	202(④)	208(④)	前半197(④) 後半191(④)	186(④)	前半194(④) 後半199(④)	219(④)	224(④)	219(④)	前半208(④) 後半199(④)
		夜間	177(④) 【110(④)】	171(④) 【109(④)】	175(④)	186(④)	190(④)	前半182(④) 後半179(④)	174(④)	前半181(④) 後半187(④)	196(④)	218(④)	208(④)	前半207(④) 後半198(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。
冬季(12月~2月)は、運用容量の30分値化により一部の時間帯において、夏季の熱容量限度値278万kWより18万kW程度拡大する見込み。

[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	171(④)	219(④)	181(④)
		夜間	164(④)	187(④)	184(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, 5/1~2	-	-
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（4）

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	4(④)	7(④)	13(④)	21(④)	21(④)	前半24(④) 後半19(④)	13(④)	前半13(④) 後半14(④)	20(④)	19(④)	15(④)	前半13(④) 後半10(④)
		夜間	33(④)	30(④)	33(④)	36(④)	38(④)	前半40(④) 後半39(④)	38(④)	前半39(④) 後半40(④)	43(④)	44(④)	45(④)	前半44(④) 後半41(④)
	休日	昼間	0(④)	2(④)	7(④)	15(④)	17(④)	前半15(④) 後半14(④)	7(④)	前半7(④) 後半8(④)	16(④)	14(④)	9(④)	前半5(④) 後半3(④)
		夜間	27(④)	25(④)	27(④)	33(④)	35(④)	前半34(④) 後半34(④)	34(④)	前半36(④) 後半37(④)	40(④)	41(④)	41(④)	前半40(④) 後半38(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	1(④)	24(④)	9(④)
		夜間	24(④)	37(④)	41(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、5/1~2	—	—
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。

長期計画（2020年度～2027年度）

連系線名称	潮流向	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度	2025年度	2026年度	2027年度
中国九州間連系線	中国向	278(①) 【177(④)】	278(①) 【177(④)】	278(①) 【177(④)】	278(①) 【177(④)】	278(①) 【177(④)】	278(①) 【177(④)】	278(①) 【177(④)】	278(①) 【177(④)】
	九州向	21(④) 【0(④)】	21(④) 【0(④)】	21(④) 【0(④)】	21(④) 【0(④)】	21(④) 【0(④)】	21(④) 【0(④)】	21(④) 【0(④)】	21(④) 【0(④)】

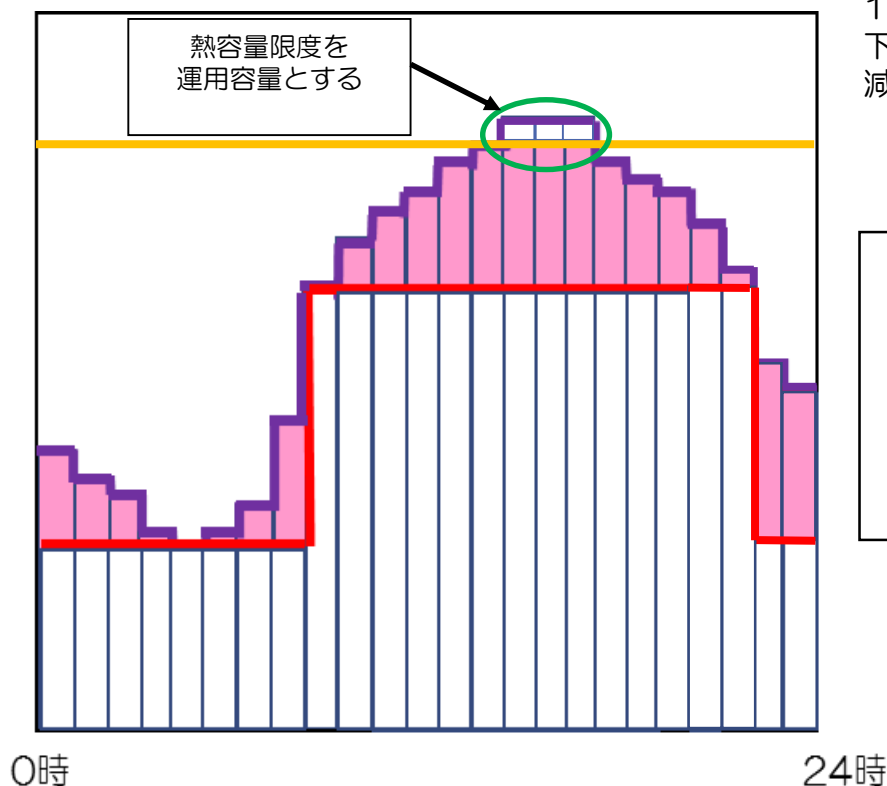
【 】内の数字は、最大需要時以外など空容量が小さくなると予想される値を示す。
 ()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※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、2019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。

