

中国九州間連系線に係る 計画策定プロセスの検討の方向性について

平成30年 1月15日
広域系統整備委員会事務局

■ 前回委員会の内容

- 第25回広域系統整備委員会（平成29年8月4日）
 - ✓ 増強規模・範囲について
 - ✓ シナリオ設定の課題について
 - ✓ 経年状況の把握について

■ 前回委員会におけるご意見

- 新たな連系線の計画にあたっては、費用対効果をしっかりと考えていくことが必要。
- 電源構成や燃料費等のシナリオ設定については、検討結果の妥当性や納得性が必要であり、条件をどれくらい設定できたかということが重要になるため、例えば広域系統長期方針を作成した時の条件をもとに、数値をプラス、マイナスに振ってみて結果がどうなるのかを検証することが必要。

- 前回いただいた意見を踏まえ、シナリオ設定の考え方やシナリオを変化させた場合のシミュレーション結果について整理を行ったため、ご議論いただきたい。

■ ご議論頂きたい事項

1. 連系線増強の効能について
2. 連系線増強に伴う運用容量の増加について
3. 電制電源抑制に伴う運用容量減少の最小化に向けた取組み
4. 連系線増強の効果について

【前提条件の設定】（次回委員会で議論予定）

増強規模：中国九州間連系線の増強規模をどのように設定するか。
増強範囲：中国九州間連系線を中心にどこまでの範囲を設定するか。

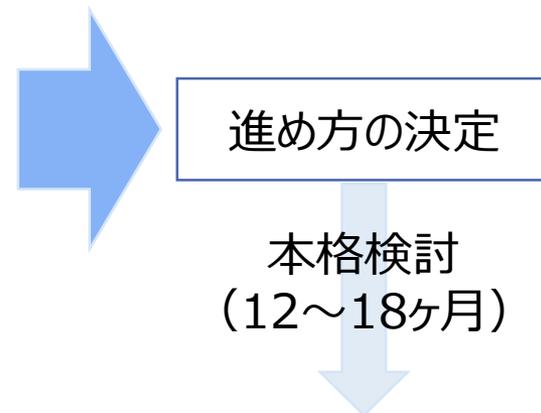
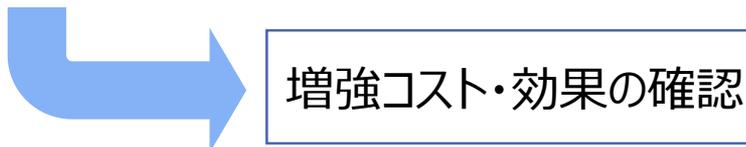
シナリオ設定：再エネの導入量をどのように設定するか。
その他電源の稼働率をどのように設定するか。

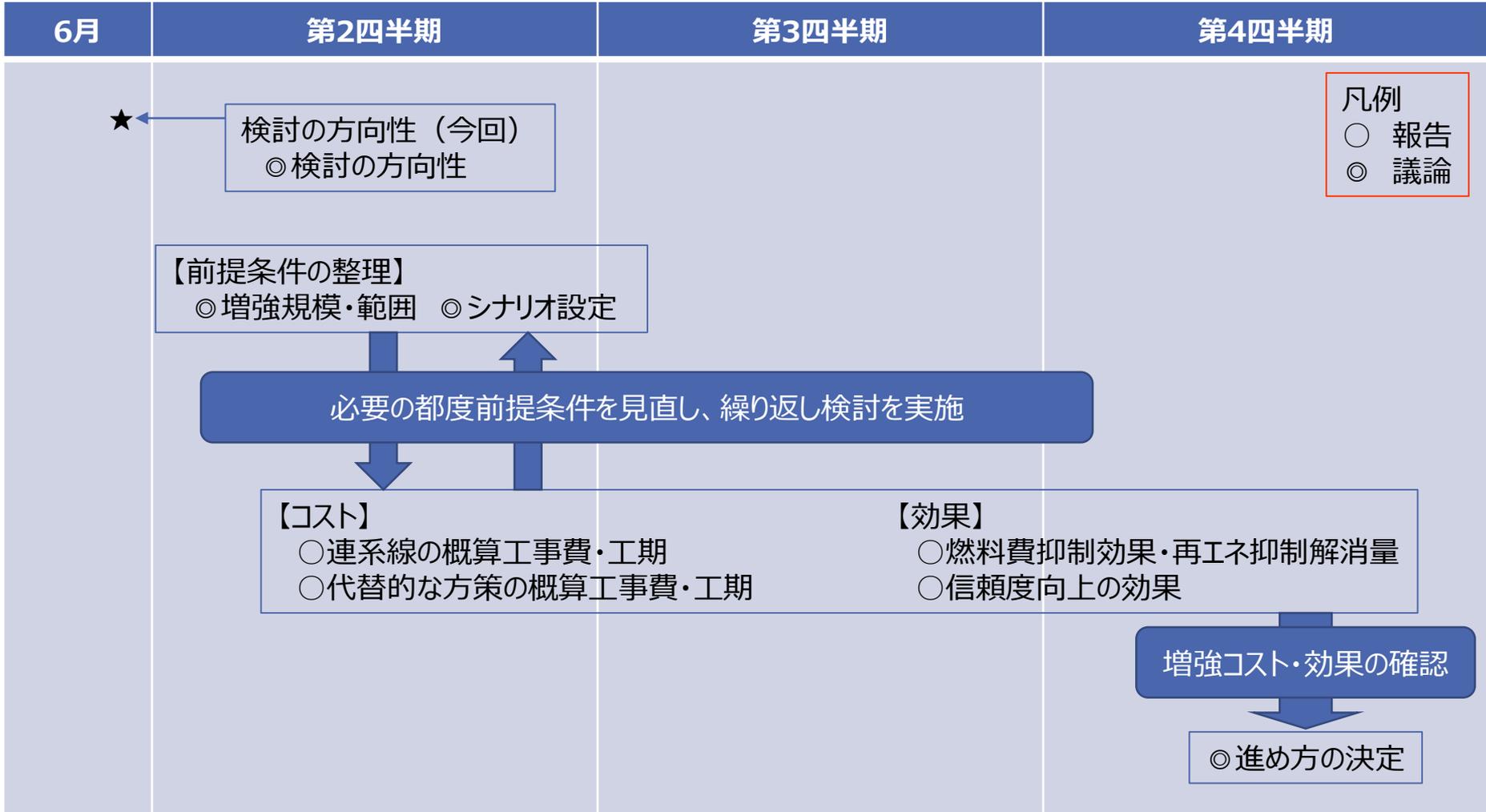


【概略検討】

増強規模・範囲を仮定した概算工事費・工期
連系線増強に代わる代替的な方策に要する概算工事費・工期

増強による燃料費抑制効果・再エネ抑制解消量
複数ルート化による信頼度向上の効果



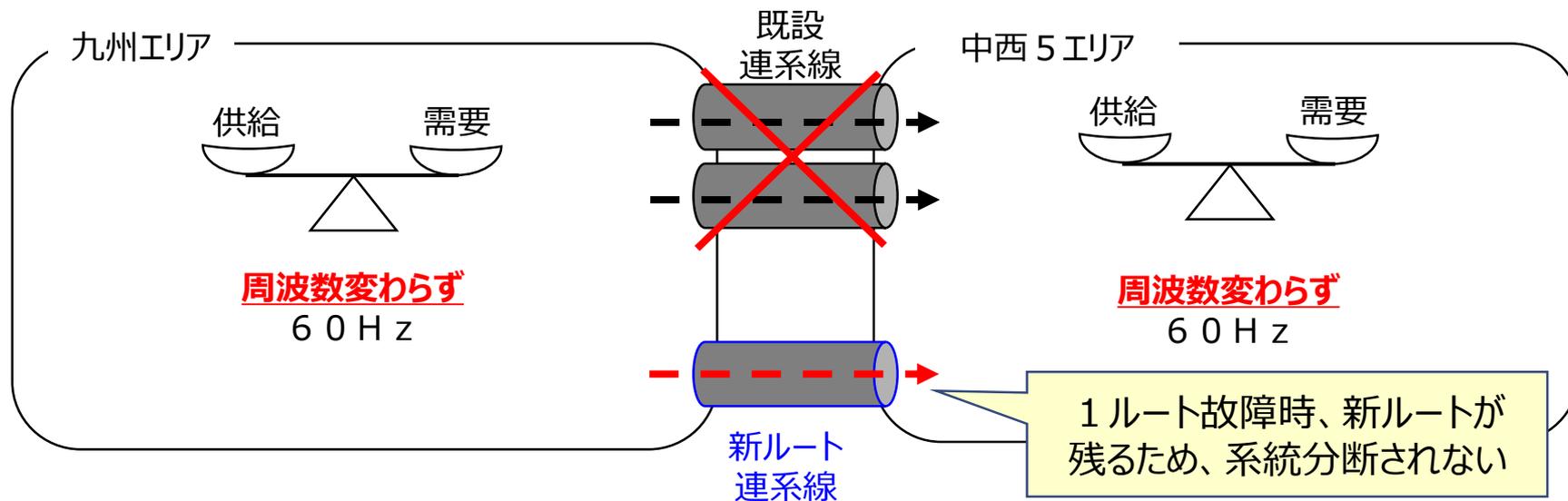


(余白)

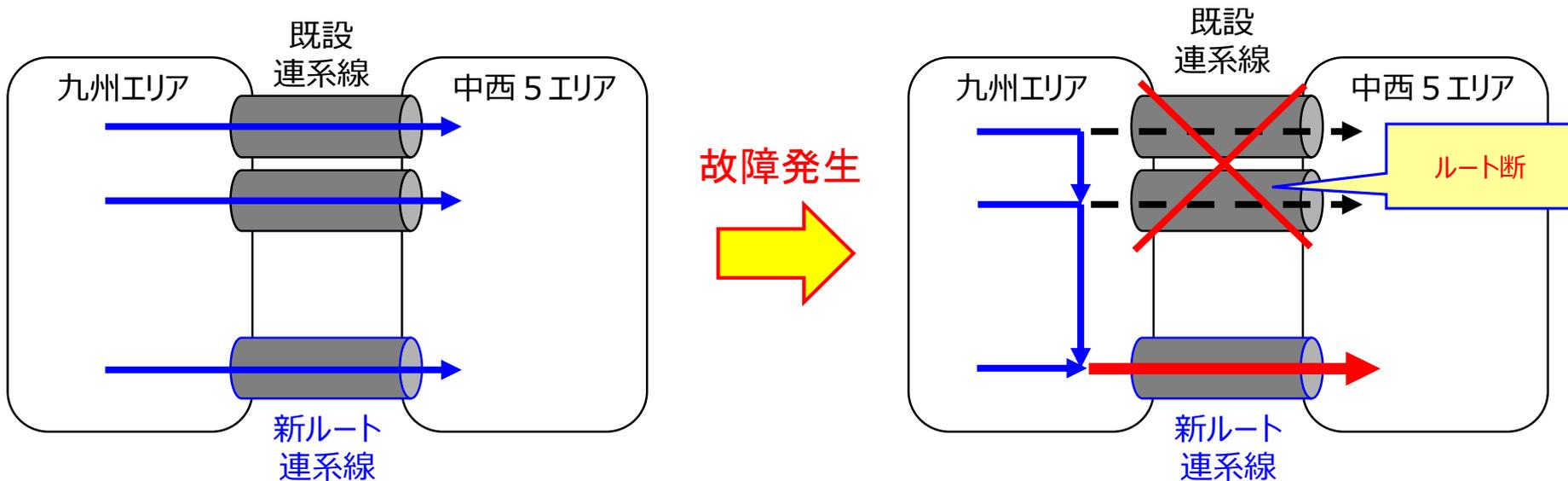
1. 連系線増強の効能について

- 関門連系線の運用容量は、現状、連系線のルート断故障時の周波数制約で決まっている。
- 関門連系線を増強するにあたり、現状の連系線とは別のルートで新たに連系線を増設した場合、既設連系線のルート断故障が発生したとしても、新ルート連系線が残ることで九州エリアと中西5エリアの系統は分断されないため、周波数に起因する運用容量の制約は解消される。
- ただし、周波数制約が解消されたとしても、他の制約要因（熱容量、同期安定性、電圧安定性）についても確認のうえ、運用容量を決定する必要がある。

【新ルート増強後（潮流 中国向きの例）】



- 新ルートを増強することにより、中国九州間連系線はループ系統となることから、増強後の熱容量による連系線潮流の限度値は、下記の想定故障から求まる熱容量限度値のうち、小さい値となる。
 - 既設連系線のルート断時 → 新ルート連系線の熱容量限度値
 - 新ルート連系線のルート断時 → 既設連系線（2回線）の熱容量限度値
- なお、新ルート連系線のルート断時、既設連系線側の熱容量限度値は、 $278\text{万kW} \times 2\text{回線} = 556\text{万kW}^*$ であることから、新ルート連系線の増強規模が556万kW未満であれば、増強後の熱容量限度値は、新ルート連系線の熱容量限度値で定まる。
 （※夏季の値。冬季の場合は $298\text{万kW} \times 2\text{回線} = 596\text{万kW}$ ）



- 関門連系線の運用容量を考える場合、連系線自体の熱容量による制約に加えて、同期安定性・電圧安定性の制約について検討する必要あり。



7. 運用容量算出結果 (1)

