

○機微情報にマスキング処理を施して掲載

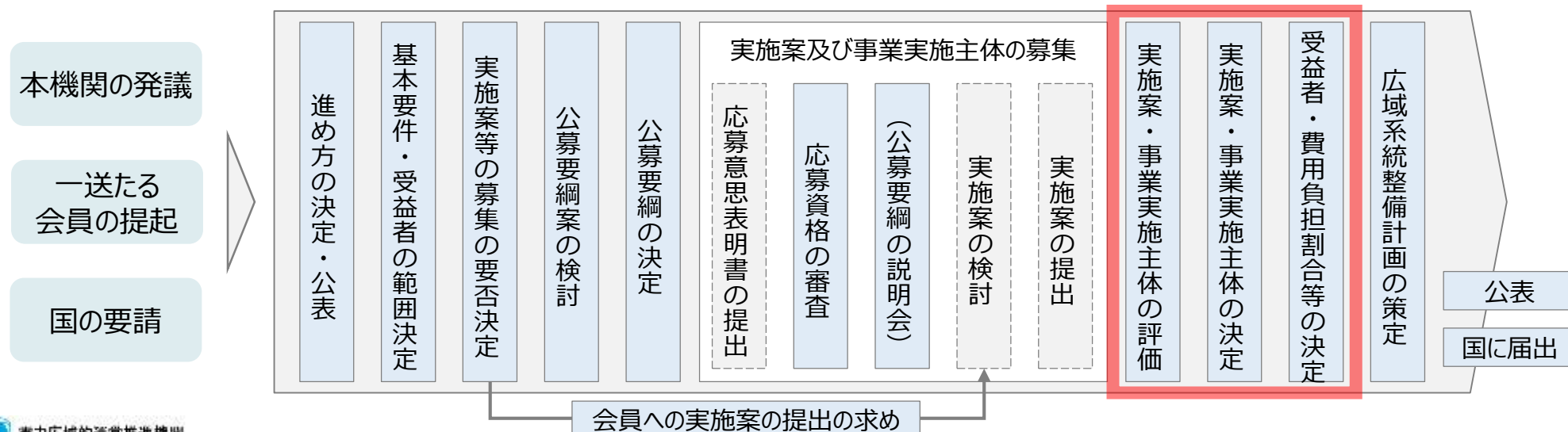
実施案及び事業実施主体の評価等について (中国九州間連系設備)

2025年 6 月25日

広域系統整備委員会事務局

- 中国九州間連系設備の増強について、中国電力ネットワーク株式会社（以下、「中国NW」という。）・九州電力送配電株式会社（以下、「九州送配」という。）・電源開発送変電ネットワーク株式会社（以下、「電発NW」という。）（以下、「3者」という。）より提出された実施案に対し、計画評価及び検証小委員会（第2回：2025年3月26日、及び第3回：5月29日）（以下、「検証小委」という。）において、設備形成や工事費等、業務規程第58条に定める確認事項（次項）（1）～（3）について、技術的な評価・確認をした。
- 今回、これらの検証小委での評価等の結果を踏まえた増強による効果等、同 確認事項（4）～（6）について、ご議論いただきたい。そのうえで、総合的な評価を踏まえ、実施案及び事業実施主体を決定する。
- また、あわせて、費用便益評価の前提条件、及び費用負担の考え方について、ご確認いただきたい。

《計画策定プロセスについて》



- なお、議論・確認にあたっては、中国九州間の増強の方向性について、第70回電力・ガス基本政策小委員会（2024/2/27）等における議論の中で、増強の効果・必要性等、対外的な説明性を高めることが求められていることに留意。

実施案及び事業実施主体の決定にあたっての確認事項（業務規程第58条に定める事項）

	確認事項	概要
(1)	公募要綱等への適合性	増強容量、増強の完了時期、送配電等業務指針に定める電力系統性能基準の充足性、法令又は政省令への適合性等資料1-2
(2)	経済性	工事費、流通設備の維持・運用費用、送電損失等資料1-2
(3)	系統の安定性	電力系統の運用に関する柔軟性、事故発生時のリスク等資料1-2
(4)	対策の効果	安定供給、電力取引の活性化、再エネ電源の導入拡大等への寄与
(5)	事業実現性	流通設備の建設（用地取得を含む。）に関する経験、用地取得のリスク、工事の難易度等
(6)	事業継続性	財務的健全性、流通設備の維持・運用に関する経験、保守・運用の体制等
(7)	その他実施案の妥当性を評価するに当たって必要な事項	

第70回 電力ガス基本政策小委員会 (2024/2/27) 資料11

関門連系線増強の必要性

- 関門連系線の増強は、九州エリアの再エネを本州の大消費地へ送電することを可能とし、再エネ大量導入や電力のレジリエンス強化を実現するもの。
- 特に、2018年以降、九州エリアでは再エネの出力制御が増加傾向であり、需要面・供給面での対策に加えて、系統面での対策も早期に進めることが必要。また、今後、関門連系線の電線張替工事とそれに伴う長期1回線停止が想定されているが、増強を行うことによって残回線N-1事故での影響を緩和できる等、レジリエンス強化につながる。
- このため、関門連系線の増強については、2023年末に取りまとめた「出力制御対策パッケージ」における対策の一つとしても位置付けたところ。
- このように、今般の関門連系線の整備は、広域的取引上、特に重要なものであり、現時点での費用便益の評価には反映しきれない将来の再エネ電源の活用も期待される。
- したがって、関門連系線の整備については、引き続き、工事費等を精査しつつ、将来的な再エネ導入拡大の見込みや、電力のレジリエンス強化の観点のほか、社会的ニーズを加味し、可能な限り早期に増強をし、西日本における再エネを含めた電気の広域的な運用につなげていくこととしたい。



