

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 3月 9日
広域系統整備委員会事務局

■ 第29回広域系統整備委員会（平成30年1月15日）におけるご意見

- 燃料費について、±10%の振れ幅では不十分ではないか。もう少し幅を振らせて確認する必要があるのではないか。
- 中国九州間ルートで検討をしているが、九州四国間ルートの実現性についてはどうなのか。



■ 今回ご議論いただきたい内容

- 中国九州間連系線の費用便益比について
- 九州四国間連系線の検討結果について
- 本計画策定プロセスの検討の今後の方向性について

■ 報告事項

- 関門連系線の経年状況について

1. 中国九州間連系線増強工事の概要

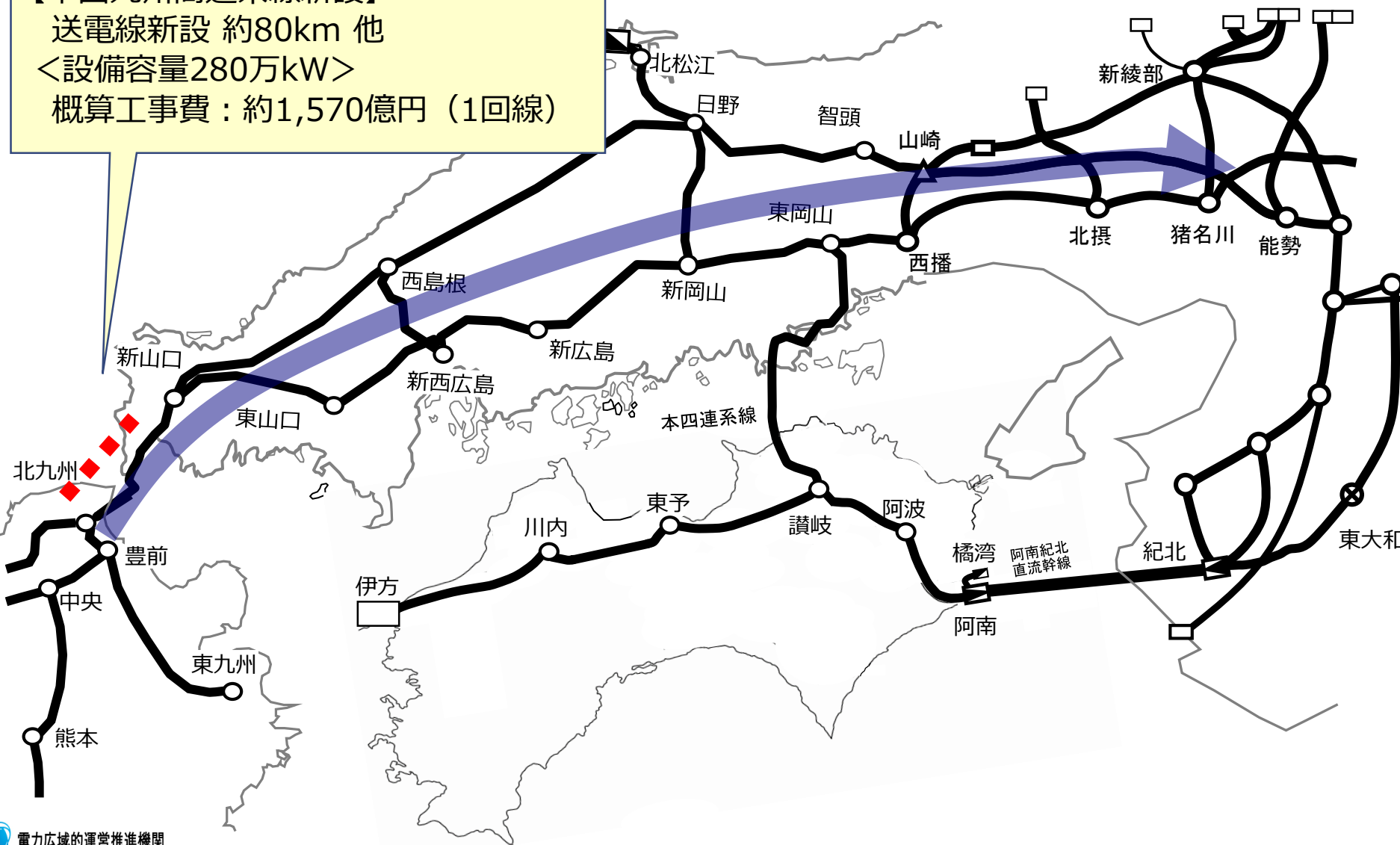
- 中国九州間連系線潮流を400万kW、500万kWとした場合、電圧安定性や同期安定性で大規模な対策が必要となるため、中国九州間連系線潮流300万kWを満たす工事について以下に示す。
- なお、新連系線のルートについては、
 - 九州側：500kV開閉所を新設
 - 中国側：500kV既設変電所引出しとし、海峡部については、地中線（海底ケーブル）による横断とする。
- 工事概要、工事費等については机上検討によるものであり、現地の詳細な調査測量や用地交渉等、詳細検討の結果、工事概要や工事費が変更となる可能性がある。

■ 中国九州間連系線 設備容量280万kW（既設関門連系線1回線と同規模）

項目	仕様	概算工事費
500kV開閉所新設(九州)	既設500kV送電線引込変更:2回線×2km 新ルート連系線用1回線引出し	送電(架空):275億円 送電(地中):910億円 変電:385億円 計 1,570億円
新ルート連系線新設(九州)	架空線:1回線×14km 地中線(陸上):1回線×1km 接続所新設、分路リアクトル設置	
新ルート連系線新設(九州～中国間)	地中線(海底):1回線×40km	
新ルート連系線新設(中国)	架空線:1回線×25km 接続所新設、分路リアクトル設置	
500kV既設変電所引出設備増設(中国)	500kV引出設備×1回線	

