

# 中西地域の広域連系系統に係る計画策定プロセス － 関門連系線増強について －

2024年 2月26日

広域系統整備委員会事務局

- 中西地域の計画策定プロセスでは、2022年7月の開始以降、中地域増強および関門連系線増強について、作業会にて増強方策等の検討を進め、逐次、本委員会にて検討状況をご説明してきた。
- 関門連系線増強については、第72回委員会までのご議論を踏まえ、工事の実現可能性や工事費面で有利な直流海底ケーブル連系を基本に工事費・工期の精査等を進めていくこと、早期運開ニーズを勘案した1 GW単極増強案も選択肢に加えて検討を進めることとしていた。
- 今回は、関門連系線増強の各案の工事費、工期、費用便益評価の試算結果等について取りまとめたことから、ご確認いただき、今後の進め方についてご議論いただきたい。

## <今回ご説明の内容>

1. 関門連系線増強の増強各案比較
2. 費用便益評価
3. 定性的効果
4. 工期
5. 今後の進め方

#71広域系統整備委 資料1-2  
(2023/11/10)

## 2-3. 関門連系線増強の送電ルートについて 今後の進め方

- 今回、関門連系線増強を直流で行う場合について、海底ケーブルルートとインフラ活用ルートの検討結果を整理した。
- その結果、海底ケーブルルートについては、海峡横断部では露岩域等に対して埋設・防護・迂回が必要となる見込みだが、ルート確保に大きな障害は確認されていない。
- 一方、インフラ活用ルートについては、橋梁やトンネルにおいて道路法等の規制や狭隘等の制約があり、ケーブル布設の実現性は乏しいことを確認した。

さらに、既設500kV系統からインフラまで市街化区域経過が必要となり、長距離の架空線・地中線での連系となることから、工事費においても、海底ケーブルルートよりも劣後する見込みであることを確認した。

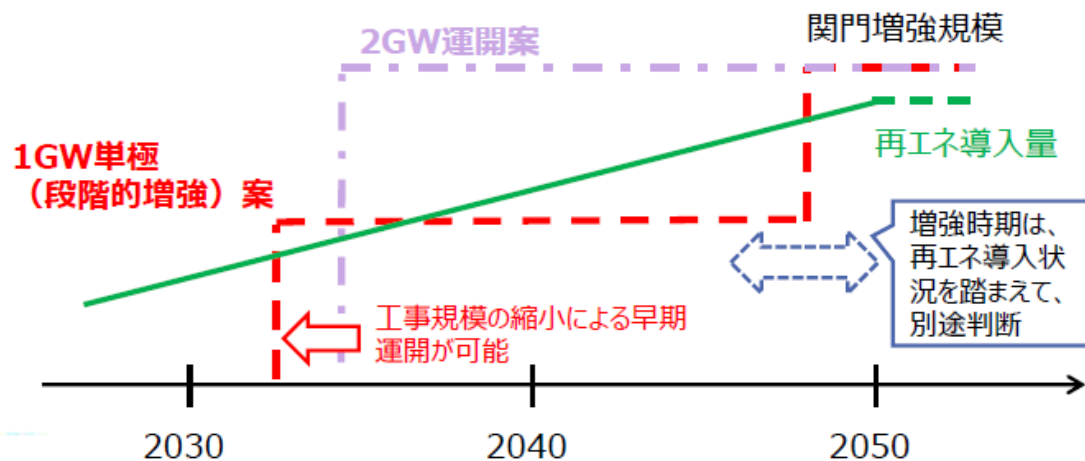
- **このため、関門連系線増強は、実現可能性や工事費で優位な直流海底ケーブル連系を基本とし、引き続き、工事費・工期の精査を進めていく。**

## 1-3. 関門連系線増強の増強案の概要 - 増強規模 -

7

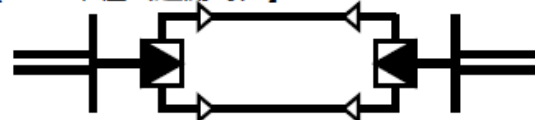
- 関門連系線増強の将来の設備構成としては、2GW双極を基本として検討しているものの、現時点では洋上風力の連系が具体的に見通せない状況にある。
- 他方、増強による足元での九州エリアの再エネ出力制御の緩和（p8～9 参照）および供給信頼度上の必要供給力がより安価に確保しやすくなる効果が期待されることを踏まえ、極力早期の運開を目指すことが、社会的ニーズの観点から望ましい。
- このため、関門連系線増強は、2GW双極への拡張性を考慮したうえで、まずは1GW単極運開とする段階的増強案も選択肢として考えられるのではないか。なお、2GW目の増強時期を洋上風力の動向などを踏まえて別途判断とすることで、初期投資の低減も可能。

### <再エネ導入拡大を踏まえた増強案のイメージ>



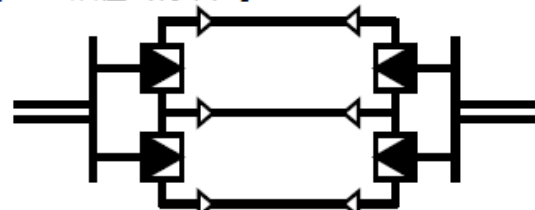
### <1GW単極運開 (段階的増強) のイメージ>

【1GW単極 (運開時)】



再エネ導入状況を踏まえて、増強 (別途判断)

【2GW双極 (将来)】



1. 関門連系線増強の増強各案比較
2. 費用便益評価
3. 定性的効果
4. 工期
5. 今後の進め方

- 関門連系線増強は、マスタープランで示された2GW双極（案①）に加え、早期運開の観点から将来の2GW双極への拡張性を考慮した1GW単極増強（案②）を検討している。
- 概算工事費の積算にあたっては、NEDO調査事業※を基に、メーカーヒアリングや過去実績等を考慮した。

※「洋上風力等からの高圧直流送電システムの構築・運用に関する調査（2022年3月、NEDO）」

- 今回の積算においては、基本要件時点で絞込みが難しい等の以下の変動要素を考慮している。なお、今後の海域調査結果や将来の拡張性検討の精緻化等により、工事費が変動する可能性はある。

## 【主な変動要素】

- ✓ 海底ケーブル：
  - 敷設海域には露岩域や洋上風力の建設計画等があることから、巨長は幅付き（40～55km程度）。[第71回整備委（2023/11/10）にて確認]
  - 東地域HVDC（巨長800km）と工程の輻輳が想定され、メーカーの生産能力確保のため、ケーブル工場の増設も考慮。
- ✓ 交直変換所：自励式変換器の詳細仕様未確定による変動分を考慮。
- 工事概要および概算工事費は次頁のとおり。

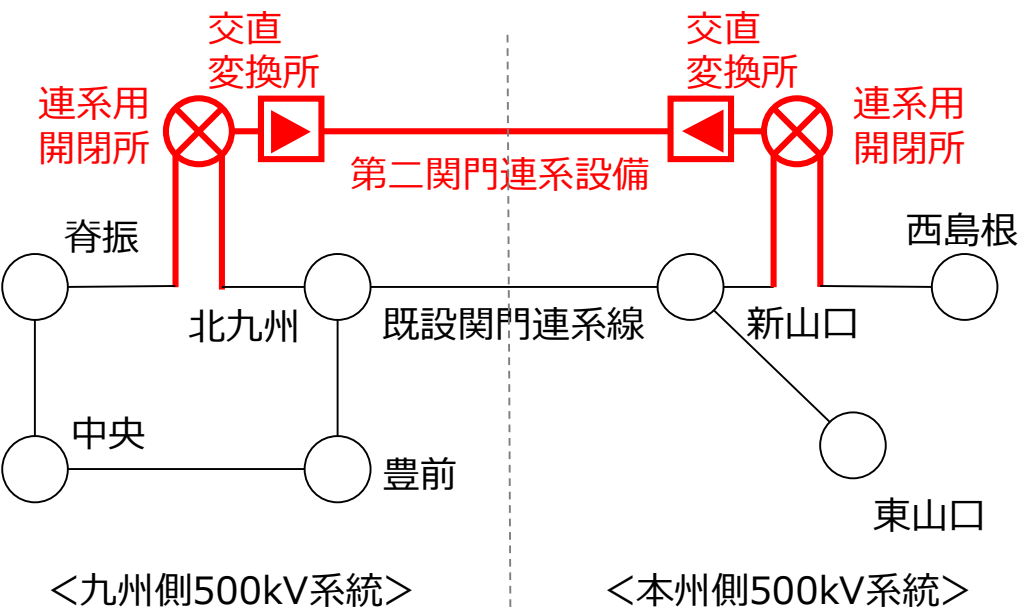
# 1-1. 関門連系線増強の増強案の概要 (1)