1. 実施案の概要について

資料1-2の概要

- (1) 設備形成について
- (2) 運用容量について
- (3) 工事費について
- (4) 工期について

2. 実施案等の評価

- (1) 対策の効果
- (2) 事業実現性
- (3) 事業継続性

3. 費用負担の考え方について

4. 今後の進め方について

1. 実施案の概要について

資料1-2の概要

- (1) 設備形成について
- (2) 運用容量について
- (3) 工事費について
- (4) 工期について

2. 実施案等の評価

- (1) 対策の効果
- (2) 事業実現性
- (3) 事業継続性

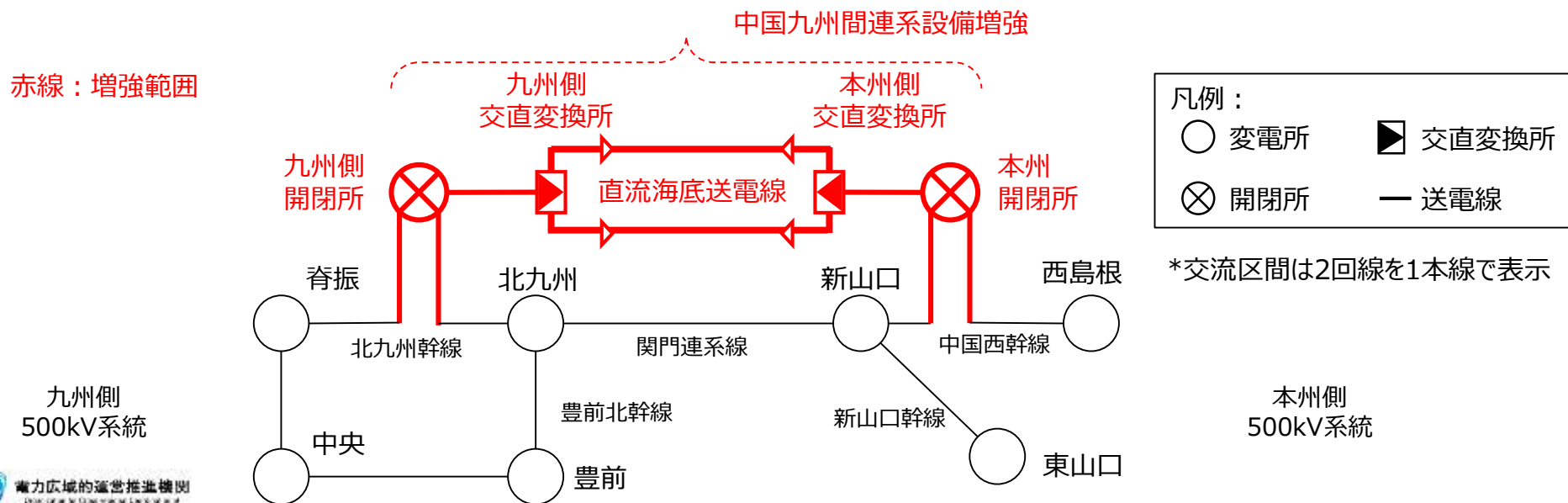
3. 費用負担の考え方について

4. 今後の進め方について

(1) 設備形成について

- 中国九州間連系設備の増強について、100万kW程度の運用容量拡大、及び将来拡張性（200万kWへの拡張性）の考慮等を基本要件に定めている。
- 3者から提出された実施案に対して、これら基本要件との整合、用地確保の観点から交直変換所と開閉所を分けた構成とする必要性、及び将来拡張性等を確認している。
- そのうえで、より合理的になると考えられた以下を追加検討のうえで、実施案へ反映としている。
 - ・ ケーブルルート短縮：国や自治体と連携のうえで、響灘沖で開発が見込まれる洋上風力との協調をより考慮。
 - ・ 九州側開閉所の用地造成範囲：STATCOM用地は将来拡張時に造成する段階的造成への見直し。

対策工事概要



(2) 運用容量について

- 電力系統性能基準の充足性を確認した結果、提出された実施案は、基本要件の必要な増強容量（本州向き・九州向きともに+100万kW程度）を確保していること、及び増強後の地内系統における運用制約は概ねない*ことを確認した。*中国エリアの一部の送電線で夏季に運用容量上限に達すると想定されるが、制約は限定的。
- 増強後の中国九州間の運用容量については、関門連系線ルート断時の周波数維持制約、または関門連系線N-1事故時の同期安定性制約が決定要因となる。
- なお、同期安定性制約については、需要や電源の稼働状況により影響を受けることから、増強後の運用容量が+100万kW程度を下回る断面もありうることに留意。

● 運用容量（例．平日昼間） [単位：万kW]

【増強前】

第4回運用容量検討会（2025/2/12）

資料1-2より作成*

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
本州向き	203(④)	201(④)	211(④)	237(④)	222(④)	前234(④) 後220(④)	208(④)	前211(④) 後224(④)	241(④)	252(④)	245(④)	前222(④) 後210(④)
九州向き	18(④)	15(④)	13(④)	27(④)	27(④)	前24(④) 後21(④)	16(④)	前16(④) 後17(④)	19(④)	22(④)	22(④)	前20(④) 後17(④)

【増強後】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
本州向き	303(④) +100	301(④) +100	311(④) +100	328(②) +91	322(④) +100	前328(②) +94 後320(④) +100	308(④) +100	前311(④) +100 後324(④) +100	341(④) +100	343(②) +91	343(②) +98	前322(④) +100 後310(④) +100
九州向き	118(④) +100	115(④) +100	113(④) +100	127(④) +100	127(④) +100	前124(④) +100 後121(④) +100	116(④) +100	前116(④) +100 後117(④) +100	119(④) +100	122(④) +100	122(④) +100	前120(④) +100 後117(④) +100

() 内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)

*九州向き運用容量について、九州側の負荷制限は考慮しない値

(3) 工事費について

- 提出された実施案の工事費については、交直変換所・九州側開閉所において、本州側と九州側での計上の考え方に不一致があったことから、統一が適当と考えられた。
- そのうえで、工事費については、先行する類似工事と比較するとやや高額と考えられる部分はあるものの、物価動向や為替等の影響と考えられる。また、今後の詳細検討や調査等によって積算精度が向上していく段階にあることを考えると、広域系統整備計画策定後もコスト等検証（フェーズ2）にて確認していくこと、調達プロセス等において工事費低減に取り組むこと等を前提に、概ね適当な範囲と考えられた。
- なお、特に、交直変換器・海底ケーブルの調達プロセスにおいては、メーカー参入間口を広げることで工事費低減の可能性も考えられる。一方で、メーカーの技術力維持に資する観点での議論も必要か、との委員意見も検証小委ではあった。
- 以上を踏まえ、実施案の工事費は4,412億円（土地代等込み）となる。
- なお、詳細検討、資材調達（市況や物価影響、メーカー選定）、及び調査の結果等では、工事費が上振れする可能性もあることから、これらについても、コスト等検証（フェーズ2）に、確認していく。

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)	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%）を想定した工事費が記載されている。このうち、物価変動等を含まない額。

1. 実施案の概要

(3) 工事費について

資料1-2の概要

9

	実施案 対策工事概要	評価後の工事費* [億円] () 内 評価による低減	コスト等検証（フェーズ2）での確認事項 (特記事項)	施工分担
交直変換所	本州側交直変換所新設		・メーカー選定において、交直変換器等の直流機器とGIS等の交流機器、それぞれ最安メーカーを選定する場合の工事費低減効果。 ・メーカー算入間口を広げた交直変換器メーカー選定。	電発NW
	九州側交直変換所新設			九州送配
開閉所	本州側開閉所新設 6回線：4ブスタイ方式・交差引込		・GISの仕様影響。 ・一括発注によるスケールメリット。 ・用地造成範囲の合理化。	中国NW
	九州側開閉所新設 6回線：1ブスタイ方式			九州送配
直流送電線	525kV直流架空送電線新設（本州側）：1回線4km・14基新設		・調査・測量結果を踏まえた詳細検討、仮設備の最適化、及び調達プロセスにおける3者での資材の共同調達の検討等、工事費削減。 ・響灘沖の洋上風力の状況を鑑みながら適切なルート選定。 ・メーカー算入間口を広げたケーブルメーカー選定。	電発NW
	525kV直流海底送電線新設（九州側～本州側）：ケーブル2条 54km新設 他			九州送配
	525kV直流架空送電線新設（九州側）：1回線9km・23基新設			九州送配
交流送電線	500kV中国西幹線 本州側開閉所n引込：4回線2km・6基新設		・調査・測量結果を踏まえた詳細設計や調達プロセスにおける3者での資材の共同調達の検討等、工事費削減。	中国NW
	500kV交流送電線新設（本州側）：2回線26km・67基新設			中国NW
	500kV交流送電線新設（九州側）：2回線4km・12基新設			九州送配
	500kV北九州幹線 九州側開閉所n引込：4回線5km・14基新設			九州送配
その他	調相設備・系統安定化装置・給電システム改修			中国NW・九州送配
合 計				

