

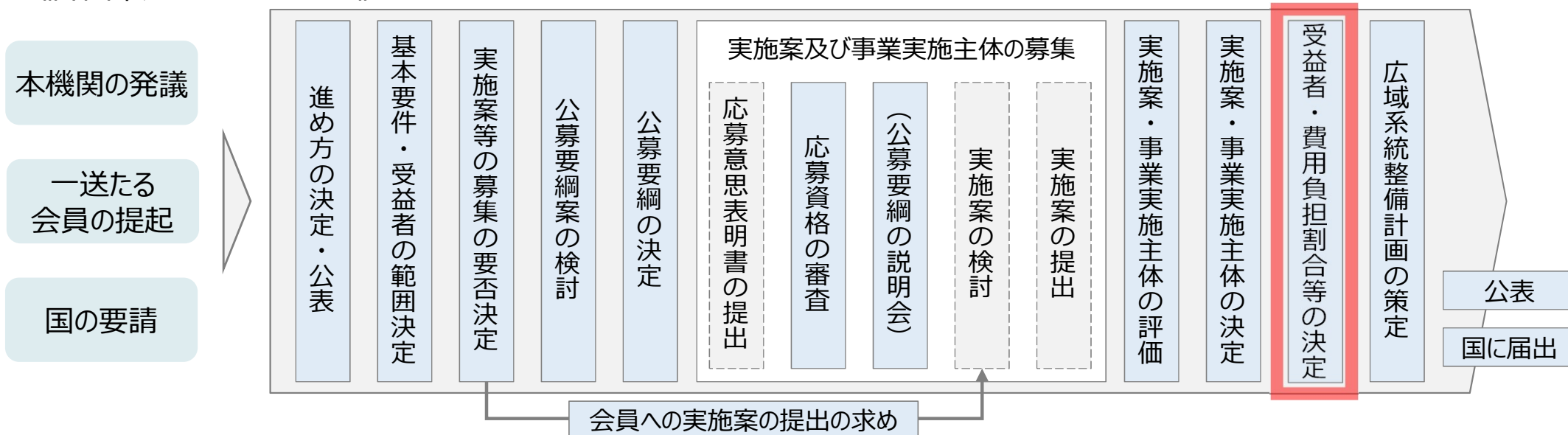
# 受益者・費用負担割合等について (中国九州間連系設備)

2025年8月8日

広域系統整備委員会事務局

- 中国九州間連系設備増強の効果について費用便益評価の結果等をお示しするので、ご議論いただきたい。
- また、費用便益評価の結果等を踏まえて、受益者及び費用負担割合等について整理したので、ご議論いただきたい。

## 《計画策定プロセスについて》

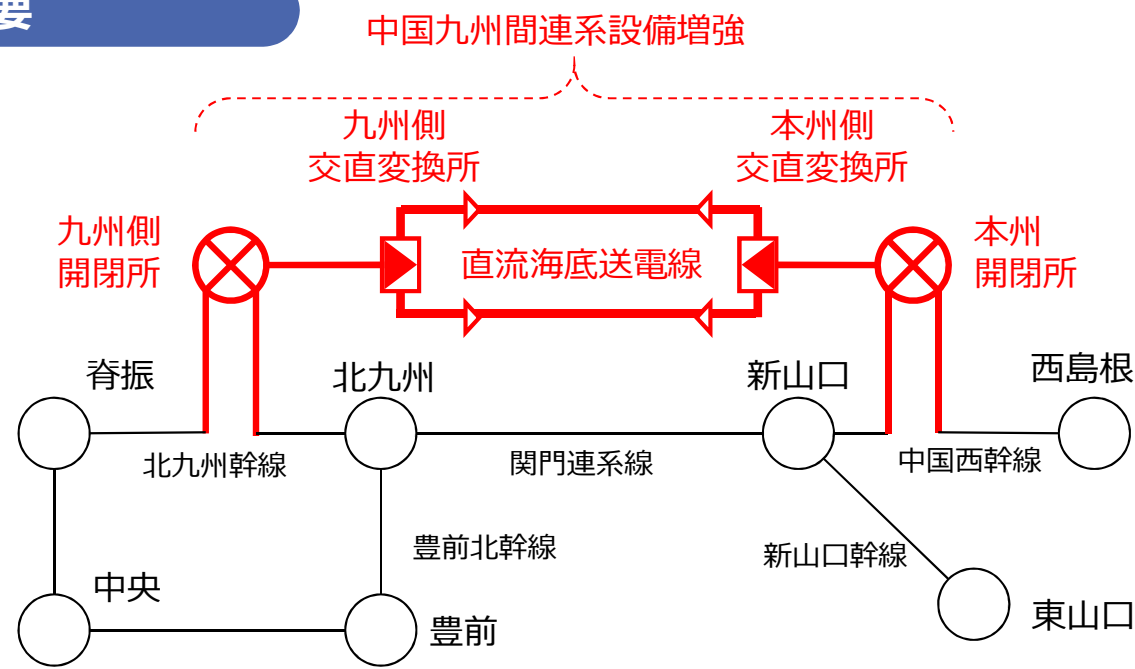


事業実施主体

中国電力ネットワーク ・ 九州電力送配電 ・ 電源開発送変電ネットワーク

対策工事概要

赤線：増強範囲



凡例：

- 変電所
- ⊗ 開閉所
- ◼ 交直変換所
- 送電線

\*交流区間は2回線を1本線で表示

工事費・工期

	提出された実施案	検証小委にて評価した実施案	(参考) 基本要件
概算工事費	4,549億円※	4,412億円 (△137億円)	3,700～4,100億円程度
概略工期	13年6ヵ月	11年程度～13年6ヵ月	6～9年程度

※ 提出された実施案には契約・発注時点までの物価変動（+2%/年）や災害等の不測の事態による工事費増（+10%）を想定した工事費も記載されているが、この費用を含まない額。

## 1. 系統増強の効果の評価

## 2. 全国調整スキームに基づく費用負担の考え方について

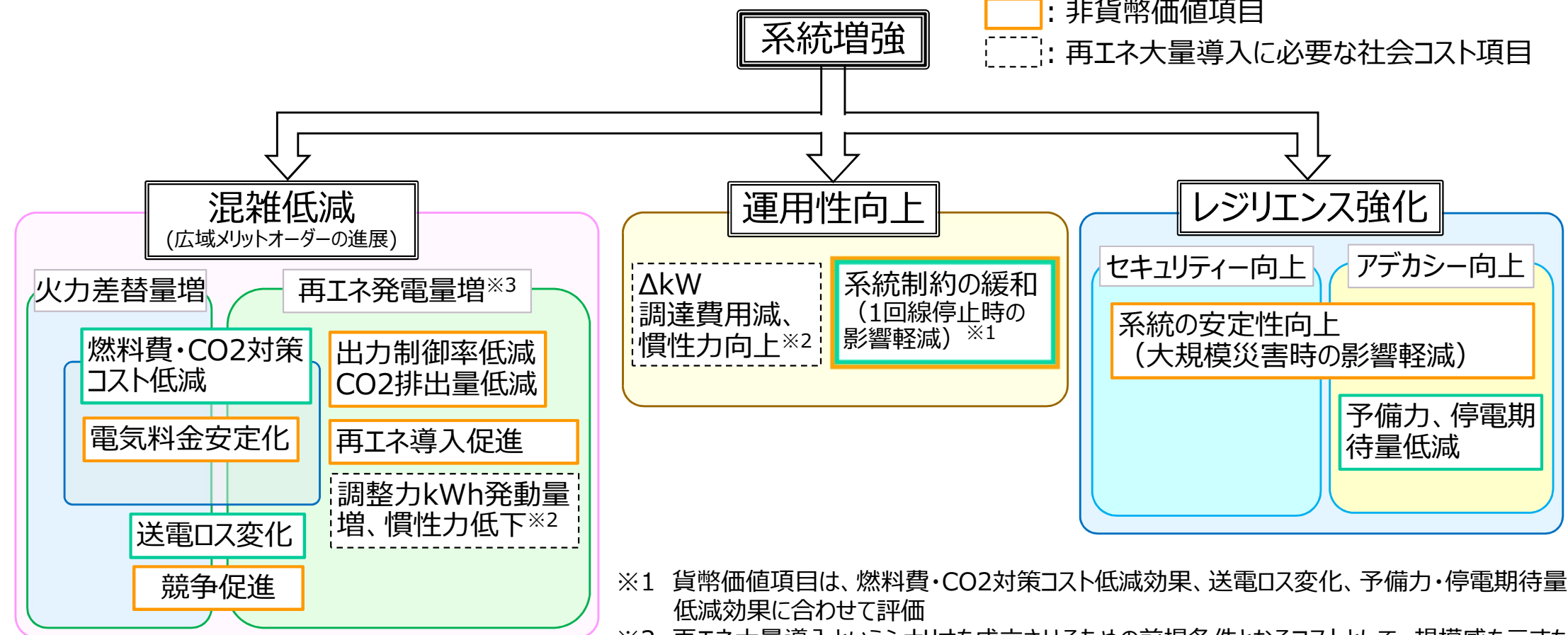
第90回一部議論済

## 3. 中国九州間連系設備における費用負担割合の考え方

## 4. 今後の対応について

- 系統増強がもたらす効果に着目した各便益の関係を下図に示す。
- 貨幣価値項目により費用便益評価を行い、非貨幣価値項目は定量的な指標を示す。

   : 貨幣価値項目  
   : 非貨幣価値項目  
   : 再エネ大量導入に必要な社会コスト項目



※1 貨幣価値項目は、燃料費・CO2対策コスト低減効果、送電ロス変化、予備力・停電期待量低減効果に合わせて評価

※2 再エネ大量導入というシナリオを成立させるための前提条件となるコストとして、規模感を示すもの、今回は評価対象外（PJM、CAISOでは貨幣価値換算は未実施。ENTSO-Eでは継続検討の扱い）

※3 再エネ発電量増により、調整力コスト等が増加することに留意が必要

- 費用便益評価については、中国九州間連系設備の系統整備の完成時期として見込んでいる2030年頃から設備が運用される期間における系統増強による便益（B）と系統増強および運用に係る費用（C）を比較（B/C）することで行う。
- 考慮する便益項目（B）は前頁に示したように以下のとおりとし、系統制約の緩和効果（1回線停止時※1の影響軽減）については、1～3に合わせて評価する。
  1. 燃料費・CO2対策コスト低減
  2. アデカシー向上
  3. 送電ロス変化
- 系統増強および運用に係る費用（C）は、評価後の実施案の工事費4,412億円に運転維持費（修繕費・その他経費等）を年経費率にて考慮する。

※1 作業停止期間は端境期（合計109日間/年）で仮定。

便益項目	便益の考え方
燃料費・CO2対策コスト低減	連系線を増強することにより、広域的な電力取引が拡大することで発電に係る燃料費やCO2対策コストが低減できる効果（市場活性化効果）
アデカシー向上※2	広域的に供給力を活用することによる信頼度の向上効果
送電ロス変化	系統構成、電力潮流が変化することによる送電ロスの変化※3

※2 系統増強による予備力、停電期待量低減による便益

※3 送電ロス費用が減少する場合はプラスの便益、増加する場合はマイナスの便益

- 燃料費・CO2対策コスト低減による便益は、第89回の本委員会にて、長期展望レビューの基本的な考え方として示したコストを用いて算定することとし、『燃料価格が低下したケース』と『燃料価格が高騰したケース』の幅の中で評価する。

燃料費・CO2対策コストの考え方

第89回広域系統整備委員会  
(2025/5/30) 資料2

31

長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コスト

- 費用便益の精緻化検討の結果を踏まえ、長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コストは下表のとおり。
- CO2対策コストの上昇により**石炭の総燃料費がLNG (MACC・ACC) よりも高価な想定となり、燃種毎のメリットオーダーが現行の長期展望から変化**する。

長期展望レビューにおける燃料費 + CO2対策コストの範囲

[円/kWh]