平成28年度 第5回運用容量検討会資料より

平成29年度 中国向き運用容量 【平成29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	
中国九州間連系線	平日	昼間	224 ⁽⁴⁾	228 ⁽⁴⁾ 【101 ⁽⁴⁾ 】	234 ⁽⁴⁾ 【157 ⁽⁴⁾ 】	243 ⁽⁴⁾	246 ⁽⁴⁾	前半 239 ⁽⁴⁾ 後半 229 ⁽⁴⁾	228 ⁽⁴⁾	前半 232 ⁽⁴⁾ 後半 243 ⁽⁴⁾	253 ⁽⁴⁾	266 ⁽⁴⁾	261 ⁽⁴⁾	前半 259 ⁽⁴⁾ 後半 232 ⁽⁴⁾
		夜間	202 ⁽⁴⁾	194 ⁽⁴⁾ 【101 ⁽⁴⁾ 】	197 ⁽⁴⁾ 【157 ⁽⁴⁾ 】	202 ⁽⁴⁾	201 ⁽⁴⁾	前半 201 ⁽⁴⁾ 後半 197 ⁽⁴⁾	192 ⁽⁴⁾	前半 201 ⁽⁴⁾ 後半 209 ⁽⁴⁾	222 ⁽⁴⁾	230 ⁽⁴⁾	235 ⁽⁴⁾	前半 229 ⁽⁴⁾ 後半 211 ⁽⁴⁾
	休日	昼間	182 ⁽⁴⁾	180 ⁽⁴⁾ 【157 ⁽⁴⁾ 】	187 ⁽⁴⁾	203 ⁽⁴⁾	210 ⁽⁴⁾	前半 198 ⁽⁴⁾ 後半 186 ⁽⁴⁾	184 ⁽⁴⁾	前半 191 ⁽⁴⁾ 後半 200 ⁽⁴⁾	217 ⁽⁴⁾	216 ⁽⁴⁾	215 ⁽⁴⁾	前半 210 ⁽⁴⁾ 後半 197 ⁽⁴⁾
		夜間	176 ⁽⁴⁾	171 ⁽⁴⁾ 【157 ⁽⁴⁾ 】	173 ⁽⁴⁾	181 ⁽⁴⁾	187 ⁽⁴⁾	前半 178 ⁽⁴⁾ 後半 175 ⁽⁴⁾	171 ⁽⁴⁾	前半 177 ⁽⁴⁾ 後半 188 ⁽⁴⁾	199 ⁽⁴⁾	204 ⁽⁴⁾	201 ⁽⁴⁾	前半 200 ⁽⁴⁾ 後半 186 ⁽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]

地域間連系線名称	断面	GW	益	年末年始
中国九州間連系線	特殊日	171 ⁽⁴⁾	222 ⁽⁴⁾	182 ⁽⁴⁾
	夜間	163 ⁽⁴⁾	187 ⁽⁴⁾	181 ⁽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	-	12/29, 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（5）

平成28年度 第5回運用容量検討会資料より

長期計画（平成31年度～38年度）

地域間連系線名称	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
中国九州間連系線	中国向	278(①) 【171(④)】							
	九州向	52(④) 【36(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。

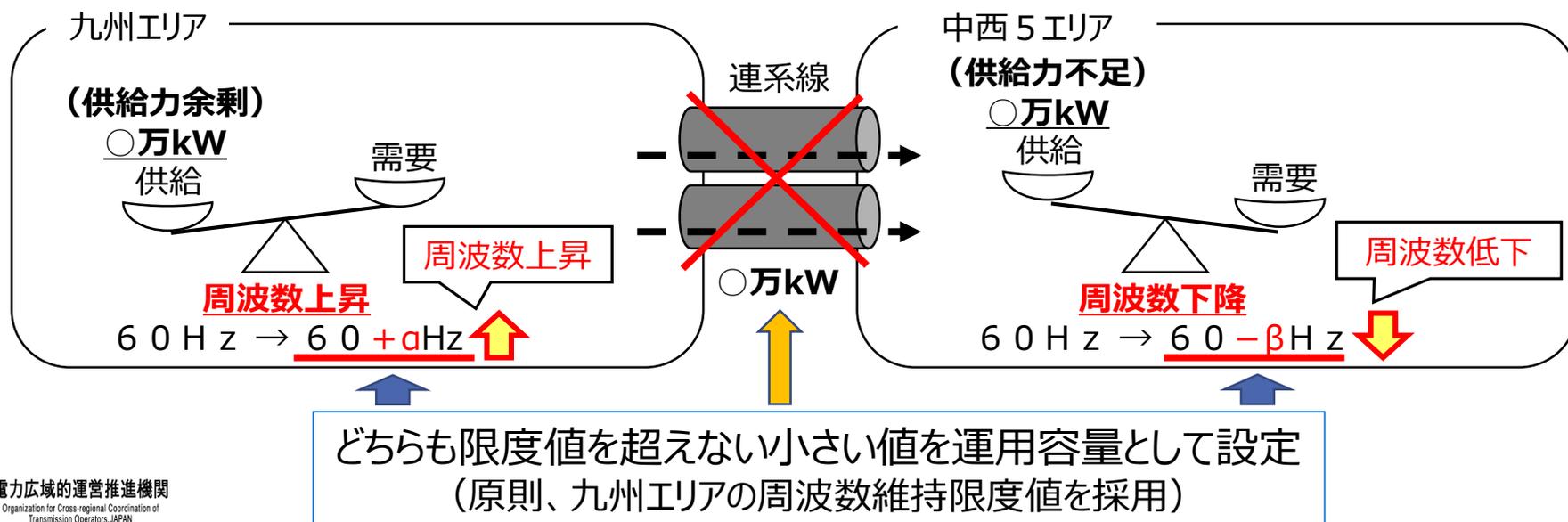
()内の数字は、運用容量決定要因（①熱容量、②同期安定性、③電圧安定性、④周波数維持）を示す。

※H30年度及び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、H29年度断面で検討した限度値を使用した。

- 電力系統を安定的に運用するためには、熱容量、同期安定性、電圧安定性、周波数維持それぞれの制約要因を考慮する必要があり、4つの制約要因をすべて満たすよう、限度値のうち最も小さいものを連系線の運用容量としている。
- 中国九州間連系線の運用容量は、この4つの制約要因のうち周波数維持要因で決まっており、連系線のルート断故障が発生した場合に、九州エリアおよび中西5エリア※¹どちらの周波数維持限度値も超えないように、周波数維持限度値の小さいほうを設定している。
- なお、中西5エリアと比較し九州エリアの需要規模は小さく、連系線のルート断故障が発生した場合に、周波数に与える影響は九州エリアの方が大きいいため、中国九州間連系線の運用容量は原則※²「九州エリアの周波数維持限度値」となる。

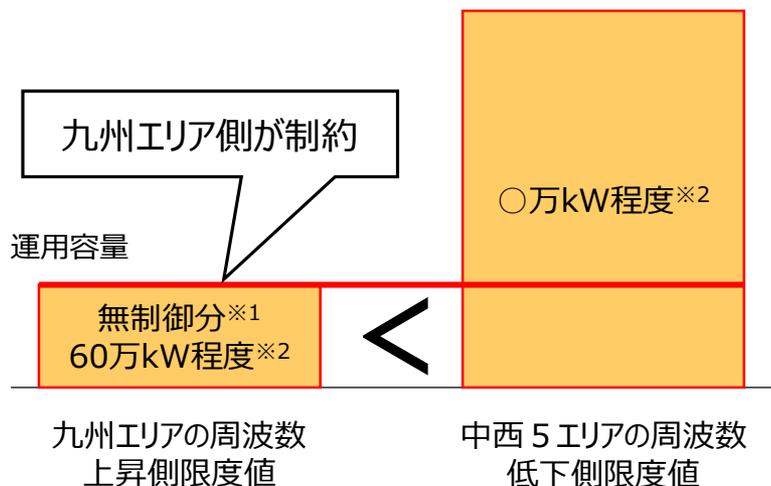
※1 中部・北陸・関西・中国・四国
※2 次スライド参照

【運用容量算出の考え方（中国向きの例）】

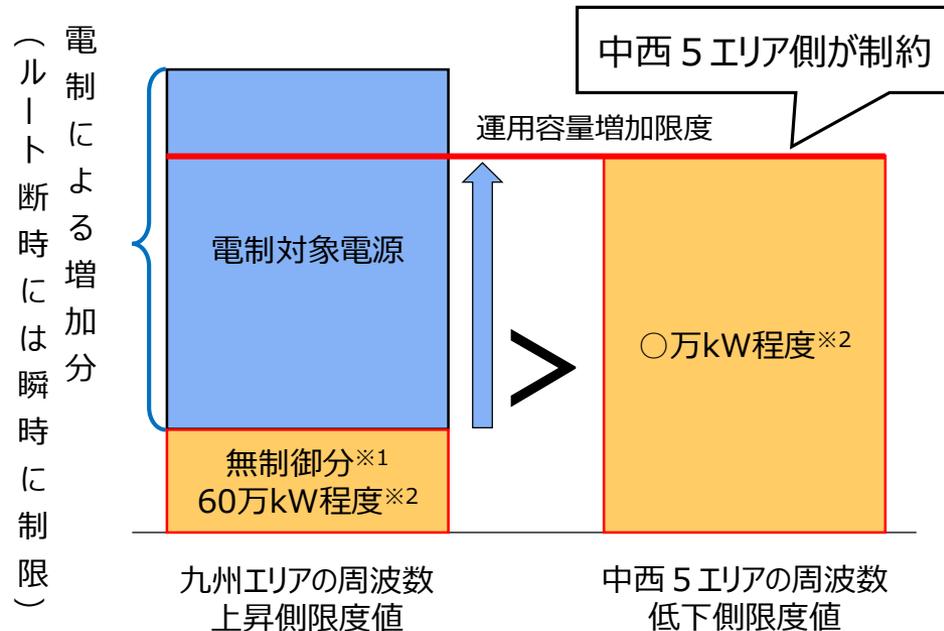


- 中国向きの運用容量については、九州エリアの周波数上昇側限度が制約要因となっている。
- しかし、連系線のルート断故障が発生した時に、瞬時に九州エリアの電源の出力を制限（電制）することができれば、九州エリアの周波数上昇を回避できるため、電制分だけ運用容量を増加させることが可能となる。
- このとき、中西 5 エリアの周波数低下側限度値も考慮する必要があるため、九州エリアの電制をいくら増やしても、運用容量の上限は「中西 5 エリアの周波数低下側限度値」となる。

【電制を考慮しない場合】



【電制を考慮した場合】



※1 ルート断故障が発生しても原則、電制を伴わない潮流 ※2 九州エリア・中西 5 エリアの需要により変動

【熱容量等】

- 流通設備 (送電線、変圧器等) の健全時、または電力設備のN - 1 故障 (送電線 1 回線故障、変圧器 1 台故障、発電機 1 台故障等) 時において、流通設備を継続的に使用できるよう、熱容量 (当該設備に電流が流れたときの上限温度により決まる潮流値) または設計上の許容値による連系線潮流の限度値をいう。
 - 潮流が流通設備の故障時には、その設備に流れていた潮流が、他の健全な流通設備に加わる (回り込む) ことを考慮する必要がある。



- 潮流が一定時間以上限度値を超えると、保護機能により流通設備が停止し、停電に至る等のおそれがある (保護機能が動作しなかった場合は設備の損壊に至るおそれがある)。
- 熱容量の限度値は、外気温度等に影響されるが、需要の大小には影響されない。

【同期安定性】

- 通常想定し得る範囲の同期状態に影響を与える電力設備（送電線、変圧器、発電機等）の故障において、発電機の同期状態が保たれ、発電機の安定運転が維持できる連系線潮流の限度値をいう。
 - 潮流が限度値を超えた状態で電力設備に故障が発生し、保護機能により電力設備が停止すると、同期状態が不安定となり、多数の発電機が保護機能により停止した場合に、周波数が大幅に変動し、大規模な停電に至るおそれがある。
 - 同期安定性の限度値は、一般的に発電機の運転台数が多い（需要が大きい）と高く、発電機の運転台数が少ない（需要が小さい）と低い。

【電圧安定性】

- 通常想定し得る範囲の電圧状態に影響を与える電力設備（送電線、変圧器、発電機等）の故障において、電力系統の電圧を安定的に維持できる連系線潮流の限度値をいう。
 - 潮流が限度値を超えた状態で電力設備に故障が発生し、保護機能により電力設備が停止すると、安定的な電圧状態が維持できなくなり、電力設備が保護機能により停止（発電機の停止や需要の脱落等）した場合に、周波数が大幅に変動し、大規模な停電に至るおそれがある。
 - 電圧安定性の限度値は、一般的に需要が大きいと低く、需要が小さいと高い。

2. 連系線増強に伴う運用容量の増加について

- 1 - 1 項のとおり、新ルートにて中国九州間連系線を増強した場合、周波数による制約は解消されることから、増強後の連系線運用容量は、熱容量、同期安定性および電圧安定性の限度値のうち、最も小さいものにより制約を受けることになる。
- ここでは、至近の見通しで170～260万kW、長期断面で170～280万kW程度である中国九州間連系線の運用容量を、300万kW、400万kW、500万kW（FRINGE分21万kWを含んだ連系線潮流値）に拡大した場合、連系線の増容量とそれに伴う各エリアの需給バランスを想定し、同期安定性および電圧安定性についてそれぞれ検討する。
- 検討の前提条件および検討結果については次ページ以降のとおり。