*土地代等 億円除く

(4) 工期について

- 提出された実施案の工期は、交直変換所新設が工期の決定要因となり、13年6ヵ月であった。
- 他方、工期短縮の可能性について、3社に確認した結果、現時点では確実に見通せる段階にないが、用地交渉がスムーズに済み、都市計画法等の許認可申請手続きに関する国の支援等の条件が整えば、2～3年程度の工期短縮の可能性が考えられる。
- 工期については、再エネ導入の加速化の観点等から、中国九州間連系設備の早期運開が求められていることを踏まえ、広域系統整備計画策定以降において、3者で工期短縮の可能性について検討することを前提に、11年程度～13年6ヵ月程度として、可能な限り早期運開を目指すこととする。
- なお、用地取得面、自然環境面、及び資材調達面等の工程遅延リスクも存在することには留意が必要であり、リスクを最小化し、円滑に工事を進められるよう、努める必要がある。
- これらを踏まえ、工事の進捗状況について、検証小委にて定期的に確認することし、具体的な運開時期を2030年度末（着工後5年目）を目途に、それまでの進捗状況を踏まえ、具体的な運開時期を設定する。

工期短縮の可能性と遅延リスク

工期短縮の可能性・条件	工期が遅延するリスク（例）
①  ① ②変換器メーカーから土木造成設計に必要な機器荷重等に関する情報（ローディングデータ）の早期提示があること：土木調査・設計△  ③地質調査の結果、用地造成等が短縮できること：用地造成△  ④都市計画法等の許認可手続きに関する国の支援が有効に機能すること：建築工事着工  前倒し ⑤切土・盛土によるバルブホール建屋建築エリアの先行造成が可能なこと：建築工事着工  前倒し ⑥既設電気所・送電線を活用した本州側交直変換所への所内電力供給が可能なこと：交直変換器据付開始  前倒し ⑦変換器据付期間の短縮ができること：△ 	・地元合意形成、及び用地交渉等の難航 ・公図が作成されていない地域での用地測量（境界確定作業）の遅延 ・保安林解除・農地転用手続きなど関係行政との協議の長期化 ・地質調査や今後の詳細設計等による送電線ルート変更 ・猛禽類等稀少動植物調査、保護のための対策による着工の遅れや工事時期の制約 ・埋蔵文化財調査・対策による着手遅れ ・変換器・ケーブルメーカーの工場生産ラインの稼働状況等による資材調達期間の遅れ ・既設500kV送電線の作業停止制約 ・自然災害発生等による追加対策 ・工事件名輻輳（大規模需要・発電所申込）による施工力不足

1. 実施案の概要 (4) 工期について
提出された実施案の主な工程

		'25年	'26年	'27年	'28年	'29年	'30年	'31年	'32年	'33年	'34年	'35年	'36年	'37年	'38年	'39年	施工 分担	
			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	10年目	11年目	12年目	13年目	14年目		
交直変換所	本州側	2～3年程度 短縮の可能性															▼運開*	
	九州側																	電発 NW
開閉所	本州側																	九州 送配
	九州側																	中国 NW
直流海底 送電線																		九州 送配
交流送電線 (本州側)																		中国 NW

* 工期短縮には複数の条件が整う必要があること、用地取得面等において工程遅延リスクがあることから、具体的な運開時期は2030年度末（目途）までの進捗状況を踏まえ設定。

1. 実施案の概要について

- (1) 設備形成について
- (2) 運用容量について
- (3) 工事費について
- (4) 工期について

2. 実施案等の評価

- (1) 対策の効果
- (2) 事業実現性
- (3) 事業継続性

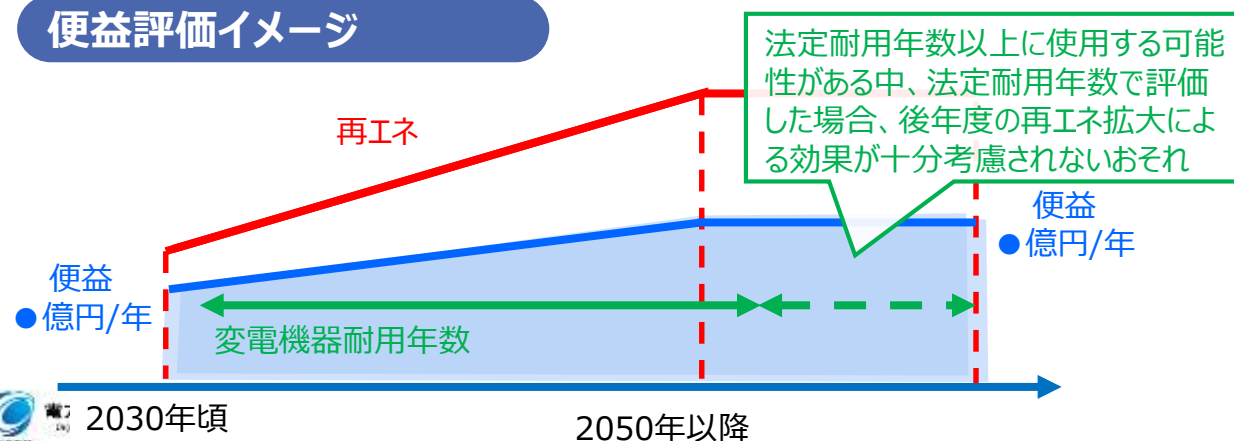
3. 費用負担の考え方について

4. 今後の進め方について

2. 実施案等の評価（1）対策の効果 費用便益評価の前提条件

- 合理的な設備形成の検討にあたっては、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ている。
- また、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。
- 中国九州間の具体的な評価期間について、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。このため、主要工事の法定耐用年数（中国九州間は22年）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年間でも評価することとしている（第75回 広域系統整備委員会2024/2/26）。

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

- 系統増強と運用に係る費用（C）について、評価後の実施案の工事費4,412億円に加え、広域系統整備計画策定以降の増加が想定されることを踏まえ、3者から実施案にて提出された不測の事態による増分*を見込んだ4,853億円についても、参考として確認する。

* 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%）を想定した工事費が記載されている。費用便益評価においては、このうち、不測の事態による増分のみを考慮。物価変動については、費用と便益の評価時点の考え方を合わせ、費用便益評価上は考慮しない。

2. 実施案等の評価（１）対策の効果 費用便益評価の前提条件

- 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	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 バイオマス等		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