	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1300℃級 (CCS)	LNG MACC 国産水素 10%混焼	石炭 (CCS)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT Conv (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト	13.7～19.1	15.8～22.0	16.2～23.4	16.9～25.4	18.7～26.0	22.1～30.7	29.8～35.2
燃料費	9.1～14.2	10.6～16.4	9.9～15.4	5.9～13.7	12.5～19.4	14.7～22.9	17.3～19.5
CO2対策コスト	CO2対策費用	1.1～1.4	1.3～1.6	6.4～8.0	2.7～3.3	1.5～1.9	1.8～2.2
	CO2輸送&貯留費用	3.5	4.0	—	8.3	4.7	5.6

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2025年2月）における発電コストレビューシートの2040年に熱効率及び所内率を入力して算出  
(既設をCCS付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出)  
CO2輸送貯留費用、燃料諸経費は、建設工事費デフレーター（2015年基準）を基に至近6ヵ月（2024年度8月-1月）実質値へ補正（2023年暦年費用×1.049）

(参考) 現行の長期展望における燃料費 + CO2対策コストの範囲

[円/kWh]

	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1300℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT Conv (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト	7.7～12.5	7.9～14.6	8.0～14.8	9.0～16.3	9.3～17.2	10.9～20.1	16.6～29.4
燃料費	4.9～9.7	6.7～13.4	6.8～13.6	7.3～14.6	7.9～15.9	9.2～18.5	12.9～25.8
CO2対策コスト	CO2対策費用	0.7	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.2	—

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月）における発電コストレビューシートの2030年に熱効率及び所内率を入力して算出  
(既設をCCS付火力へ改造すると仮定したLNG火力については、CO2分離回収型LNG火力にそれぞれの熱効率及び所内率を入力して算出)



- アデカシー便益は、連系線増強により、必要供給力や停電期待量（EUE）が低減されることにより得られる便益として算定する。
- アデカシー便益を算定する際に基準とする供給信頼度については、**中部関西間連系線の計画策定プロセスでは、工事完了予定時期である2030年以降の供給計画取りまとめにおける年間EUEの値が、容量市場・供給計画における目標停電量を満たしていない実態も踏まえ、供給計画の取りまとめにおける年間EUEを用いることとした。**
- 第90回の本委員会にて参考として示したように、2025年度供給計画の取りまとめにおける年間EUEの値は目標停電量（0.009kWh/kW・年）を超過するエリアもあり、その超過量は、中部関西間連系線増強に係る費用便益評価を行った時より大きくなっている。
- このため、当機関としても、将来の必要な供給力確保のため、中長期的な電源確保の仕組みについて、更なる検討の継続を国へ意見しているところである。
- 連系線の運用は長期間に及ぶことから、このような状況も踏まえ、長期的な目線で評価を行うことが必要と考えられる。よって、**将来的に期待できるアデカシー便益は、『供給計画の取りまとめにおける年間EUEを基準とするケース』（以下、「供給計画ケース」）に加え、『容量市場・供給計画における目標停電量を基準とするケース』（以下、「目標停電量ケース」）も参照し、両ケースのアデカシー便益の幅で評価する。**

※ 2025年度供給計画取りまとめにおける年間EUEには、負荷制限による中国九州間（九州向き）運用容量拡大が考慮されている。負荷制限による運用容量拡大については、増強予定箇所に対する期間限定等の補完的な方策との建付け（将来の運用容量等の在り方に関する作業会）であり、without・with両方で考慮せず、評価断面を揃えて、増強による効果（便益）を評価する。



# (参考) 2025年度供給計画における供給力の見通し（短期・長期）、 容量市場・供給計画における目標停電量

2025年度供給計画の取りまとめ  
(2025年3月)

## <年間EUEの算定結果>

(kWh/kW・年)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	0.007	0.003	0.035	0.006	0.008	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.001	0.004	0.003	0.049	0.060	0.034	0.021	0.018	0.021	0.020
東京	0.028	0.104	0.113	0.050	0.061	0.034	0.022	0.021	0.024	0.023
中部	0.017	0.002	0.003	0.007	0.007	0.002	0.003	0.002	0.002	0.001
北陸	0.000	0.000	0.002	0.005	0.006	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001
関西	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
中国	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
四国	0.000	0.000	0.002	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001
九州	0.021	0.005	0.140	0.449	0.440	0.868	0.986	0.884	0.904	0.777
9エリア計	0.015	0.038	0.056	0.069	0.073	0.102	0.107	0.096	0.099	0.086
沖縄	0.346	0.121	1.983	1.509	1.583	1.672	1.735	1.827	1.660	1.756

供給計画ケース

## <容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.018	0.015	0.017	0.010	0.010	0.009	0.010	0.009	0.009	0.009
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

目標停電量ケース

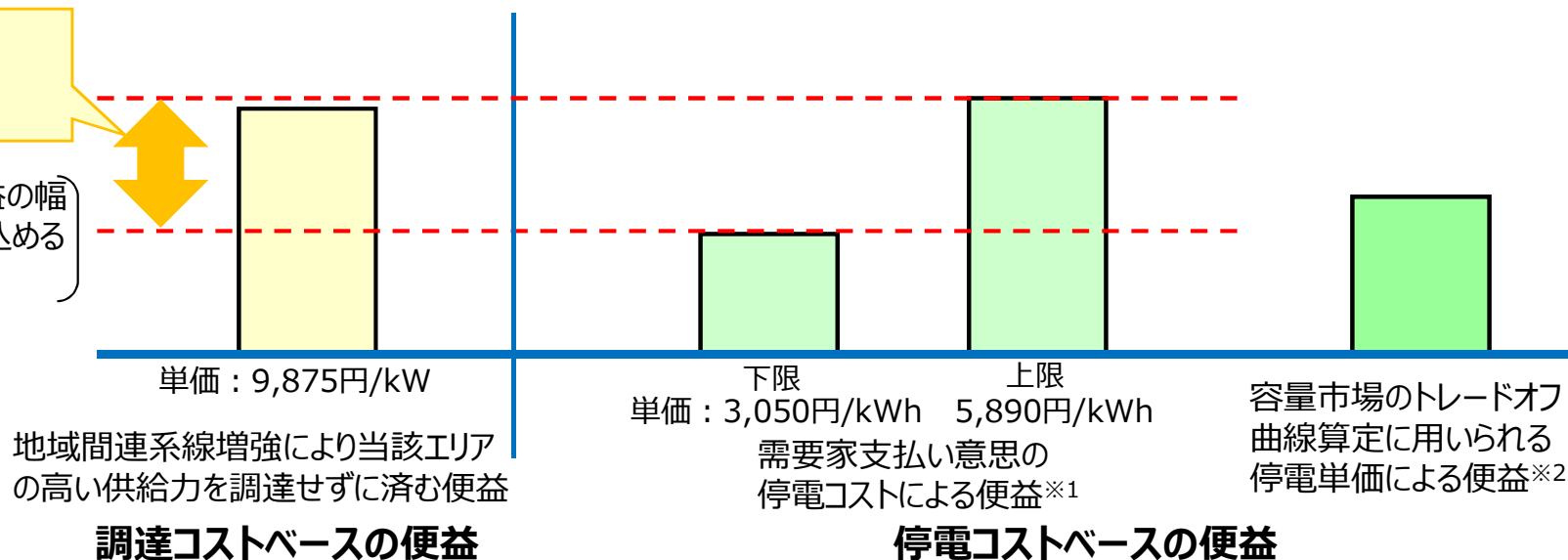
※ 2025年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

- 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＞

アデカシー便益は  
幅をもって評価

マस्पラでは算出された便益の幅  
の中で少なくとも確実に見込める  
便益を使用

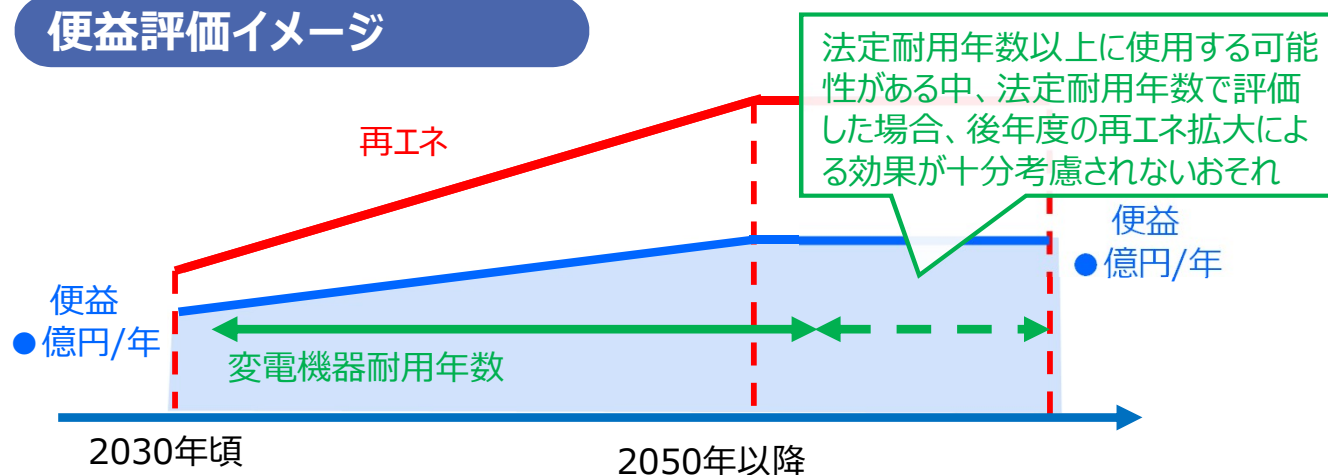


※1 需要家支払い意思の停電コストの上限・下限  
供給力不足による計画停電を前提として、大口事業所・中小事業所・個人へ停電コストについて、アンケートした結果をもとに、各需要電力量の割合で加重平均したもの。

※2 容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電単価による便益  
トレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価は、Net CONEとEUE計算から結果的に算出されるもの。年度ごとに単価が大きく変動しており、B/Cの値が本単価に左右される懸念が出てきたことから除外。

- 評価期間は、整備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拡大の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効果を評価できない可能性があることから、主要工事の法定耐用年数（中国九州間は22年間）に加えて、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）等を踏まえた40年間とする（第75回 広域系統整備委員会2024/2/26）。
- また、将来の貨幣価値を現在価値に換算する際に用いる割引率は、4%、2%、1%とする（第73回 広域系統整備委員会2023/12/27）。

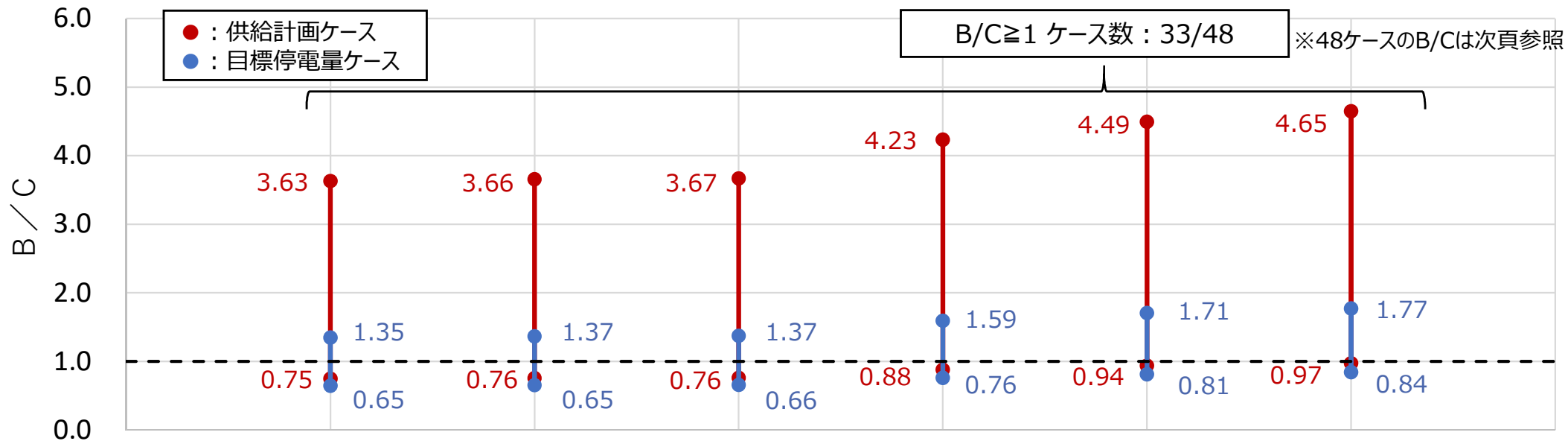
## 便益評価イメージ



## 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

- 需要・供給力を最新供計値へ見直し、本委員会・検証小委にて評価した実施案の工事費を反映して評価。
- また、前述のとおり、燃料費・CO2対策コストやアデカシー便益算定に用いるEUE値を見直して評価した結果、おおむねのケースが1を超えることを確認した。