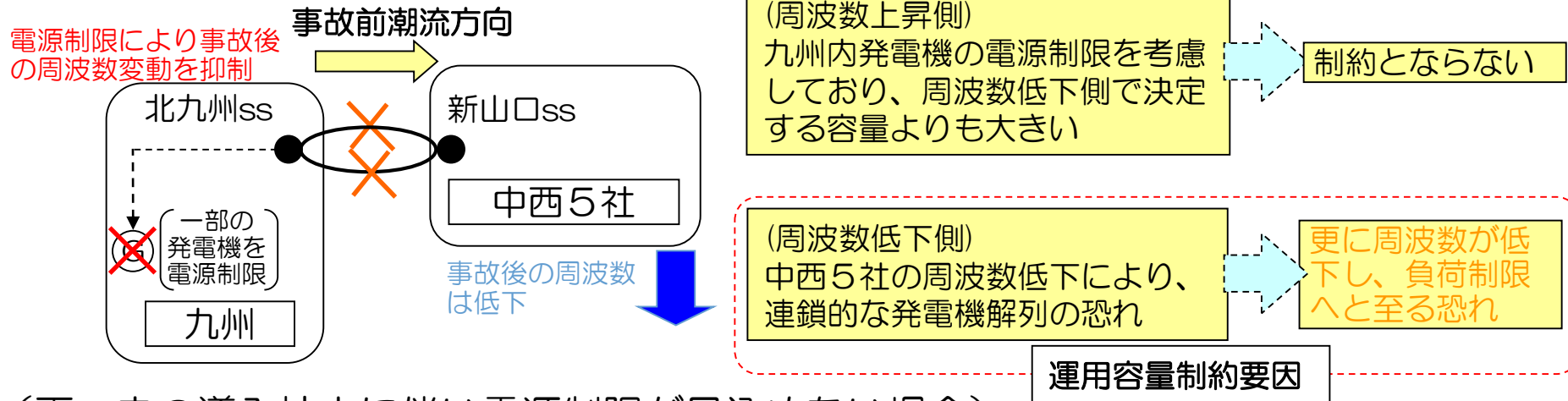


【凡例】

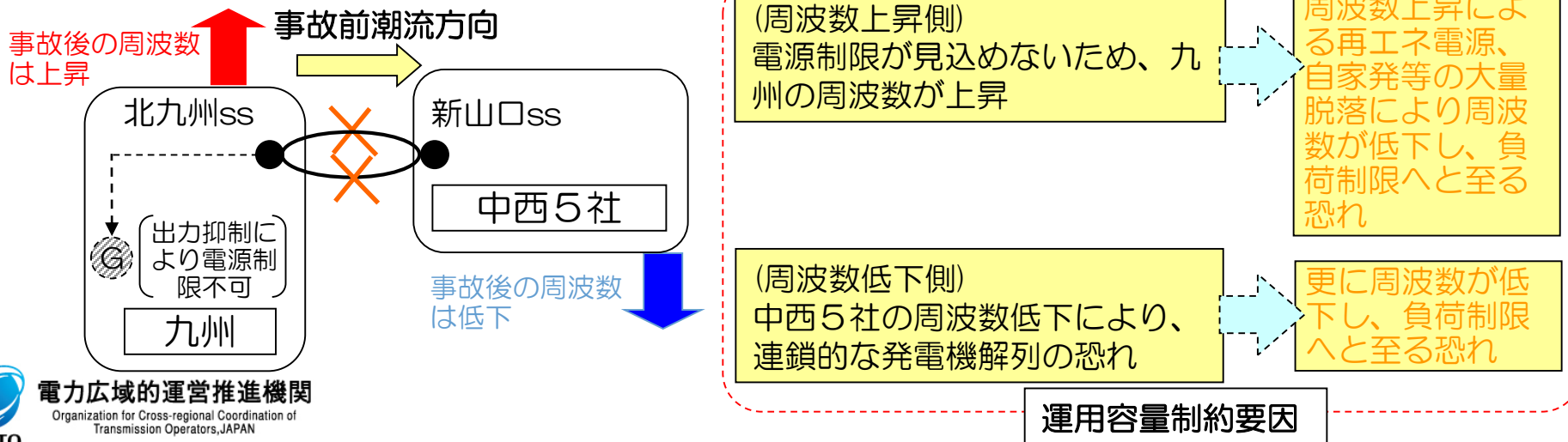
- 30分ごとの運用容量（周波数維持）
- 30分ごとの運用容量（熱容量限度）
- 2断面/日の運用容量（周波数維持）
- 運用容量増加分

- 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。（運用方法については3月末目途で検討中）

（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

・2018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	・・・	+55	・・・	+235
中国九州間連系線潮流	246	・・・	300	・・・	300
関西中国間連系線潮流	229	・・・	278	・・・	442
想定故障A,B,C,...	○	・・・	○	・・・	○