- 燃料費削減効果については、第87・89回広域系統整備委員会での議論のとおり、現状の燃料価格水準^{*1}を基準として、燃料価格が低下したケース^{*2}、高騰したケース^{*3}を設定し、その幅の中で増強規模を選定する。

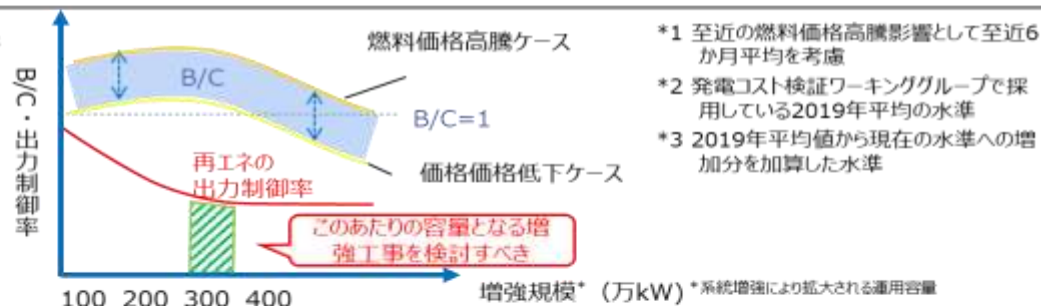
燃料費・CO2対策コストの考え方

（参考）燃料費・CO₂対策コストの考え方

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）を基に一部加筆・燃料費等更新

- 燃料費については、世界情勢等の変化により大きく変動することから、単一の燃料単価をそのまま使用すると、シナリオが実態と乖離する可能性がある。長期展望における費用便益評価においては、各シナリオにおいて幅を持たせることによって、将来の系統増強の可能性について、適切に評価を行う。
- 具体的な幅の範囲は、現状の燃料価格水準^{*1}を基準として、燃料価格が低下したケース^{*2}、高騰したケース^{*3}を設定し、その幅の中で増強規模を選定する。
- なお、CO₂対策コストについても変動する可能性はあるものの、今回の検討においては燃料費の幅を見る中でその変動の影響について確認する

費用便益評価のイメージ



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 + CO ₂ 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
CO ₂ 対策コスト							
CO ₂ 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	12.5~15.7
CO ₂ 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デュースの2040年に熱効率及び所内率を入力して算出
（施設を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）を基に最近6か月（2024年度8月・1月）実質値へ補正（2023年暦年費用×1.049）

費用便益評価の前提条件 – アデカシー便益 –

- アデカシー便益について、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ている（第73回広域系統整備委員会2023/12/27）。
- アデカシー便益の算定で基準とする供給信頼度（EUE）については、中部関西間の計画策定プロセスにおいて、工事の完了の予定時期である2030年以降の停電期待量（年間EUE）が、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。
- 中国九州間のアデカシー便益の評価についても、同様に2025年度供給計画の取りまとめにおける年間EUEを用いる*。
- なお、増強完了予定時期である2030年代後半以降の年間EUEについて、非効率石炭火力の休廃止等の進展により、2025年度供給計画における目標停電量（0.009kWh/kW・年）を超過する状況が想定される（次頁参照）。一方で、広域機関としても、将来、需要動向等の変化が想定される中においても、必要な供給力確保のため、中長期的な電源確保の仕組みとして、更なる検討の継続を国へ意見しているところ。今後の制度的措置等により、将来、年間EUEが改善する可能性も想定される。
- このような状況を踏まえると、中国九州間においては、年間EUEでのアデカシー便益の評価は、過大評価になる可能性も否定できないことから、仮に、年間EUEが供給計画における目標停電量まで改善した場合を想定し、参考に確認する。

* 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。

アデカシー便益評価の基準とする供給信頼度 (EUE)

2025年供給計画の取りまとめ
(2025/3/27)

<年間EUEの算定結果>

	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

<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

※ 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

・中国九州間のアデカシー便益の評価に用いる年間EUE。

・将来、年間EUEが改善したケースを想定し、目標停電量にて参考に確認。

(参考) 中部関西計画策定プロセス
第80回広域系統整備委員会
(2024/5/31) 資料2

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	0.024	0.085	0.035	0.214	0.024	0.021	0.014	0.011	0.012	0.010
東北	0.001	0.004	0.104	0.002	0.029	0.027	0.010	0.008	0.009	0.008
東京	0.009	0.043	0.612	0.047	0.029	0.027	0.011	0.009	0.009	0.008
中部	0.001	0.017	0.022	0.010	0.006	0.006	0.003	0.005	0.006	0.006
北陸	0.009	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.003	0.004
関西	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
中国	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
四国	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
九州	0.002	0.039	0.803	0.701	0.726	0.567	0.240	0.234	0.213	0.193
9エリア計	0.005	0.024	0.303	0.093	0.085	0.068	0.029	0.028	0.027	0.025
沖縄	0.069	0.094	3.385	1.163	3.745	1.276	1.364	1.462	1.521	1.354

<容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.033	0.033	0.028	0.027	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.015
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2024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

・中部関西間のアデカシー便益評価に用いた年間EUE。

・工事の完了の予定時期2030年以降の年間EUEが目標停電量(0.015kWh/kW・年)を満たしていないため、実態に応じて評価した。

(2) 事業実現性 (3) 事業継続性

- 中国九州間の増強について、交流500kVの工事であること、交直変換器や直流海底ケーブルによる連系であることから、これら流通設備の建設に関する経験、用地取得のリスク及び工事の難易度等について、3者に十分な知見があり、問題なく対応可能と考えられる。
- また、事業継続性についても、連系線が経過するエリアにおいて既設設備を保有・維持する一般送配電事業者（中国NW・九州送配）や、直流設備・海底ケーブルの維持・運用に関する知見を有する一般送配事業者・送電事業者（九州送配・電発NW）であり、問題なく対応可能と考えられる。

1. 実施案の概要について

- (1) 設備形成について
- (2) 運用容量について
- (3) 工事費について
- (4) 工期について

2. 実施案等の評価

- (1) 対策の効果
- (2) 事業実現性
- (3) 事業継続性

3. 費用負担の考え方について

4. 今後の進め方について

(1) 全国調整スキームに基づく費用負担の考え方について

- 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}。
- このため、中国九州間連系設備の整備等に係る費用の概算額は、概算工事費を仮に約4,412億円とした場合、概算運転維持費の約5,326億円（交付金に係る事業税除く）を加えた約9,738億円となる。
- 上記を踏まえ、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、中国九州間連系設備に係る概算額の費用負担割合等について整理する。
- 今回は、告示Ⅰに該当する費用負担の方法のうち、設備更新受益・供給信頼度向上受益について確認した。

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 設備更新受益 供給信頼度向上受益 アデクシー便益
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 ^{*4,5}
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

- 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仮に約4,412億円として、概算運転維持費を算定すると約5,326億円（242.1億円/年^{*1}）（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 ^{*2}	
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 ^{*3}			耐用年数 ^{*4}
	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