[illegible]

# (参考) 中国九州間連系設備の費用便益評価 (B/C) について (詳細)

12

パターン			1		2		3		4		5		6	
前提条件	評価期間		22年						40年					
	割引率		4 %		2 %		1%		4 %		2 %		1%	
	燃料費・CO2対策コスト		低下～高騰											
	アデカシー便益		下限	上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限	下限	上限
便益(B) [億円]	燃料費・CO2対策コスト		3,505～ 5,150		4,318～ 6,392		4,827～ 7,172		4,895～ 7,320		6,843～ 10,333		8,257～ 12,525	
	アデカシー 便益	供給計画ケース	800	15,321	976	18,699	1,087	20,808	1,099	20,961	1,519	28,938	1,824	34,718
		目標停電量ケース	229	2,567	278	3,121	309	3,466	309	3,482	425	4,781	508	5,721
	送電ロス		▲127～ ▲192		▲152～ ▲231		▲168～ ▲255		▲167～ ▲252		▲224～ ▲339		▲266～ ▲402	
費用(C) [億円]	工事費・運転維持費		5,585		6,799		7,557		6,621		8,663		10,077	
B/C※ (赤字は B/C≥1)	供給計画ケース		0.75 ～ 1.03	3.35 ～ 3.63	0.76 ～ 1.05	3.36 ～ 3.66	0.76 ～ 1.06	3.37 ～ 3.67	0.88 ～ 1.23	3.88 ～ 4.23	0.94 ～ 1.33	4.10 ～ 4.49	0.97 ～ 1.38	4.24 ～ 4.65
	目標停電量ケース		0.65 ～ 0.93	1.06 ～ 1.35	0.65 ～ 0.95	1.07 ～ 1.37	0.66 ～ 0.96	1.08 ～ 1.37	0.76 ～ 1.11	1.24 ～ 1.59	0.81 ～ 1.20	1.32 ～ 1.71	0.84 ～ 1.25	1.36 ～ 1.77

※ 災害等の不測の事態による工事費増 (+10%) を想定した工事費を考慮した場合、費用便益評価 (B/C) は9%程度減少するが、おおむねのケースが1を超える。



- 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。

		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
需 要		供給計画の最終年次（10年目）の需要で設定	8,840億 kWh	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、及び接続契約申込済の電源等を考慮して設定	101GW	260GW
	陸上風力		21GW	41GW
	洋上風力		23GW	45GW
	水力・地熱 バイオ等		62GW	62GW
	蓄電池	接続契約申込済の電源等を考慮して設定	4GW	21GW*
	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	141GW	141GW
	原子力	廃炉以外の電源が全て稼働するものとして設定	37GW	37GW

\* 発電コスト検証ワーキンググループ報告書（令和7年2月）資料1における2040年断面の値を設定



- 系統増強による送電容量拡大に起因する、競争促進、再エネ導入促進等に係る効果を定量的な指標にて確認した結果は下表のとおりであり、増強による効果が期待できると考えられる。

## ＜非貨幣価値項目の分類まとめ＞

項目	指標(確認結果※1)	分類	効果
市場分断緩和による競争促進等	市場分断の減少量 (2,077～2,213h/年)	波及効果	・競争促進による新規電源参入、技術革新、発電事業の効率化の促進などによるコスト削減
		直接効果	・供給曲線の低下に伴う需要増による社会便益の増加
		説明性向上	・競争促進による余剰の分配
再エネ導入促進	導入支援（財政支援）の低減量 (211～538億円/年)	波及効果	・導入支援の低減に伴う発電事業の効率化の促進などによるコスト削減
		直接効果	・導入支援の低減に伴う需要増による社会便益が増加
		説明性向上	・導入支援（財政支援）の低減
系統の安定性向上	負荷遮断低減量 供給力不足低減量等 (1,220～2,356億円)	直接効果	・大規模災害被災時に、負荷遮断や電源制限、供給力不足を軽減
電気料金の高騰リスク軽減	総燃料費等変動幅の縮小額 (55～131億円/年)	波及効果	・不確実性の低減に伴う投資活動や消費活動の活発化
出力制御率低減 CO2排出量低減	再エネ出力制御率の低減 (2～3ポイント) CO2排出量の低減 (51～113万t/年)	直接効果※2 説明性向上	・再エネ発電量の増加 ・低炭素化の促進

※1 詳細は34～39頁参照

※2 系統増強に伴う再エネと他の電源との差替による燃料費及びCO2対策コストの低減効果は、貨幣価値指標として織り込み

1. 系統増強の効果の評価

2. 全国調整スキームに基づく費用負担の考え方について

第90回一部議論済

3. 中国九州間連系設備における費用負担割合の考え方

4. 今後の対応について

- 広域系統整備計画では、国への届出に係る費用の概算額は、概算工事費に概算運転維持費を加えて算定することとされている※1。
- そのため、**概算工事費・概算運転維持費について、以下に示す全国調整スキームにおける各対象費用の負担の考え方※2に基づき、費用負担割合等を整理**する。
- なお、前回、区分Ⅰに該当する費用負担の方法のうち、設備更新受益・供給信頼度等向上受益（出力抑制回避・停電回避）について整理したことから、今回は、それ以外の区分について整理する。

区分	対象費用	負担方法
Ⅰ	広域系統整備計画に定める整備又は更新をしようとする電気工作物のうち、整備し、又は更新することにより特定の者が利益を受けるものに係る費用であり、かつ当該特定の者が当該電気工作物の整備又は更新に要する費用を負担することが合理的であると認められるもの	当該特定の者から回収する方法 <div><div>済設備更新受益</div><div>済供給信頼度等向上受益</div><div>アベニュー便益</div></div>
Ⅱ	全国調整スキームの対象となる費用に再エネ寄与率を乗じた額	系統設置交付金により回収する方法
Ⅲ	全国調整スキームの対象となる費用からⅡに掲げる費用を控除した費用	広域系統整備交付金、九社負担及び特定会社負担により回収する方法※3,4
Ⅳ	広域系統整備計画に基づきその届出に係る費用からⅠ～Ⅲに掲げる費用を控除した費用	九社負担及び特定会社負担により回収する方法※3,4

※1 広域系統整備計画の届出に係る費用の概算額の算定方法及びその負担の方法の基準を定める件（令和5年3月31日経済産業省告示第36号）第3条

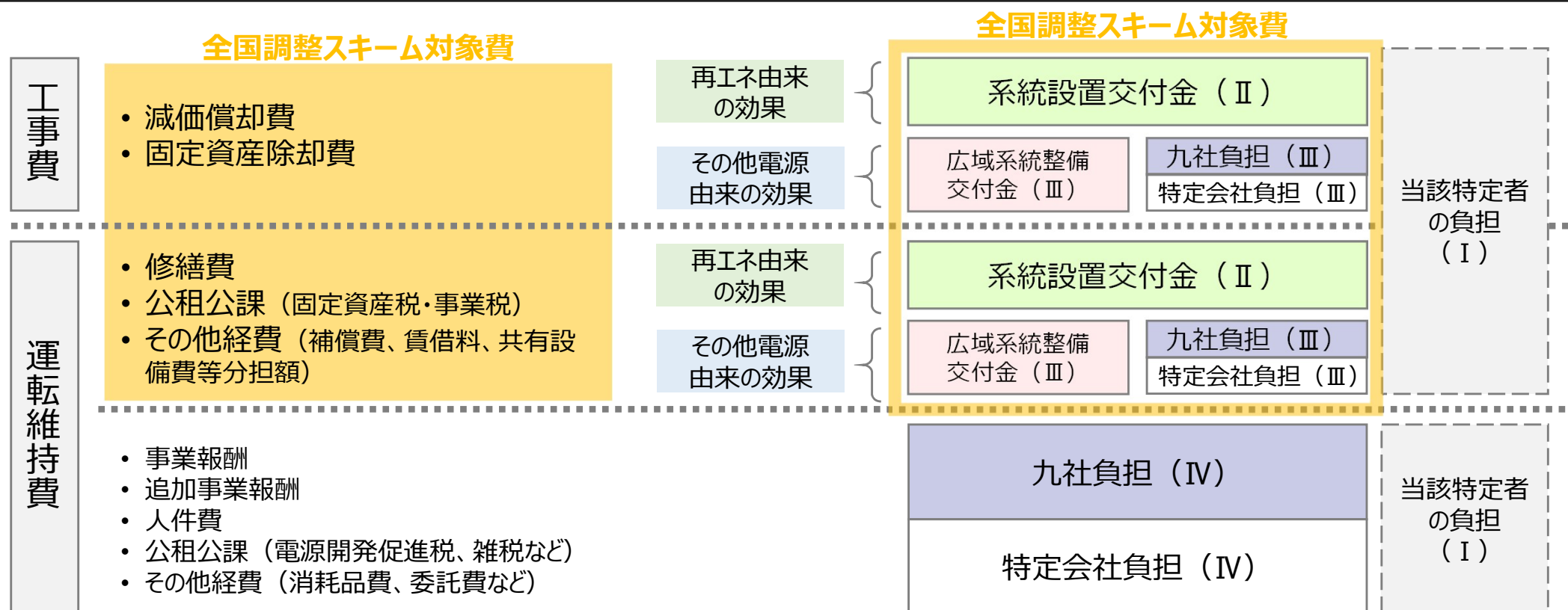
※2 同告示 第4条

※3 九社負担により回収する額は、特定会社負担により回収する額と同額とする

※4 地域間連系線で結ばれるエリアと全国9エリアとの費用負担比率の見直しについては、第70回電力ガス・基本政策小委員会（2024年2月27日）にて整理され、「特定会社負担」も全国9社の負担。

■ 告示及び国の審議会での整理を踏まえた工事費・運転維持費の費用負担の考え方（イメージ）は以下のとおり。

- 系統設置交付金・広域系統整備交付金は全国調整スキーム対象費部分に限定
  - 系統設置交付金（Ⅱ）は、再エネ便益に係る費用を対象に交付
  - 広域系統整備交付金は、再エネ便益に係る費用以外の費用（Ⅲ）の半分（1/2）を上限に交付
- 当該特定者の負担（Ⅰ）を除く、上記以外の費用は全国9社の負担\*



\*地域間連系線で結ばれるエリアと全国9エリアとの費用負担比率の見直しについて、第70回電力ガス・基本政策小委員会（2024年2月27日）にて整理され、「特定会社負担」も全国9社の負担。

## ■ 広域系統整備計画の届出に係る費用の概算額の算定方法及びその負担の方法の基準を定める件

(最終改正 令和5年3月31日経済産業省告示第36号)

(広域系統整備計画の届出に係る費用の概算額の算定方法)

第3条 法第28条の48第2項第3号に規定する費用の概算額は、同項第1号の電気工作物を整備し、又は更新することに要すると見込まれる費用に、当該電気工作物を維持し、及び運用すること（減価償却資産の耐用年数等に関する省令（昭和40年大蔵省令第15号）別表第1又は別表第2に掲げる耐用年数の期間内に維持し、及び運用する場合に限る。）に要すると見込まれる費用を加えて算定するものとする。

(広域系統整備計画の届出に係る費用の負担方法)