検討の前提条件については、以下のとおり限定して検討を行った。

■ 検討断面

昼間帯において、電圧安定性および同期安定性に対して厳しいと思われる断面にて検討。今後詳細に検討する場合には、その他夜間断面等のチェックが必要。

- 電圧安定性：重潮流となる断面が厳しいため、潮流重負荷期ピークとする。
- 同期安定性：前項に加え、負荷が少なく太陽光の発電が多い断面が厳しい場合があるため、軽負荷期昼間帯軽負荷時も検討する。

■ 系統構成

- 中西系統：2026年度系統を想定
- 新ルート連系線：278万kW1回線増強を想定（既設関門連系線1回線と同容量）

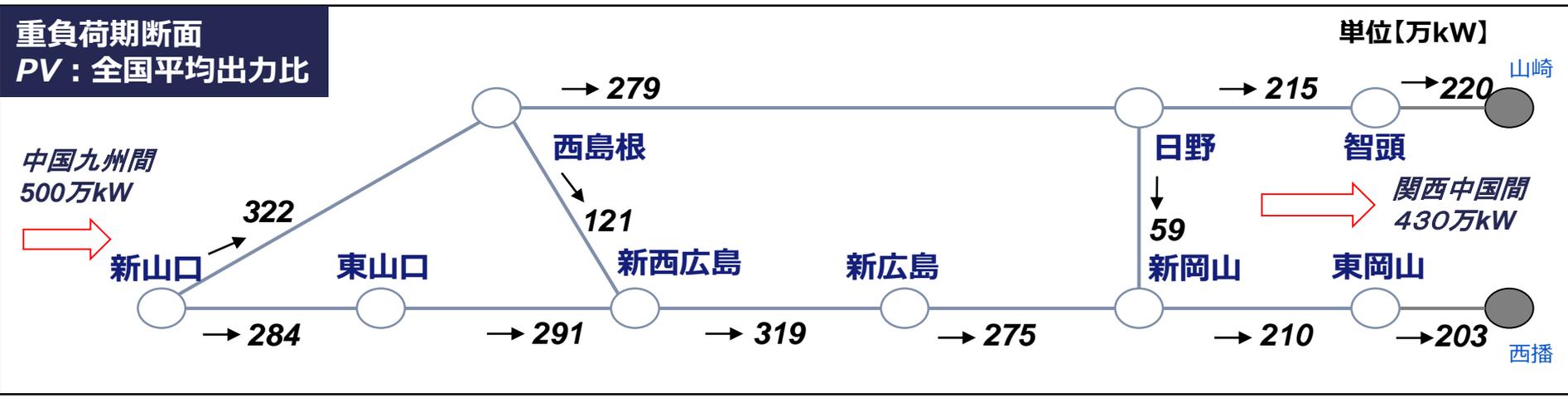
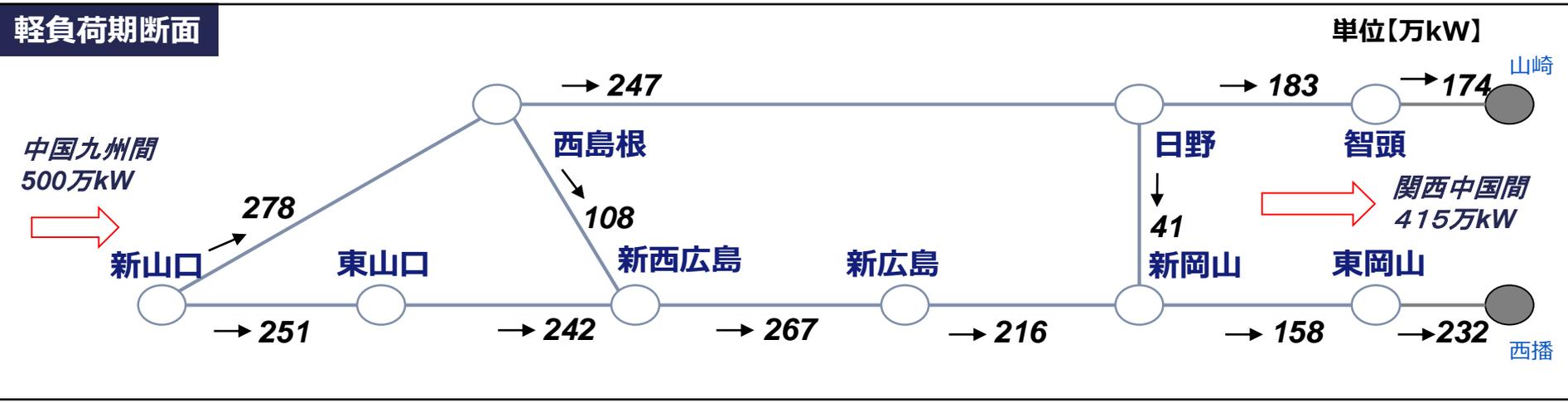
■ 連系線潮流

- 中国九州間：500万kW、400万kW、300万kW（フリンジ21万kWを含む）
- 関西中国間：（重負荷期）430万kW（夏季運用容量405万kW + フリンジ25万kW）
（軽負荷期）415万kW（夏季運用容量390万kW + フリンジ25万kW）

■ その他（電源制限等）

- 電圧安定性、同期安定性ともに、九州地内で200万kWを電源制限し、あわせて中国九州間、関西中国間の運用容量設定値（P0）を200万kW減少させると想定。
- 前項の実現性については、今後の課題。

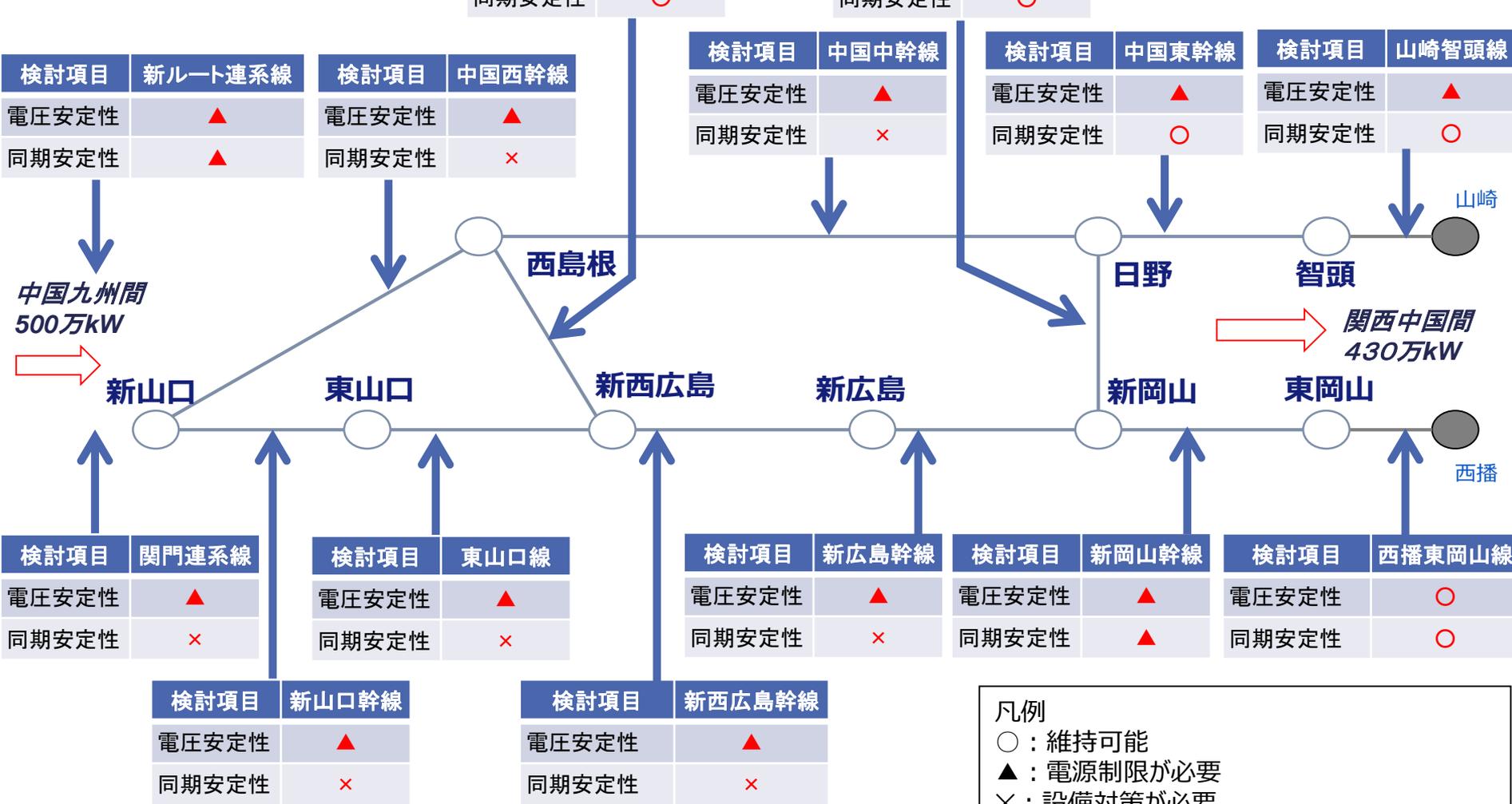
※今回の検討は上記に示す条件のみの検討であり、条件によっては、電圧安定性・同期安定性を維持できない可能性もあるので、より詳細な検討が必要となる。



※常時電圧を運用目標値内に維持するために別途、調相設備が必要

中国九州間連系線潮流 500万kW

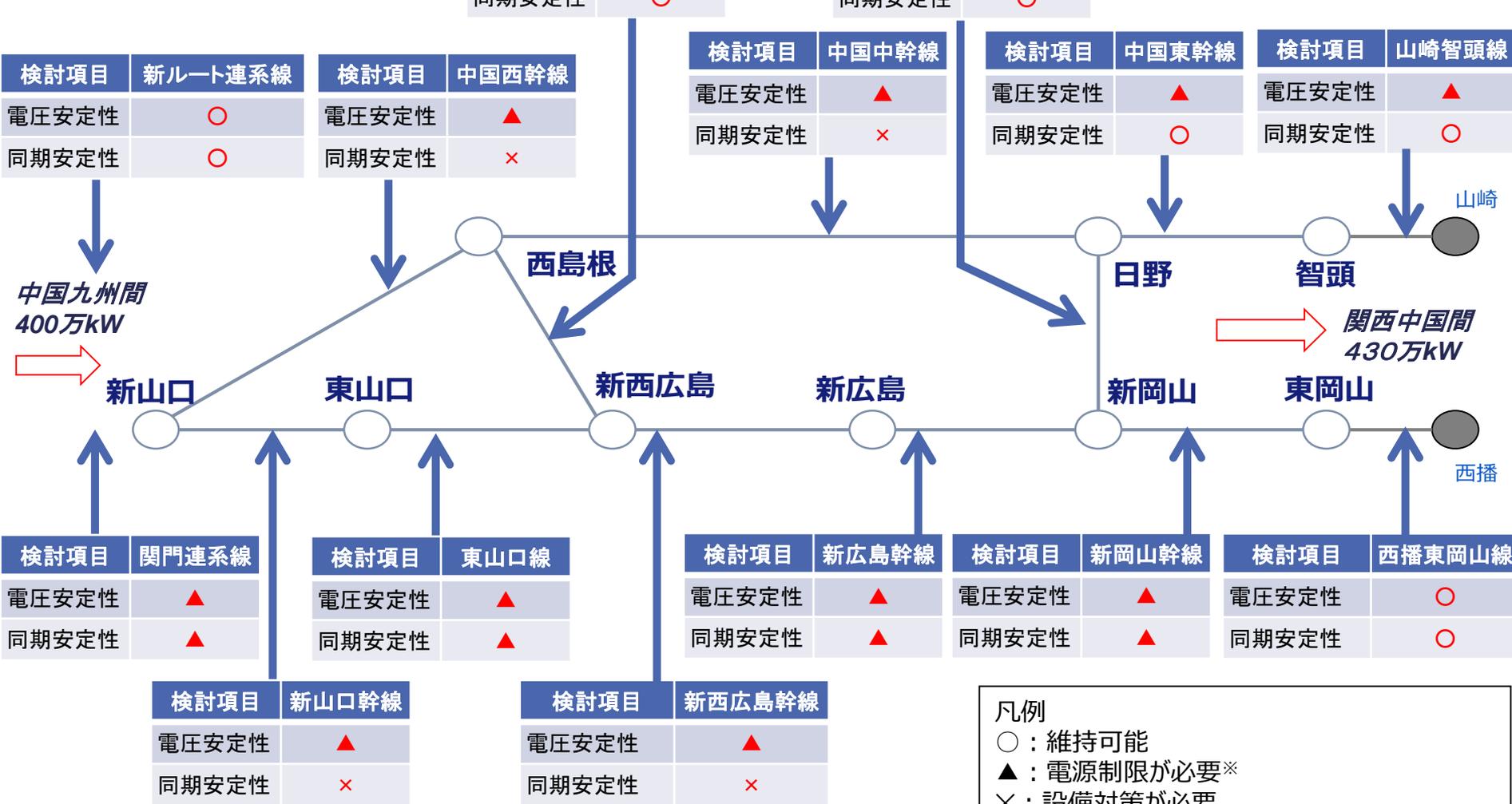
各送電線ルート断を想定



凡例
 ○：維持可能
 ▲：電源制限が必要
 ×：設備対策が必要
 (電源制限を実施しても維持できない、または1回線故障時でも維持できない)