## 【主な設備構成・工事費】

		案① 2GW双極	案② 1GW単極
直流設備の設備構成		<p>九州側 交直変換所</p> <p>本州側 交直変換所</p> <p>海底ケーブル</p> <p>2GW双極</p> <p>2GW双極</p>	<p>九州側 交直変換所</p> <p>本州側 交直変換所</p> <p>海底ケーブル</p> <p>1GW単極*</p> <p>1GW単極*</p> <p>※交直変換所の用地や直流送電線の設計に将来の拡張性を考慮。</p>
直流設備	交直変換所	2GW双極×2か所	1GW単極×2か所
	架空送電線	<ul style="list-style-type: none"> <li>九州側：架空9km（本線・帰線各2回線）</li> <li>本州側：架空2km（本線・帰線各2回線）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>九州側：架空9km（本線・帰線各1回線）</li> <li>本州側：架空2km（本線・帰線各1回線）</li> </ul>
	海底ケーブル	・海底40～55km、3条	・海底40～55km、2条
小計		3,000～3,400億円 程度	2,300～2,600億円 程度
交流設備 (詳細、次頁)		1,400～1,500億円 程度	
合計		4,400～4,900億円 程度	3,700～4,100億円 程度

- 交流設備の設備構成については、直流設備の構成に関わらず、案①・②共通となる。第72回本委員会（2023/12/8）にてご確認いただいたとおり、用地確保の観点から交直変換所と連系用開閉所を分けた構成を考慮する。
- なお、新設する連系用開閉所は、供給信頼度の観点から既設500kV送電線から4回線引き込みとし、交直変換所までを500kV送電線2回線で接続する。

## 【工事概要】



※2回線送電線を1本線にて表記

交流設備 工事概要	
連系用開閉所	・500kV 6回線引出×2か所
九州側送電線：	既設送電線～連系用開閉所 500kV 4回線5km 連系用開閉所～交直変換所 500kV 2回線4km
本州側送電線：	既設送電線～連系用開閉所 500kV 4回線8km 連系用開閉所～交直変換所 500kV 2回線34km
系統安定化装置改造	他
工費費小計	1,400～1,500億円 程度

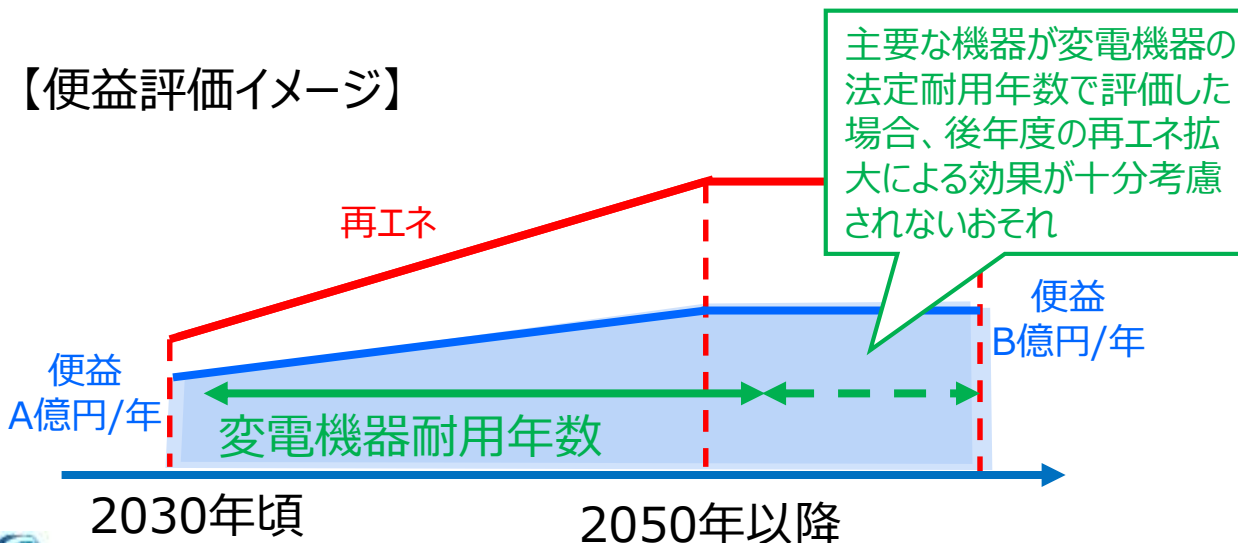


1. 関門連系線増強の増強各案比較
2. 費用便益評価
3. 定性的効果
4. 工期
5. 今後の進め方

## 2-1. 費用便益評価の評価期間

- これまで費用便益評価においては、主要工事の法定耐用年数を評価期間としてきた。関門連系線増強では、変電工事が主要工事となり、その法定耐用年数は22年間となる。
- 一方、既設の地域間連系線の交直変換器や海底ケーブルでは、法定耐用年数を超過して使用している実績もある。また、「高経年化設備更新ガイドライン」では、交流各設備に劣化兆候が表れ始めると想定される標準的な年数（標準期待年数）は、40～50年程度と示されている。
- 増強する設備が法定耐用年数を超えて使用される可能性や再エネ連系の拡大見通しを踏まえると、法定耐用年数での評価だけでは十分にその効果を評価できない可能性もある。
- そのため、費用便益評価の期間として、法定耐用年数に加え、40年間でも評価する。

