

○第80回広域系統整備委員会後、事務局にて以下を訂正
・グラフの凡例の表記 (P.10)
・箇条書き2点目の記載 (P.17)

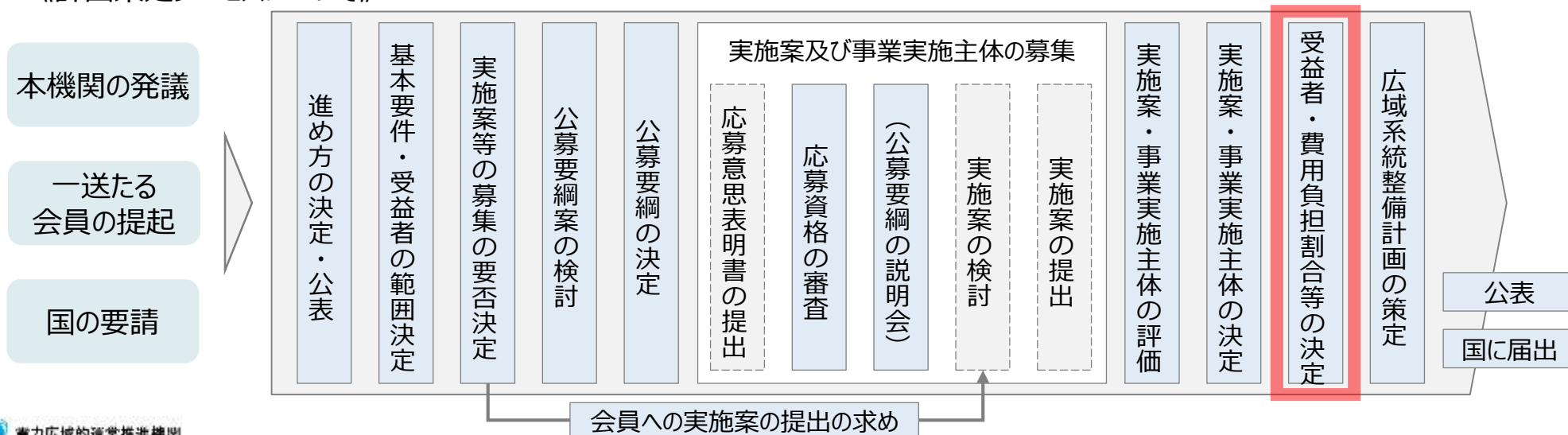
中西地域の広域連系系統に係る計画策定プロセス (中部関西間連系線に係る費用負担割合等)

2024年 5 月31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のうち、中部関西間連系線については、2023年12月に決定した基本要件及び受益者の範囲に基づき、業務規程第56条の4の規定により、中部電力パワーグリッド株式会社（以下、中部PG）及び関西電力送配電株式会社（以下、関西送配電）に対して、実施案の提出を求めた。
- その後、実施案及び事業実施主体を決定するため、中部PG及び関西送配電から提出のあった実施案をもとに総合的にご議論いただいた。
- 本日は、これまでのご議論も踏まえ、引き続き、受益者及び費用負担割合等について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》

中部PG・関西送配電

《工事概要》

	概 要
交流 開閉所	・関ヶ原(開)：500kV 6回線引出し ・北近江(開)：500kV 6回線引出し
交流 送電線	・関ヶ原(開)～北近江(開)500kV 2回線 ・既設三岐幹線～関ヶ原(開)500kV 2回線 ・既設北近江線～北近江(開)500kV 2回線
変電所	・北部(変)短地絡容量対策
その他	・給電システム 他