中国九州間連系線潮流 400万kW

各送電線ルート断を想定

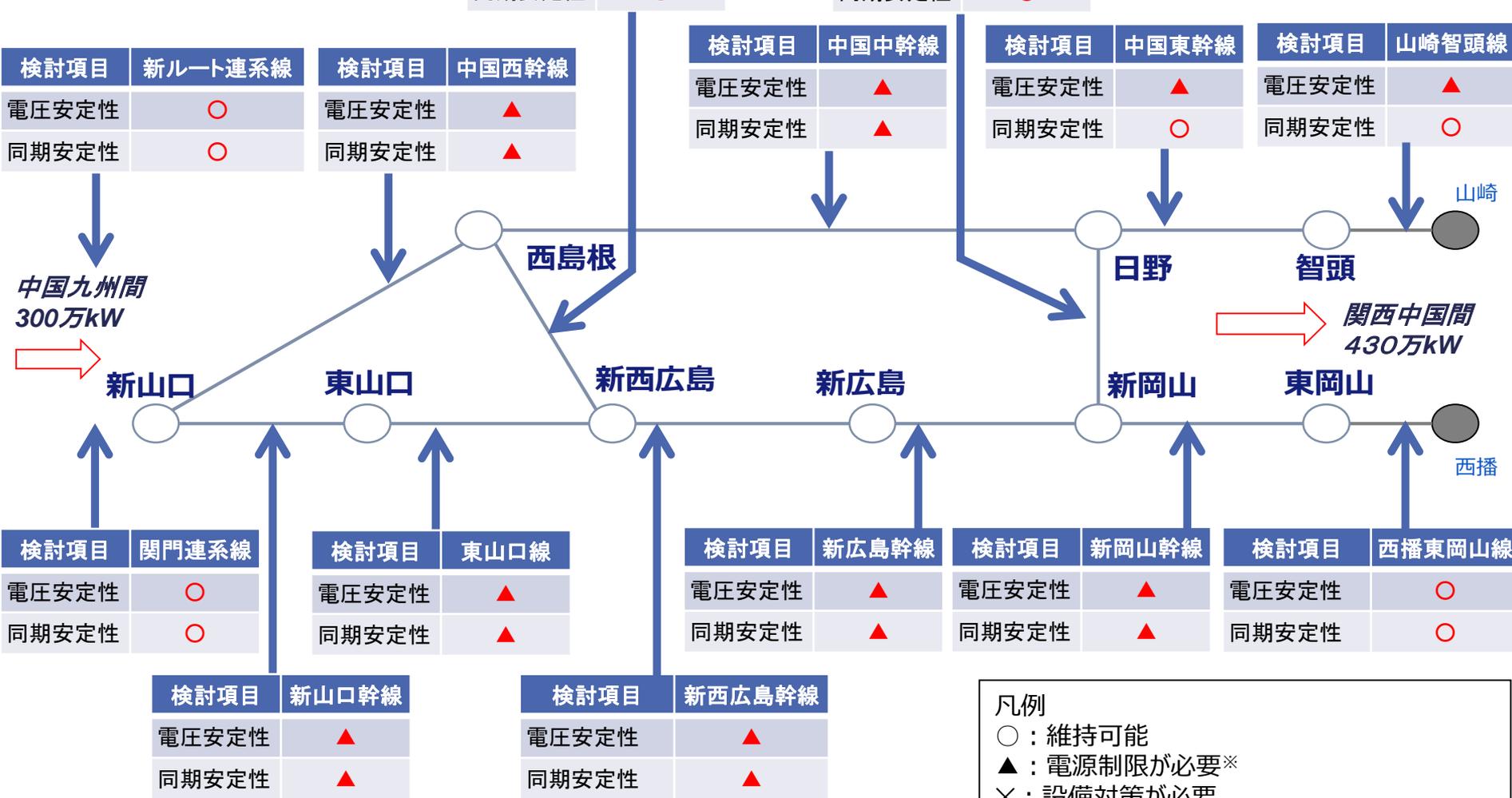


凡例
 ○：維持可能
 ▲：電源制限が必要※
 ×：設備対策が必要
 (電源制限を実施しても維持できない、または1回線故障時でも維持できない)

※電制については500万kWの結果より、少なくとも電制すれば維持可能であることを確認しているが、詳細検討にて必要のない断面が出る可能性あり。

中国九州間連系線潮流 300万kW

各送電線ルート断を想定

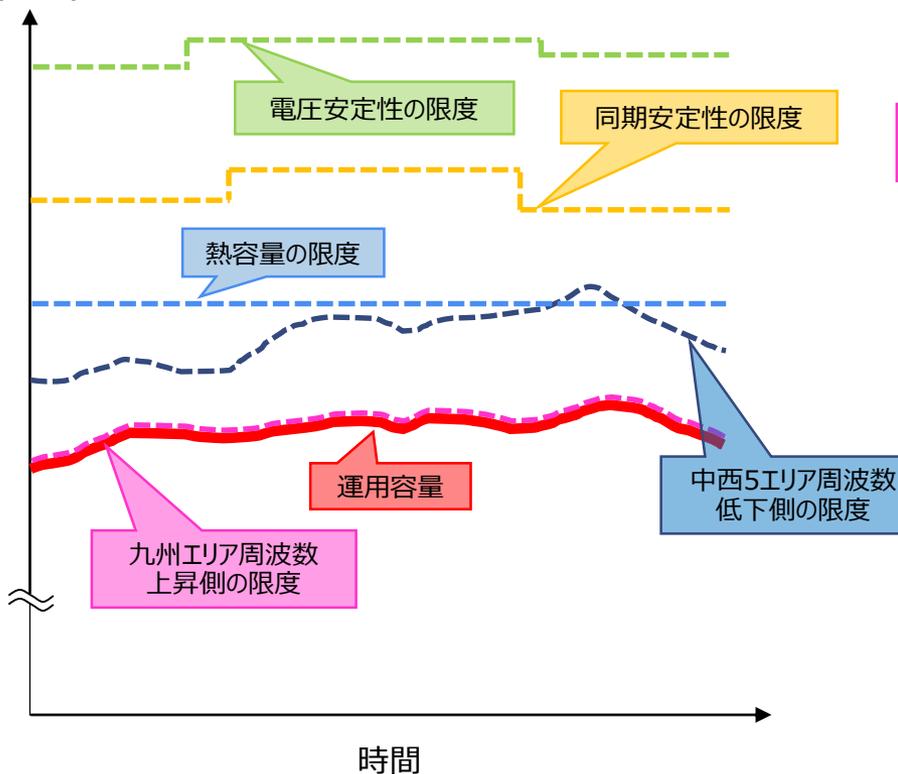


凡例
 ○：維持可能
 ▲：電源制限が必要※
 ×：設備対策が必要
 (電源制限を実施しても維持できない、または1回線故障時でも維持できない)

※電制については500万kWの結果より、少なくとも電制すれば維持可能であることを確認しているが、詳細検討にて必要のない断面が出る可能性あり。

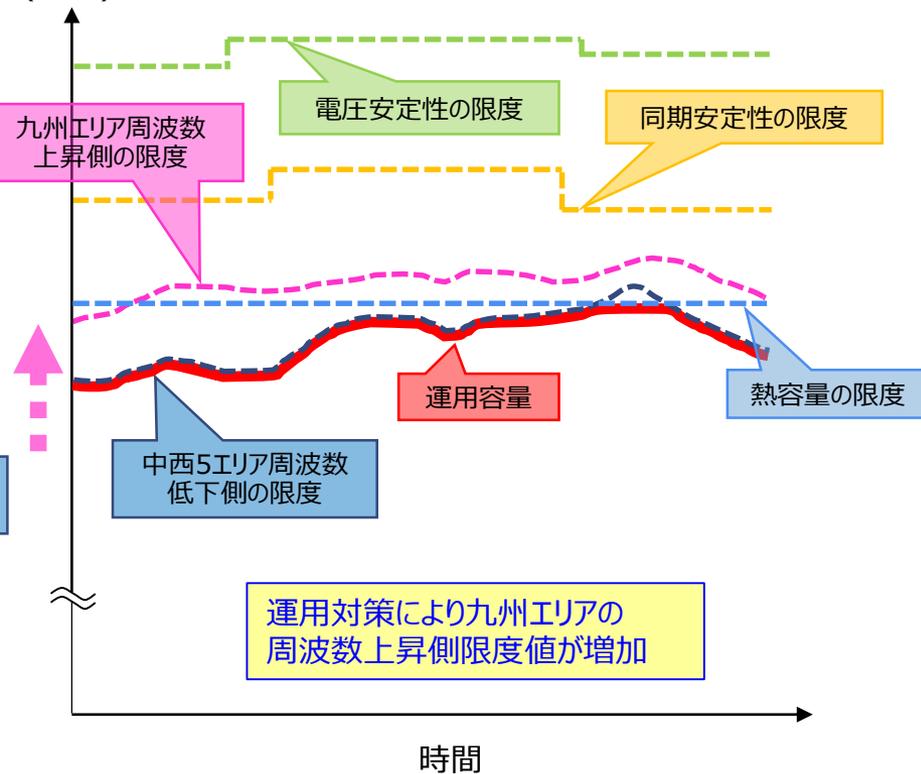
- 重負荷期、軽負荷期において、中国九州間の連系線潮流を500万kW、400万kW、300万kWとした場合の電圧安定性および同期安定性の検討結果は以下のとおり。
 - 【500万kW】電圧安定性：200万kW電制を前提として、維持が可能
同期安定性：200万kW電制を前提としても、中国九州間連系線および中国地内系統ルート断故障時に維持が困難
 - 【400万kW】同期安定性：200万kW電制を前提として、中国九州間連系線ルート断故障時に維持可能
200万kW電制を前提としても、中国地内系統ルート断故障時に維持が困難
 - 【300万kW】同期安定性：200万kW電制を前提として、中国九州間連系線および中国地内系統ルート断故障時に維持可能
- 中国九州間の連系線潮流が300万kWを超えた場合、電圧安定性や同期安定性の維持が困難となる。
 - ⇒中国九州間連系線の新ルートを増強したことにより、周波数による運用制約は解消されるものの、運用容量を300万kW以上にするためには、同期安定性を維持するための設備対策が必要となる。