■ 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。

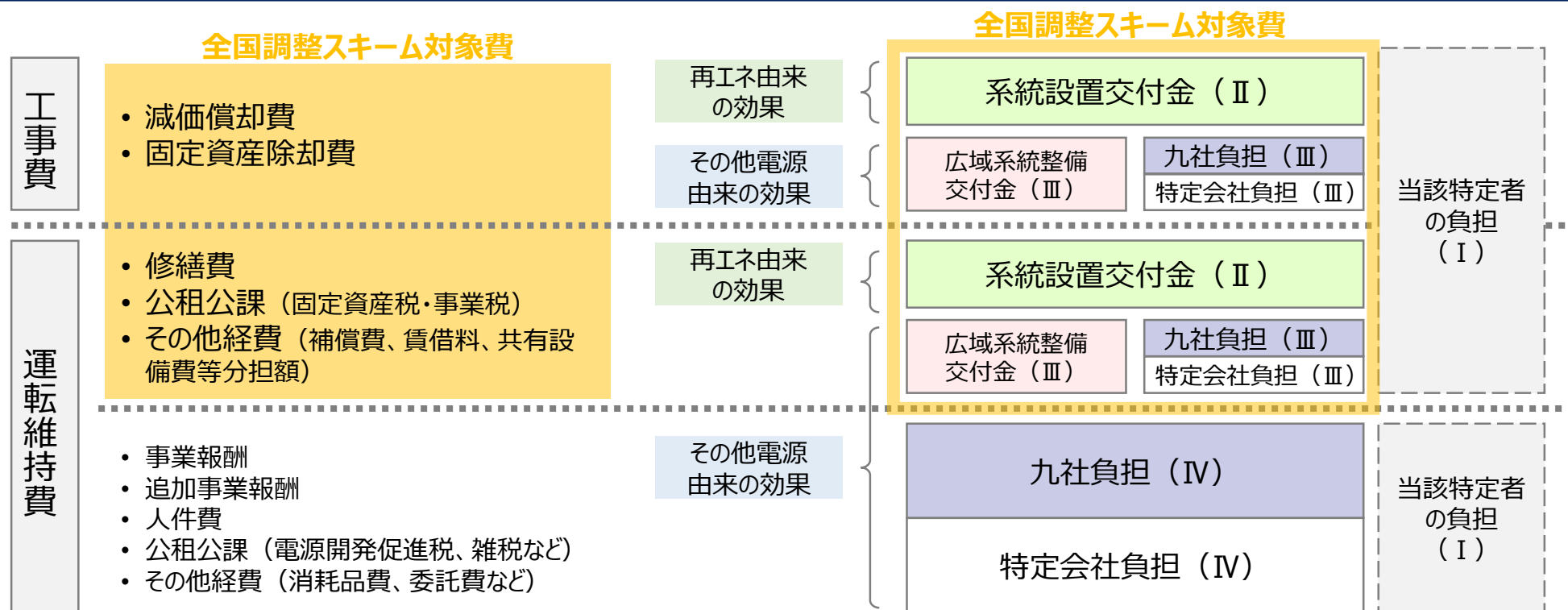
(広域系統整備計画の届出に係る費用の負担方法)

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。）

- 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、上記以外の費用は九社負担*



*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) にて整理されている。

【参考】全国調整スキームについて

第55回 再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 資料2 一部修正

- マスタープランを踏まえた設備増強は、全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断に基づき実施されるもの。
- これを踏まえ、将来の電源ポテンシャルを踏まえた**プッシュ型のマスタープランを策定**した上で、その増強費用を全国で支える仕組みとして、再エネ由来の効果分（価格低下・CO2削減）に対応した負担について、①**再エネ特措法上の賦課金方式（系統設置交付金）**や、②**JEPX値差収益の活用**により確保するスキーム（**全国調整スキーム**）の大枠を、エネルギー供給強靱化法において実現。

○社会的便益（効果：3E）



【足元の課題】

- 全国調整スキームにおける託送料金の費用負担について、現行制度では、地域間連系線で結ばれる複数エリアと沖縄を除く全国9エリアとの負担を1:1としている。これは、制度設計当時の状況を踏まえ、工事を行う事業者の費用回収を担保しつつ、増強工事実施エリアの費用負担を一定程度残すことによって、当該エリアの一般送配電事業者に対し、工事に対する効率化のインセンティブを与えるための措置であり、当該事業者コスト効率化の工夫を求めることが前提。
- 他方、足元では、地域間連系線の制約によって市場分断が生じるなど、エリアを跨ぐ課題が顕在化。また、今後、特定のエリアに再エネ電源が集中すれば、当該エリアと消費地を結ぶ地域間連系線等の整備が必要となる。
- こうした中、現行制度では市場価格の低下や再エネ大量導入等の全国に裨益する便益がある系統整備の費用について特定エリアの費用負担が大きくなり、エリア間で偏りが生まれる可能性がある。
- また、現に各地域間連系線の整備において工事費の増額等の課題が顕在化している中、地域間連系線の費用を全国大で広く負担する場合には、当該費用に対して全国的な当事者意識がより働くことになる。その結果、送配電事業者間におけるコスト低減策等の横展開もより広く行われ、コスト抑制に繋がると考えられる。

【今後の方向性】

- 上記を踏まえ、今後計画を策定する地域間連系線と地域間連系線の増強に伴って一体的に発生する増強部分※1については、再エネ導入拡大と需要家負担の公平性の確保や全国大でのコスト低減の観点から、託送料金負担の全額を全国9エリア負担としてはどうか※2。

※1 12月7日の本小委員会等において、地域間連系線に加え、地域間連系線を地内系統に接続するために必要となる地内増強（区分A）及び地域間連系線の機能や運用容量確保に欠かせない地内増強（区分B-1）が「地域間連系線の増強に伴って一体的に発生する増強」と位置付けられ、全国調整スキームを適用することとなった。これを踏まえ、今般の託送料金の費用負担比率の見直しについては、地域間連系線と一体的に増強する部分（A及びB-1）に対しても、同様に考えることが適当。

※2 今般の託送料金負担の見直しを踏まえて、その運用方法等についても必要に応じて見直しを検討することとしてはどうか。

I - 1 設備更新受益について

- 設備更新受益については、「発電等設備の設置に伴う電力システムの増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」（以下、「費用負担GL」という。）の考え方に準じ、更新される設備に残存する価値を適切に評価し、設備更新が行われた場合に特定の者が受益すると評価できる範囲を特定し、当該範囲に相当する費用については、当該特定者の負担として整理する。

＜設備更新受益（当該特定者の負担分）の算出の考え方＞

- ◆ 建設工事費分：増強等前の設備の設置に係る費用 × 使用年数 ÷ 法定耐用年数（変電：22年、架空送電36年）・・・①
 *耐用年数を超えている場合は、増強等前の設備の設置に係る費用とする。
- ◆ 除却費（除却工事費＋除却損）分：除却費 × ① ÷ 増強等後の工事費・・・②