- 仕様や概算工事費については、一般送配電事業者による机上検討の試算にもとづく。
- 電制を前提としているため、既設電源制限装置の改造等が別途必要。
- 詳細な技術検討により、短絡容量対策等の工事項目が追加となる可能性あり。

【中国九州間連系線新設】
 送電線新設 約80km 他
 <設備容量280万kW>
 概算工事費：約1,570億円（1回線）



2. 関門連系線の経年状況について

- 既設関門連系線の所有者である電源開発株式会社が行ってきた連系線劣化状況の調査について、H30年度供給計画ヒアリングにおいて調査結果（速報）の報告を受けた。
- 劣化状況および更新計画については、以下のとおり。
 - 電線余寿命の評価より、張替期限年度は最も早い区間で平成41年、遅い区間で平成59年
 - 鉄塔については、建替が必要となる個所はなかったが、部材取替等の必要がある個所が存在
 - 電線金具については劣化が進んでいるため、電線張替に合わせて取替を実施予定
- 電線張替に伴う停止日数は至近での同規模設備の実績を参考に、約10年にわたり、毎年2.5ヶ月／回線×2回線＝5ヶ月の1回線停止を想定。
- なお、一部区間である門型鉄塔（No.42～No.45）区間については電線配列上、2回線同時停止を想定。
- これらの停止日数の低減や2回線停止の回避について、関係者で工法等の対策を今後検討予定。

- 長期方針では、『広域連系系統のあるべき姿』を示し、取組を進めていく事項及びそれに伴う課題等を整理した。
- その中の「電力流通設備の健全性確保への取組」として、現状の経年状況を踏まえ、10年超の期間を見据えた更新の必要性や更新する場合の影響を検討することとしている。
- 関門連系線の劣化状況については、現在、所有者である電源開発株式会社にて調査が行われている。今年度中に評価、更新・補修計画がまとまる予定であり、結果については必要により本委員会で報告する。

(余白)