運用容量 (MW) 【再エネ導入増加による電制電源抑制】



運用容量：九州エリアの周波数上昇側限度値により決定

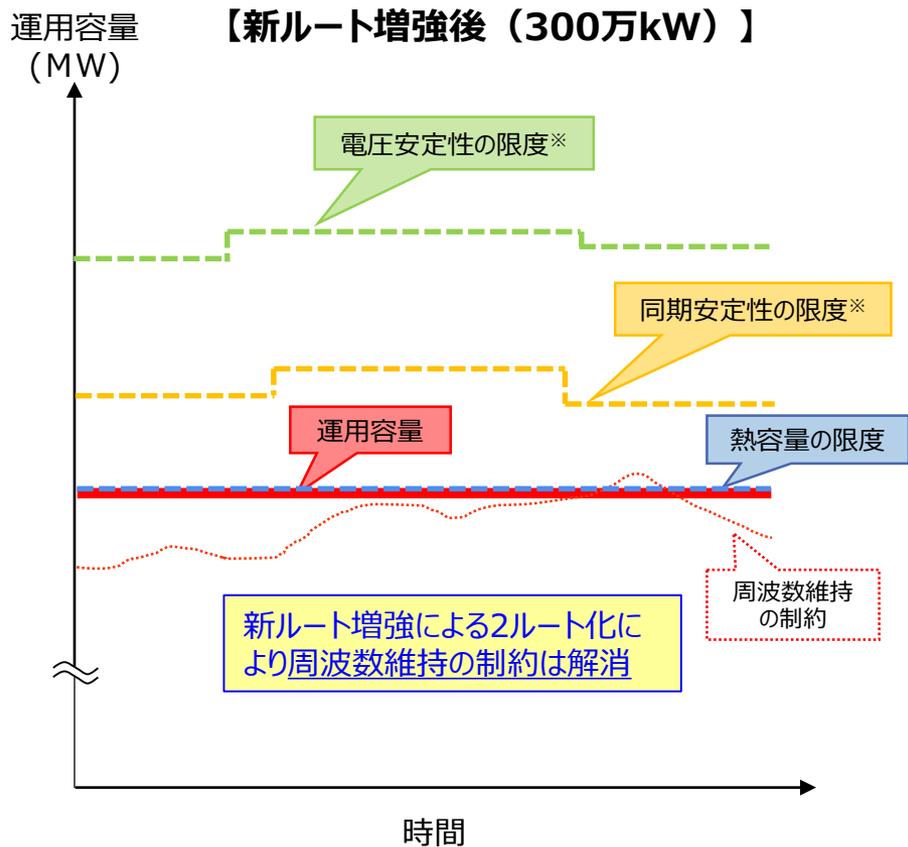
運用容量 (MW) 【運用容量減少の最小化に向けた運用対策後】



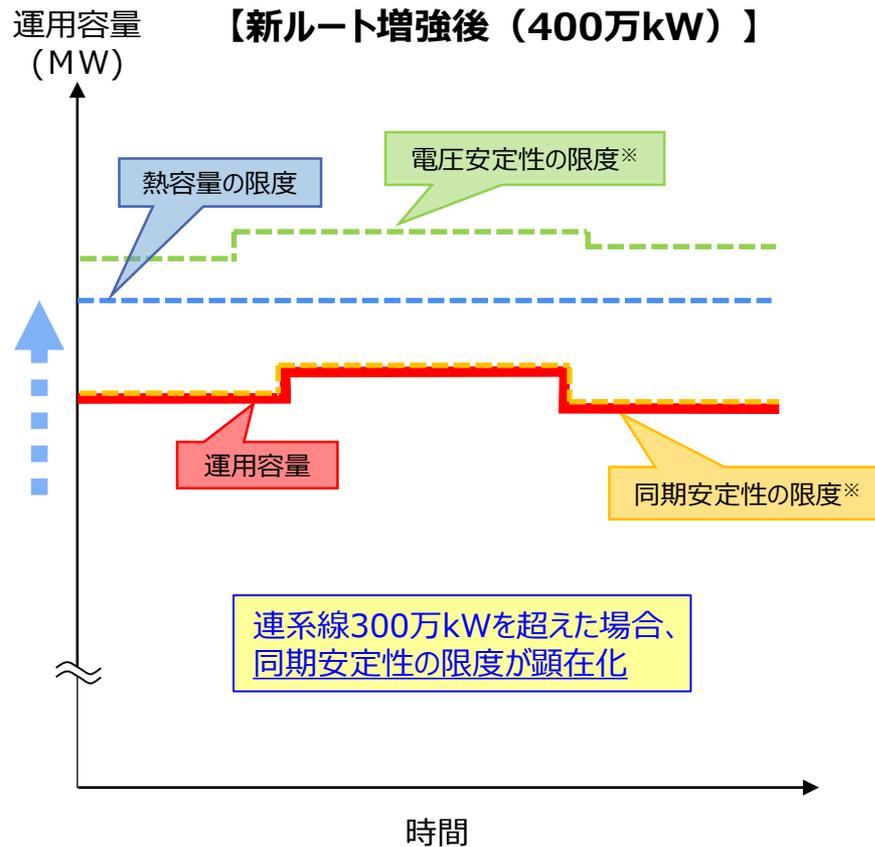
運用容量：中西5エリアの周波数低下側限度値と熱容量限度値の小さい方により決定

【運用容量の考え方】

電力システムを安定的に運用するためには、熱容量、同期安定性、電圧安定性、周波数維持などそれぞれの制約要因を考慮する必要があり、制約要因の限度値のうち最も小さいものを運用容量としている。



運用容量：熱容量の限度値により決定



運用容量：同期安定性の限度値により決定

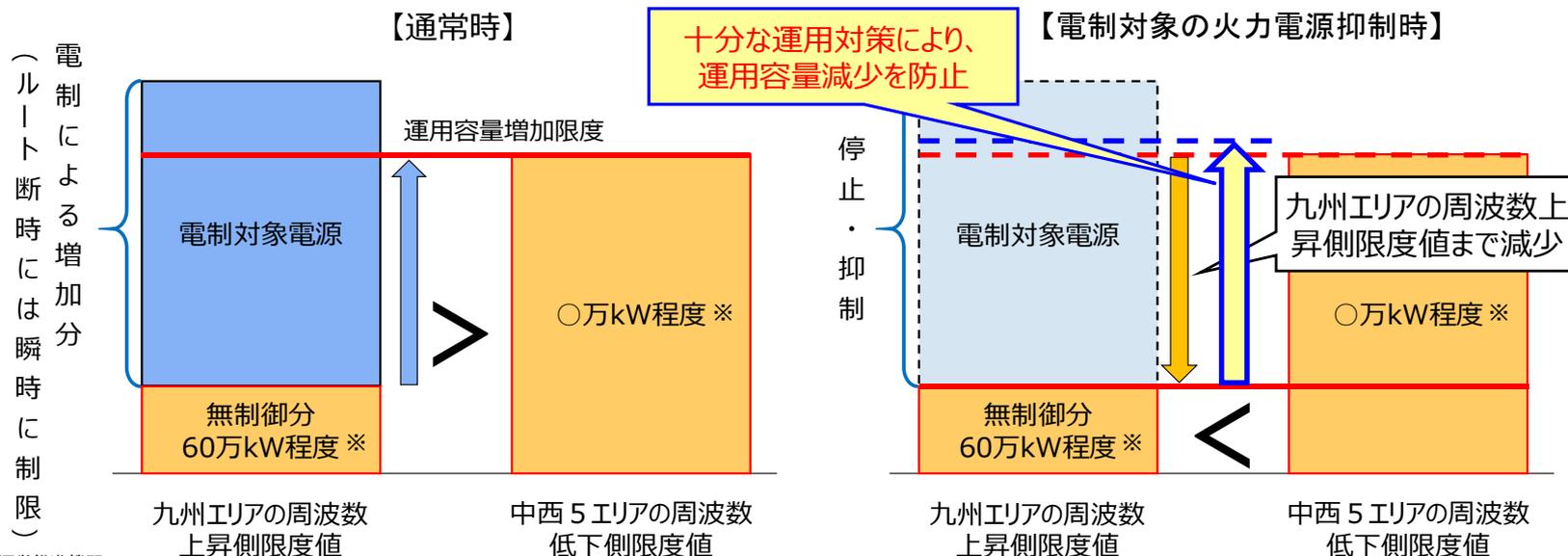
連系線を2ルート化して周波数制約や熱容量制約を解消しても、同期安定性や電圧安定性による制約が発生する

さらなる設備対策により同期安定性や電圧安定性の限度値を上げる必要あり

- 中国九州間連系線の運用容量の増大に伴う中国エリア内の電圧安定性および同期安定性を維持するためには、500kV域内送電線の新設などの対策工事が必要となる。
- 安定度対策としての電制電源の確保とその電制に合わせた運用容量の設定変更等の実現性については今後の課題。
- 本検討にあたっては前提条件を限定して検討した結果であり、今後、検討断面などの条件を増やした詳細検討を行った場合、同期安定性や電圧安定性の限度値が変わる可能性がある。

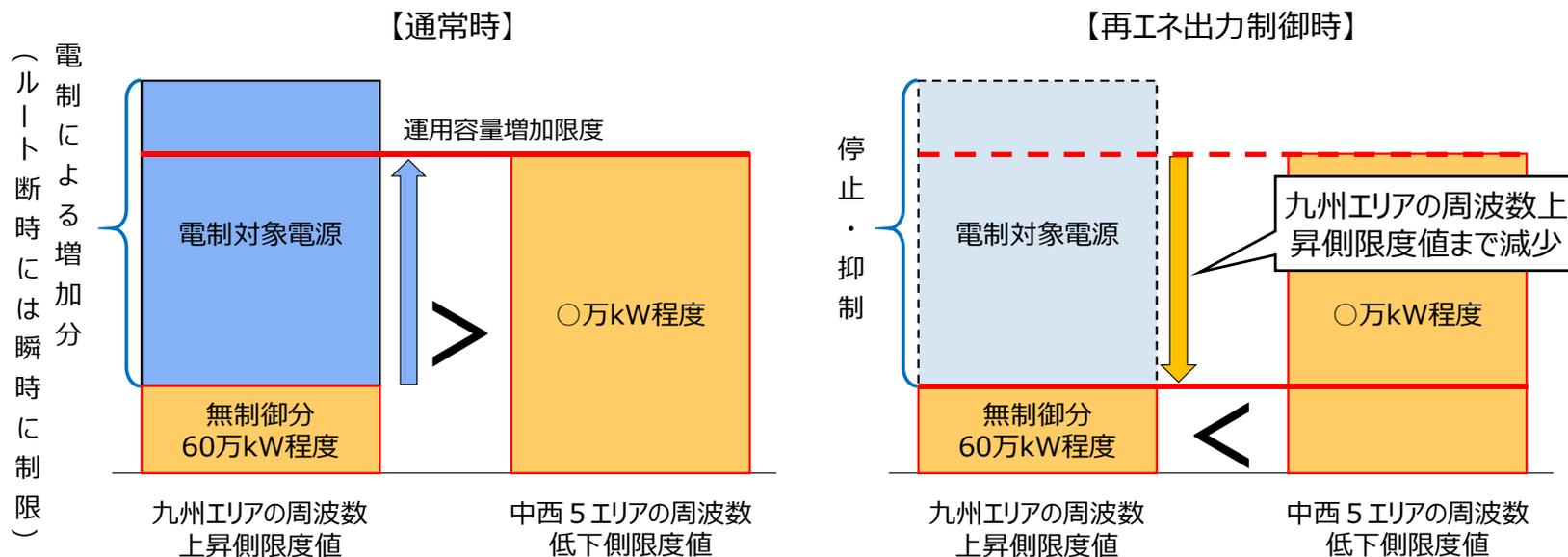
3. 電制電源抑制に伴う運用容量減少の 最小化に向けた取組み

- 中国九州間連系線の中国向きの運用容量については、再エネの導入拡大に伴い、優先給電ルールに基づき、九州エリアで従来見込んでいた電制対象の火力電源の出力が減少することで、九州エリアの周波数上昇側限度値が中西5エリアの周波数低下側限度値を下回ると、その限度値が運用容量となる可能性がある。
- このため、運用対策として、早期に実現可能な「周波数上昇リレーの整定変更」や、「安定化装置による転送遮断」による電制量の拡大検討を進め、運用容量減少の抑制を図っているところであり、九州エリアの周波数上昇側限度値が顕在化しないよう努めている。
- 今回の概略検討では、上記取組みによる十分な運用対策を踏まえたうえで、設備増強対策の効果を評価する。



※九州エリア・中西5エリアの需要により変動

- 前回、再エネ導入拡大に伴う運用容量の低下に関して、再エネの電制によりその低下を防いで既存の設備の有効活用を図ることが必要とのご意見をいただきました。
- この対応は、関門連系線の運用容量の設定方法に関するものであり、現在当機関の運用部門において関係事業者と運用対策を検討しているところである。
- 今回の概略検討では、上記検討による十分な運用対策を踏まえたうえで、長期的な対策としての設備増強対策とその効果を確認するものである。



(余白)

4. 連系線増強の効果について

- 連系線潮流シミュレーションを使用し、連系線の増強による効果を求める。
- 連系線潮流シミュレーションは、各エリアの需要および電源構成ならびにエリア間の連系線の運用容量を設定し、広域的なメリットオーダーにもとづき8,760時間の計算を行うことで、発電出力や連系線潮流を求めることができる。連系線増強前・連系線増強後の結果を比較することで、燃料コスト削減量やCO2コスト削減量を算出する。
- 連系線潮流シミュレーションのロジックには実運用とは異なる部分があること、電源は全国一律で稼働率や燃料費単価を設定している等の条件のもと試算した結果であることから、評価の際にはこの点に留意する必要がある。
- シナリオ設定について、まずは広域系統長期方針や供給計画をベースとして、電源構成や各単価などを変化させたシナリオを考慮する。
- 中国九州間連系線の増強規模についてもシナリオ設定の1つであるため、まずは300万kWをベースとし、増強規模を徐々に増やして（上限:現状連系線2回線分の設備容量）シミュレーションを実施した。

第11回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 配布資料をもとに作成

シミュレーションの前提	未考慮事項
火力の最低出力、調整力 <ul style="list-style-type: none"> 周波数調整のための調整力と火力の最低出力をあわせて、各エリアの需要の10%を火力（石炭を除く）で確保する前提とした。 石炭は30%を最低出力とした。 	<ul style="list-style-type: none"> エリアによる運用の違いは考慮していない。 厳密な調整力の保有量について考慮できていない。 調整力の部分負荷運転実施や部分負荷運転による燃料費増は考慮していない。
揚水式水力（ポンプ） <ul style="list-style-type: none"> 揚水式水力（ポンプ）の設備量を最大限活用 	<ul style="list-style-type: none"> 揚水式水力の作業停止や系統保安上の揚水の取扱いの必要性等を考慮していない。 池容量は考慮しているものの、経済運用までは考慮できていない。 可変速揚水をLFC容量として考慮していない。（調整力はすべて火力で考慮）
再エネ抑制 <ul style="list-style-type: none"> 再エネの抑制は最後に実施（連系線が活用できず、揚水式水力の余力もない場合に再エネ抑制） 	<ul style="list-style-type: none"> 現行ルールにおける優先給電指令の順位は考慮していない。（バイオマスの抑制等） 再エネ抑制において、30日、360時間、720時間ルール等は考慮していない。 周波数調整に起因する再エネ抑制は考慮していない。
連系線潮流 <ul style="list-style-type: none"> 再エネもメルिटオーダーにより1時間一定値として連系線を利用 	<ul style="list-style-type: none"> 再エネを一定値として、連系線の潮流とする場合は、成形する必要があるが、考慮していない。
シミュレーション断面 <ul style="list-style-type: none"> 1時間毎、8760時間 	<ul style="list-style-type: none"> 1時間以内の需要や発電機出力等の変動は模擬していないため、周波数制御等の実運用面における課題は考慮していない。
発電機運用 <ul style="list-style-type: none"> 1時間断面毎に自由に出力を変化 完全にメルिटオーダーで運用 	<ul style="list-style-type: none"> 発電機の変化速度、マストラン電源等の実運用上の制約事項は考慮していない。 制度、連系線利用ルール等の制約事項は考慮していない。
燃料費 <ul style="list-style-type: none"> 発電種別ごとに一定値を採用 	<ul style="list-style-type: none"> 実際にはプラントや事業者毎に燃料費が異なることは考慮していない。
下げ代対策 <ul style="list-style-type: none"> 連系線の空容量や他エリアの揚水式水力（ポンプ）等の調整力を最大限活用 	<ul style="list-style-type: none"> 運用上の実現性は考慮していない。 （一般送配電事業者が他エリアの調整力を活用するためには、その費用回収等について制度的な措置などが必要と考えられる。）
調整力融通 <ul style="list-style-type: none"> 調整力はエリアで保有する。 	<ul style="list-style-type: none"> 調整力を連系線を通じて他エリアに期待することは、考慮していない。