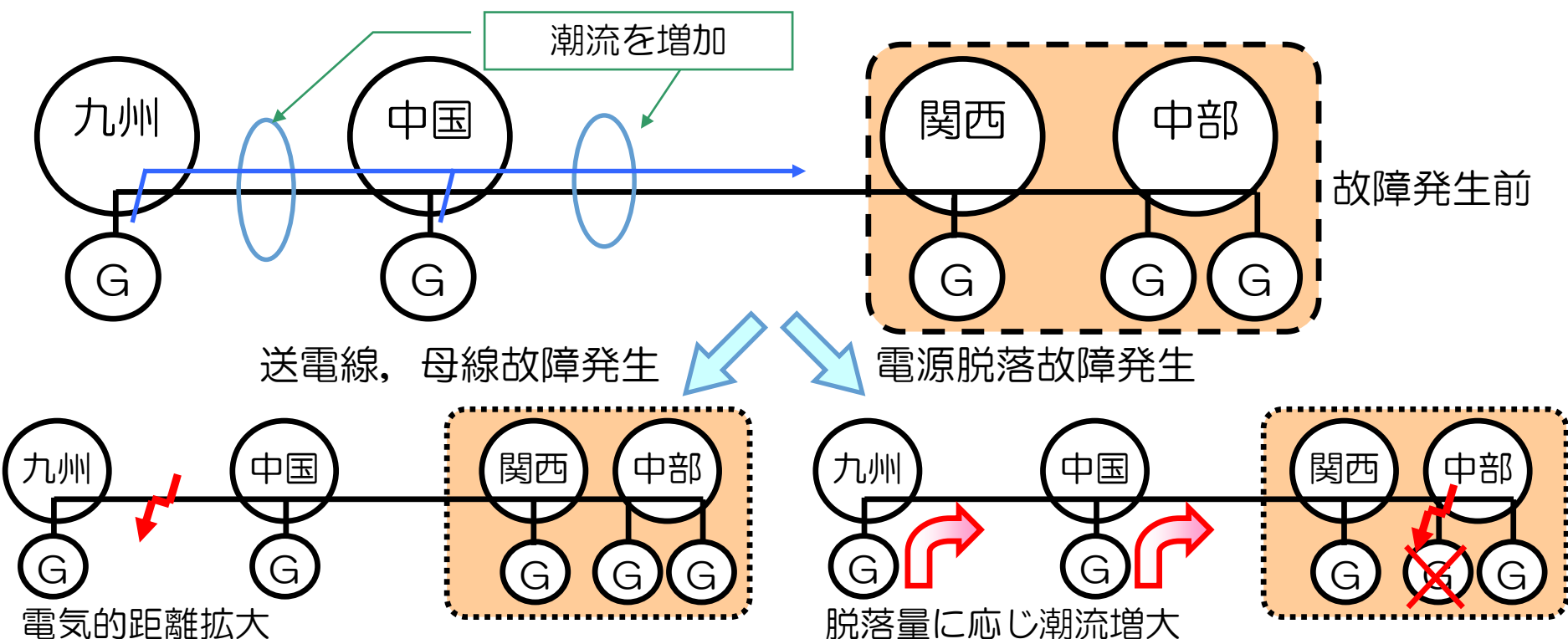
中国九州間連系線潮流を運用容量一杯まで流す。

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 = 442万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。