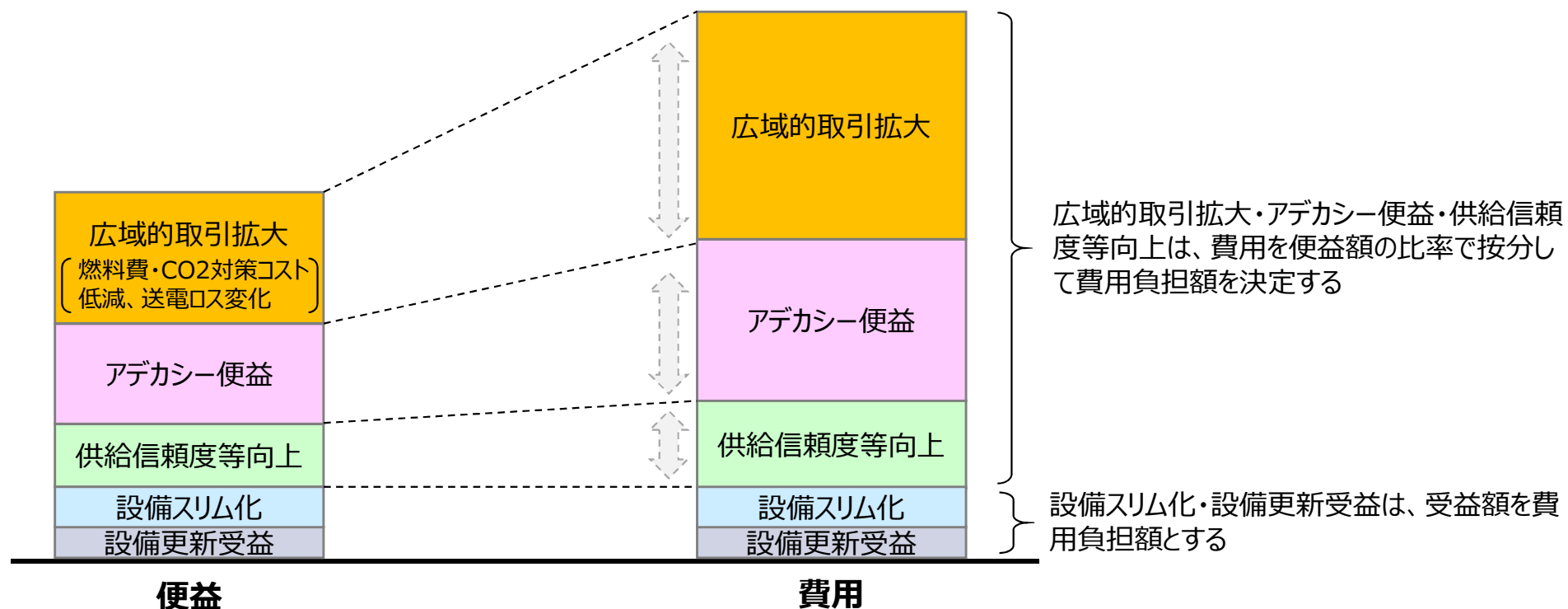
第4条 広域系統整備計画に基づきその届出に係る費用を負担した事業実施主体は、次の各号に掲げる費用の区分に応じ、それぞれ当該各号に定める方法により、その費用を回収するものとする。

- 一 広域系統整備計画に定める整備又は更新をしようとする電気工作物のうち、整備し、又は更新することにより特定の者が利益を受けるものに係る費用であり、かつ当該特定の者が当該電気工作物の整備又は更新に要する費用を負担することが合理的であると認められるもの： 当該特定の者から回収する方法
- 二 全国調整スキームの対象となる費用（以下「対象費」という。）に再エネ寄与率を乗じた額： 系統設置交付金（再生可能エネルギー電気の利用の促進に関する特別措置法（平成23年法律第108号）第28条第1項に規定する「系統設置交付金」をいう。以下同じ。）により回収する方法
- 三 対象費から前号に掲げる費用を控除した費用： 広域系統整備交付金、九社負担及び特定会社負担により回収する方法（九社負担により回収する額は、特定会社負担により回収する額と同額とする。）
- 四 広域系統整備計画に基づきその届出に係る費用から前3号に掲げる費用を控除した費用： 九社負担及び特定会社負担により回収する方法（九社負担により回収する額は、特定会社負担により回収する額と同額とする。）

- 費用便益評価（B/C）は、将来の不確実性等を考慮して、燃料費・CO2対策コスト、アデカシー便益、評価期間、割引率を幅付きで行っている。
- **費用負担割合は、上記のうち、少なくとも確実に見込める便益に基づき算定するものとし、費用便益評価（B/C）が下限となる時の前提※を用いる。**そのうえで、費用を広域的取引拡大便益等の各便益の比率で按分して費用負担額を決定する。

※ 燃料費・CO2対策コスト（低下）、アデカシー便益（目標停電量ケース、停電コスト（下限））、評価期間（22年）、割引率（4%）

## 費用負担割合の算定方法イメージ





1. 系統増強の効果の評価

2. 全国調整スキームに基づく費用負担の考え方について

第90回一部議論済

3. 中国九州間連系設備における費用負担割合の考え方

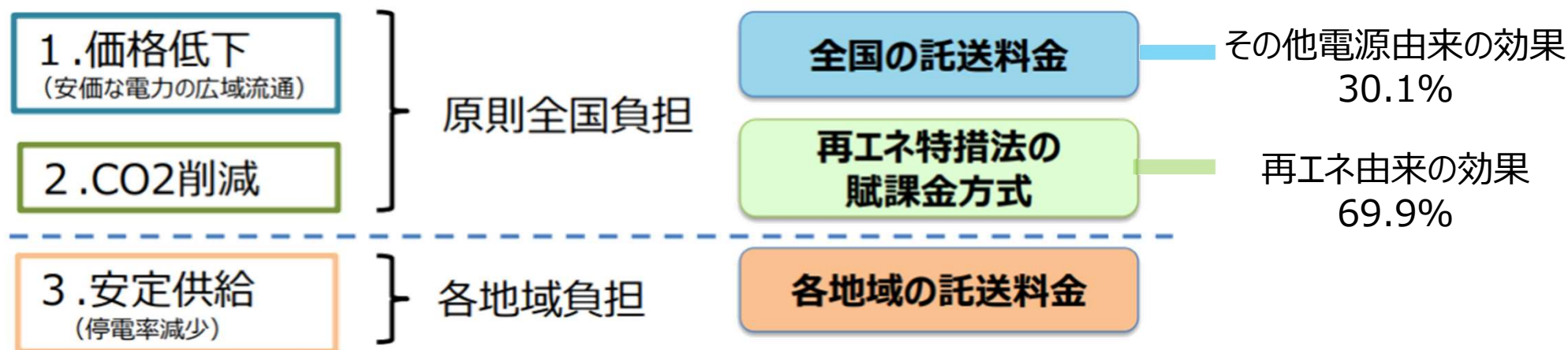
4. 今後の対応について

- 費用便益評価（B/C）が下限となる時の前提※に基づき算定した広域的取引拡大便益のうち、再エネ由来分については、再エネ特措法に基づき以下の方法により算定。
- その結果に基づき、**再エネ由来分の割合（再エネ寄与率）は69.9%**、その他電源由来分30.1%とする。

$$\text{再エネ由来の効果} = \frac{\text{再エネ発電設備に係る出力抑制を回避することにより、燃料・二酸化炭素が削減されることに伴い生ずる便益}}{\text{燃料・二酸化炭素が削減されることに伴い生ずる便益の合計額}}$$

※ 燃料費・CO2対策コスト（低下）、アデカシー便益（目標停電量ケース、停電コスト（下限））、評価期間（22年）、割引率（4%）

## 広域的取引拡大便益の内訳



## ■再生可能エネルギー電気の利用促進に関する特別措置法（平成23年法律第108号）

### （系統設置交付金の交付）

#### 第28条

##### 1・2 略

- 3 一般送配電事業者又は送電事業者は、系統設置交付金の算定に資するため、経済産業省令で定める期間ごとに、経済産業省令で定めるところにより、系統電気工作物の設置及び維持に要する費用の額を推進機関に届け出るものとする。
- 4 推進機関は、前項の規定による届出を受けた費用の額を経済産業大臣に報告しなければならない。

### （系統設置交付金の額）

第29条 系統設置交付金の額は、前条第3項の規定により届け出られた費用の額に、当該系統電気工作物の設置及び維持に伴い生ずる便益のうち再生可能エネルギー電気の利用の促進が占める割合として、経済産業省令で定める算定方法により算定した割合を乗じて得た額とする。

##### 2・3 略

## ■再生可能エネルギー電気の利用促進に関する特別措置法施行規則

### （系統設置交付金の額を算定する際の再生可能エネルギー電気の利用の促進に占める割合の算定方法）

第22条 法第29条第1項の経済産業省令で定める割合の算定方法は、広域系統整備計画（電気事業法第28条の48第1項で規定する広域系統整備計画をいう。）に基づき、法第28条第1項で規定する系統電気工作物（以下「系統電気工作物」という。）を設置し、及び維持することで再生可能エネルギー発電設備に係る出力の抑制を回避することにより、燃料及び二酸化炭素が削減されることに伴い生ずる便益（削減されると見込まれる燃料費及び削減されると見込まれる二酸化炭素の量を換算して得られる金額をいう。以下この条において同じ。）の合計額を、系統電気工作物を設置し、及び維持することで燃料及び二酸化炭素が削減されることに伴い生ずる便益の合計額で除して得られる値を割合とする方法とする。

- 広域系統整備計画における中国九州間連系設備の整備等に係る費用の概算額は、概算工事費の約4,412億円に概算運転維持費の約5,384億円（交付金に係る事業税除く）を加えた約9,796億円。
- このうち、**全国調整スキーム対象費が約5,356億円**（概算工事費4,020億円、概算運転維持費1,337億円）であり、**これを系統設置交付金、広域系統整備交付金及び全国の託送料金でそれぞれ負担**することとなる。

## 全国調整スキーム対象費（5,356億円）

概算 工事費 【4,412億円】	再エネ由来の効果 【2,811億円】	69.9%※2	系統設置交付金（Ⅱ）		当該特定者の負担 （設備更新受益等※3） （Ⅰ） 【392億円】
	上記以外 （その他電源由来の効果） 【1,208億円】	30.1%	広域系統 整備交付金（Ⅲ）	九社負担（Ⅲ） 特定会社負担（Ⅲ）	
概算 運転維持費 【5,384億円】	再エネ由来の効果…a 【935億円】	69.9%※2	系統設置交付金（Ⅱ）		当該特定者の負担 （設備更新受益等※3） （Ⅰ）…c 【426億円】
	上記以外…b （その他電源由来の効果） 【402億円】	30.1%	広域系統 整備交付金（Ⅲ）	九社負担（Ⅲ） 特定会社負担（Ⅲ）	
	a～c 以外 【3,622億円】		九社負担（Ⅳ） 特定会社負担（Ⅳ）		

注)四捨五入による端数処理の関係で合計値が一致しない場合がある

※1 広域系統整備交付金（Ⅲ）は再エネ便益に係る費用以外の費用の半分（1/2）を対象に交付すると仮定

※2 再エネ寄与率

※3 更新受益、土地代及び借地権（地上権・土地貸借権）に係る費用、アデカシー便益に係る費用

- 広域系統整備計画の策定時点で、運転維持費の各費用（修繕費・その他経費等）を個別に算定することは難しいため、これまでの広域系統整備計画における概算運転維持費は、設備分類ごとの工事費に年経費率と耐用年数を乗じることで算定してきた。
- これまでの議論を踏まえ、中国九州間連系設備の概算工事費を約4,412億円として、概算運転維持費を算定すると約5,384億円（244.7億円/年<sup>\*1</sup>）（交付金に係る事業税除く）となる。

## 《運転維持費の項目イメージ》

項目 <sup>*2</sup>	
運転維持費	修繕費
	公租公課（固定資産税、事業税）
	その他経費（賃借料など）
	事業報酬
	追加事業報酬
	人件費
	公租公課（電源開発促進税、雑税等）
	その他経費（消耗品費、委託費、損害保険料等）

## 《年経費率と耐用年数》

	年経費率 <sup>*3</sup>			耐用年数 <sup>*4</sup>
	計	全国調整 スキーム対象	対象外	
架空送電	5.2%	1.4%	3.8%	36年
地中送電	5.2%	1.4%	3.8%	25年
変電	4.9%	1.3%	3.6%	22年

\*1 運転維持費の総額を主要な設備である変電機器の耐用年数（22年）で除した値

\*2 黄色項目は全国調整スキームにおける広域系統整備交付金及び系統整備交付金の交付対象項目

\*3 費用便益評価に採用した年経費率に準じて、各設備所管部門の営業費用から工事費に関する費用（減価償却費及び固定資産除却費）を差し引くことにより算出し、事業報酬及び追加事業報酬、一般管理費相当も考慮