- 連系線潮流シミュレーションにおけるメリットオーダー配分のロジックは、下図のとおり、出力を増加させる場合は燃料費単価の安価なものから配分し、出力を減少させる場合は燃料費単価の高いものから抑制をしていくこととなっている。
- 揚水式水力については、再エネの出力抑制を最大限回避できるよう、揚水（出力減）側は再エネより前に実施し、発電（出力増）側は石炭より前に実施するロジックとなっている。
- しかしながら、実運用においては、石炭より燃料費単価の高いLNG等の電源が入る断面で揚水発電を行う方がより経済的となる場合もある。連系線潮流シミュレーションにはそのような経済運用までは考慮されておらず、実際よりも燃料コスト削減量が過大に評価されている可能性がある。



- 今回の連系線潮流シミュレーションにおけるベースシナリオとしては、H27長期エネルギー需給見通しを基本とし、H29年度供給計画を反映したもので仮設定した。

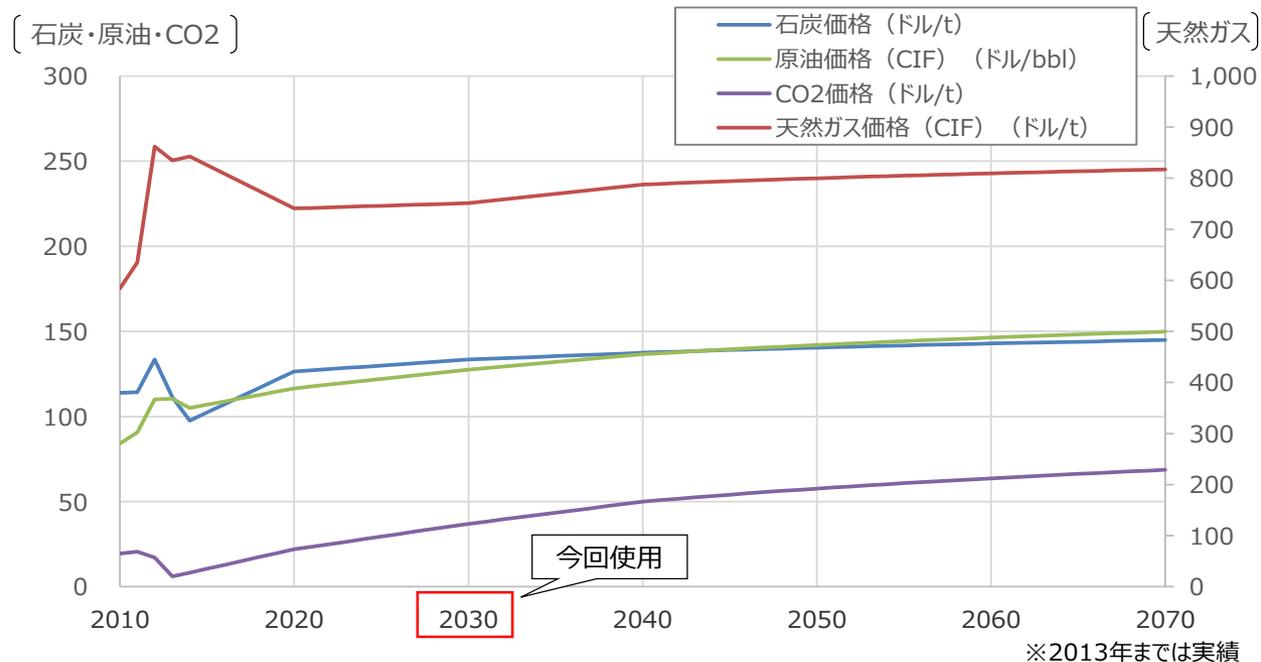
項目		設定内容
電源構成	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：H29年度供給計画最終年度（2026年度末時点）の導入量 ■ 利用率：出力比率の過去実績を使用
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：既存設備ベース（長期方針） ■ 利用率：長期エネルギー需給見通しにおけるkWhを考慮
	火力	<ul style="list-style-type: none"> ■ 設備量：供給計画計上済や契約申込み済の新增設、廃止電源を反映 運転開始してから50年を経過した設備は一律廃止 ■ 利用率：石炭については長期エネルギー需給見通しにおけるkWhを考慮
検討年数	<ul style="list-style-type: none"> ■ 単年度 	
需要	<ul style="list-style-type: none"> ■ H29年度供給計画の最終年度（2026年度末時点） 	
燃料費	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電コスト検証ワーキンググループで用いたIEA新政策シナリオにおける燃料費単価 	
CO2対策費	<ul style="list-style-type: none"> ■ 発電コスト検証ワーキンググループで用いたIEA EU新政策シナリオにおけるCO2価格（CO2排出権を購入した場合の費用） 	

- 燃料コストおよびCO2コストの具体的な数値については以下のとおり。
 なお、再エネ電源については燃料費単価 = 0円としている。

[円/kWh]

	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油
燃料コスト+CO2コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料コスト	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

発電コスト等検証ワーキンググループにおける燃料価格およびCO2価格の見通し※（新政策シナリオ）



出典：発電コスト検証ワーキンググループ（2015年5月26日）発電コストレビューシート「表3）燃料価格」・「表4）CO2価格」

- 長期方針においては、長期エネルギー需給見通しを参考にシナリオ設定していたが、個別連系線の検討を実施する際には、別途シナリオ設定が必要。

項目	整理すべき課題
電源構成	<ul style="list-style-type: none">■ (詳細については次項参照)
検討年数	<ul style="list-style-type: none">■ 実際に中国九州間連系線を増強するとなると、工期は10年程度以上かかることから、その後の40～50年程度の使用を考慮した評価が必要。■ 検討年数・検討断面を何年とするか。
需要	<ul style="list-style-type: none">■ 足元は長期エネルギー需給見通し(2030年度)の値でよいか。■ 長期的な需要の推移をどのように想定するか。
燃料費	<ul style="list-style-type: none">■ 長期的な検討において、燃料費は固定でよいか。
CO2対策	<ul style="list-style-type: none">■ CO2削減にかかる費用をどう見込むか。(CO2対策費用・CO2取引価格など)

- 中国九州間連系線増強の検討にあたっては、特に九州エリアにおける電源設定が重要かつ課題。

項目	整理すべき課題
再エネ	<ul style="list-style-type: none">■ 太陽光 (全国合計) については長期エネルギー需給見通し (2030年度) の導入量よりもH29供給計画2026年度の導入量の方が多く見込まれている状況。先々の導入量をどのように想定するか。■ FIT買取期間終了後のFIT電源の設備量をどのように想定するか。
原子力	<ul style="list-style-type: none">■ 現時点で原子力の稼働をどう見込むか。長期エネルギー需給見通しの電源構成と整合するか。稼働率は適正か。■ 廃炉をどう見込むか。
火力	<ul style="list-style-type: none">■ 長期エネルギー需給見通しでは、石炭火力の発電量を26%程度、LNG火力の発電量を27%程度確保した値としているが、H29供給計画や上記原子力の稼働状況を織り込んだシミュレーション結果と整合するか。■ 廃止・新增設をどう見込むか。

- 特定の連系線に着目した検討に際しては、その連系線が跨ぐエリアの電源構成が重要になることから、ここでは九州エリアに着目してシナリオ想定を実施した。
- 具体的には、4 - 2 のベースシナリオ（仮設定）からパラメータである電源構成や各単価などを変化させ、想定される各種シナリオを設定した。

- ベースシナリオ

- 石炭 : 長期エネルギー需給見通し
- 原子力 : 既存設備ベース 4,578万kW (長期方針) (稼働率54%)
- 太陽光 : H29年度供給計画 2026年度断面 (九州エリア1,295万kW)
- その他 : H29年度供給計画 2026年度断面

- シナリオ①

- 石炭 : 長期エネルギー需給見通し
- 原子力 : 既存設備ベース 4,578万kW (長期方針) (稼働率54%)
- 太陽光 : 九州エリア 契約申込ベース (H29年11月末) 1,458万kW
- その他 : H29年度供給計画 2026年度断面

- シナリオ②

- 石炭 : 長期エネルギー需給見通し
- 原子力 : 設置許可申請済みベース 2,913万kW (稼働率81%)
- 太陽光 : H29年度供給計画 2026年度断面 (九州エリア1,295万kW)
- その他 : H29年度供給計画 2026年度断面

● シナリオ③

- 石炭 : 長期エネルギー需給見通し
- 原子力 : 既存設備ベース 4,578万kW (長期方針) (稼働率54%)
- 太陽光 : H29年度供給計画 2026年度断面 (九州エリア1,295万kW)
- その他 : H29年度供給計画 2026年度断面、調整力 : 各エリアの需要の10%→15%