	設備更新受益の発生する工事の概要	増強等前の設備の設置に係る費用 [億円]	除却費 [億円]	増強時点での使用年数	設備更新受益 ①＋② [億円]	負担者
本州側開閉所新設	西島根変電所、及び新山口変電所 送電線保護リレー取替			11年		中国 NW
500kV中国西幹線 本州側開閉所n引込	500kV中国西幹線 鉄塔建替			38年		
系統安定化装置取替他（本州側）	系統安定化装置（親局、子局）取替			15年		
九州側開閉所新設	脊振変電所、及び北九州変電所の送電線保護リレー他取替			22年		九州 送配
500kV北九州幹線 九州側開閉所n引込	500kV北九州幹線 鉄塔建替			22～23年		
系統安定化装置新設（九州側）	系統安定化装置（親局、子局）取替			11～18年		
合計		78.6	26.5		65.0	

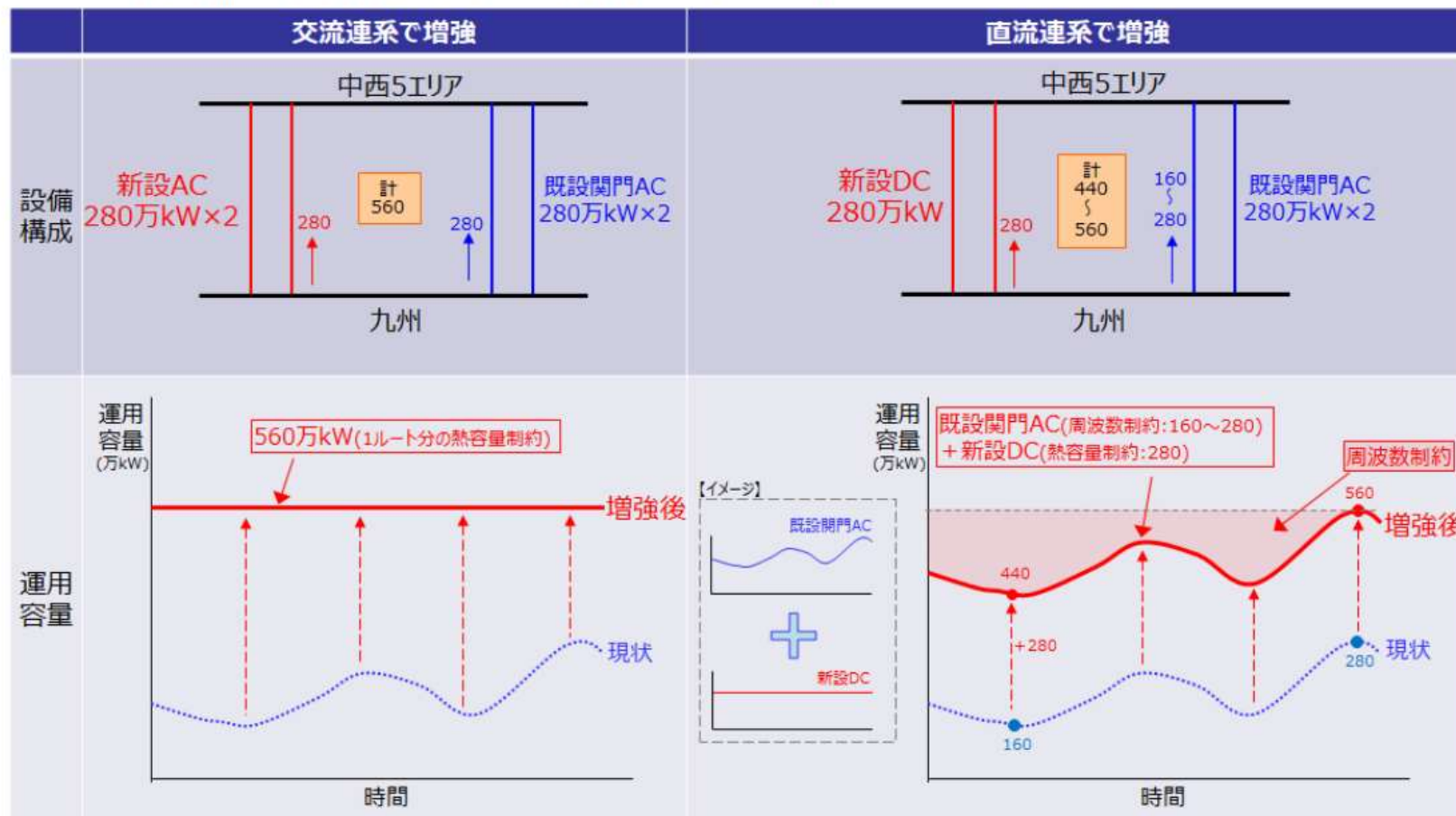
I - 2 供給信頼度等向上受益（出力抑制回避・停電回避）について

- 供給信頼度向上受益については、費用負担GLの考え方に準じ、増強等以前において送電設備の事故時に発生していた停電や大規模な発電等設備の出力抑制を回避することが可能となる場合に、特定の者が受益すると評価できる範囲を特定し、当該範囲に相当する費用については、当該特定者の負担とする。
- 中国九州間連系設備は、直流で増強するため、周波数制約による負荷遮断量を軽減できず、供給信頼度は増強前後で変わらないため、定量的な供給信頼度向上効果はないことを確認済み（第68回広域系統整備委員会2023/5/26）。
- また、中国西幹線や北九州幹線の開閉所 π 引込工事の前後において、停電等の回避効果はない（現状系統において、既設送電線事故時の停電等による対応は不要）。

1. 関門連系線の検討状況等について

中西地域における整備計画具体化に向けた作業会における確認状況
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



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)

1. 実施案の概要について
 - (1) 設備形成について
 - (2) 運用容量について
 - (3) 工事費について
 - (4) 工期について
2. 実施案等の評価
 - (1) 対策の効果
 - (2) 事業実現性
 - (3) 事業継続性
3. 費用負担の考え方について
4. 今後の進め方について

(1) スケジュール

- 今回、実施案及び事業実施主体、費用便益評価の前提条件、及び費用負担の考え方（I：設備更新受益・供給信頼度向上受益）について、確認いただいた。
- 次回以降の本委員会にて、費用便益評価の結果・受益者及び費用負担割合等の案について、お示しすることとしたい。