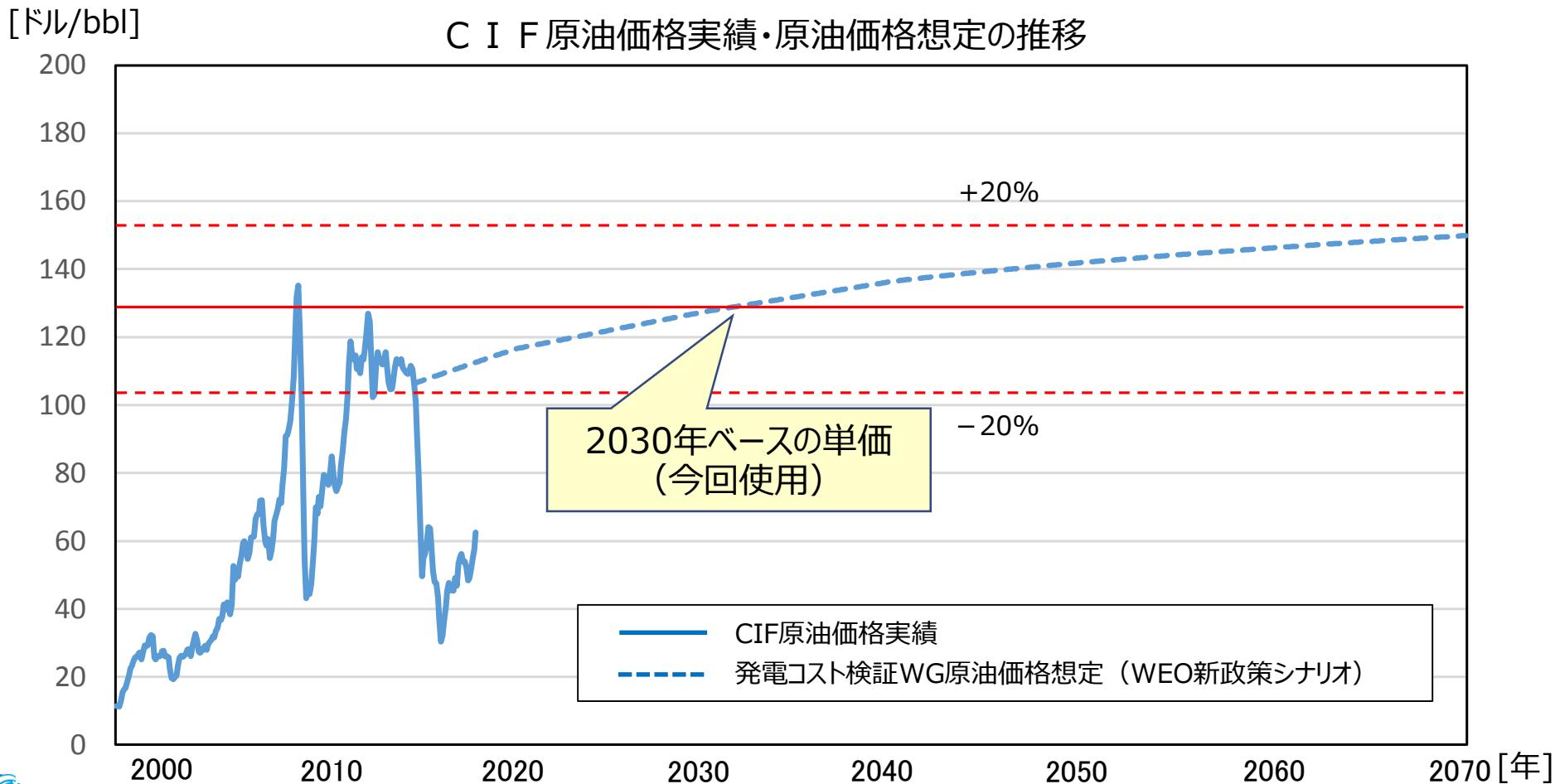
3. 連系線増強の効果について

- 前回、ベースシナリオ（仮設定）およびベースシナリオから電源構成やパラメータである各単価などを変化させ、想定される各種シナリオ（シナリオ①～④）を設定した。
- 前回の委員会にて「燃料費単価について±10%の振れ幅では不十分ではないか。もう少し幅を振らせて確認する必要があるのではないか。」といった意見をいただいたため、今回、燃料費単価の振れ幅について確認した。

（参考）前回委員会での燃料費単価の振れ幅

- 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

■ 原油価格については、前回の設定では過去の実績が収まる範囲で振れ幅を10%としていたが、発電コスト検証WG（平成27年5月）の長期的な想定値を参考に、原油価格の低い現在の情勢下では、2030年ベースの単価から振れ幅20%程度を考慮すれば十分ではないか。



■ CO2の価格設定についてはEUA（European Union Allowance）市場価格の過去実績をみても大きく変動しており、今後、排出買取制度は世界的にも変遷が予想されることから、振れ幅を2倍程度と設定していたが、これは発電コスト検証WGにおけるCO2価格の長期想定を考慮しても整合がとれていると考えられる。

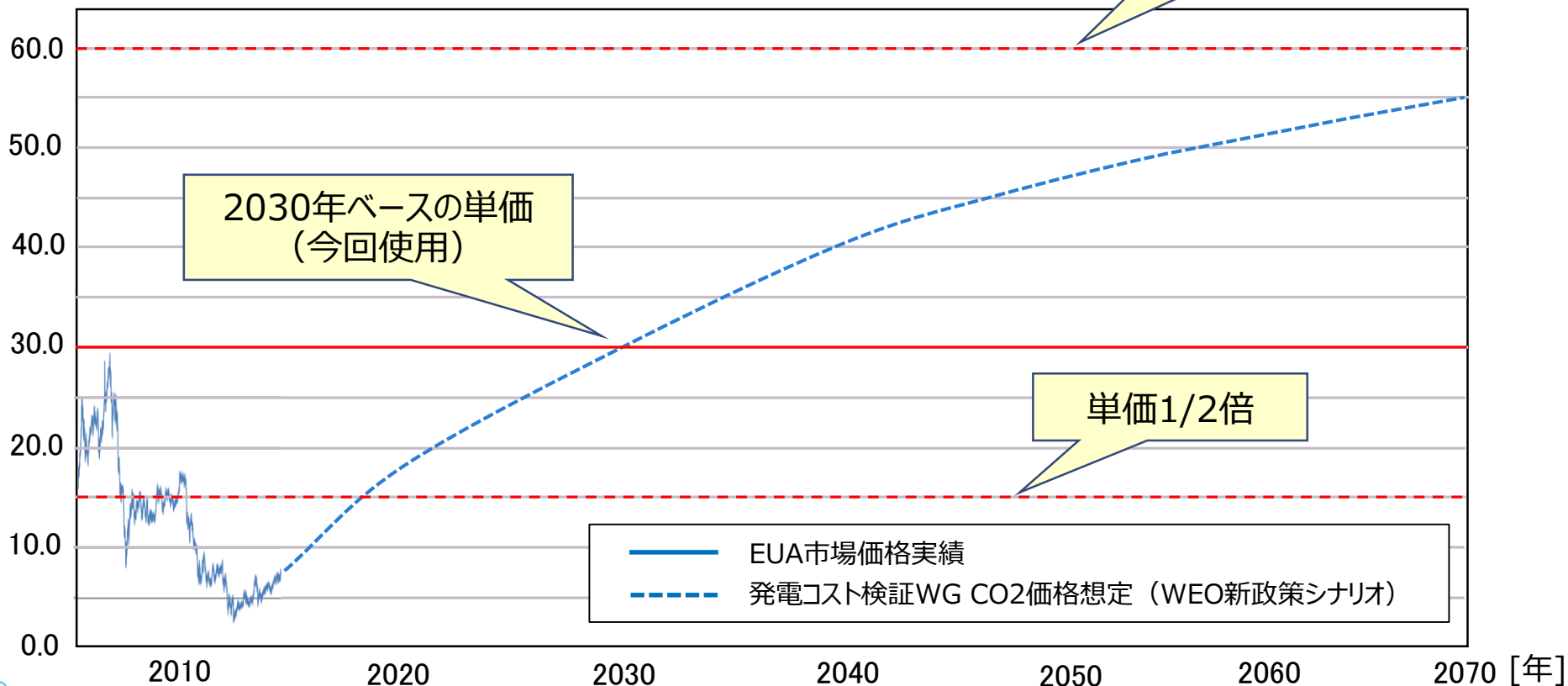
[ユーロ/ t -CO2]

EUA市場価格実績・CO2価格想定の変遷

単価 2 倍

2030年ベースの単価
(今回使用)

単価 1/2 倍



— EUA市場価格実績
 - - - 発電コスト検証WG CO2価格想定 (WEO新政策シナリオ)