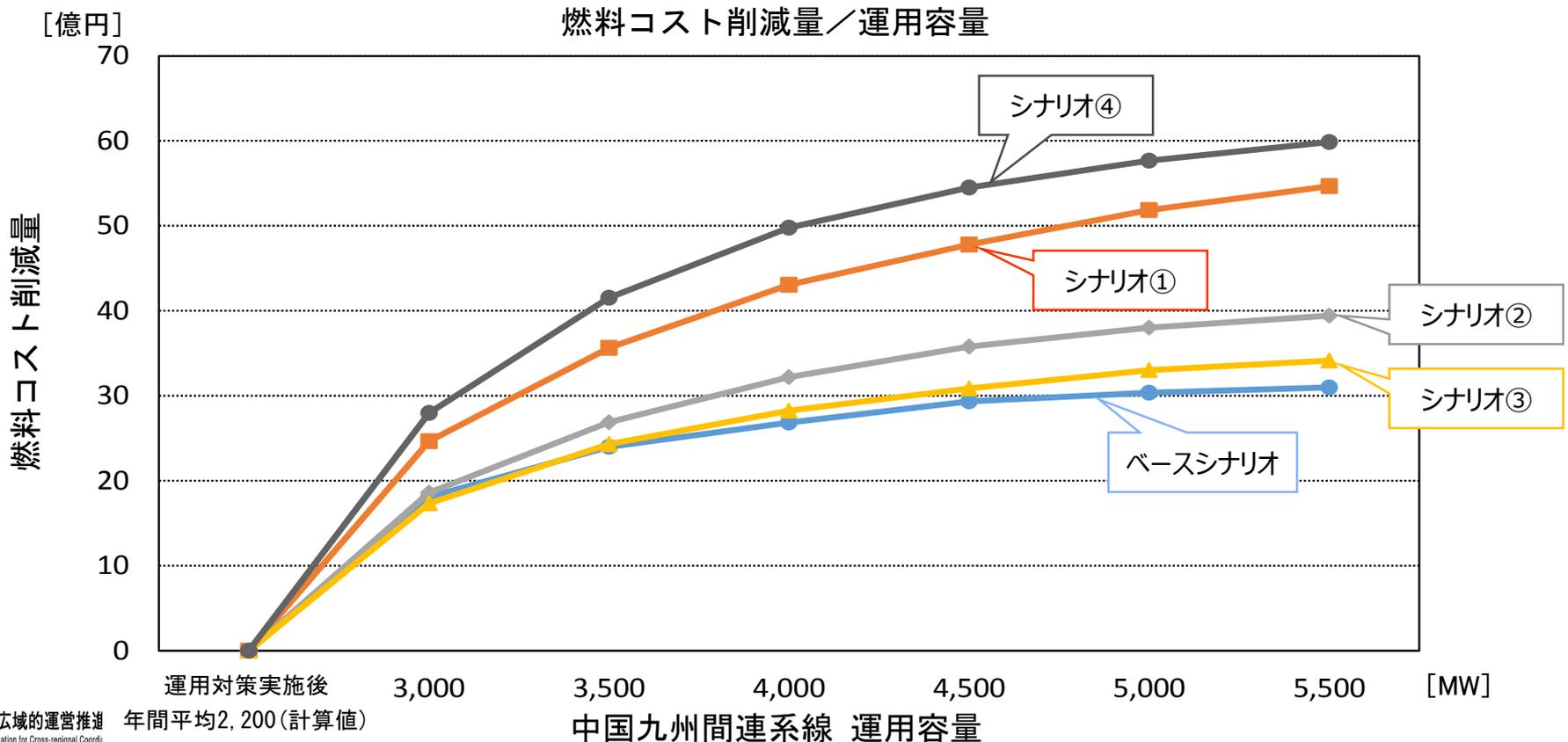
● シナリオ④

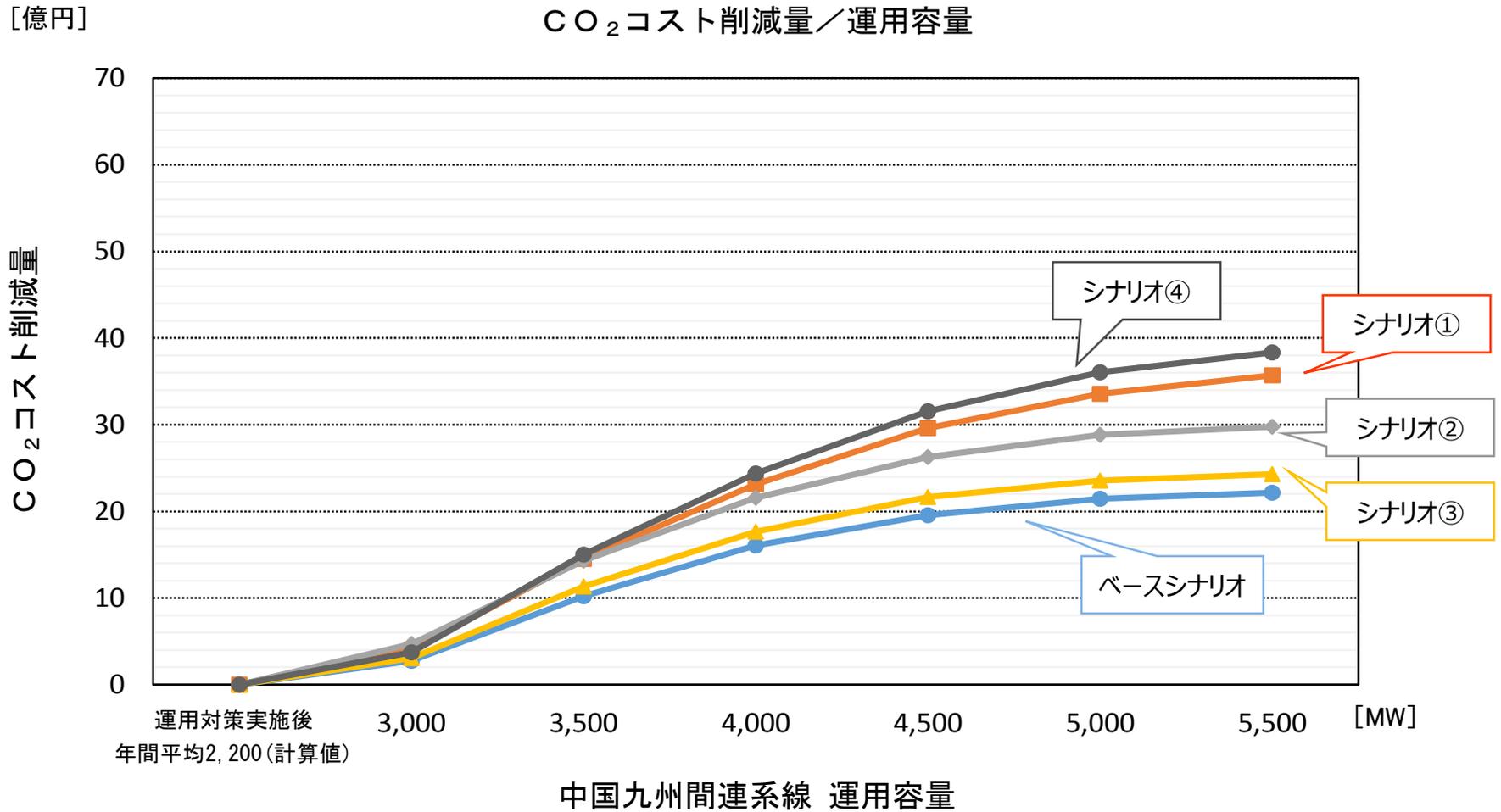
- 石炭 : 長期エネルギー需給見通し
- 原子力 : 既存設備ベース 4,578万kW (長期方針) (九州エリアのみ稼働率80%)
- 太陽光 : H29年度供給計画 2026年度断面 (九州エリア1,295万kW)
- その他 : H29年度供給計画 2026年度断面

■ 需要や燃料費単価についても振れ幅を考慮する。

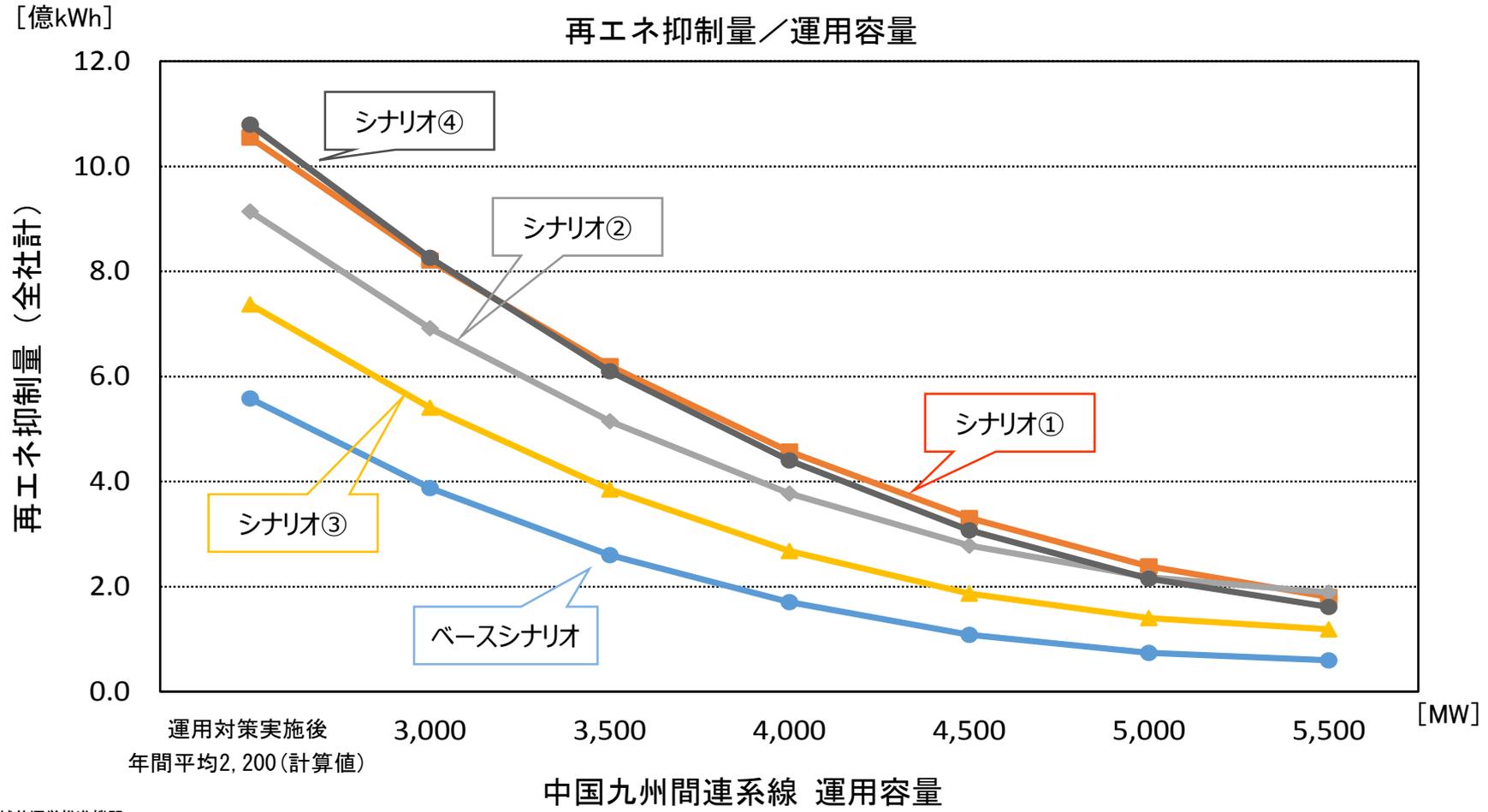
- 需要 : H29年度供給計画 2026年度のベース値が横ばいで推移するケースを基準とし、±10%の振れ幅を考慮
- 燃料費 : 発電コスト検証ワーキンググループで用いた新政策シナリオにおける燃料費単価をもとに設定した長期方針時の値をベースとし、±10%の振れ幅を考慮
- CO2対策費 : 発電コスト検証ワーキンググループで用いた新政策シナリオにおけるCO2対策費用をベースとし、費用が2倍となった場合を考慮

- 4 - 2 のベースシナリオおよびパラメータを変更したシナリオにもとづき、連系線潮流シミュレーションを使い、現状の連系線運用容量をベースとして運用容量を段階的に上げた場合のシミュレーション結果（燃料コスト削減量・CO2コスト削減量・再エネ抑制量）は以下のとおり。
- 連系線潮流シミュレーションのロジックには実運用とは異なる部分があること（P.35 留意事項）、電源は全国一律で稼働率や燃料費単価を設定している等の条件のもと試算した結果であることから、評価の際にはこれらの点に留意する必要がある。