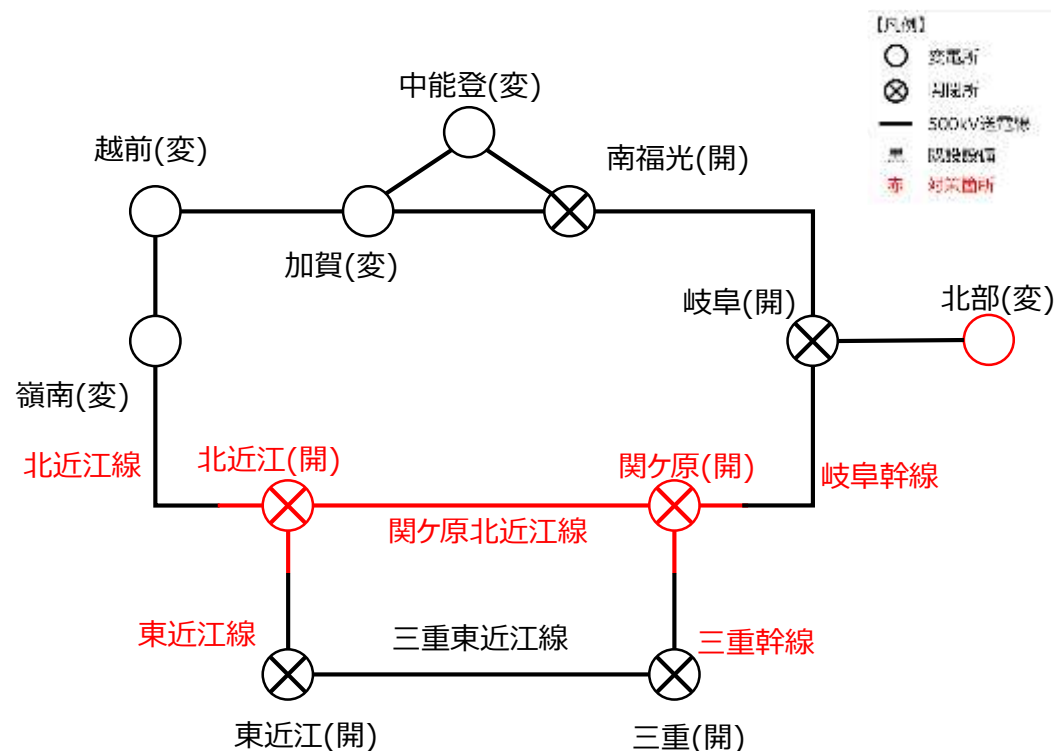
《概算工事費》

590億円（運転維持費628億円）

《工事の完了の予定時期》

2030年6月（約6年）

《概略ルート》



1. 全国調整スキームにおける費用負担の考え方について 第78回議論済

2. 費用負担割合の算定における前提条件について

3. 各区分における費用負担の考え方について

I -1 設備更新受益について 第78回議論済

I -2 ・ I -3 供給信頼度等向上（出力抑制回避・停電回避）について 第78回議論済

I -4 供給信頼度等向上（アデカシー）について

II ・ III 広域的取引拡大（再エネ由来分・その他電源由来分）について

4. 中部関西間連系線における費用負担割合の考え方

5. 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。
- このため、中部関西間連系線の整備等に係る費用の概算額は、概算工事費の約590億円*2に概算運転維持費の約628億円を加えた約1,218億円となる。
- 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*3に基づき、中部関西間連系線に係る概算額の費用負担割合等について整理する。

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
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*4,5

*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 第78回広域系統整備委員会で示した概算工事費589億円に、除却損（約2億円）の追加及び将来構想対応工事費（約1億円）の控除を考慮