■ 今回、費用便益評価を行うにあたり、シナリオについては以下の設定とした。

✓ 基本シナリオケース

ベースシナリオ（H29供給計画値 2026年度断面ベース）

✓ その他の変化シナリオケース

シナリオ①：九州エリアの太陽光 契約申込みベース

シナリオ②：原子力 設置許可申請済みベース

シナリオ③：調整力 各エリアの10%→15%

シナリオ④：原子力 九州エリアのみ高稼働率

シナリオ⑤：需要 ベースシナリオから-10%

シナリオ⑥：需要 ベースシナリオから+10%

- 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） 	

- 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

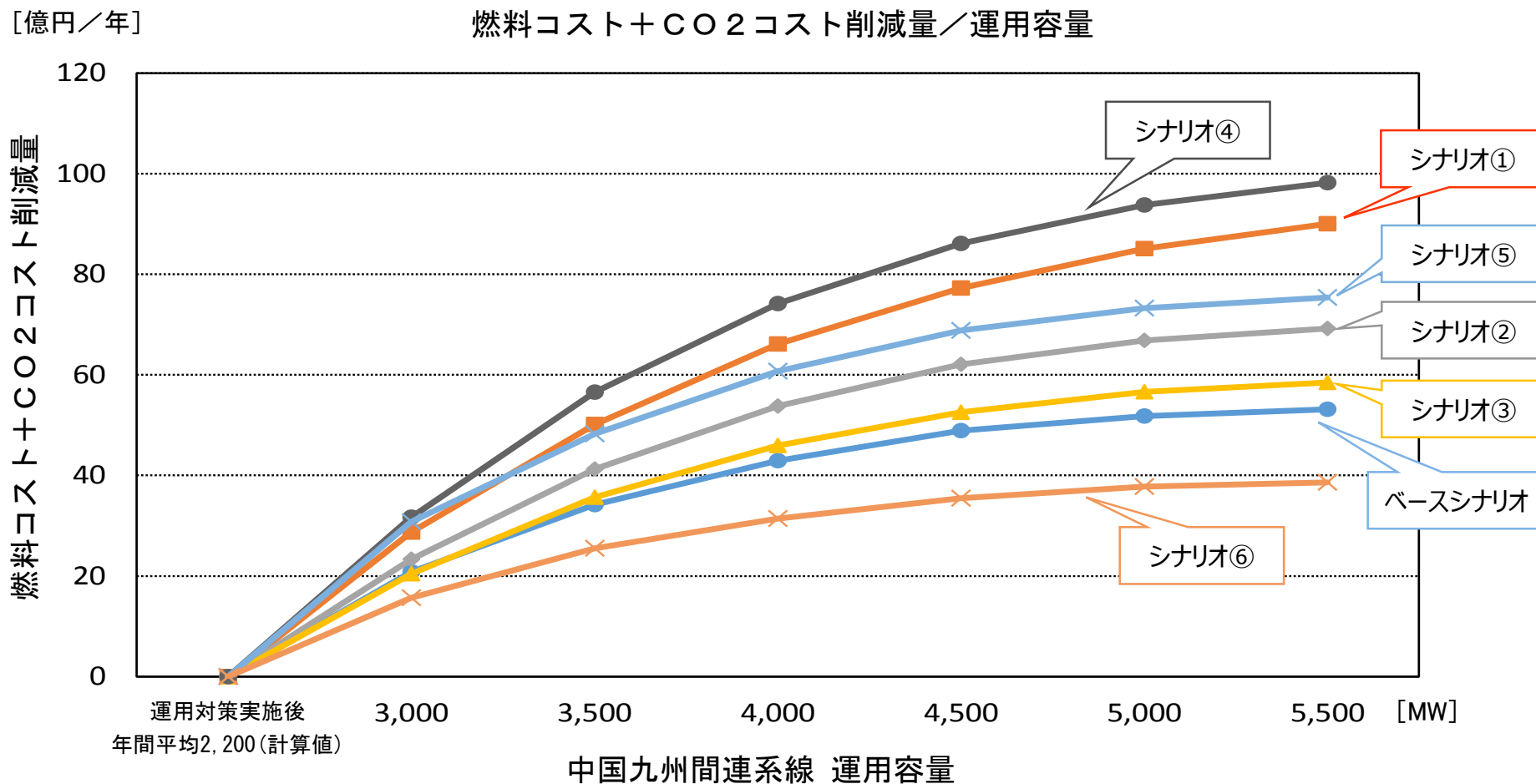
● シナリオ⑤

- 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、需要 : ベースシナリオの需要から - 10%

● シナリオ⑥

- 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、需要 : ベースシナリオの需要から + 10%

■ ベースシナリオおよび変化シナリオについて、連系線増強規模に対する燃料コスト+CO2コスト削減量は以下のとおり。



(余白)

4. 中国九州間連系線増強に係る 費用対便益について

■ ベースシナリオの場合

- ✓ 中国九州間連系線増強工事（設備容量280万kW）
送電線（架空）：275億円、送電線（地中）：910億円、変電：385億円
- ✓ 燃料コスト削減：18億円／年、CO2対策コスト削減：3億円／年
- ✓ 評価算定期間：25年、割引率：4%、
年経費率：7.9%（架空線）、9.0%（地中線）、10.7%（変電）

■ 費用（現在価値換算）

: C = 2,231億円 (339+1,280+612=2,231)

送電(架空線)：275億円×7.9%=21.7億円

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{21.7}{(1+4\%)^t} = 339$$

送電(地中線)：910億円×9.0%=81.9億円

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{81.9}{(1+4\%)^t} = 1280$$

変電設備：385億円×10.7%=41.2億円
(1~22年目)