\*4 減価償却資産の耐用年数等に関する省令（昭和40年大蔵省令第15号）別表第1又は別表第2に掲げる耐用年数

- 当該特定者の負担（区分Ⅰ）とする**アデカシー便益**は、広域予備率の管理の下、**連系線を介したエリア間応援電力（kW）の増加により生じる**。増加したエリア間応援電力は、増強される連系線に接続するエリアだけではなく、他の連系線の活用により全国に供給されるものであることから、**その便益は全国に及ぶもの**と考えられる。
- このため、当該特定者は全国9社とし、**各エリアが受益するアデカシー便益**については、**各エリアの最大需要電力（kW）比率に応じた負担**として整理する。

## ○ 各エリアの最大需要電力（kW）比率※

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
最大需要電力（kW）比率	3%	8%	36%	14%	3%	16%	7%	3%	10%

※ 設備運用開始年度の供給計画における運用開始以降から最終年度までの平均値（送電端。離島分を除く。）を用いて比率を算定する。  
今回は、2025年度供給計画における2034年度の最大需要電力（送電端。離島分を除く。）を用いて試算。



- 区分Ⅲ、Ⅳのうち、全国 9 社の負担とする「**九社負担**」・「**特定会社負担**」については、各エリアの需要家が一律に負担することとし、**各エリアの需要電力量（kWh）比率に応じた負担**として整理する。

## ○ 各エリアの需要電力量（kWh）比率※

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
需要電力量 (kWh) 比率	4%	9%	34%	15%	3%	16%	7%	3%	10%

※ 設備運用開始年度の供給計画における運用開始以降から最終年度までの平均値（送電端。離島分を除く。）を用いて比率を算定する。  
今回は、2025年度供給計画における2034年度の需要電力量（送電端。離島分を除く。）を用いて試算。

1. 系統増強の効果の評価
2. 全国調整スキームに基づく費用負担の考え方について 第90回一部議論済
3. 中国九州間連系設備における費用負担割合の考え方
4. 今後の対応について

- **費用負担割合等の案については、本日のご議論を踏まえ、当機関にて決定のうえ、費用負担候補者に対して通知すること**としたい。
- また、次回以降の本委員会にて、広域系統整備計画の案についてお示しすることとしたい。

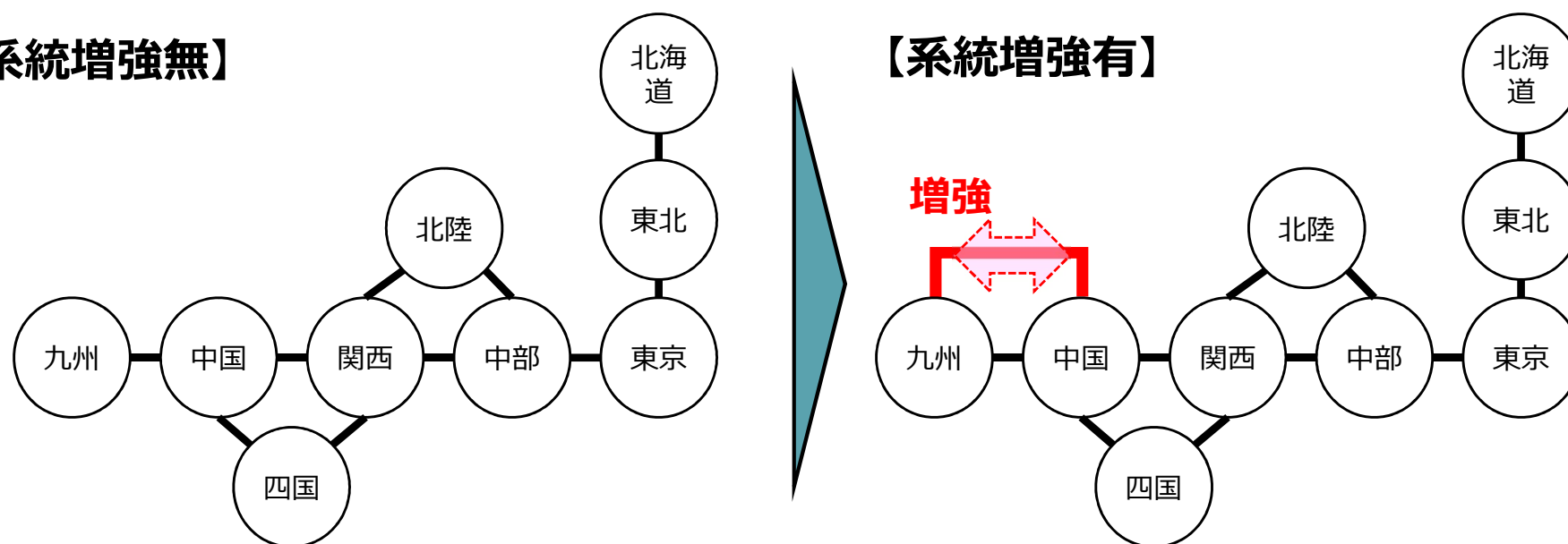
## 《今後のスケジュール》

2025年	8月	受益者及び費用負担割合等の案の提示（本日）
	8月	費用負担候補者に対する費用負担割合等の案の通知
	8月～9月	費用負担候補者からの費用負担意思の回答
	9月	本委員会への広域系統整備計画案の提示
	10月	広域系統整備計画の策定

(参考)

- 燃料費・CO2対策コスト低減の便益は、系統増強有無の全国メリットオーダーシミュレーションを行い、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）の差分により算定。
- 中国九州間連系設備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。
- 基本要件時点より便益が増加した要因として、「燃料費・CO2対策コストの増加」「石炭とLNG（MACC、ACC）の燃料費・CO2対策コストの逆転」（P6参照）等が挙げられる。

（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）



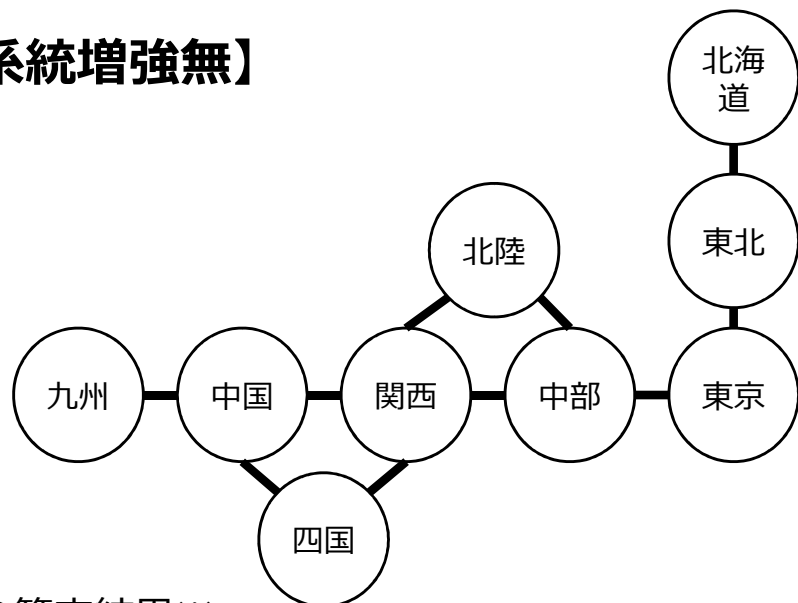
○算定結果※

	中国九州間＋100万kW		（参考）基本要件時点	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
便益〔億円〕	172～220	260～406	35～26	115～167

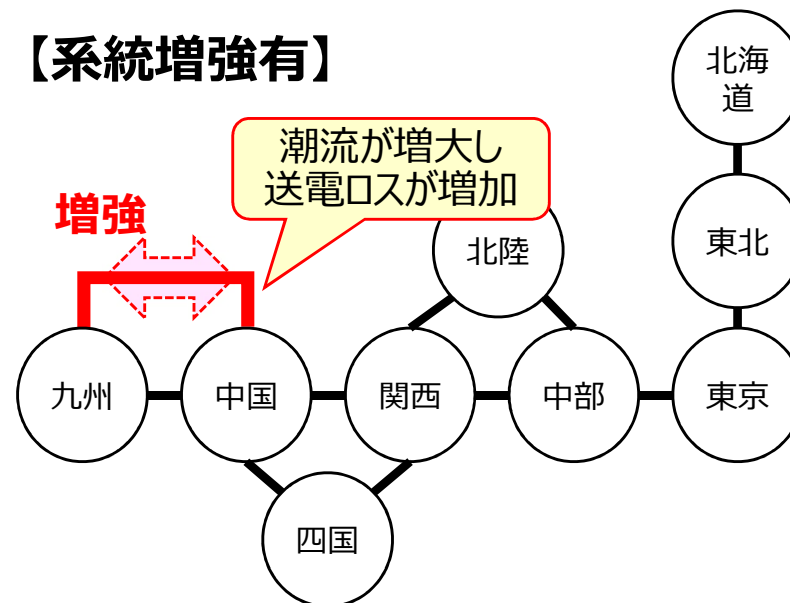
※ 1回線停止時の影響は含まない

- 送電ロスは、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。
- 系統増強有無のケース毎に、送電ロスに電源の限界費用を乗ずることで送電ロス費用を算定し、その差分により送電ロス変化による便益を算定。
- 中国九州間連系設備増強により、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。

【系統増強無】



【系統増強有】



○算定結果※

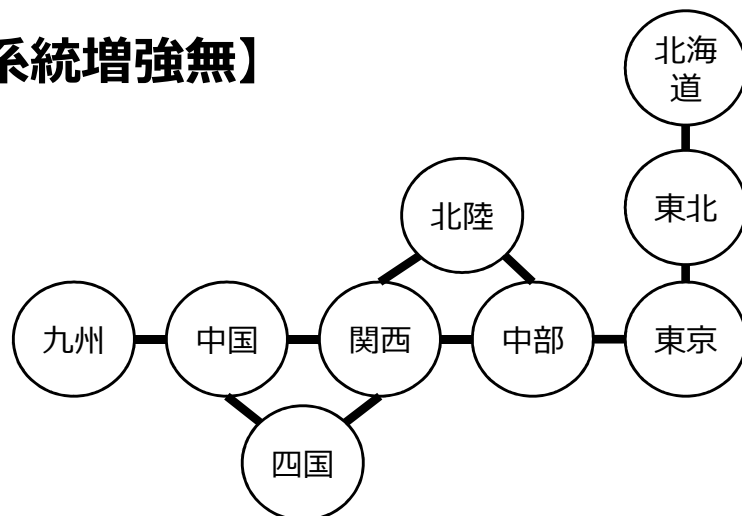
	中国九州間 + 100万kW		(参考) 基本要件時点	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
送電ロス [GWh]	+148～+207	+194～+270	+87～+73	+116～+113
便益 [億円]	▲21～▲9	▲11～▲7	▲9～▲7	▲9～▲10



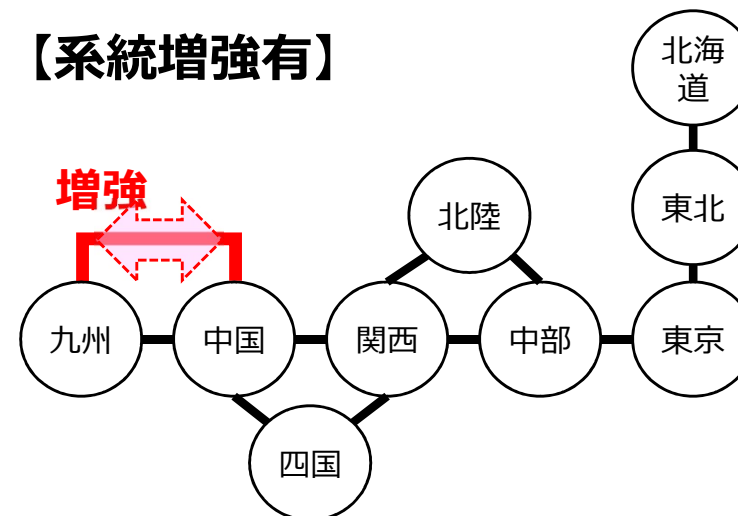
- 調達コストベースのアデカシー便益は、系統増強有無における必要供給力の差（系統増強により低減される必要供給力[kW]）に対して調達コストを乗ずることで算定。
- 中国九州間連系設備増強に伴う必要供給力の低減効果及び便益は、下表のとおり。