3. 検討条件（2）

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

2018年度	想定需要
8月	4,044 ~ 8,517万kW
10月	3,689 ~ 6,448万kW
1月	4,435 ~ 7,851万kW

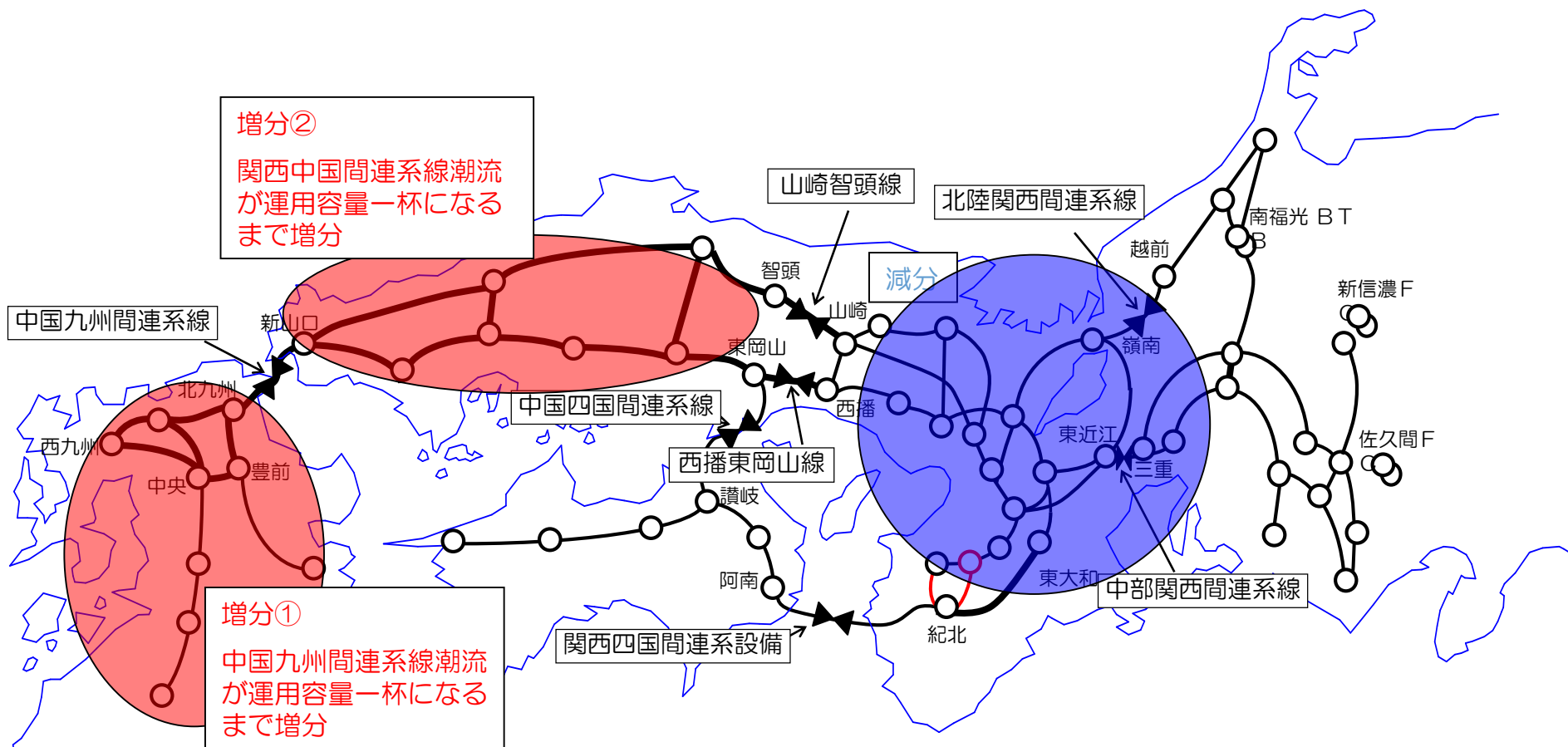
⑥電源制限・負荷制限の織り込み

- 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