385億円×3.8%=14.6億円
(23~25年目：維持管理費のみ)

$$\sum_{t=1}^{22} \frac{41.2}{(1+4\%)^t} + \sum_{t=23}^{25} \frac{14.6}{(1+4\%)^t} = 612$$

■ 便益（現在価値換算）

: B = 326億円 (283+43=326)

総燃料コスト削減 $\sum_{t=1}^{25} \frac{18}{(1+4\%)^t} = 283$

CO2対策コスト削減 $\sum_{t=1}^{25} \frac{3}{(1+4\%)^t} = 43$

■ 費用便益比 (B/C) : 326 / 2,231 = 0.15

- ベースシナリオと同様に、変化シナリオについて費用便益比を算定した結果を下表に示す。
- 各シナリオにおける費用便益比はベースシナリオで0.15、全てのケースの平均で0.17となった。

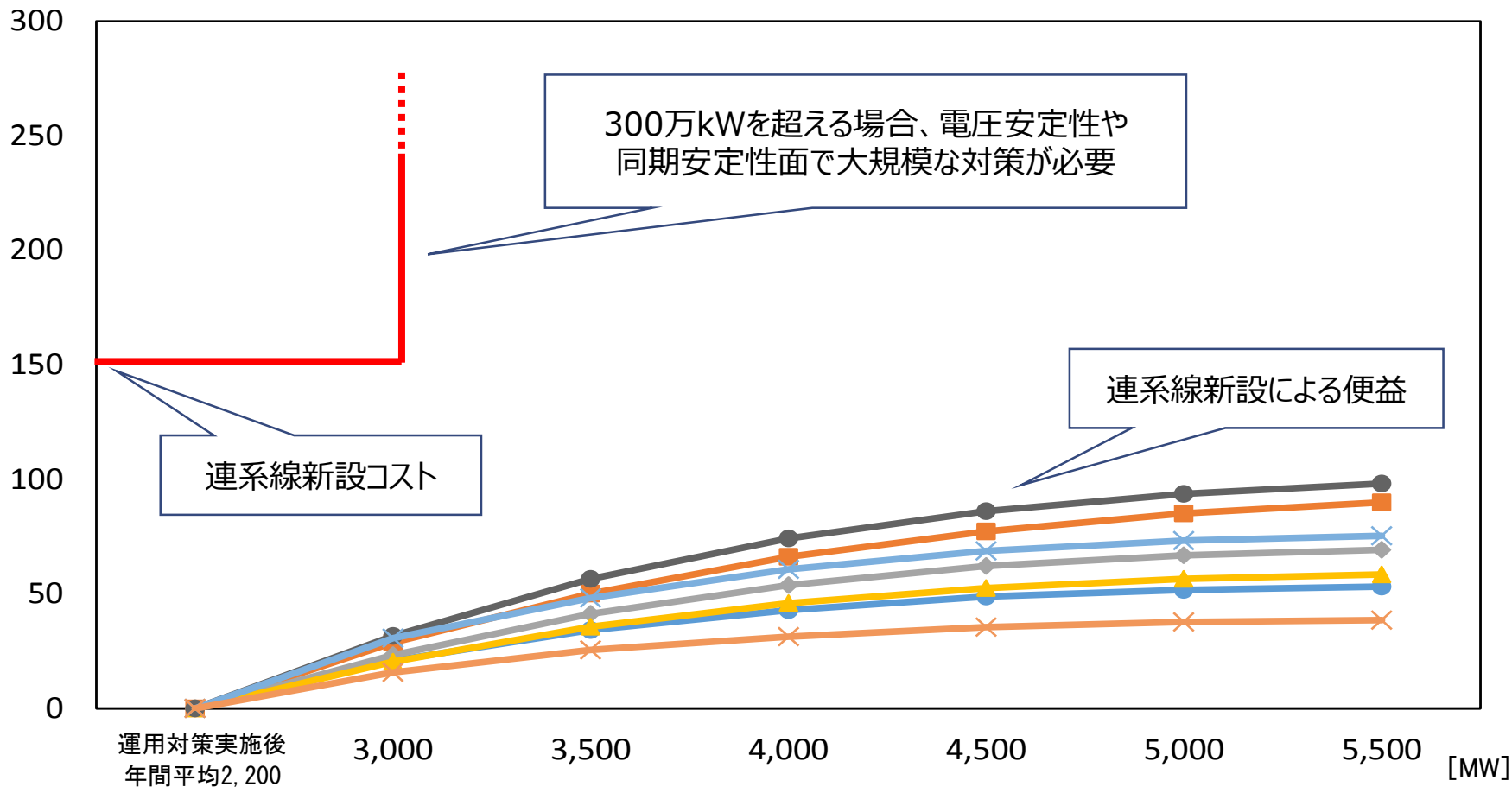
	便益 (B)	費用 [億円] (C)	費用便益比 (B / C)	平均
ベースシナリオ	326	2,231	0.15	0.17
シナリオ①	449		0.20	
シナリオ②	364		0.16	
シナリオ③	319		0.14	
シナリオ④	495		0.22	
シナリオ⑤	480		0.22	
シナリオ⑥	245		0.11	

- パラメータである燃料費単価およびCO2コストの変化による感度分析を行った結果は以下のとおり。(燃料費単価±20%、CO2コスト0.5倍～2倍にて感度分析)
- 感度分析の結果、費用便益比はベースシナリオで0.11～0.19、全てのケースの平均で0.13～0.23となった。