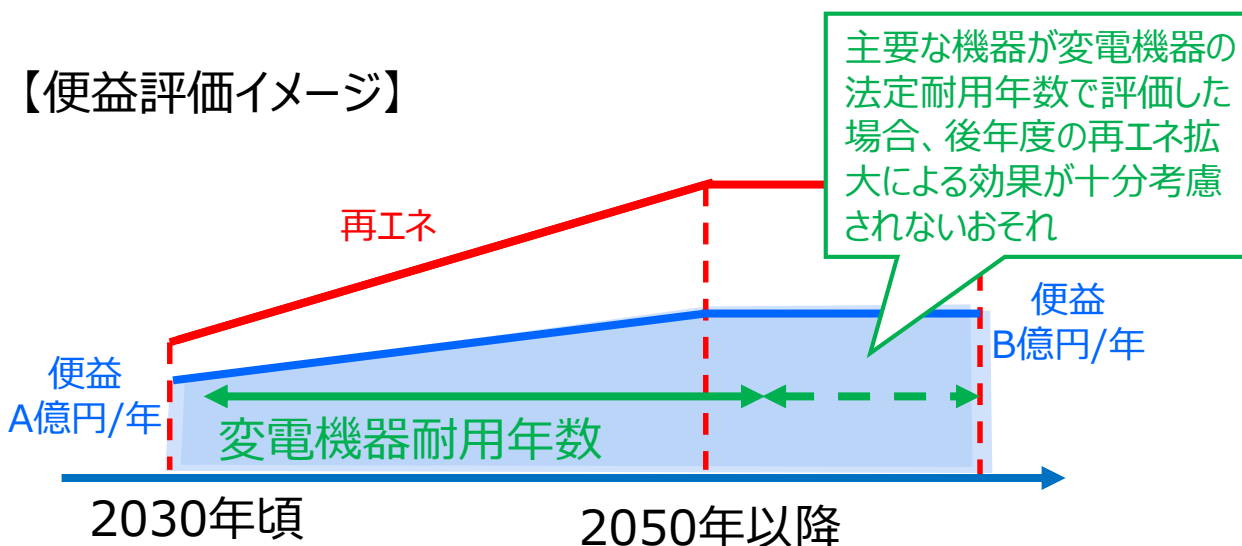
今後のスケジュール（案）

	計画評価及び検証小委員会	広域系統整備委員会	広域系統整備計画
3/26 5/29	・実施案の評価		
6/25 (今回)		・実施案及び事業実施主体の評価 ・費用便益評価の前提条件 ・費用負担割合の考え方（案）	
7月以降		・費用便益評価 ・費用負担割合（案）	
25年度 上半期 目途		・広域系統整備計画（案）	・策定

(参考)

- 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

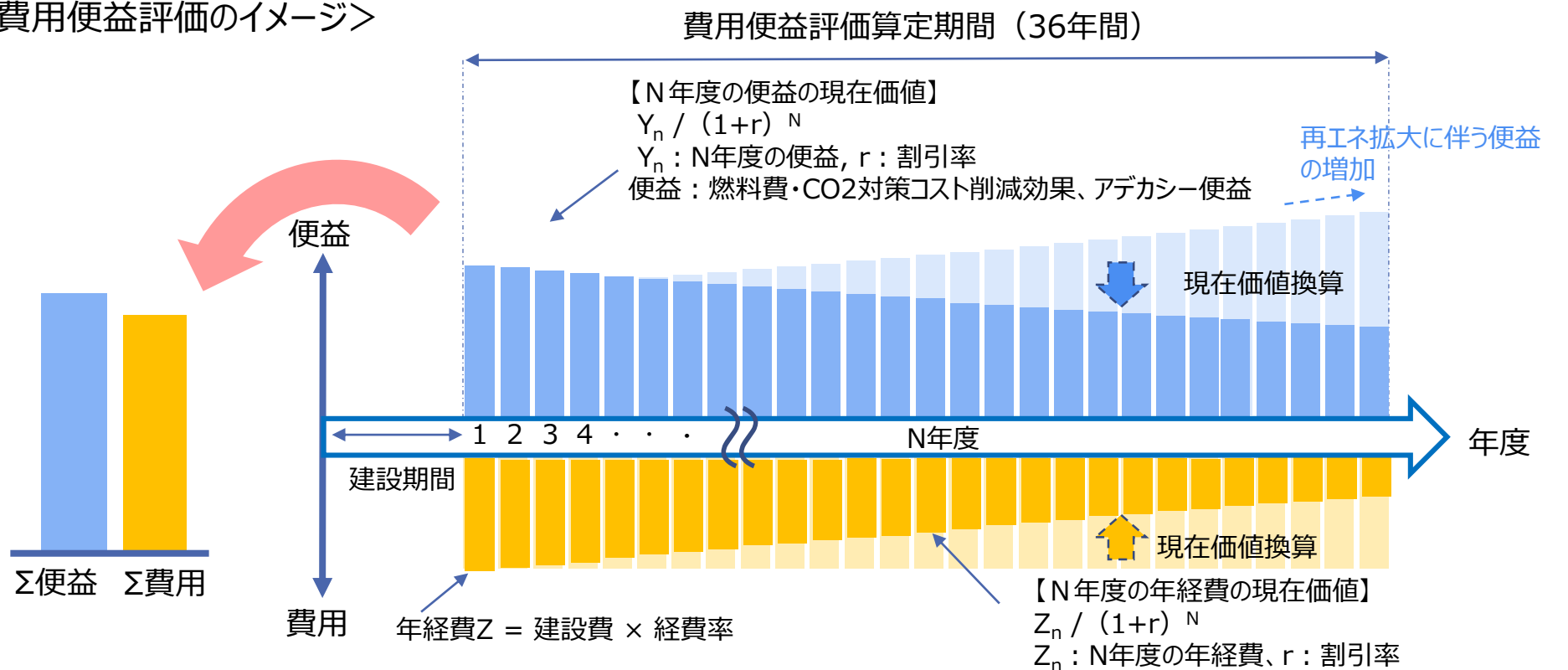
(参考) 広域系統長期方針における費用便益評価について (費用便益評価の考え方)

広域系統長期方針別冊 (資料編)
(2023年3月策定) 一部加工

35

- 評価算定期間内の年度毎の費用と便益を想定し、現在と将来の貨幣価値を合わせるため、割引率により将来の貨幣価値を現在価値に換算し、合計した費用及び便益により評価する。

<費用便益評価のイメージ>

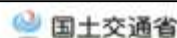


法定耐用年数:
(架空送電36年, 変電22年, 地中25年)

Y: 燃料費・CO2対策コスト削減効果、アデカシー便益

- これまで策定済みの整備計画やマスタープランでは、割引率 4 %を用いて費用便益評価をしてきた。
- 一方で、本年 6 月の国交省の委員会（公共事業評価手法研究委員会）においては、これまで公共事業に適用された割引率 4 %が実勢を反映していないとして、技術指針の改定について議論され、参考比較のために割引率 1 %または 2 %を設定してもよいとされた。
- また、**国債金利の至近の推移や物価上昇も勘案し、今後の費用便益評価では、割引率4%での評価に加えて、割引率 1 %または 2 %の場合についても考慮することとしてはどうか。**

技術指針の改定方針(案)



前回まで(令和2年度、令和5年度第1回)の主なご意見【再掲】

- ・ 過去との比較・継続性の観点から、社会的割引率を4%として維持することは妥当。
- ・ 社会的割引率は頻繁に変えるべきではないものの、状況の変化に応じて適切な見直しを行うことも必要。
- ・ 4%の社会的割引率は当時の情勢等から決めたことなので、時代にそぐわないのも事実。制度策定から20年経ち、4%が固定観念化してしまっただけが問題。
- ・ 理論面の課題と運用面の課題の2段階の間がある。理論的にはRamsey式に基づく設定(時間選好率)の考え方もあるが、パラメータの設定が難しいので、これまで実際の運用としては市場金利(資本の機会費用)を用いるという考え方を採用。
- ・ 社会的割引率は変動するものと考えなければならず、感度分析の対象要因に寛容。
- ・ 社会的割引率は継続性のため4%は残すべき、実情と合っていないという両方の意見があることから、複数の社会的割引率のB/Cの併記を提案。等