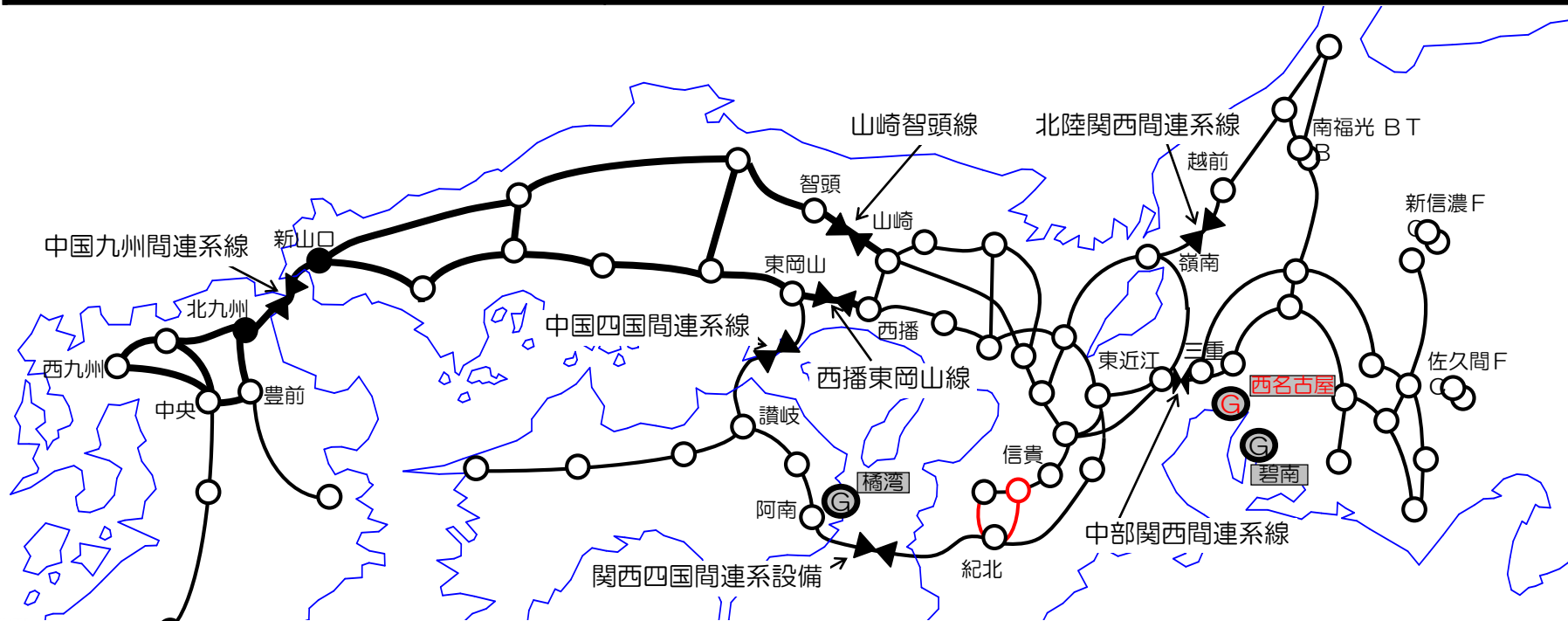
- ▶中国九州間連系線及び関西中国間連系線の東向き潮流を運用容量上限まで流した状態で同期安定性を確認し、60Hz連系系統の同期安定性が連系線利用に対して制約を与えないことを確認するため、九州・中国から関西・中部への潮流は、系統重心（関西）までの電氣的距離が遠い位置（西側）にある発電機から順に出力増加させている。