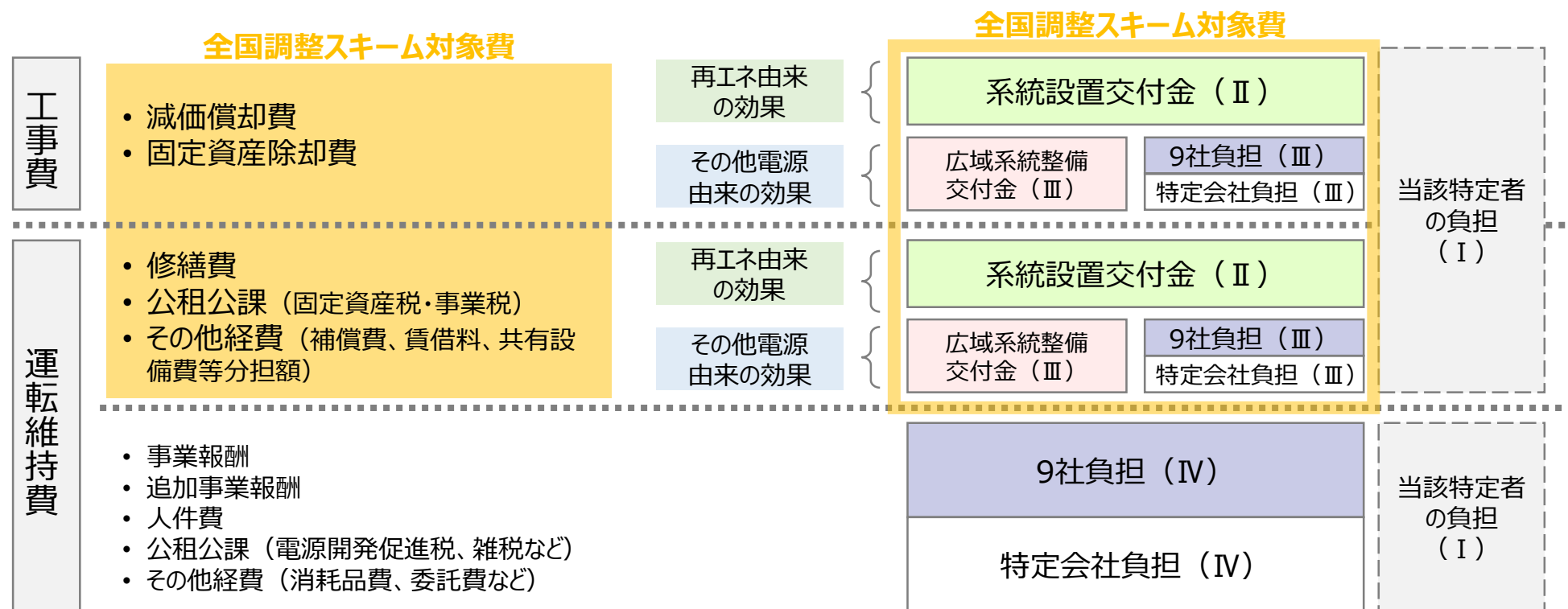
*3 広域系統整備計画の届出に係る費用の概算額の算定方法及びその負担の方法の基準を定める件 第4条

*4 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

*5 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

■ 告示及び国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の半分 (1/2) を対象に交付
- 当該特定者の負担を除く、上記以外の費用は9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

【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、②JEPX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）



■ 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。）

【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、当該事業者の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。