(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）

【系統増強無】



【系統増強有】

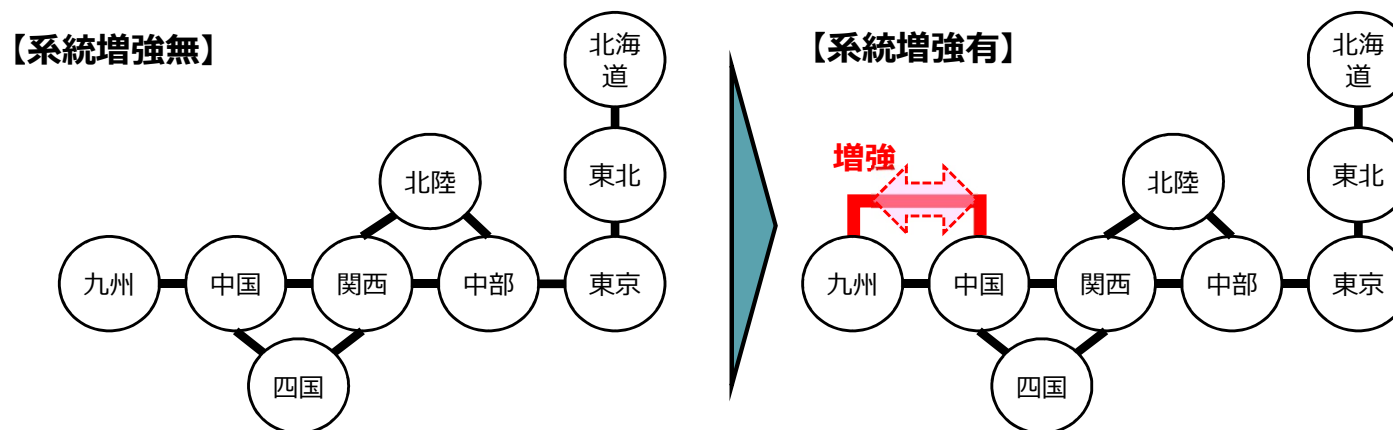


○算定結果※

	中国九州間 + 100万kW				(参考) 基本要件時点	
	供給計画ケース		目標停電量ケース			
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
全国必要供給力 (増強無→増強 <sup>有</sup> ) [万kW]	14,439 →14,403	18,308 →18,252	14,415 →14,251	18,311 →18,138	14,467 →14,386	16,673 →16,555
必要供給力 [万kW]	▲37	▲57	▲164	▲173	▲81	▲118
便益 [億円]	36	56	162	171	79	115

- 停電コストベースのアデカシー便益は、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とで算定。
- 中国九州間連系設備増強に伴う見込み不足電力量及び便益は、下表のとおり。

(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）



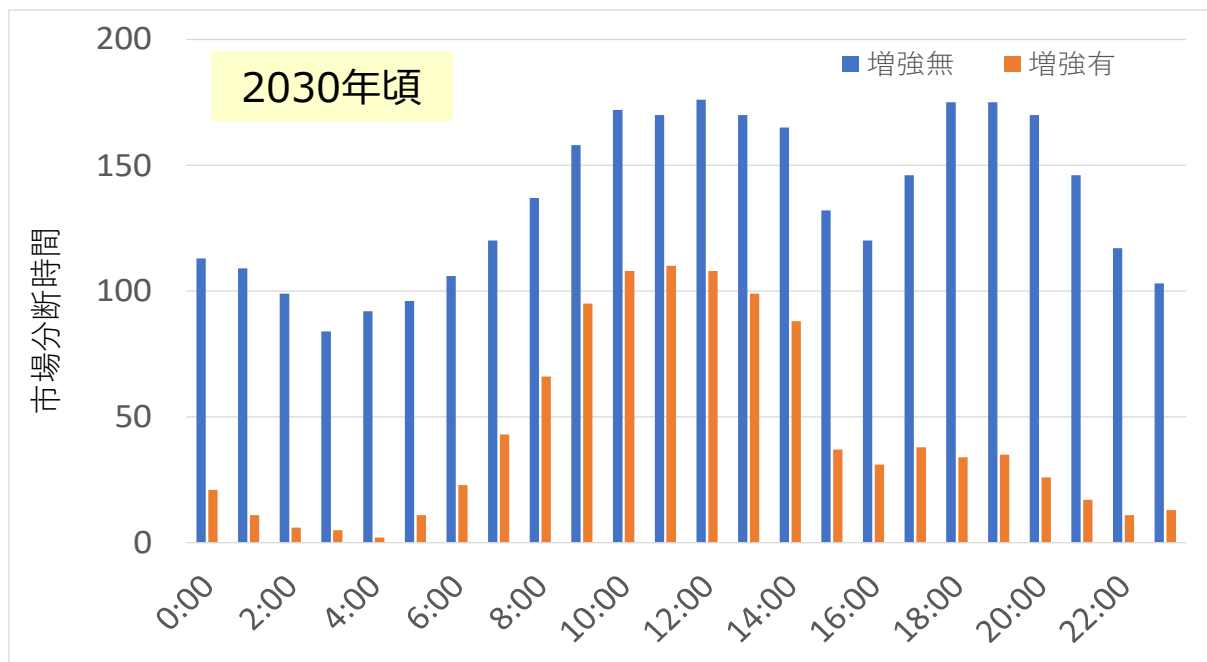
○算定結果※

	中国九州間 + 100万kW				(参考) 基本要件時点	
	供給計画ケース		目標停電量ケース			
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
見込み不足電力量 (増強無→増強有) [MWh]	19,385 →4,422	26,052 →8,126	1,475 →957	1,901 →1,406	7,096 →5,600	9,090 →6,918
EUE(増強無→増強有) [kWh/kW・年]	0.118 →0.027	0.123 →0.038	0.009 →0.006	0.009 →0.007	0.044 →0.035	0.044 →0.033
停電量 [MWh]	▲14,963	▲17,926	▲517	▲496	▲1,497	▲2,173
便益 [億円]	456～881	547～1,056	16～30	15～29	46～88	66～128

※ 1回線停止時の影響は含まない

- スポット市場の2024年度実績では、年間の約24%の時間帯で九州エリアと中国エリア間で市場分断が発生しており、シミュレーションによる試算では、2030年頃には年間の約37%の時間帯まで拡大する見通し。
- こうした状況に対して、中国九州間連系設備を1GW増強することで、市場分断が発生する時間帯は1/3程度まで減少する結果となり、より安価な電力の活用が期待される。

## 九州エリアと中国エリアのエリアプライスの値差発生状況



		増強無	増強有
2030年頃	市場分断発生 [時間]	3,251	1,038 (▲2,213)
	年間発生割合 [%]	37.1%	11.8% (▲25.3)
2050年	市場分断発生 [時間]	3,449	1,372 (▲2,077)
	年間発生割合 [%]	39.4%	15.7% (▲23.7)

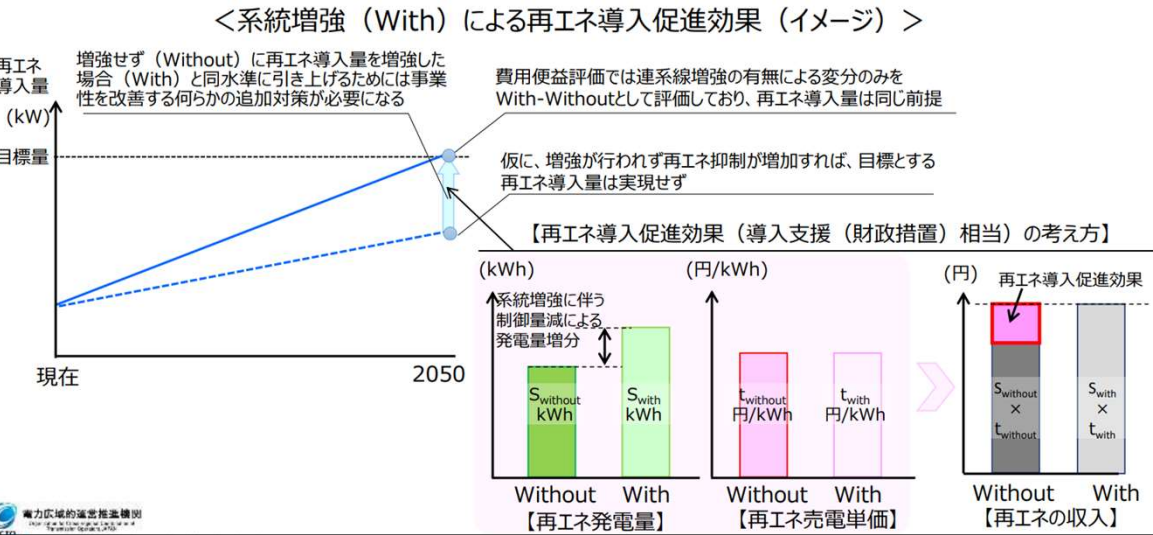
※シミュレーションにおいて、中国九州間連系線の両端の地点別限界価格LMPに価格差が発生している時間を市場分断と仮定。

- 現状の費用便益評価におけるシミュレーションでは、連系線増強（With）により再エネ出力制御量が緩和し、再エネ導入が促進する効果は考慮しておらず、政策目標から再エネ導入量（kW）を、連系線増強有（With）と無（Without）で同量の前提としている。
- この前提の実現には、何らか追加の導入支援（財政措置）により、Withoutにおける再エネの事業性をWithと同等にする必要があると考え、この導入支援を再エネ導入促進効果とする。
- 再エネ売電単価をシミュレーションによる地点別限界価格と仮定し、再エネ導入促進効果を算定した結果、連系線増強による効果を確認できた。

第89回広域系統整備委員会  
(25/5/30) 資料1

(6) 再エネ導入促進効果（1/2）

- 現状の費用便益評価におけるシミュレーションでは、連系線増強による再エネ出力制御量の緩和に伴う再エネ導入促進の効果は考慮しておらず、2050年カーボンニュートラルという政策目標からWithとWithoutの再エネ導入量を同量としている。
- このため、連系線増強の再エネ導入促進効果は、同量の導入量において、Withoutの事業性をWithと同水準に改善するための導入支援（財政措置）相当として表せるのではないかな。



＜再エネ導入促進効果（太陽光・風力）※＞

[億円]

	燃料費低下ケース		燃料費高騰ケース	
	2030年頃	2050年	2030年頃	2050年
再エネ導入促進効果 (②-①)	365	211	538	213
①再エネ収入 Without	23,755	38,221	33,372	53,930
②再エネ収入 With	24,120	38,432	33,909	54,143

※シミュレーションで計算された地点別限界価格LMPを再エネ売電単価と仮定し、LMPと再エネ発電量を乗じて再エネ収入を算定

- 稀頻度大規模災害により、中国九州間連系設備の容量と同等の100万kWの供給力不足が生じ、100万kWの計画停電が4時間必要になったと仮定して、その損害額を停電単価により試算すると、1,220～2,356億円程度となる。

100万kWの規模の停電が発生した場合の損害額の試算結果※

$$3,050 \sim 5,890 \text{円/kWh} \times 100 \text{万kW} \times 4 \text{h} \times 10 \text{日} = 1,220 \sim 2,356 \text{億円}$$

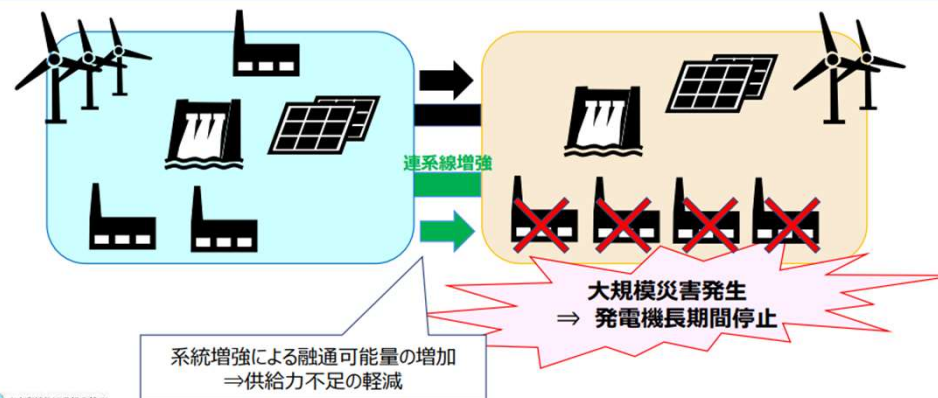
- 稀頻度大規模災害時において、連系線を増強したことによる効果が発揮されるかは、健全な電源の立地や需要の配置にも左右されるが、中国九州間連系設備を100万kW増強し、エリア間で融通可能な電力を増加させることにより、供給力不足や上記損害額の軽減が期待される。