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



2018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	・・・	+55	・・・	+235
中国九州間連系線潮流	246	・・・	300	・・・	300
関西中国間連系線潮流	229	・・・	278	・・・	442
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。

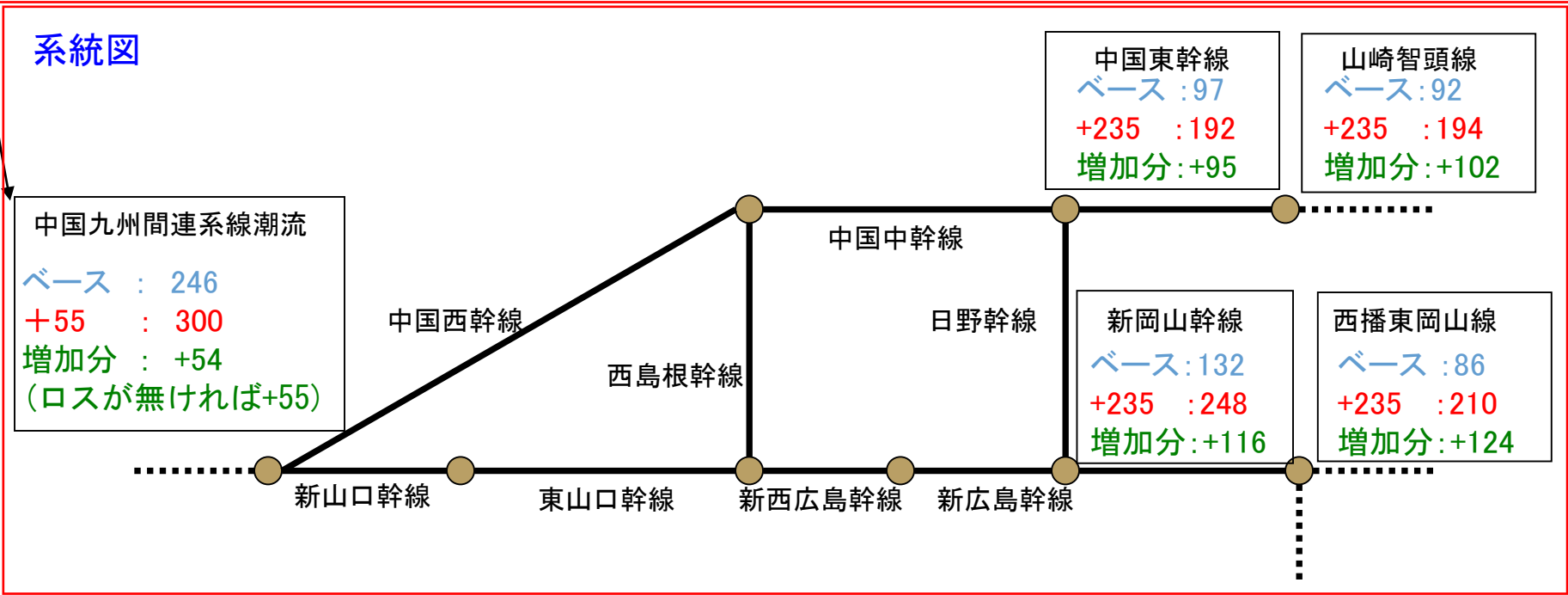
※計画潮流をベースに潮流を増加させ、連系線運用容量以上で安定であることを確認

- 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 = 442万kW ≥ 440万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+55万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+180万kW増加により関西中国間連系線運用容量一杯