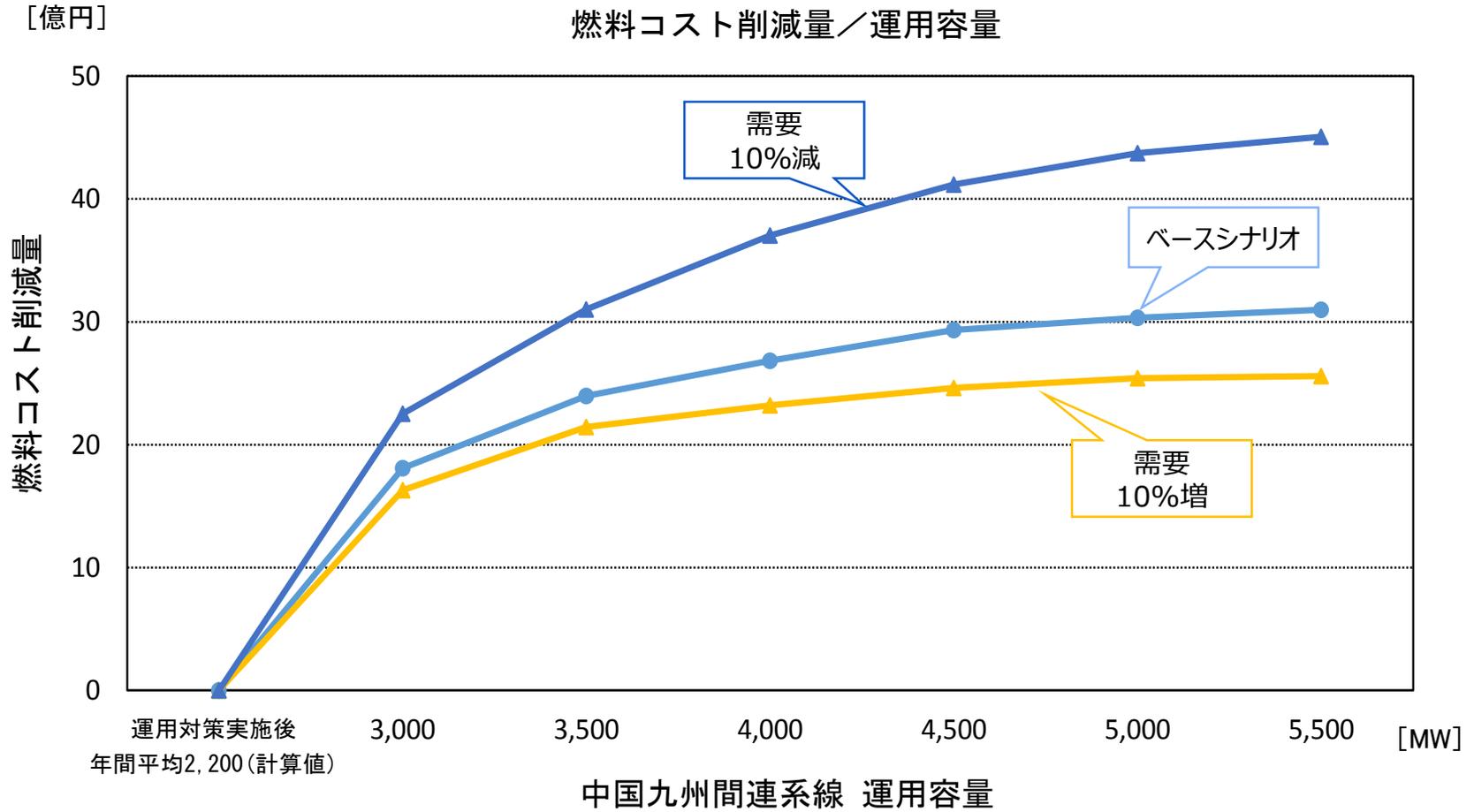




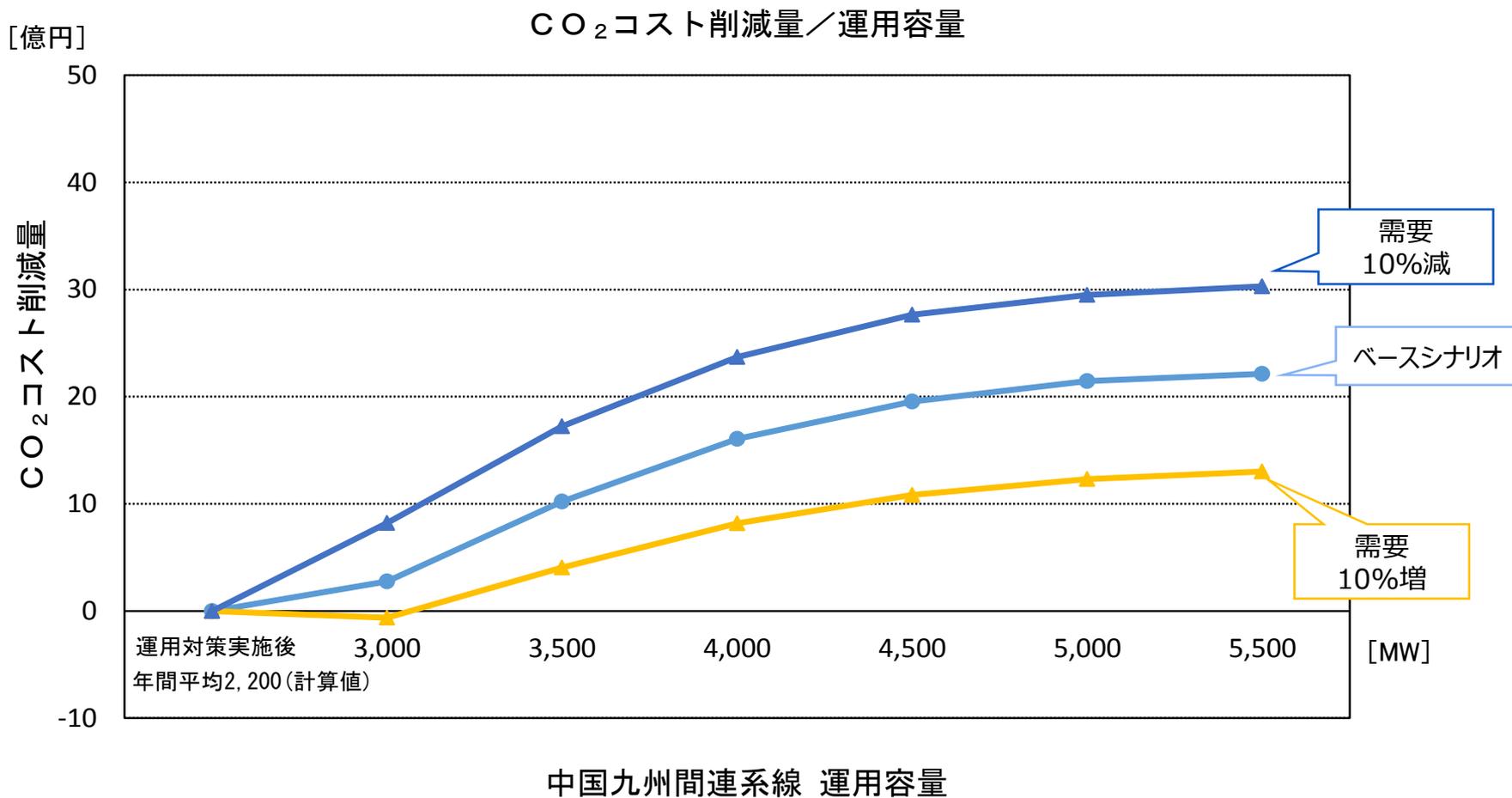
■ 運用容量が大きくなるほど、燃料コスト削減量、CO2コスト削減量、再エネ抑制量ともに、運用容量の増加に伴う効果は漸減する。



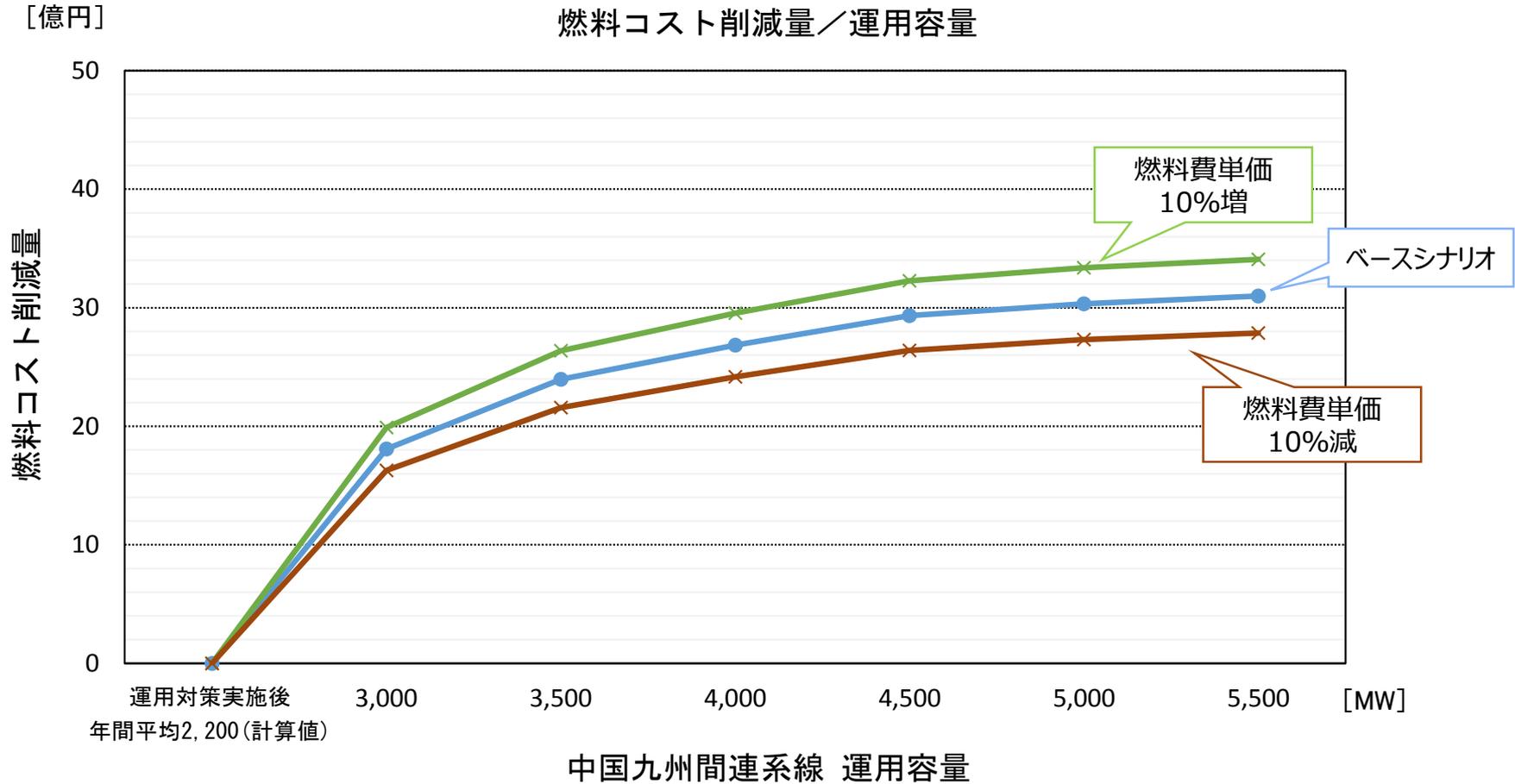
■ 需要を±10%とした場合の結果は以下のとおり。



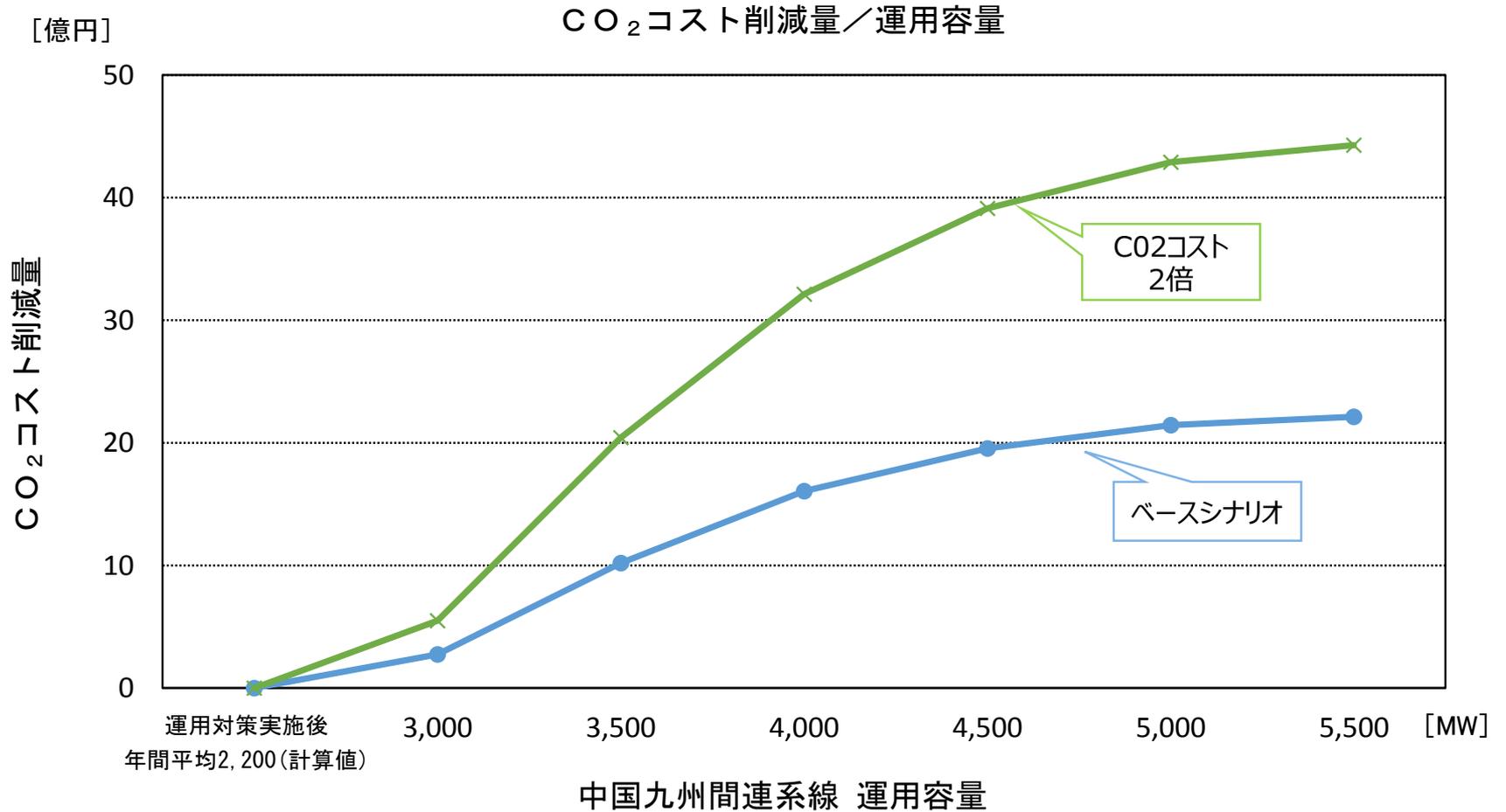
■ 需要を±10%とした場合の結果は以下のとおり。



■ 燃料費単価を±10%とした場合の結果は以下のとおり。



■ CO2コストを2倍とした場合の結果は以下のとおり。



- 連系線潮流シミュレーションを使い、仮に設定したベースシナリオにおいて、現状の連系線運用容量をベースとして運用容量を段階的に上げた場合のシミュレーションを実施した。
- 連系線潮流シミュレーションの結果より、燃料コスト削減量、CO2コスト削減量、再エネ抑制量ともに、運用容量が大きくなるほど、運用容量の増加に伴う効果は漸減傾向となることが分かった。
- シナリオとして電源構成などパラメータを変化させてシミュレーションを行った結果、燃料コスト削減量、CO2コスト削減量、再エネ抑制量ともに結果が変動したことから、評価に当たってはシナリオ設定が重要な要素となる。
- その点で、ベースシナリオも含め、今回想定したシナリオ（パラメータ）以外にも考慮すべきものがあるか、ご議論いただきたい。

5. 今後の予定について

- 今回、中国九州間連系線の増強規模を300万kWとした場合の概算工事費を算定した。また、シナリオとして電源構成などパラメータを変化させて連系線潮流シミュレーションを行った結果、燃料コスト削減量、CO2コスト削減量、再エネ抑制量ともに結果が変動したことから、評価に当たってはシナリオ設定が重要な要素となることが分かった。
- 今後、本日のご議論の結果を踏まえ費用対便益の評価を行うこととし、中国九州間連系線に係る計画策定プロセスの検討の今後の方向性についてお示ししたい。