	便益 (B)	費用 [億円] (C)	費用便益比 (B/C)	平均
ベースシナリオ	248 ~ 425	2,231	0.11 ~ 0.19	0.13 ~ 0.23
シナリオ①	340 ~ 589		0.15 ~ 0.26	
シナリオ②	269 ~ 495		0.12 ~ 0.22	
シナリオ③	241 ~ 421		0.11 ~ 0.19	
シナリオ④	378 ~ 640		0.17 ~ 0.29	
シナリオ⑤	346 ~ 679		0.15 ~ 0.30	
シナリオ⑥	199 ~ 286		0.09 ~ 0.13	

- 中国九州間連系線増強における各シナリオの便益と、増強コストの関係は以下のとおり。
- 連系線増強のコストに見合う便益は得られない見通し。

[億円/年]



- 既設関門連系線張替に伴い、仮に連続3ヶ月程度の2回線停止（単年のみ）が発生する場合、
 - 連系線潮流シミュレーションを行った結果、2回線停止する場合は39億円程度発電コストが増加する見通し。
 - 2回線停止回避による便益については、
 - ✓ 現在価値換算： $\sum_{t=1}^1 \frac{39}{(1+4\%)^t} = 37$ ※初年度に2回線停止した場合を想定（単年のみ便益発生）
 - ✓ 年経費としては2億円／年程度増加
- 1回線停止も含めた設備停止時の運用については、関係者にて協議する予定。便益への影響については現段階では未確定であり、運用方法を含め、今後検討が必要。

- 設備投資に伴う費用は、当該投資に伴う費用（減価償却費相当）と運転維持費用およびその他費用に分類される。
- 投資に伴う費用は、割引率、法定耐用年数を考慮し算定することが可能。
- 運転維持費用は、一般送配電事業者の有価証券報告書により、各設備所管部門の営業費用から減価償却費を差し引くことで運転維持費用を推測することが可能。
- その他費用は、託送供給等収支報告の設備別費用明細表から、その他経費（雑給、消耗品費、委託費、諸費など）、一般管理費の実績から経費率を推測することが可能。
- 上記により、設備の年間経費を算出し、建設費に対する率（年経費率）を設備別に求めたものは以下の通り。（その他の設備については必要により個別で設定）

設備 (法定耐用年数)	年経費換算係数			年経費率 合計
	初期投資に伴う費用	運転維持費用	その他費用	
変電設備(22年)	6.9%	2.8%	1.0%	10.7%
送電設備(架空) (36年)	5.3%	1.6%	1.0%	7.9%
送電設備(地中) (25年)	6.4%	1.6%	1.0%	9.0%

- 事業の投資効率性を様々な視点から判断できる環境を整え、事業評価結果の透明性を高めるため、以下に3種類の評価指標を示す。
- 基本的に、費用対便益分析の評価方法としては、海外でも一般的に用いられている費用便益比(CBR:Cost Benefit Ratio)により評価することとする。
- なお、事業評価は、多様な視点から総合的に評価する必要がある場合には、他の指標についても算出することとしてはどうか。

評価方法	定義	特徴	適用例
費用便益比 (CBR : Cost Benefit Ratio) B/Cと表記	$\frac{\sum_{t=1}^n B_t / (1+r)^t}{\sum_{t=1}^n C_t / (1+r)^t}$	<ul style="list-style-type: none"> ・毎年の費用、便益を現在価値に換算し、各総合計の比較により事業の投資効率性を評価 ・割引率によって値が変化 	道路整備など長期的に費用便益の変動する可能性が小さい公共事業で採用
純現在価値 (NPV:Net Present Value)	$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$	<ul style="list-style-type: none"> ・事業実施による毎年の費用と便益の差分を現在価値に換算し、合計の大きさを比較 ・割引率によって値が変化 	年々変動する短期的なキャッシュフローについて時間価値を組み込み分析
経済的内部収益率 (EIRR:Economic Internal Ratio of Return)	$\sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r_0)^t} = 0$ となる r_0	<ul style="list-style-type: none"> ・事業実施による毎年の費用と便益の差分を現在価値換算し、差分が0となる社会割引率から投資の効率性を判断。 ・割引率の影響を受けない。 	海外投資案件など割引率の変動要因が大きい場合に、割引率の損益分岐点を求める

n : 評価期間、B_t : t年度の便益、C_t : t年度の費用、r : 割引率 (出典 : 公共事業評価の費用便益分析に関する技術指針 (共通編) 参照)

5. 九州四国間ルートについて

■ 九州四国間ルート案とした場合の四国地内の送電限界およびルートについて、検討を行った結果を以下に示す。



- 九州四国間ルートで連系線を新設することにより、四国地内の東向き潮流が増えた場合の四国地内の制約について検討を行った。

【検討の前提条件】

■ 検討断面

負荷が少なく太陽光の発電が多い断面が厳しいため、軽負荷期昼間帯にて検討。
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。