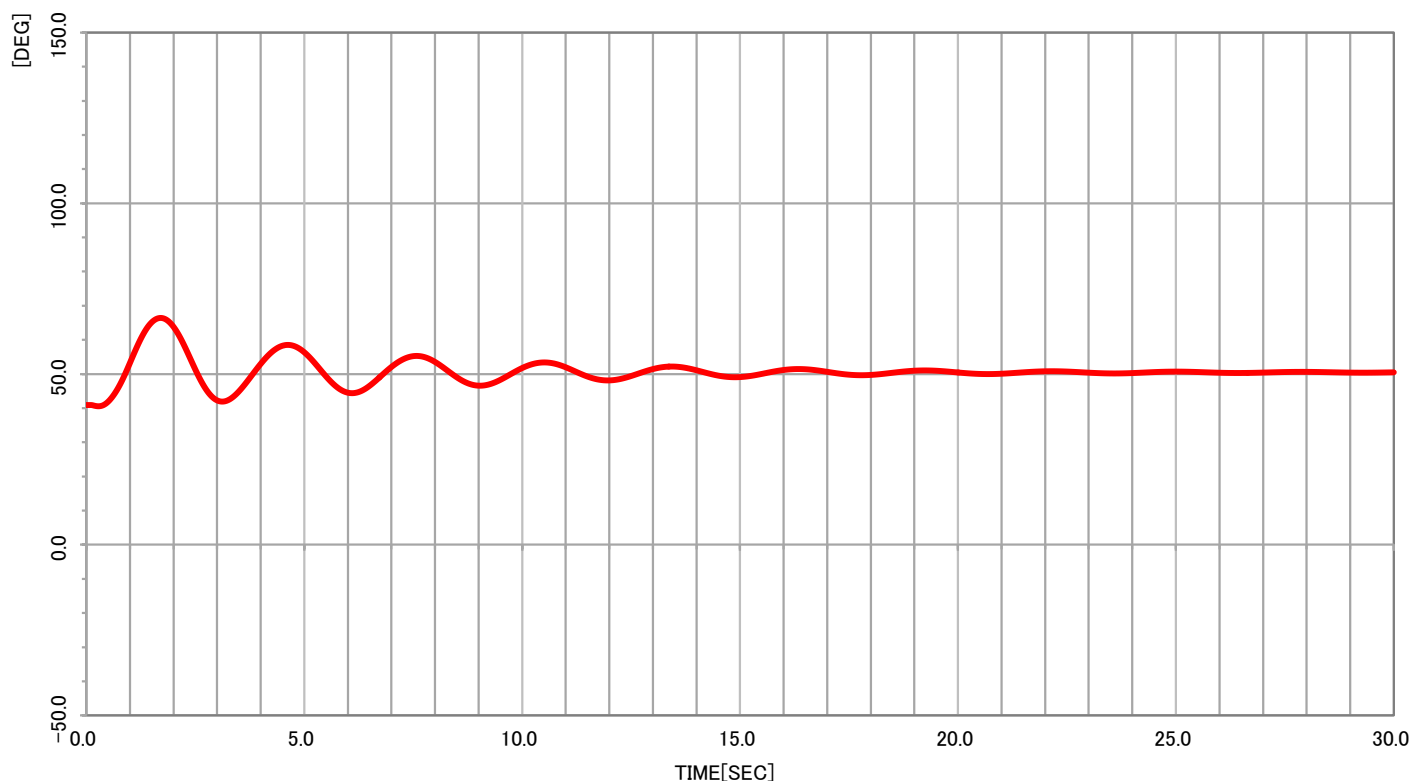
関西中国間連系線潮流
 ベース : 229
 +235 : 442
 増加分 : +213
 (ロスが無ければ+235)



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	○	○	○	○	○	○