1. 全国調整スキームにおける費用負担の考え方について 第78回議論済

2. 費用負担割合の算定における前提条件について

3. 各区分における費用負担の考え方について

I -1 設備更新受益について 第78回議論済

I -2 ・ I -3 供給信頼度等向上（出力抑制回避・停電回避）について 第78回議論済

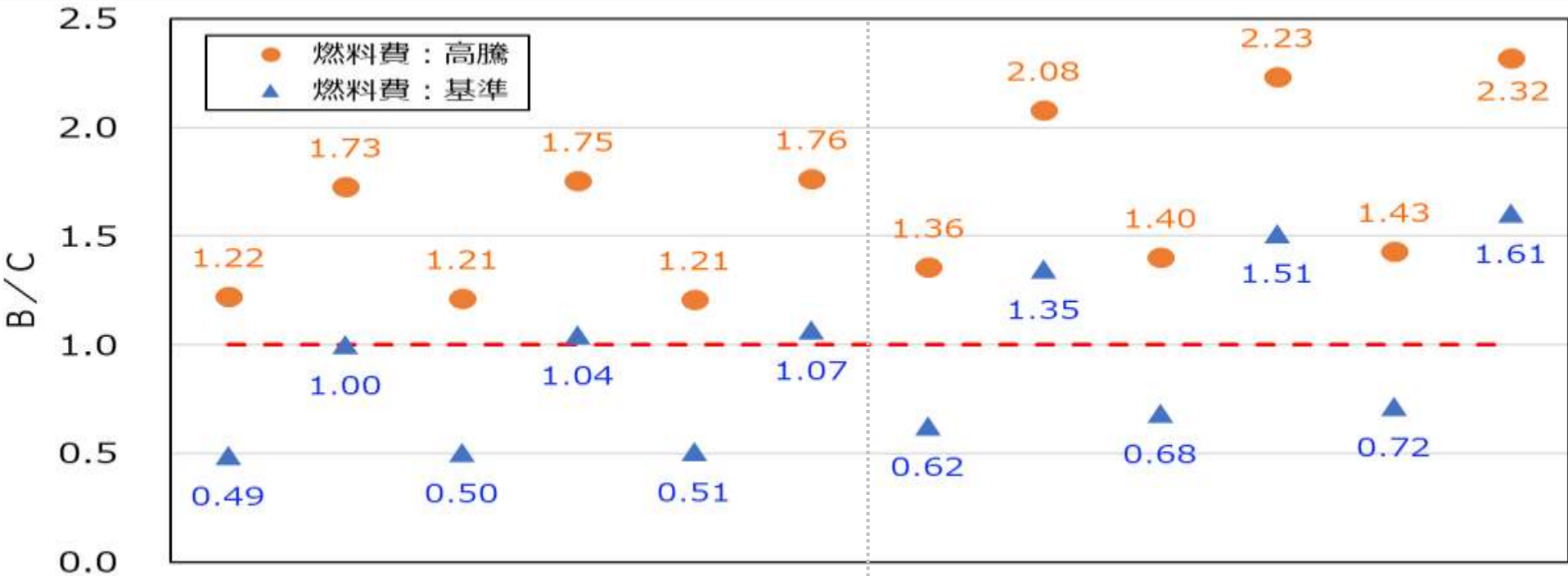
I -4 供給信頼度等向上（アデカシー）について

II ・ III 広域的取引拡大（再エネ由来分・その他電源由来分）について

4. 中部関西間連系線における費用負担割合の考え方

5. 今後の対応について

■ 中部関西間連系線の費用便益評価について、概算工事費等を更新の上、将来の変動の可能性を考慮するため、割引率・燃料価格・アデカシー便益及び評価期間に幅をもって再度評価した結果においても、おおよそ1を超えることを確認しており、引き続き、本計画策定プロセスを進める。



ケース	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
評価期間	22年						40年					
割引率	4%		2%		1%		4%		2%		1%	
アデカシー便益 (使用コスト)	下限 (停電)	上限 (調達)	下限 (停電)	上限 (調達)	下限 (停電)	上限 (調達)	下限 (停電)	上限 (調達)	下限 (停電)	上限 (調達)	下限 (停電)	上限 (調達)

(参考) 中部関西間連系線の費用便益評価 (B/C) について (詳細)

11

【単位】 上段：評価期間内累計（億円）
下段：評価期間単年換算（億円/年）

ケース		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
前提 条件	評価期間	22年						40年					
	燃料費・ CO2対策コスト	基準～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
	割引率	4 %		2 %		1%		4 %		2 %		1%	
便益 (B)	燃料費・ CO2対策コスト	392～883 [18～40]		478～1,060 [22～48]		531～1,170 [24～53]		534～1,123 [13～28]		735～1,495 [18～37]		880～1,761 [22～44]	
	アデカシー 便益	68 [3]	418 [19]	85 [4]	538 [24]	96 [4]	616 [28]	101 [3]	697 [17]	146 [4]	1,046 [26]	178 [4]	1,306 [33]
	送電ロス	▲122～▲112 [▲6～▲5]		▲140～▲128 [▲6～▲6]		▲150～▲137 [▲7～▲6]		▲121～▲106 [▲3～▲3]		▲138～▲117 [▲3～▲3]		▲147～▲122 [▲4～▲3]	
費用 (C)	工事費 ・年経費	688 [31]		839 [38]		934 [42]		824 [21]		1,086 [27]		1,269 [32]	
B/C (赤字はB/C≥1)		0.49～ 1.22	1.00～ 1.73	0.50～ 1.21	1.04～ 1.75	0.51～ 1.21	1.07～ 1.76	0.62～ 1.36	1.35～ 2.08	0.68～ 1.40	1.51～ 2.23	0.72～ 1.43	1.61～ 2.32