■ 系統構成

- 中西系統：2026年度系統を想定

■ 連系線潮流

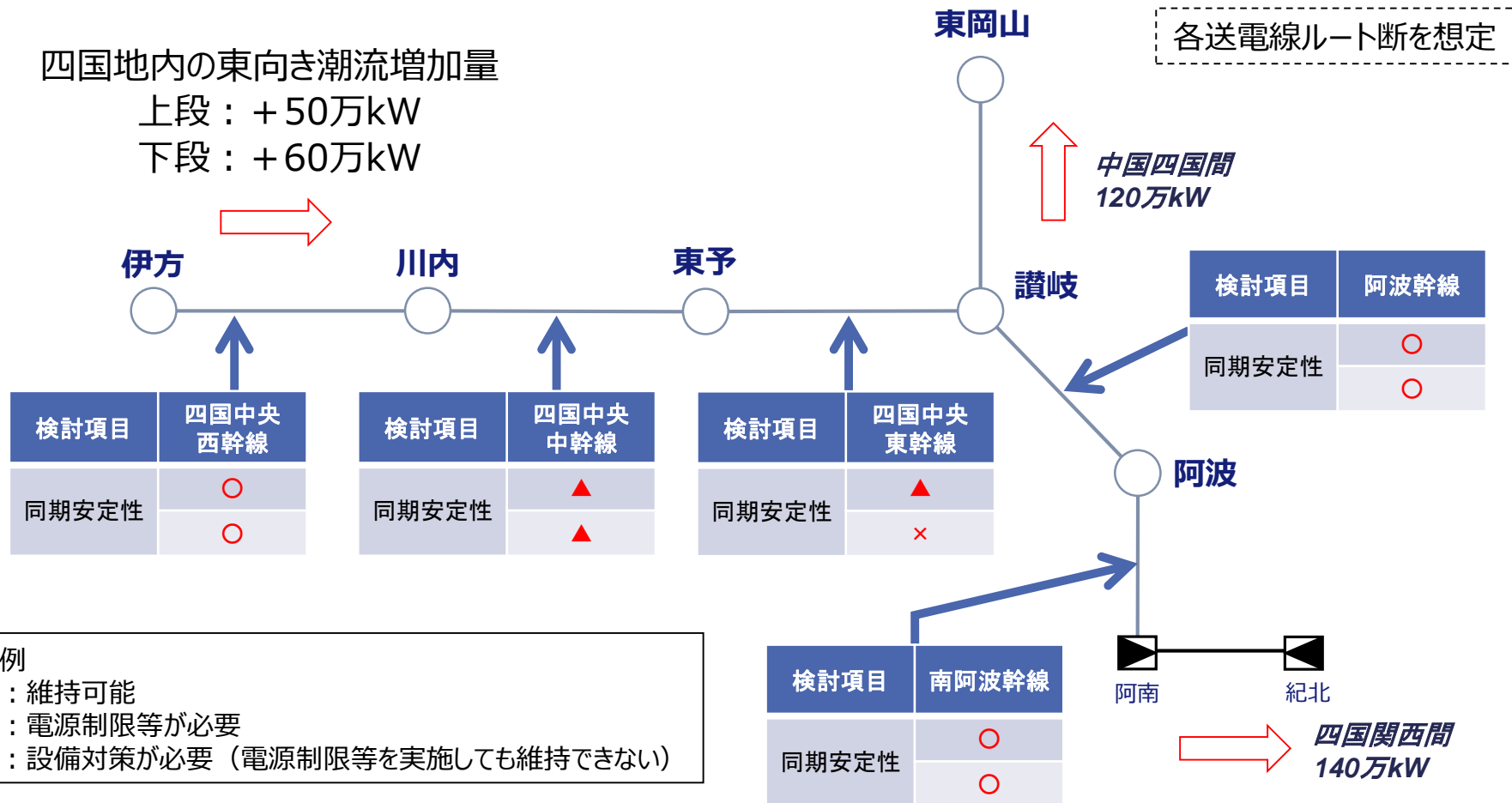
- 中国四国間：120万kW（運用容量）
- 関西四国間：140万kW（運用容量）

■ その他

- 四国地内の電源制限等を想定

※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。

■ 同期安定性について検討した結果は以下のとおり



- 九州四国間ルートと中国九州間ルートの距離を比較した結果は以下のとおり。

項目	九州四国間ルート	中国九州間ルート
新ルート連系線新設 (架空線)	架空線 : 1回線×49km	架空線 : 1回線×39km
新ルート連系線新設 (地中線)	地中線 (海底) : 1回線×60km 地中線 (陸上) : 1回線× 1km	地中線 (海底) : 1回線×40km 地中線 (陸上) : 1回線× 1km

- 九州四国間ルートの設備については、送電線距離が約110km（地中線：約60km、架空線：約50km）となり、中国九州間ルート（地中線：約40km、架空線：約40km）よりも長い設備となる。

- 四国地内の東向き潮流を増加させていき、同期安定性について確認した結果、東向き潮流の増加量が60万kWの場合、四国地内系統ルート断故障時に同期安定性の維持が困難となることが分かった。
 - ⇒ 四国地内を流せる潮流については+50万kW程度が限度。
増加量が50万kWを超える場合、同期安定性を維持するための設備対策が必要。
- 九州四国間ルートの設備については、送電線距離が約110km（地中線：約60km、架空線：約50km）となり、中国九州間ルート（地中線：約40km、架空線：約40km）よりも長い設備となる。
- 以上の結果から、九州四国間ルートについては、中国九州間ルートと比べて実現性が低い見通し。

6. 計画策定プロセスの検討の今後の方向性について

- 中国九州間連系線については、第4回広域系統整備委員会（平成27年8月24日）にて計画策定プロセスの開始要件（連系線の長期計画において、運用容量に対する空容量が10%以下となる年度が3年度以上）に適合したことから、長期方針の検討を踏まえ、「送配電等業務指針第38条（計画策定プロセスの進め方の決定）」に定める計画策定プロセスを継続する必要性について検討を実施してきた。
- 今回、中国九州間連系線の増強について、現時点で採用し得る諸元をもとに増強費用および増強による効果（便益）を算出した結果、費用便益比はベースシナリオで0.15、全てのケースの平均で0.17であった。また、燃料費単価やCO2コストの変化による感度分析を行った結果、最大となるケースで0.30であった。
- 以上を踏まえ、本計画策定プロセスの検討の進め方としては「送配電等業務指針第39条（基本要件等の決定）」に定める広域系統整備を行う必要性の有無の検討には進まず、今後は地域間連系線における新たな計画策定の流れに沿って、継続的に状況を確認していくこととしたい。
- 具体的には、費用対便益の議論内容（※1）を踏まえ、今後、中国九州間連系線増強の検討開始適否評価を定期的実施することとする。また、本案件を取り巻く環境の変化について引き続き注視していき、評価の前提条件となる電源開発動向、市場動向、国のエネルギー政策や制度改革の動向などの事業環境の変化や、今後の技術動向等により工事内容が大幅に変化する際には、適宜対応することとする。