### 【便益評価イメージ】



### 【主な機器の法定耐用年数】

	法定耐用年数
交直変換所・変圧器・開閉設備	22年
架空送電路	36年
直流海底ケーブル (地中電線路)	25年

1.(1) 標準期待年数

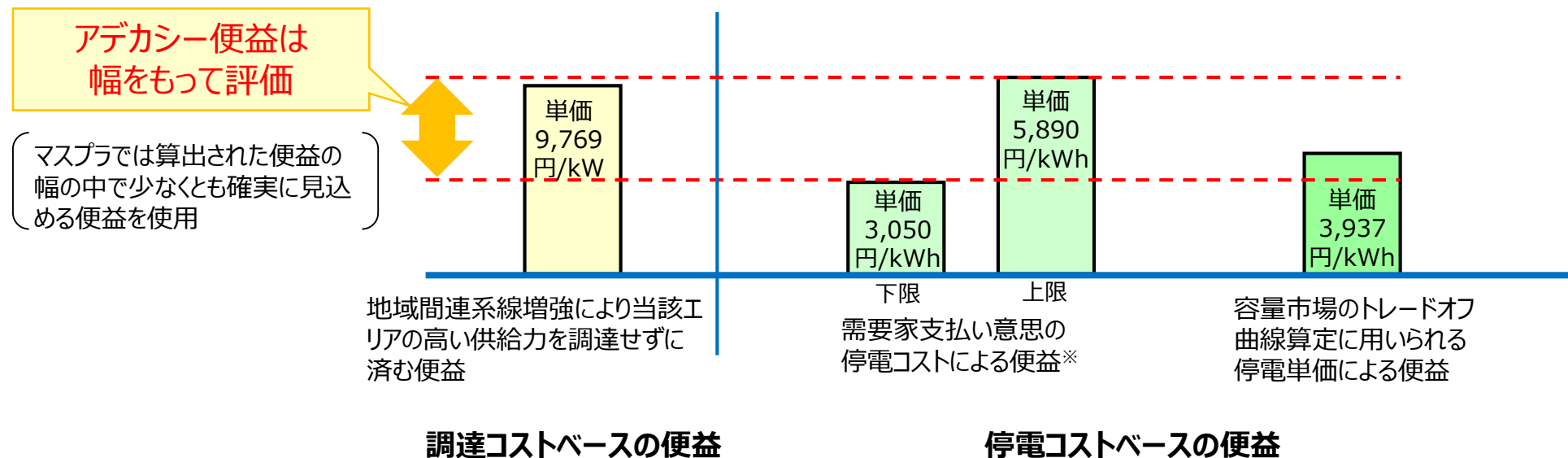
97

設備区分	設備種別		標準期待年数	値設定の考え方
	大分類 (品目)	小分類 (電圧・仕様)		
工務設備	鉄塔	11kV～500kV・鋼管、山形鋼	120年	塗装による影響が大きく、日本では劣化による倒壊事象がないことから、イギリスにおけるガイドラインの鉄塔の標準期待年数を参考に、塗装等の適切なメンテナンス等を実施した状態での劣化進展として設定
	電線	11kV～500kV・ACSR/st系	61年	イギリスにおけるガイドラインの電線の標準期待年数を参考に、一般送配電事業者における撤去品調査に基づく最大抗張力 (UTS) を基に設定
		11kV～500kV・ACSR/AC系	108年	
		11kV～500kV・HDCC系	69年	
	ケーブル	220/275kV・CV	49年	イギリスにおけるガイドラインのケーブルの標準期待年数を参考に、一般送配電事業者における撤去品調査に基づく絶縁耐力 (破壊電界) を基に設定
		110/154kV・CV	56年	
		66/77kV・CV	38年	
		22/33kV以下・CV	44年	
	変圧器	11kV～500kV・油入	50年	イギリスにおけるガイドラインの変圧器の標準期待年数を参考に、日本電機工業会規格 (JEM) ※1や一般送配電事業者における運用実績等を基に設定
	遮断器	11kV～500kV・ガス	50年	イギリスにおけるガイドラインの遮断器の標準期待年数を参考に、電気協同研究※2や一般送配電事業者における運用実績等を基に設定
配電設備	電柱	6.6kV以下・コンクリート	65年	電気学会 調査専門委員会における撤去品調査結果や電気学会論文※3等を参考に設定
	電線	6.6kV以下・銅	52年	
		6.6kV以下・アルミ	56年	
		6.6kV以下・CV	54年	
	ケーブル (地中)	6.6kV以下・CV	54年	
柱上変圧器	6.6kV・全仕様	54年		

2021/10/28高経年化設備更新GLの策定について (広域機関)

- アデカシー便益について、マスタープランでは、停電コストや調達コストをベースに算定される複数の便益のうち、確実に見込める便益にて評価することとした。
- 一方で、今後の評価では、**容量市場において市場分断しているエリアがある状況等も考慮し、停電コストベースや調達コストベースの幅付きで評価することとした。**

## <アデカシー便益評価のイメージ>



※需要家支払い意思の停電コストの上限・下限  
供給力不足による計画停電を前提として、大口事業所・中小事業所・個人へ停電コストについて、アンケートした結果をもとに、各需要電力量の割合で加重平均したもの。

- 関門連系線増強の費用便益評価について、割引率・燃料価格・アデカシー便益および工事費に幅をもって評価した結果、案①・②ともB/Cが1を下回る結果となった。
- 案①2GW双極では、交流系統の安定度制約により増強容量を十分活用できない（対策が別途必要）ため、工事費の安価な案②1GW単極の方が優位なことを確認した。

費用便益評価		案① 2GW双極		案② 1GW単極		(参考) 案②' 2050年に2GW双極へ増強	
		22年間	40年間	22年間	40年間	22年間	40年間
便益 (B)	燃料費 ・CO2対策コスト	1,041~2,049 [47~93]	1,714~4,355 [43~109]	1,044~1,967 [47~89]	1,659~4,167 [41~104]	1,054~1,980 [48~90]	1,727~4,285 [43~107]
	アデカシー便益	890~2,397 [40~109]	1,253~4,360 [31~109]	799~2,143 [36~97]	1,152~3,829 [29~96]	801~2,177 [36~99]	1,164~4,140 [29~103]
	送電ロス	▲129~▲216 [▲6~▲10]	▲177~▲356 [▲4~▲9]	▲125~▲180 [▲6~▲8]	▲180~▲311 [▲5~▲8]	▲130~▲170 [▲6~▲8]	▲178~▲315 [▲4~▲8]
費用 (C)	工事費 ・年経費	6,245~7,764 [284~353]	7,258~10,299 [181~257]	5,244~6,403 [238~291]	6,119~8,539 [153~213]	5,303~6,515 [241~296]	6,547~9,566 [164~239]
B/C		0.26~0.62	0.34~0.92	0.29~0.68	0.39~1.00	0.29~0.68	0.37~0.95

- [検討条件]
- 増強前 : 中地域交流ループ、中部関西間増強考慮
  - 燃料価格 : 基準～高騰ケース
  - アデカシー : 停電コストベース（上限～下限）、調達コストベース
  - 割引率 : 割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

<費用・便益の単位>

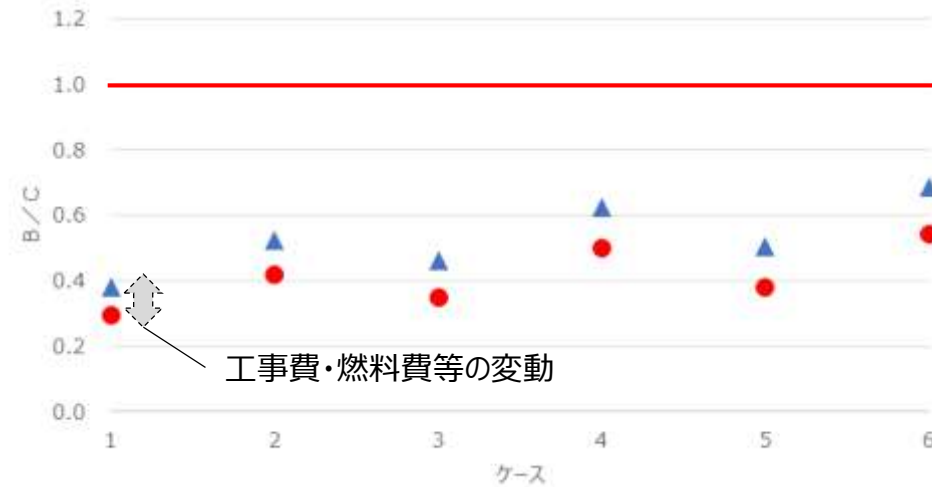
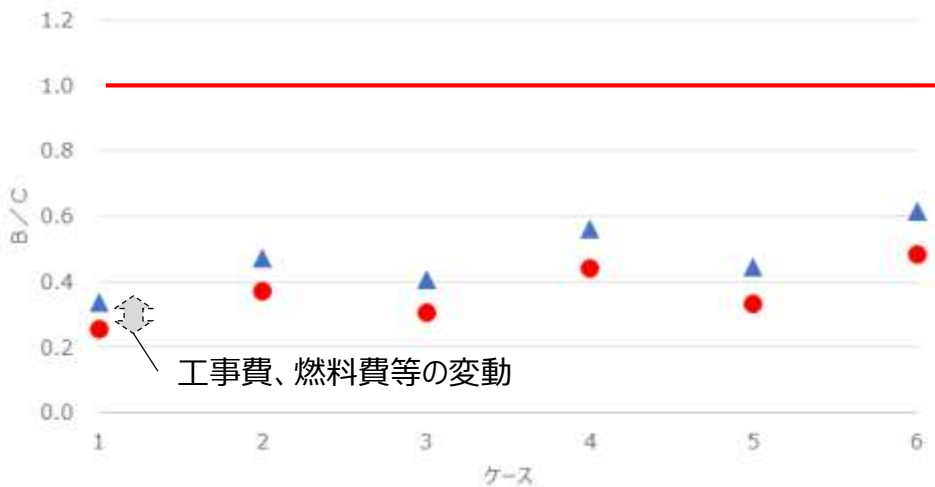
上段 : 評価期間内累計（億円）