改定方針(案)

- 社会的割引率は、全事業において当面4%を適用する。
- ただし最新の社会経済情勢等を踏まえ、比較のための参考とすべき値を設定してもよい。
- 社会的割引率の設定については、今後の研究事例等を参考にしながら、必要に応じてその見直しを行う。

(社会的割引率の考え方)

- ・ 4%については、平成16年(2004年)の本技術指針策定時における過去複数年にわたる国債等の実質利回りを参考値として設定。
- ・ 社会的割引率については、参考値として用いられている国債等の実質利回りが物価等の影響を受け変動することや、諸外国において社会的時間選好に関する研究の蓄積等により社会的割引率の設定が変更されていること等、最新の社会経済情勢等を踏まえ、参考比較のための値を設定してもよい。その値の適用は設定時点以降とする。
- ・ 参考比較のための値は平成15年(2003年)～令和4年(2022年)の期間の国債の実質利回りを踏まえた1%、及び、平成5年(1993年)～令和4年(2022年)の期間の国債の実質利回りを踏まえた2%を標準とし、令和5年度(2023年度)以降に適用する。

(赤字は現技術指針からの変更部分)

15

<国債金利の推移>



出典元：財務省HPデータより作成

1. 費用便益評価

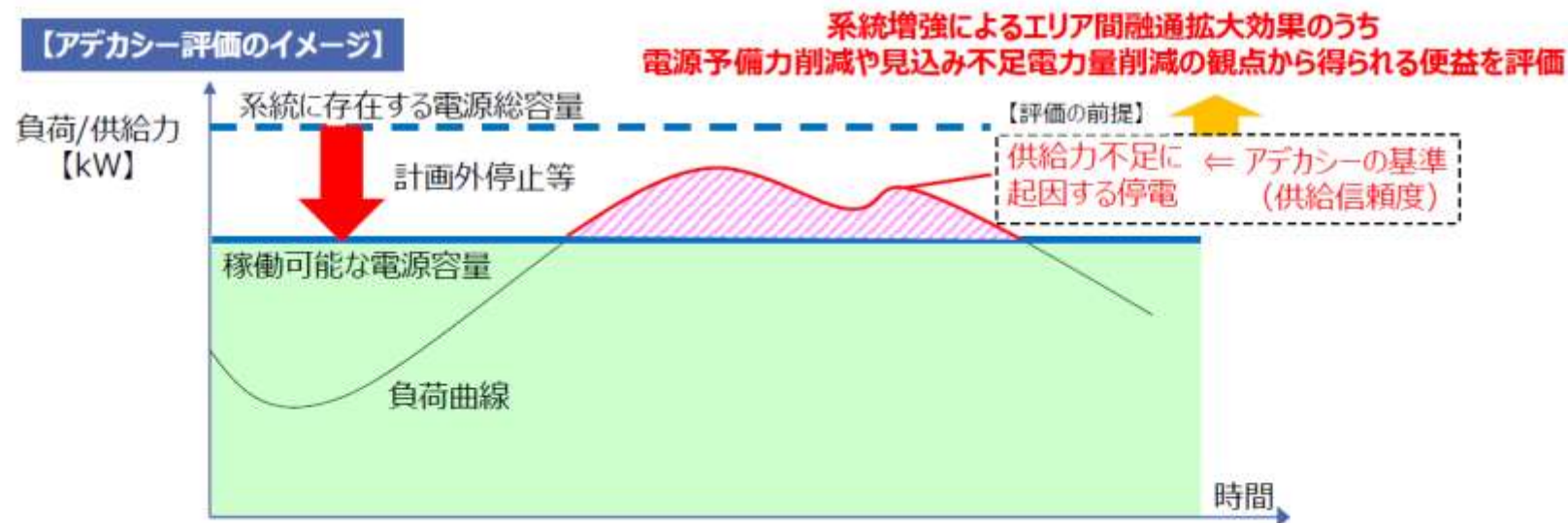
(4-1) アデカシー評価

- 電力システムにおける供給信頼度には、アデカシーとセキュリティがあり、それぞれについて一定の基準を満たす必要がある。

アデカシー：需要に対して十分な電源予備力と送電余力を確保していること。

セキュリティ：落雷など突発的な障害が発生しても周波数、電圧、同期安定性等が適切に維持されること。

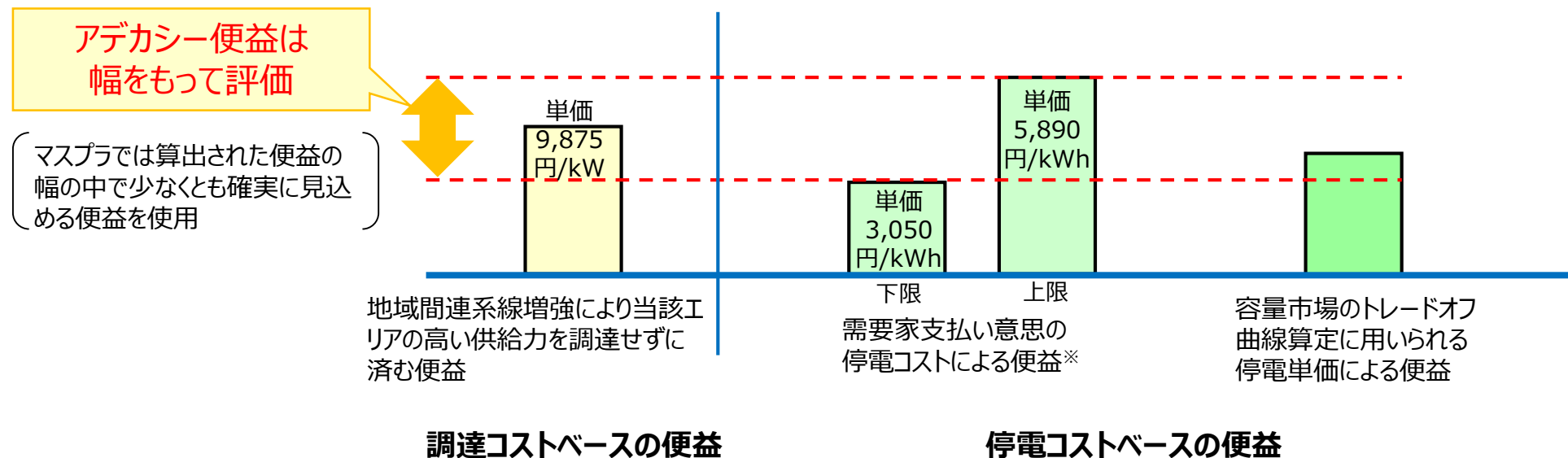
- **費用便益評価におけるアデカシー評価とは、系統増強によるエリア間融通拡大効果のうち電源予備力削減や見込み不足電力量削減の観点から得られる便益を貨幣価値換算するものである。**



アデカシー評価における停電の代表的な例は、
「高需要日に、電源の計画外停止や再エネの出力低下が重なり、供給力が不足」という状況である。

- 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



※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。