【検討条件】

Without : 中地域交流ループ考慮

割引率 : 割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

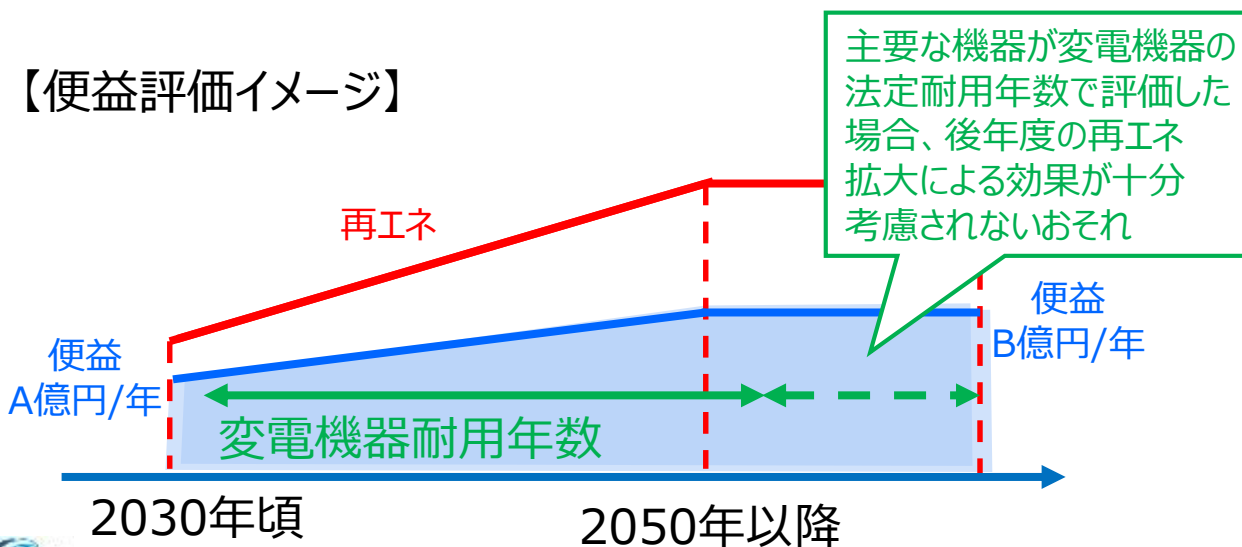
アデカシー : 停電コストベース（上限～下限）・調達コストベース

- 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	8,350億 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 および、接続契約申込済の電源等を考慮して設定	93GW	260GW
	陸上風力		21GW	41GW
	洋上風力		17GW	45GW
	水力・地熱 バイオマス等		59GW	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	145GW	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	37GW	37GW

- 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。中部関西間連系線では、変電工事が主要工事となり、その法定耐用年数は22年となる。
- 一方、既存の交流設備では、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。GISについては、具体的な標準期待年数は示されていないが、1970年代に本格的に使用開始されており、40年を超える使用実績も確認されている。
- 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。
- このため、費用便益評価の期間として、主要工事の法定耐用年数に加え、使用実績のある40年でも評価する。

【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) 高経年設備の標準期待年数

高経年化設備更新ガイドライン
(2021/12/17)

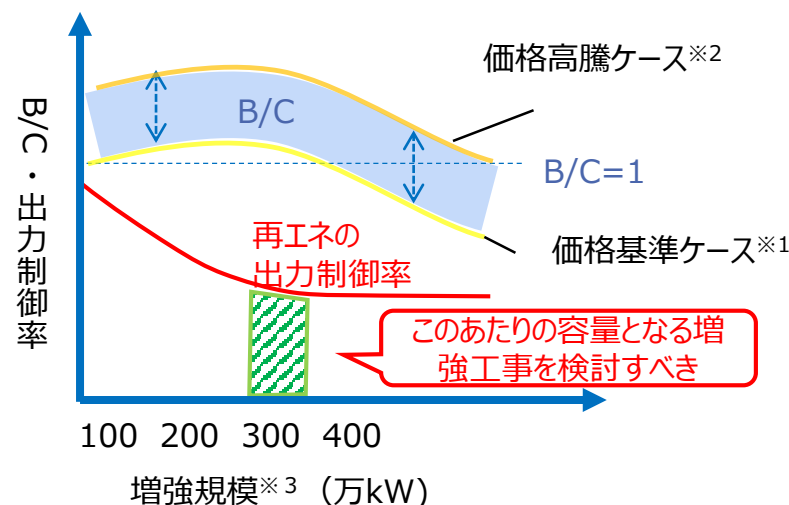
14

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	48年	

※1 JEM1463「変圧器用絶縁紙の平均重合度評価基準」 ※2 第70巻第2号「ガス絶縁開閉装置の保全高度化」 ※3 論文誌B vol.140 No.4 (2020) P.243～252

- 市場活性化効果の評価で用いる燃料費・CO₂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・CO₂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**することとしてはどうか。

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 + CO₂対策コストの範囲>

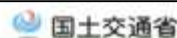
[円/kWh]