下段（ [ ] 内） : 評価期間単年換算（億円/年）

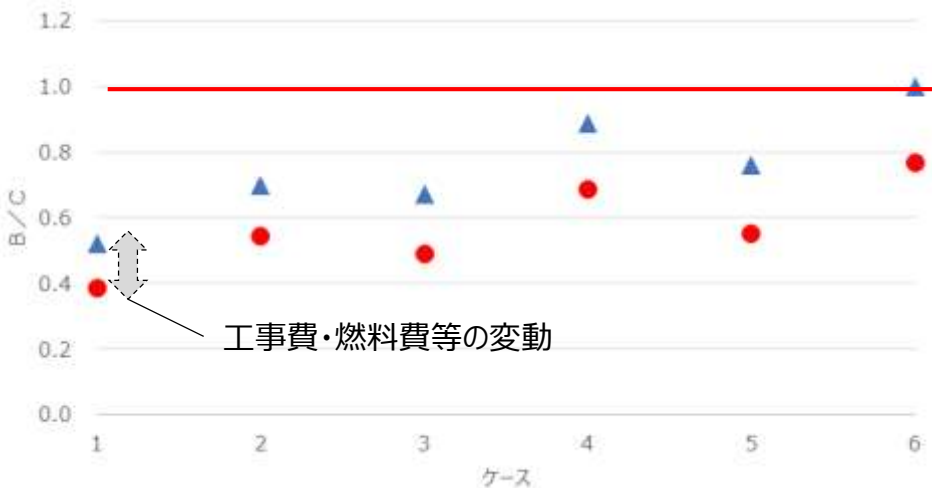
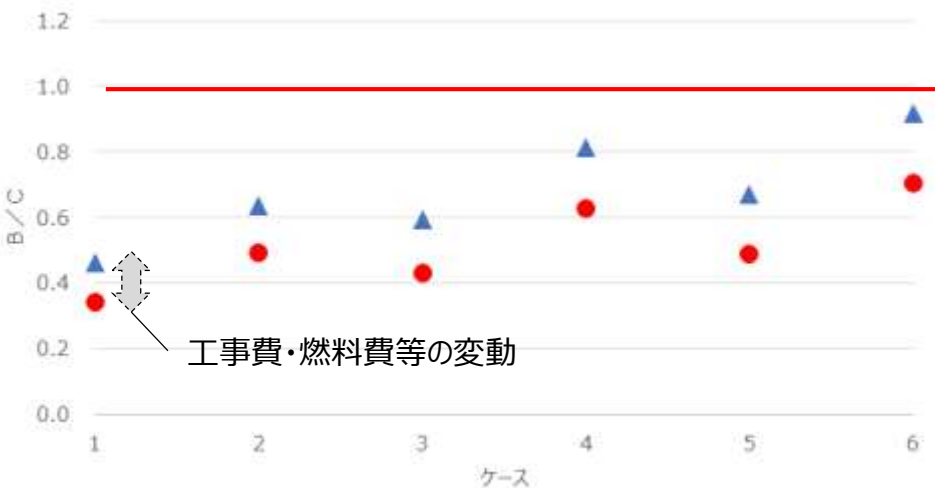
<案①2GW双極>

<案②1GW単極>

評価期間  
22年



評価期間  
40年



## <費用便益評価 (22年)>

割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

B/C		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	ケース6
		割引率4%		割引率2%		割引率1%	
		アベキ-下限	アベキ-上限	アベキ-下限	アベキ-上限	アベキ-下限	アベキ-上限
燃料 価格 基準	案① 2GW双極	0.26~0.29	0.37~0.42	0.30~0.34	0.44~0.50	0.33~0.38	0.48~0.54
	案② 1GW単極	0.29~0.33	0.42~0.47	0.35~0.39	0.50~0.55	0.38~0.43	0.54~0.60
燃料 価格 高騰	案① 2GW双極	0.30~0.34	0.42~0.47	0.36~0.41	0.50~0.56	0.39~0.45	0.54~0.62
	案② 1GW単極	0.34~0.38	0.47~0.52	0.41~0.46	0.56~0.63	0.45~0.50	0.61~0.68

## <費用便益評価 (40年)>

B/C		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	ケース6
		割引率4%		割引率2%		割引率1%	
		アベキ-下限	アベキ-上限	アベキ-下限	アベキ-上限	アベキ-下限	アベキ-上限
燃料 価格 基準	案① 2GW双極	0.34~0.38	0.49~0.56	0.43~0.49	0.63~0.71	0.49~0.55	0.70~0.80
	案② 1GW単極	0.39~0.43	0.54~0.61	0.49~0.54	0.69~0.76	0.55~0.61	0.77~0.85
燃料 価格 高騰	案① 2GW双極	0.41~0.46	0.56~0.63	0.53~0.59	0.72~0.81	0.59~0.67	0.81~0.92
	案② 1GW単極	0.47~0.52	0.63~0.70	0.60~0.67	0.80~0.89	0.68~0.76	0.90~1.00

# (参考) 費用便益評価 (案①2GW双極 22年間 詳細)

割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	ケース6
前提条件	燃料費・CO2対策コスト	基準～高騰	基準～高騰	基準～高騰	基準～高騰	基準～高騰	基準～高騰
	アベガシ-便益	下限	上限	下限	上限	下限	上限
	割引率	4%	4%	2%	2%	1%	1%
便益 (B)	燃料費・CO2対策コスト	1,041～1,379 [47～63]	1,041～1,379 [47～63]	1,324～1,788 [61～81]	1,324～1,788 [61～81]	1,534～2,049 [70～93]	1,534～2,049 [70～93]
	アベガシ-便益	890 [40]	1,713 [78]	1,096 [50]	2,133 [96]	1,225 [56]	2,397 [109]
	送電ロス	▲129～▲159 [▲6～▲7]	▲129～▲159 [▲6～▲7]	▲158～▲194 [▲7～▲9]	▲158～▲194 [▲7～▲9]	▲176～▲216 [▲8～▲10]	▲176～▲216 [▲8～▲10]
(C)費用	工事費・年経費	6,245～7,062 [284～321]	6,245～7,062 [284～321]	6,622～7,492 [301～341]	6,622～7,492 [301～341]	6,862～7,764 [312～353]	6,862～7,764 [312～353]
B / C		0.26～0.34	0.37～0.47	0.30～0.41	0.44～0.56	0.33～0.45	0.48～0.62

<費用・便益の単位>

上段：評価期間内累計（億円）、下段（ [ ] 内）：評価期間単年換算（億円/年）



# (参考) 費用便益評価 (案②1GW単極 22年間 詳細)

割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

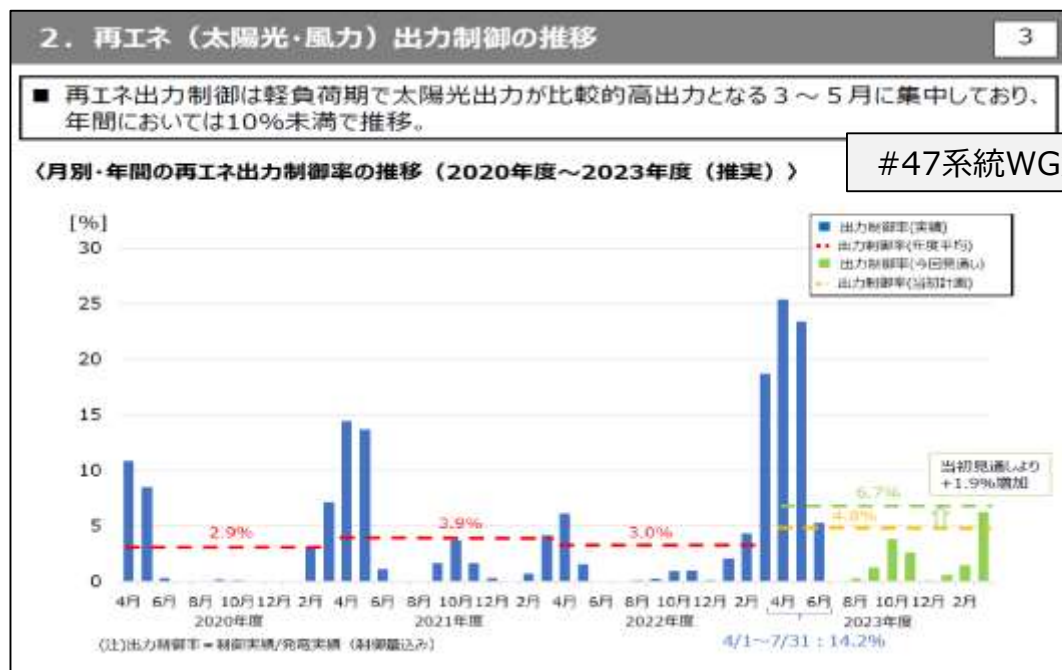
		ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	ケース5	ケース6
前提条件	燃料費・CO2対策コスト	基準～高騰	基準～高騰	基準～高騰	基準～高騰	基準～高騰	基準～高騰
	アベガシ便益	下限	上限	下限	上限	下限	上限
	割引率	4%	4%	2%	2%	1%	1%
便益 (B)	燃料費・CO2対策コスト	1,044～ 1,325 [47～60]	1,044～ 1,325 [47～60]	1,331～ 1,716 [61～78]	1,331～ 1,716 [61～78]	1,514～ 1,967 [69～89]	1,514～ 1,967 [69～89]
	アベガシ便益	799 [36]	1,541 [70]	991 [45]	1,911 [87]	1,111 [50]	2,143 [97]
	送電ロス	▲132～ ▲125 [▲6～▲6]	▲132～ ▲125 [▲6～▲6]	▲162～ ▲155 [▲7～▲7]	▲162～ ▲155 [▲7～▲7]	▲180～ ▲174 [▲8～▲8]	▲180～ ▲174 [▲8～▲8]
(C)費用	工事費・年経費	5,244～ 5,836 [238～265]	5,244～ 5,836 [238～265]	5,554～ 6,183 [252～281]	5,554～ 6,183 [252～281]	5,752～ 6,403 [261～291]	5,752～ 6,403 [261～291]
B / C		0.29～0.38	0.42～0.52	0.35～0.46	0.50～0.63	0.38～0.50	0.54～0.68