※ 停電単価はアデカシー便益の停電単価（3,050～5,890円/kWh）とし、発災直後の計画停電は、東日本大震災の事例から2週間（平日10日）程度と仮定。なお、1日あたりの計画停電時間は、東京中部間連系設備増強時の検討を参考に、計画停電が4時間必要になったと仮定。

## (7)安定性向上（稀頻度災害におけるアデカシーの向上）

18

- 稀頻度災害時の系統増強による効果として、新々北本増強の検討においてお示したセキュリティの観点からだけでなく、例えば、大規模災害発生後、複数の発電所が数週間～数か月の停止を余儀なくされるようなケースにおいて、融通可能な電源が他地域に存在する場合に地域を越えた融通可能量を増加できることで供給力不足を軽減するような、**電力供給のアデカシーの観点からの効果も期待**できる。
- このような場合では、供給力不足の軽減量（kWh）などを概算することで、効果を定量的に示すこともできるのではないか。



第89回広域系統整備委員会  
(25/5/30) 資料1



- 系統整備（With）によって再エネの発電電力量が増加し、相対的に全燃種に占める火力割合が減り、燃料費等の変動影響を受けにくくなり、波及的な効果として、不確実性の低減に伴う投資活動や消費活動の活発化（社会便益の増加）等の効果が想定される。
- これらの効果を貨幣価値化することは困難だが、下図の算定方法により定量評価した結果、総燃料費等の変動幅が中国九州間連系設備増強により縮小したことから、上述の効果が期待される。

燃料費等の単価の高低と系統整備の有無における燃料費の算定方法				総燃料費等の変動幅 (億円)	
	燃料費等の単価 高騰ケース (円/kWh)	燃料費等の単価 低下ケース (円/kWh)	燃料費等の 変動幅	2030年頃	2050年
系統増強無の 火力発電電力量 (kWh) 【Without】 A	$A \times C$	$A \times D$	$A \times (C - D)$	16,931	26,708
系統増強有の 火力発電電力量 (kWh) 【With】 B	$B \times C$	$B \times D$	$B \times (C - D)$	16,876 (▲55)	26,577 (▲131)

- 2030年頃の九州エリアの再エネ（太陽光・風力）の出力制御は約45億kWh、12.4%との試算結果に対して、中国九州間連系設備増強により、出力制御量約9億kWhの低減、出力制御量に対する低減率としては約20%が期待される。

### <九州エリア>

		2030年頃	2050年
a.再エネの発電可能量※ (太陽光・風力)		358.8億kWh	916.9億kWh
増強無	b.再エネ出力制御量	44.7億kWh	285.9億kWh
	c.再エネ出力制御率	12.4%	31.2%
増強有	d.再エネ出力制御量	36.1億kWh	262.0億kWh
	e.再エネ出力制御率	10.1%	28.6%
増強効果 (増強有無の差分)	f.再エネ出力制御量の低減効果 (d-b)	▲8.6億kWh	▲23.9億kWh
	g.再エネ出力制御率の低減効果 (e-c)	▲2.4ポイント	▲2.6ポイント
	再エネ出力制御量に対する低減率 (f/b)	▲19.2%	▲8.4%

※太陽光・陸上風力の発電可能量は発電実績を参照し、設定（年間利用率は太陽光14%、陸上風力16%）。  
また、洋上風力はNASAの気象データ（MEERA2）に基づく風力サイトの出力シミュレーション(Renewables.ninja) から発電可能量を設定（年間利用率は30%）。



- 発電コスト検証ワーキンググループ等のデータを参考に、シミュレーション結果から得られる各燃種の発電電力量からCO2排出量を算出※。

		石炭 (CCS)	MACC (CCS) 1500℃級	ACC (CCS) 1350℃級	CC (CCS) 1100℃級	CT (CCS) コンベンショナル	石油
熱効率		40%	53%	46%	39%	34%	48%
所内率		9.3%	5.9%	5.9%	5.9%	4.8%	4.8%
炭素排出係数 (g-C/MJ)		24.3	13.9	13.9	13.9	20.1	20.1
送電端電力1kWhあたりのCO2排出量(kg)		0.89	0.37	0.43	0.51	0.83	0.58
発電電力 削減量 (億kWh)	2030年頃	0.5	7.7	3.0	0.0	0.6	0.0
	2050年	7.3	3.5	▲0.4	4.1	1.4	0.9

$$\text{送電端電力1kWhあたりのCO2[kg]} = \{ (3.6 \times \text{炭素排出係数}) / ((1 - \text{所内率}) \times \text{熱効率} \times 1000) \} \times (44/12)$$

※ シミュレーションで計算した各燃種の発電電力量に送電端電力1kWhあたりのCO2排出量を掛け合わせて算出

# (参考) 系統増強による中国九州間の潮流変化について

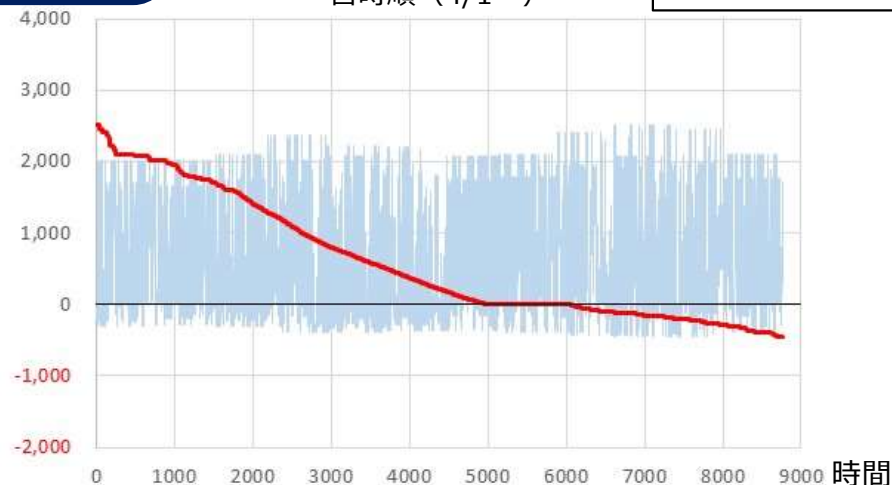
40

(九州→本州向きを正)

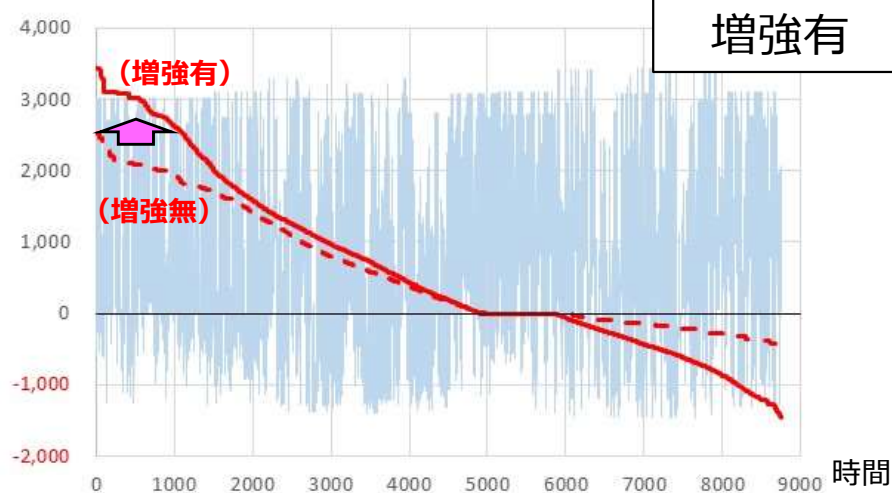
2030年頃

— 降順  
— 日時順 (4/1~)

増強無



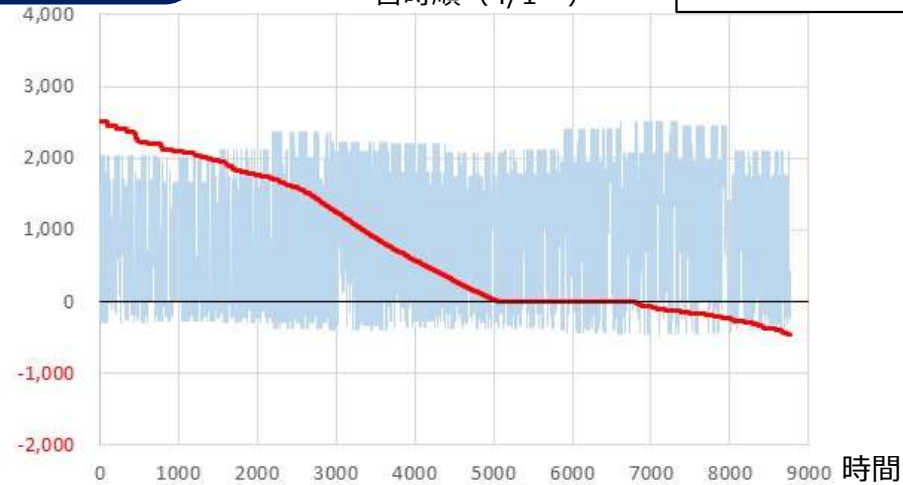
増強有



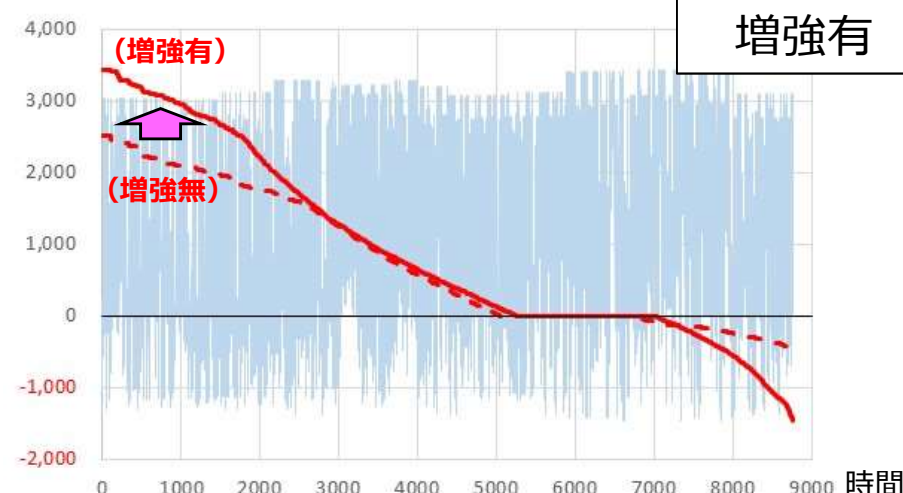
2050年

— 降順  
— 日時順 (4/1~)

増強無



増強有



通過電力量 (年間利用率※)

2030年頃

2050年

増強無

62.4億kWh (50.9%)

74.1億kWh (60.4%)

増強有

89.4億kWh (43.3%)