（※1：第31回 広域系統整備委員会資料1－（2））

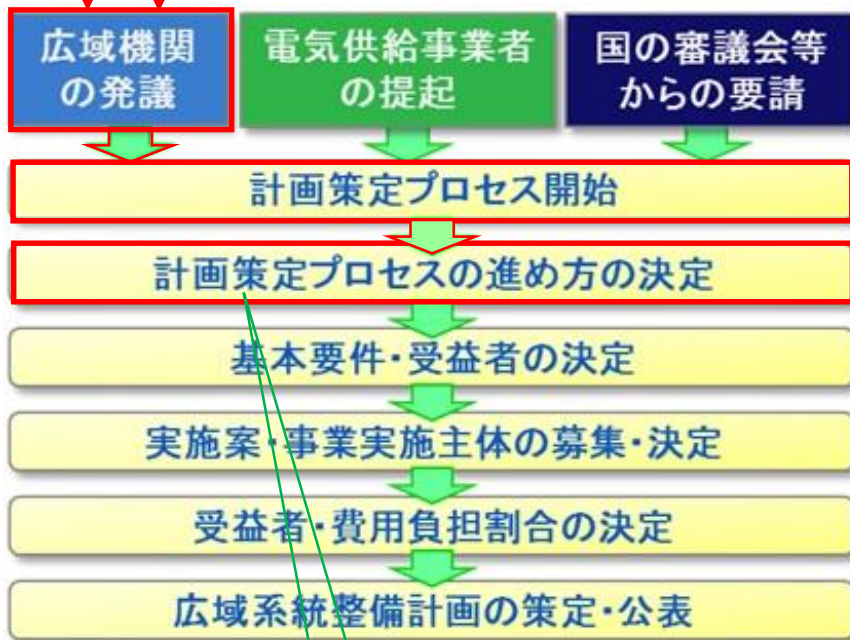
■ 中国九州間連系線は、イおよびウの検討開始要件に適合したことから計画策定プロセスを開始

連系線における計画策定プロセスの検討開始要件
(広域的取引の環境整備に関する要件)

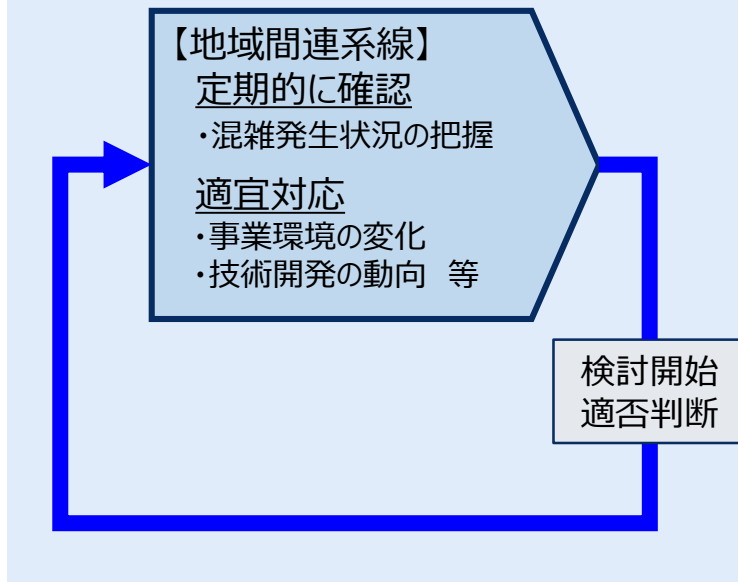
適合

- ア 連系線の利用実績
- イ 連系線の年間計画 → 間接オークション導入後、要件削除
- ウ 連系線の長期計画 → 送配電等業務指針見直し
- エ 市場取引状況 (2017.9.6認可) により要件削除
- ...

※新たな計画策定プロセスの詳細については「費用対便益」にて今後整理予定



地域間連系線における新たな計画策定の流れ(案)



今回は、現在の策定の流れに沿って費用対便益を用いて検討

- 検討開始適否判断段階における判断基準については、基本シナリオでは、費用便益比が1.0以上であることを基本とする。また、その他シナリオケースでは、総合的に費用便益比が1.0以上とすることとしてはどうか。但し、判断基準を下回る場合であっても、その後の系統状況の変化を踏まえ定期的に検討開始適否判断を実施する。
- 検討開始適否評価の周期については、系統状況の変化や電源の状況変化を踏まえ、海外の状況も考慮しながら定期的に行うこととする。(PJMは12ヶ月と24か月スタディーケースがある。長期は24か月周期で検討)
なお、初期段階では混雑発生状況等から優先順位をつけて評価を行うことになると考えている。
- 電源開発動向、市場動向、国のエネルギー政策や制度改革の動向などの事業環境が大幅に変化する際には、適宜対応することとしてはどうか。

費用便益比	
判断基準	基本シナリオでは1.0以上を基本 (その他シナリオケースでは総合的に1.0以上)