<費用・便益の単位>

上段：評価期間内累計（億円）、下段（ [ ] 内）：評価期間単年換算（億円/年）

1. 関門連系線増強の増強各案比較
2. 費用便益評価
3. 定性的効果
4. 工期
5. 今後の進め方

- 九州エリアでは、再エネ出力制御回避のため、関門連系線の本州向けの連系線運用容量を最大限に活用しており、2022年度は年間の約半分で連系線の空き容量がゼロとなったこともあり、再エネの出力制御率は3.0%程度となっていた。
- 2023年度は他エリアでも再エネの連系が進んだことで、九州エリアの**再エネの出力制御率は前年度の倍程度 (6.7%)**となる見通し。
- 関門連系線増強による再エネ出力制御緩和の経済的効果は費用便益評価に反映されているが、今後、再エネ連系拡大に伴い、出力制御率が年々拡大していくことを踏まえると、早期に対応が望ましいと考えられる。



#47系統WG資料2-2 (2023/8/3)

## 新たな「出力制御対策パッケージ」の概要

### 3. 系統増強等

- レジリエンスを強化しつつ、再エネが全国大で活用されるよう、予算措置を通じた系統の運用見直しや、マスタープランを踏まえた地域間連系線の整備を着実に進めていく。

#### 【具体的な対策】

#### ① 連系線の運用見直し等による域外送電量の拡大

- 地域間連系線を通じた再エネ域外送電量拡大に向けて、電制電源の対象となる再エネ発電設備の拡大等に関する予算を措置（令和5年度補正予算（20億円））

※最大で設備量50万kW程度の変動再エネ電源に電源制御設備を設置

#### ② 地域間連系線の更なる増強による域外送電量の拡大

- 東地域（北海道～東北～東京）及び中西地域（中地域、関門）の系統整備について、広域機関において計画策定プロセスを実施中。
- 2023年度内に基本要件を作成し、整備に向けた検討を進める予定。

### 4. 電力市場構造における対応（中長期的な検討課題）

- 事業者や需要家の行動変容を促すため、電力市場構造の在り方について電力システム全体に与える影響を踏まえ、詳細・丁寧に討を進めていく。

#### 【具体的対策】

#### ◆ 価格メカニズムを通じた供給・需要の調整・誘導

- 変動再エネの調整力としての活用の検討
- ネガティブプライスに関する検討

#49 系統WG資料1（2023/12/6）

- 安価な電源調達の経済的効果は、費用便益評価にてアデカシー便益として反映している。一方で、実際の容量市場における電源構成や発電事業者の応札実態等が必ずしも考慮されているわけではない。
- 容量市場において、九州エリアでは需要規模に対する容量拠出金が他エリアよりも高額になったことを踏まえると、関門連系線増強による早期の対応が望ましいと考えられる。

2. 2023年度実施 容量市場メインオークション（対象実需給年度：2027年度）の約定結果  
 (3) 一般送配電事業者・小売電気事業者が負担する容量拠出金（試算）

12

■ エリア別の一般送配電事業者・小売電気事業者が負担する容量拠出金（試算）は、下記のとおり。  
 ※「電力・ガス基本政策小委員会制度検討作業部会 第十三次中間とりまとめ」（令和5年8月）に基づき、一般送配電事業者の負担をH3需要の8%相当分とし、小売電気事業者の負担を一般送配電事業者負担分と経過措置控除分を差し引いたものとして試算<sup>※1</sup>を行った。

エリア	容量拠出金（試算）		（参考） H3需要想定 <sup>※2</sup>
	一般送配電事業者	小売電気事業者	
北海道	53.0 億円	549.0 億円	498.2 万kW
東北	97.4 億円	1,053.9 億円	1,346.7 万kW
東京	419.9 億円	4,325.8 億円	5,493.0 万kW
中部	152.9 億円	1,582.1 億円	2,443.0 万kW
北陸	31.6 億円	327.6 億円	517.0 万kW
関西	166.6 億円	1,727.3 億円	2,726.0 万kW
中国	63.4 億円	657.2 億円	1,037.2 万kW
四国	29.8 億円	308.6 億円	487.0 万kW
九州	138.8 億円	1,454.8 億円	1,511.8 万kW
計	1,153.3 億円	11,986.3 億円	16,059.8 万kW

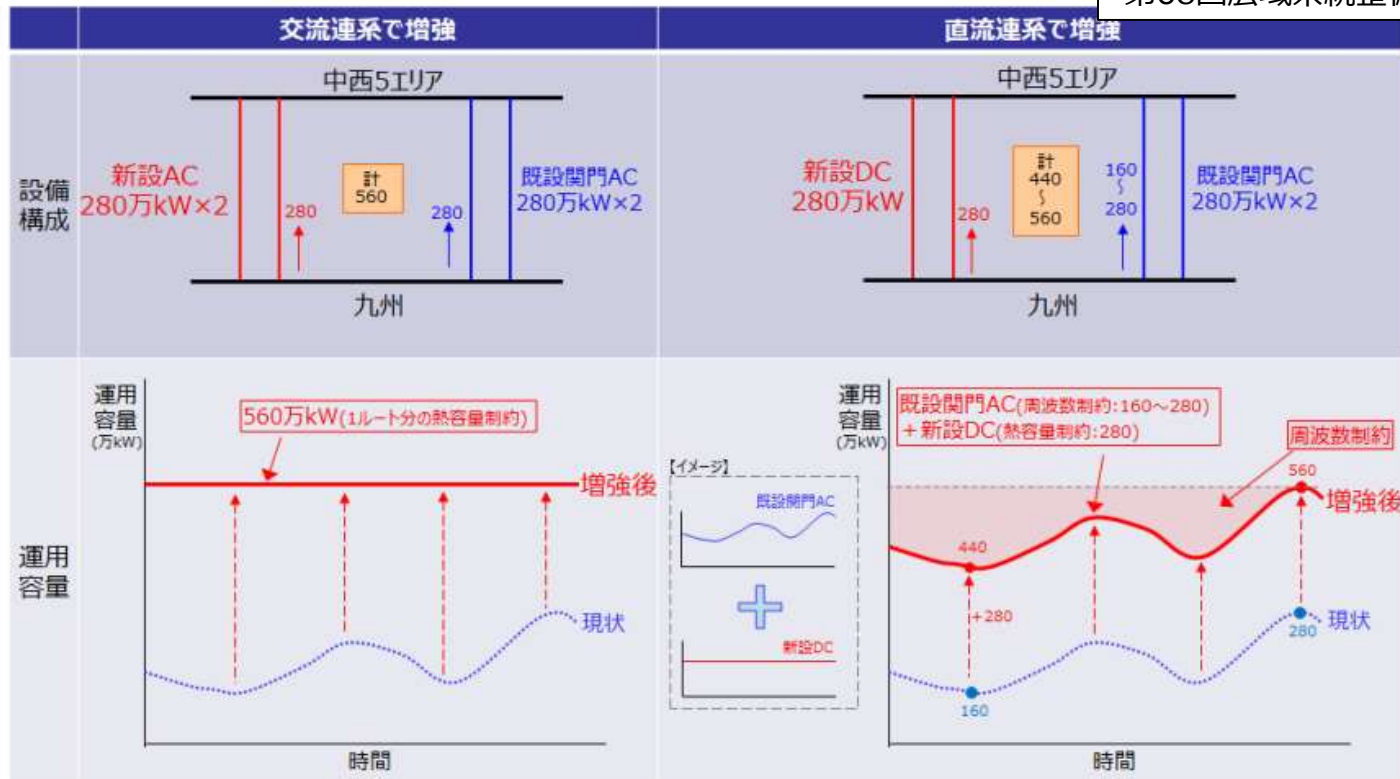
※1 算定方法については「参考」容量拠出金の算定方法  
 ※2 メインオークション開催前に公表される最新の供給計画に基づき