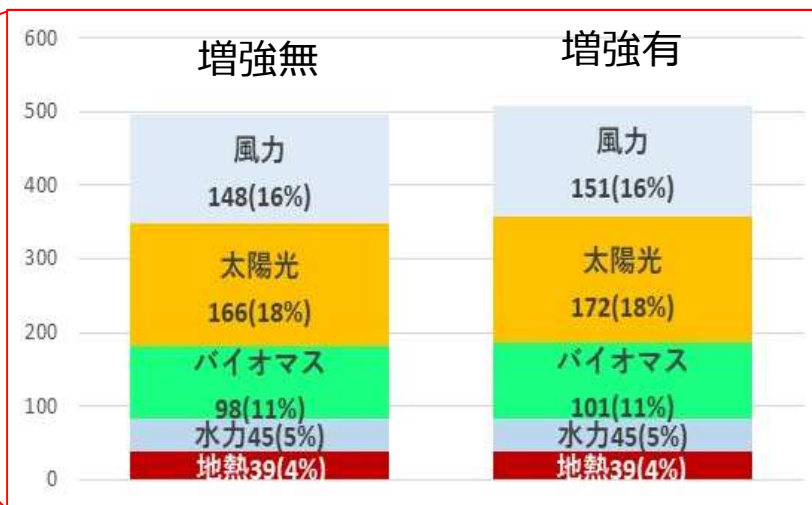
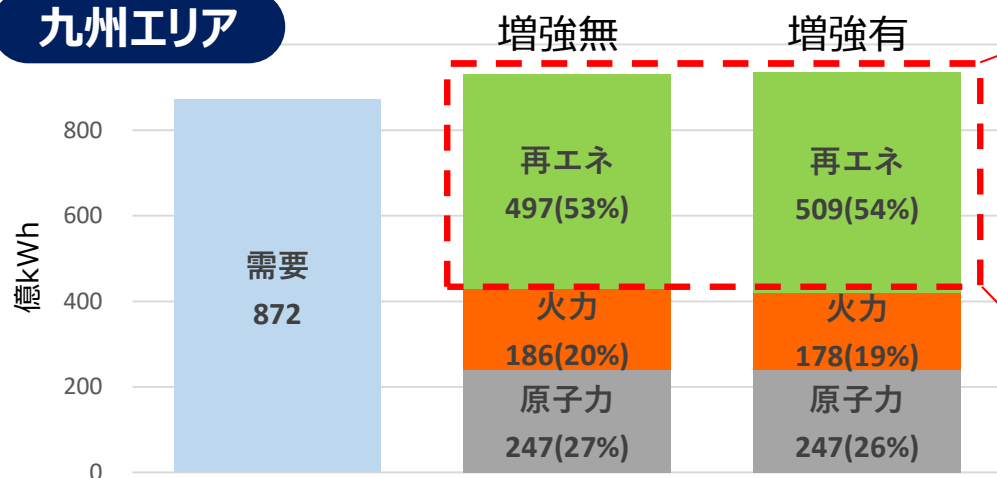
98.5億kWh (45.8%)

※運用容量を基準に算出。既設関門連系線の運用容量は月毎・昼夜毎に設定 (九州→本州:1,510~2,520MW、九州←本州:60~460MW)。

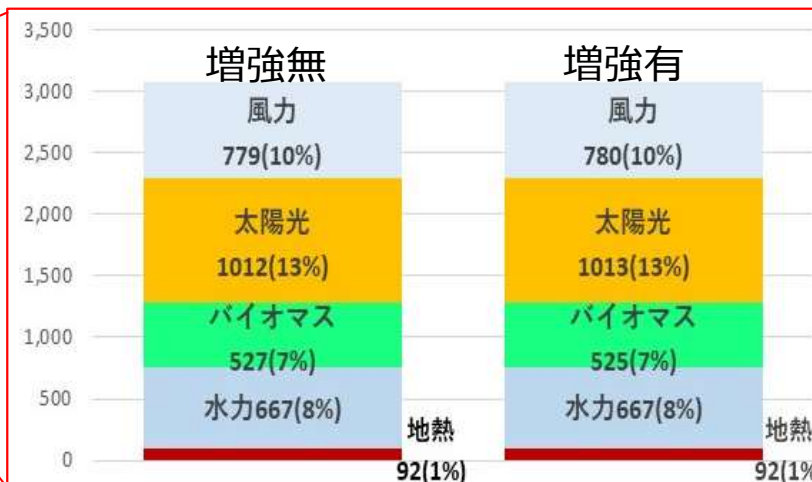
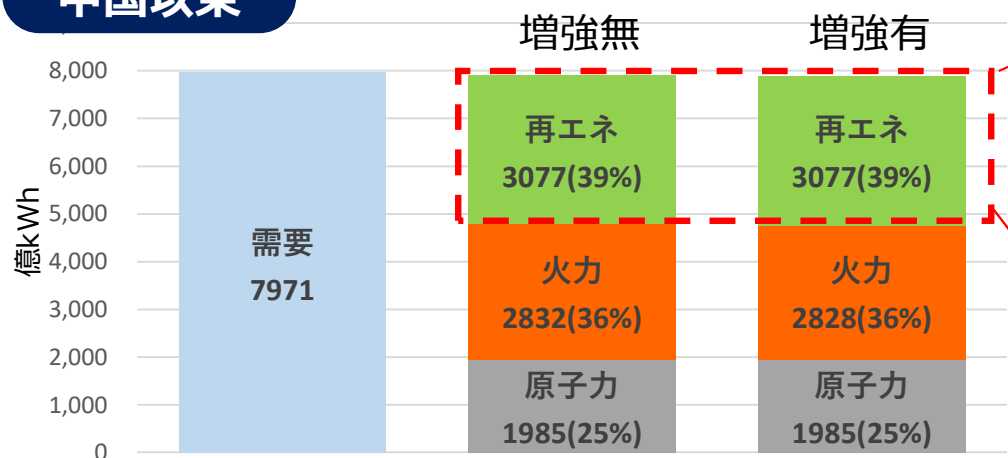
# (参考) 燃種別発電量 (2030年頃)

41

## 九州エリア



## 中国以東



### ● 増強による燃種別発電量の変化 [億kWh]

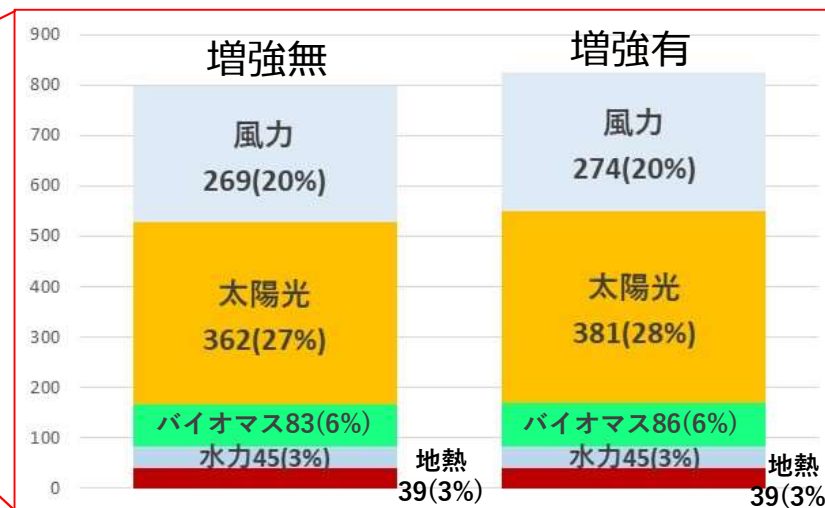
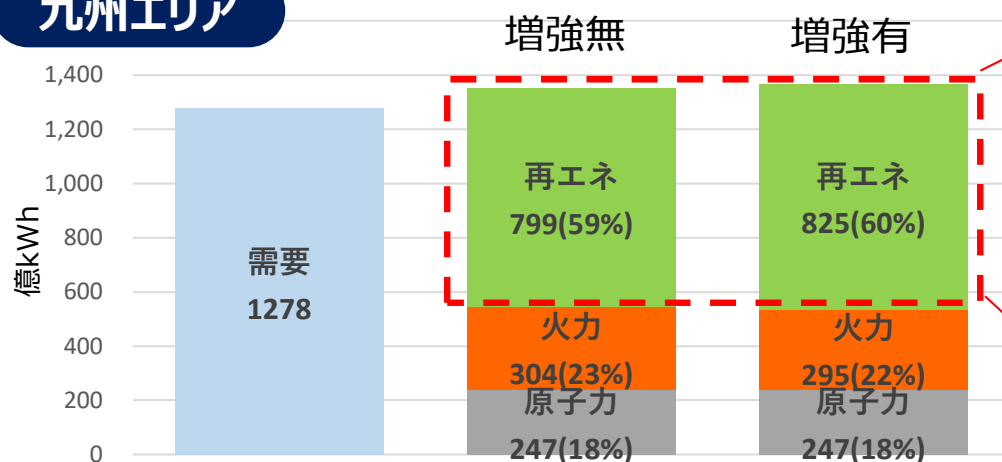
※水素・アンモニア、自家発

	原子力	LNG (MACC・ACC)	石炭	LNG (CC・JNパ ンショナル)・石油	太陽光	風力	バイオマス	水力・地熱	その他※
九州エリア	0.0	0.4	▲ 7.7	▲ 0.6	5.7	2.9	3.5	0.0	0.0
中国以東	0.0	▲ 11.1	7.2	0.0	1.6	0.4	▲ 1.5	0.0	0.0

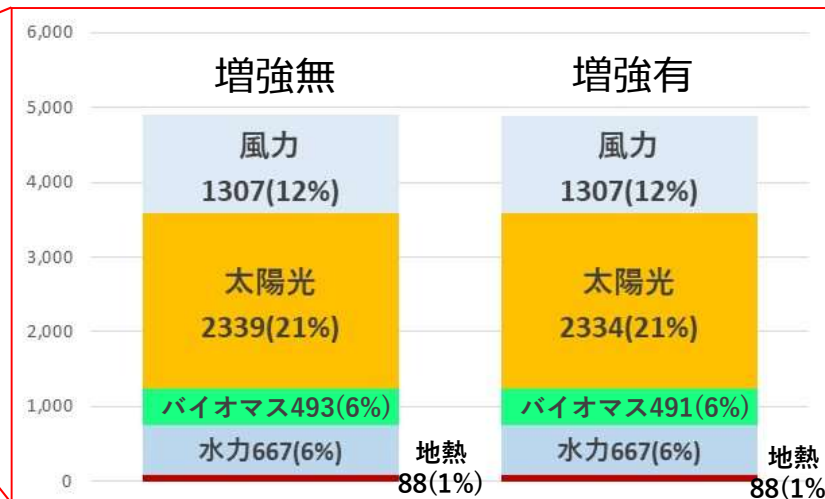
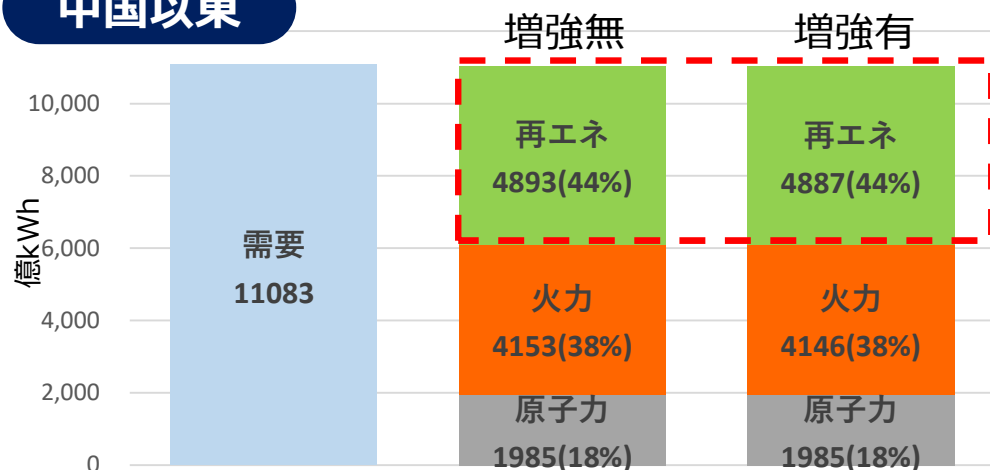
# (参考) 燃種別発電量 (2050年)

42

## 九州エリア



## 中国以東



### ● 増強による燃種別発電量の変化 [億kWh]

※水素・アンモニア、自家発

	原子力	LNG (MACC・ACC)	石炭	LNG (CC・JNH・シヨナル)・石油	太陽光	風力	バイオマス	水力・地熱	その他※
九州エリア	0.0	3.4	▲ 5.9	▲ 6.4	19.0	4.9	2.5	0.0	0.1
中国以東	0.0	▲ 6.5	▲ 1.4	0.1	▲ 4.5	▲ 0.1	▲ 1.4	0.0	0.1