- 関門連系線を直流で増強するため、周波数制約は解消されず、既設関門連系線ルート断事故における電源制限や負荷遮断量を軽減することができない。このため、供給信頼度は増強前後で変わらない。

## 直流連系時の運用容量拡大効果について

- ・ 関門連系線を交流連系もしくは直流連系で増強した場合の運用容量(中国向)のイメージは、以下のとおりであり、直流連系で増強する場合は、周波数制約は解消されない

第68回広域系統整備委員会 資料1抜粋



注) 同期安定性・電圧安定性について別途考慮が必要 (同期安定性・電圧安定性で運用容量が制約される場合あり)

- 関門連系線を増強しても、既設関門連系線ルート断事故時の周波数制約は解消されないものの、大規模災害等の事故ケースにおける供給信頼度は定性的には向上すると言える。
- また、今後、想定される既設関門連系線の電線張替工事に伴う長期1回線作業停止における送電制約の緩和等が期待できる。

### 【例】

#### (a) 事故ケースにおける供給信頼度の向上効果

- 既設関門・第二関門連系線の2ルートが構築されることで、地震など大規模災害等の事故ケースにおいても、九州～本州の連系維持が期待される。
- 大規模災害等による九州ブラックアウト時に既設関門が設備損壊等で使用できない場合等において、第二関門を利用した早期復旧が可能となる。

#### (b) 既設関門連系線の作業停電期間における送電制約軽減の効果

- 今後、既設関門連系線の電線張替工事のため、長期にわたる1回線停止が想定される。関門連系線増強後においては、既設関門連系線の2回線停止が可能となるケースも考えられ、工事費削減・工期短縮に資する可能性がある。
- また、電源張替工事期間中は、残回線N-1事故で九州系統が単独系統になってしまうリスクがあるところ、連系線増強後には、残回線N-1事故時でも本州との電氣的な連系を維持することができる（直流設備のAFC運転等により周波数維持などでメリットがある）。

1. 関門連系線増強の増強各案比較
2. 費用便益評価
3. 定性的効果
4. 工期
5. 今後の進め方



# 4. 概算工期について

- 工期については、再エネ出力制御率の緩和などの社会的要請やGX実現に向けて、関門連系線増強も東地域HVDCと同様に早期の運開（工期6～9年程度）が求められる。
- そのため、関門連系線は案②1GW単極が望ましいと考えられる。今後、工事実施に向けた事前協議・調整等により、工期に変動の可能性があるが、早期の整備に向けて進めていく。

	1年目		2年目		3年目		4年目		5年目		6年目		7年目		8年目		9年目							
	上	下	上	下	上	下	上	下	上	下	上	下	上	下	上	下	上	下						
海底ケーブル	調査・測量・用地交渉												案②1GWの場合											
	設計																		製造・敷設					
交直変換所	環境アセス																							
	調査・測量・用地交渉																							
	設計・製造・据付																		系統連系試験					
交流系統	環境アセス																		連系用開閉所					
	調査・測量・用地交渉																							
	設計・製造・据付																							
	調査・測量・用地交渉																		交流送電線					
	設計												本体工事											

1. 関門連系線増強の増強各案比較
2. 費用便益評価
3. 定性的効果
4. 工期
5. 今後の進め方

- 関門連系線の増強規模について、今回、各増強案の工事費・工期および費用便益評価の試算結果を報告した。費用便益評価や早期運開の観点を勘案し、1 GW単極での増強が2GW双極よりも優位と考えられる。
- 現時点の費用便益評価の値だけを見れば、増強の判断がつきかねるところもあるが、増強には再エネ出力制御率の改善の社会的な要請へ早期の対応や、より安価な電源調達が早期に期待される等の定性的な効果も期待されると考えられる。
- また、本プロセスが国からの要請により開始していることも踏まえ、一旦、本日の検討結果を国へ報告したうえで、国の審議会にて、増強についてご議論いただくこととしてはどうか。

## ■今後のスケジュール（案）

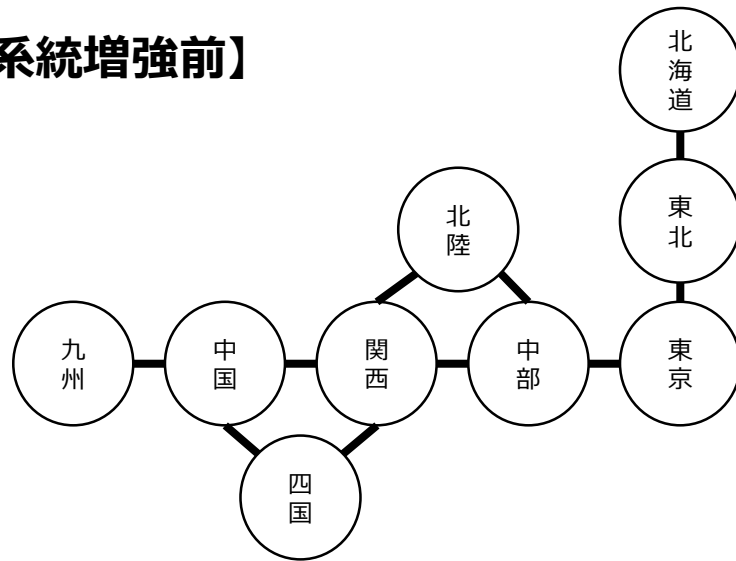
	'23年度							'24年度
	9	10	11	12	1	2	3	
広域系統整備委員会	★70回		★71回	★72回 ★73回		★74回 ★75回	★76回 ★77回	
中西地域作業会	▼9/19	▼10/13	(今後、開催時期を調整)					
中部関西間連系線 +	工事概要の 確認・精査	増強方策案 とりまとめ (工期・工事費 等)		基本要件・ 受益範囲の決定	実施案の募集・評価・決定			工事着手
中地域交流ループ	工事概要精査		費用便益評価	整備計画の策定				
関門連系線増強	直連系の工事の確認・精査 (海底ルート検討・交直変換器検 討)		増強方策案とりまとめ (工期・工事費等)		基本要件 ・受益範囲の 決定		実施主体・ 案の募集・ 評価・決定  整備計画の 策定	
	インフラ活用検討							
	地内系統増強		費用便益評価					

(参 考)

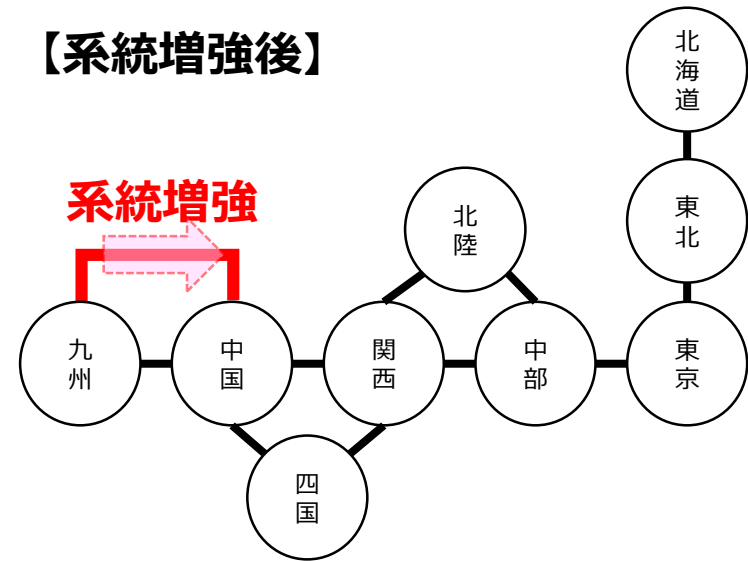
- 燃料費・CO2対策コストは、全国メリットオーダーシミュレーションを行い、系統増強前後における電源の起動費を含めた総発電コスト（燃料費+CO2対策コスト）の差分を便益とする。
- 関門連系線の増強に伴う燃料費・CO2対策コストの低減による便益は、下表のとおりとなった。

(参考) 広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）別冊（資料編 P5～6）

【系統増強前】



【系統増強後】

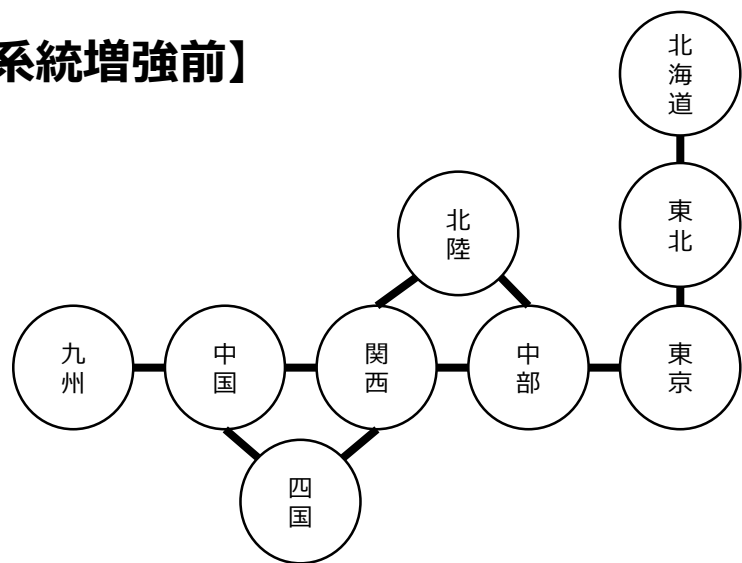


	案①2GW双極		案②1GW単極	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
便益 [億円]	25~26	126~175	35~26	115~167

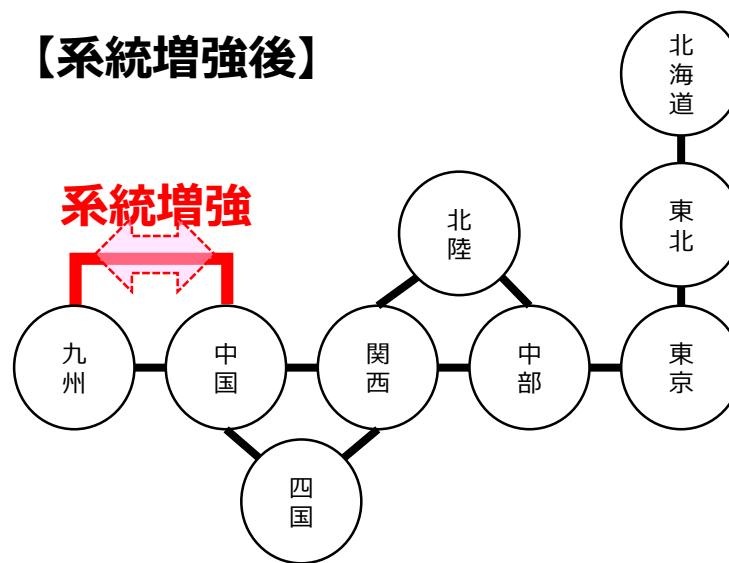
- 調達コストベースの便益算定では、系統増強前後における必要供給力の差（系統増強により低減される必要供給力[kW]）に対して調達コストを乗ずることで便益とする。
- 関門連系線増強に伴う必要供給力の低減効果及び便益は、下表のとおりとなった。

(参考) 広域系統長期方針 (広域連系系統のマスタープラン) 別冊 (資料編 P11)

【系統増強前】



【系統増強後】

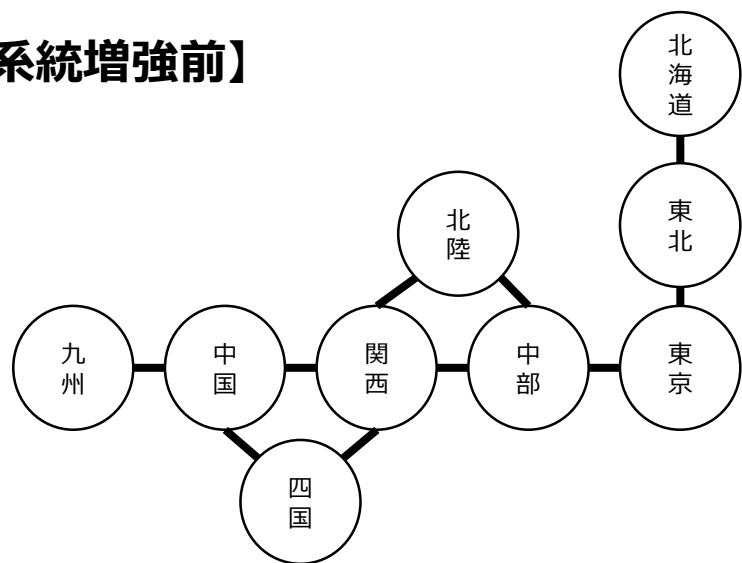


	案①2GW双極		案②1GW単極	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
全国必要供給力 (増強前→増強後) [万kW]	14,467→14,373	16,673→16,520	14,467→14,386	16,673→16,555
△必要供給 [万kW]	△94	△153	△81	△118
便益 [億円]	92	149	79	115

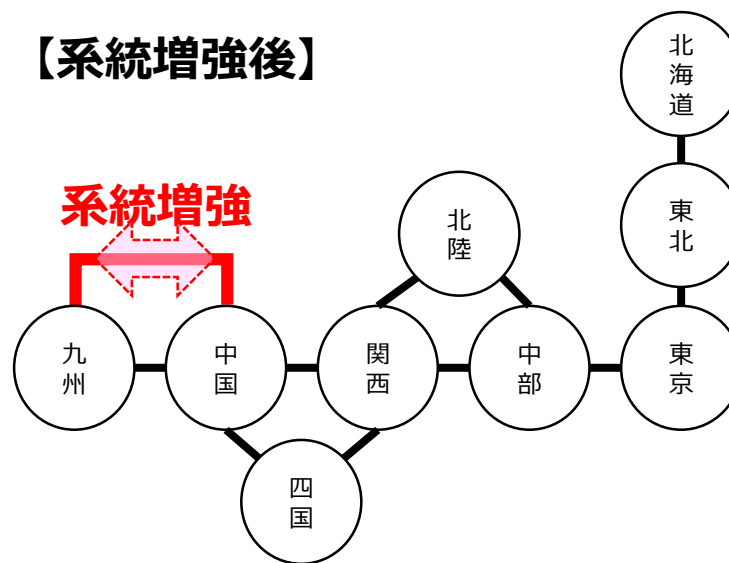
- 停電コストベースの便益算定では、系統増強により低減される見込み不足電力量に対して停電コストを乗ずることで便益とする。
- 関門連系線増強に伴う見込み不足電力量及び便益は、下表のとおりとなった。

(参考) 広域系統長期方針 (広域連系系統のマスタープラン) 別冊 (資料編 P13)

【系統増強前】



【系統増強後】



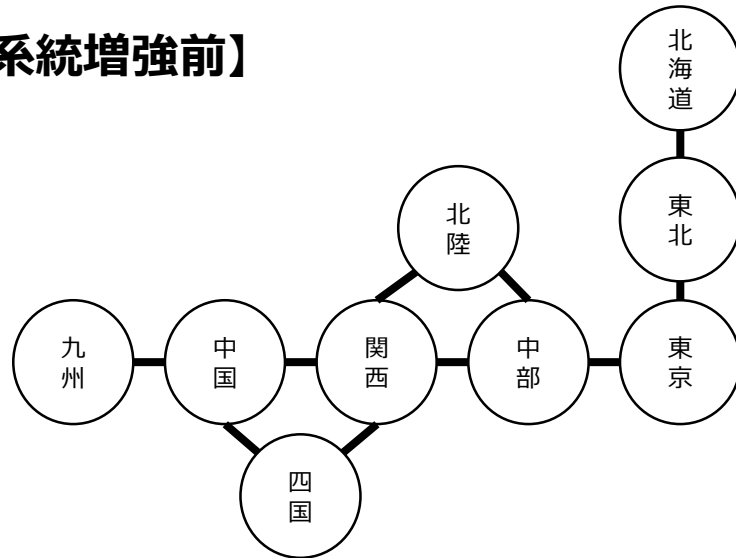
	案①2GW双極		案②1GW単極	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
見込み不足電力量 (増強前→増強後) [MWh]	7,096→5,252	9,090→6,858	7,096→5,600	9,090→6,918
△停電量 [MWh]	△1,844	△2,232	△1,497	△2,173
便益 [億円]	56~109	68~131	46~88	66~128



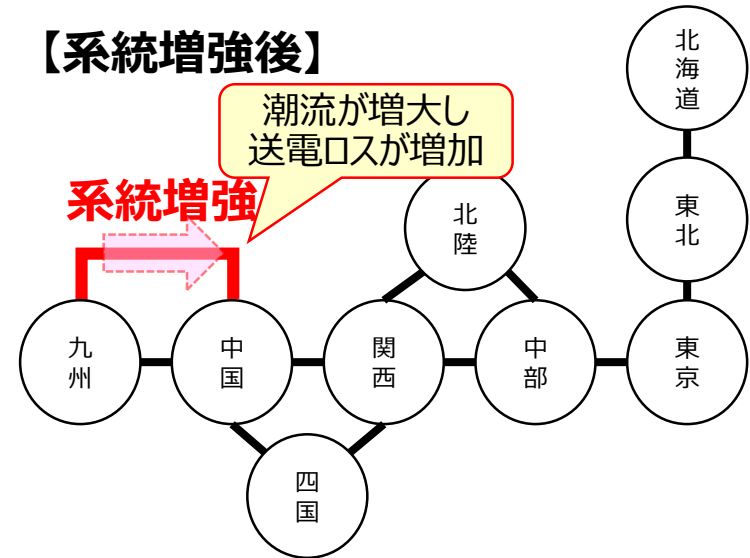
- 送電ロスとは、送変電設備の抵抗損失等によって発生する。系統増強により系統の抵抗値が小さくなる一方、広域的な電力潮流が増加することにより、全体の送電ロスは増減する。
- 今回、系統増強前後の送電ロスの差に電源の限界費用を乗算することで便益とする。
- 関門連系線増強により、送電ロスが増加する結果となりマイナスの便益となった。

(参考) 広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）別冊（資料編 P16）

【系統増強前】



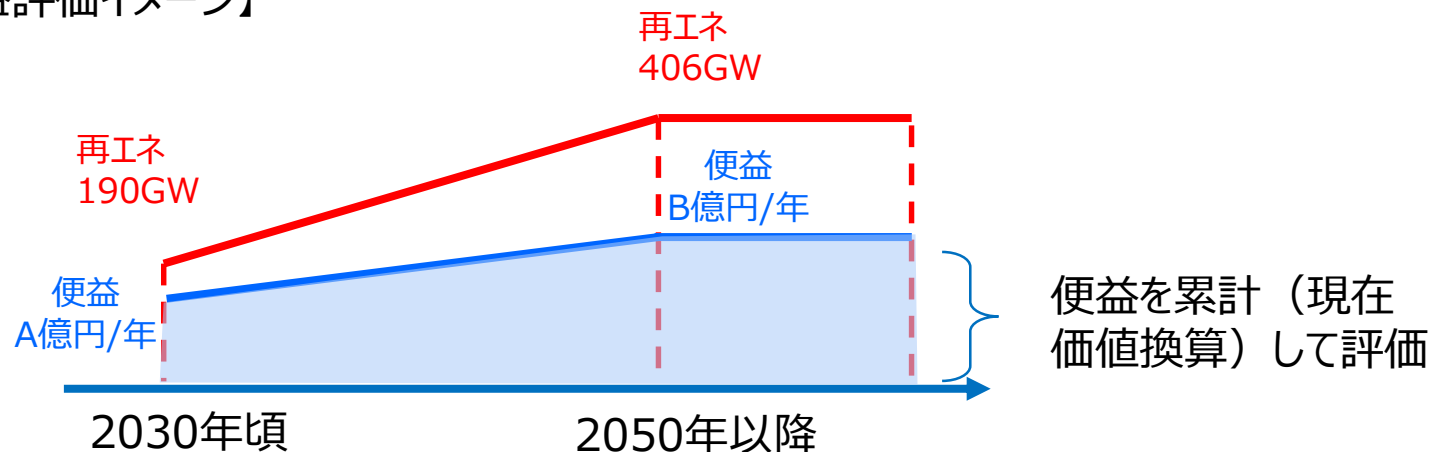
【系統増強後】



	案①2GW双極		案②1GW単極	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
△送電ロス [GWh]	+100~+92	+116~+123	+87~+73	+116~+113
便益 [億円]	▲9~▲11	▲9~▲11	▲9~▲7	▲9~▲10

- 第72回本委員会にて、合理的な設備形成の検討に当たっては、系統整備の完成時期と見込まれる2030年頃の需要と電源を設定するとともに、その系統設備が運用される期間（2050年以降まで）における再エネの増加等を含めた電源・需要動向を考慮しながら検討することとした。
- **系統整備による費用便益評価**についても、2030年頃から系統設備が運用される期間における**系統増強による便益(B)**と**系統増強と運用に係る費用(C)**を比較(B/C)することとした。

【便益評価イメージ】

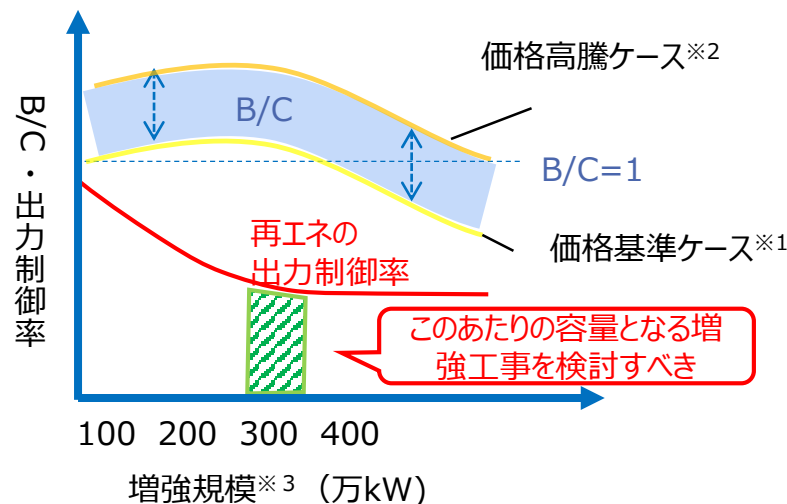


- 今回の前提とする2030年頃の需要・電源は、**供給計画の最終年次(10年目)をベースとして、電源等開発動向調査や接続契約申込等の比較的蓋然性の高いポテンシャルを考慮するものとし、以下のとおり設定する。**

		前提条件の考え方 (2030年頃の需要・電源)	2030年頃 (10年先+a)	2050年頃
需 要		供給計画の最終年次（10年目）の需要で設定	<b>8,350億 kWh</b>	12,000億 kWh
電 源	太陽光	供給計画の最終年次（10年目）の発電設備量に加え、 洋上風力の開発動向、電源等開発動向調査 および、接続契約申込済の電源等を考慮して設定	<b>93GW</b>	260GW
	陸上風力		<b>21GW</b>	41GW
	洋上風力		<b>17GW</b>	45GW
	水力・地熱 バイオマス等		<b>59GW</b>	60GW
	火 力	供給計画の最終年次（10年目）の発電設備量に加え、 接続契約申込済の電源等を考慮して設定	<b>145GW</b>	145GW
	原子力	廃炉以外の電源が全て稼働するものとして設定	<b>37GW</b>	37GW

- 市場活性化効果の評価で用いる燃料費・CO<sub>2</sub>対策コストについて、マスタープランでは、世界情勢等による変動を考慮し、価格変動の幅を持たせて評価していた。
- 今後も燃料費・CO<sub>2</sub>対策コストが大きく変動する可能性があるため、今回の**費用便益評価**においても、**価格変動の幅を持たせて評価**することとした。

## 費用便益評価のイメージ



※1 2021年11月～2022年4月の6か月平均  
 ※2 2022年の燃料価格(年平均)水準  
 ※3 系統増強により拡大される運用容量

## <燃料費 + CO<sub>2</sub>対策コストの範囲>

[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンベンショナル (CCS)	石油
燃料費 + CO <sub>2</sub> 対策コスト	10.1～12.5	11.2～14.6	11.4～14.8	12.6～16.3	13.3～17.2	15.5～20.1	23.0～29.4
燃料費	7.3～9.7	10.1～13.4	10.2～13.6	11.0～14.6	11.9～15.9	13.9～18.5	19.3～25.8
CO <sub>2</sub> 対策コスト	CO <sub>2</sub> 対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	3.7
	CO <sub>2</sub> 輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	—