	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 ₂ 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 ₂ 対策コスト	CO ₂ 対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	3.7
	CO ₂ 輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	—

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（2021年9月14日掲載版）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CCU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）

- 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>

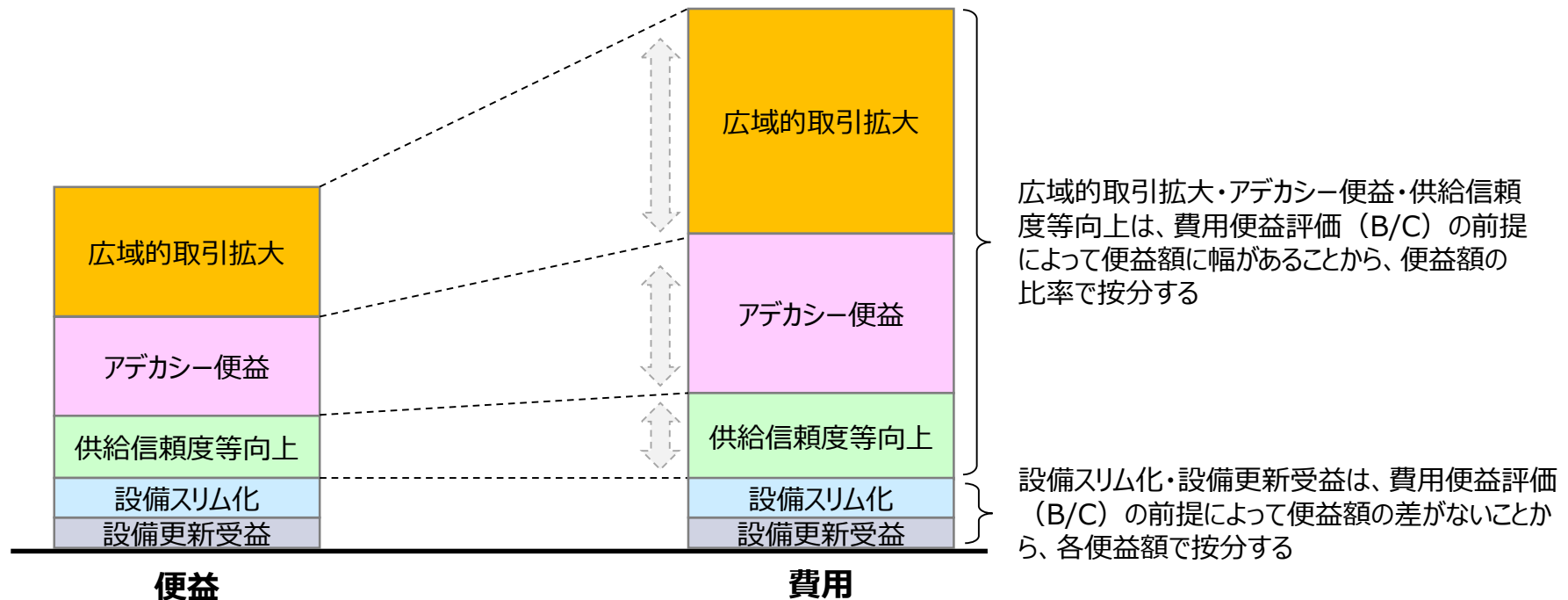


出典元：財務省HPデータより作成

- 現在の費用便益評価（B/C）では、燃料費・CO2対策コスト（基準・高騰）、アデカシー便益（停電コスト・調達コスト）、評価期間（法定耐用年数・設備存続が期待される40年）、割引率（1・2・4%）を幅付きで評価している。
- 費用負担割合の算定においては、上記のうち、少なくとも確実に見込める便益を用いるため、費用便益評価（B/C）が下限となる場合の前提*とする。そのうえで、広域的取引拡大便益等の各便益に応じた費用を特定するため、その比率を用いて費用を按分する。

* 燃料費・CO2対策コスト（基準）、アデカシー便益（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. 全国調整スキームにおける費用負担の考え方について 第78回議論済

2. 費用負担割合の算定における前提条件について

3. 各区分における費用負担の考え方について

I -1 設備更新受益について 第78回議論済

I -2 ・ I -3 供給信頼度等向上（出力抑制回避・停電回避）について 第78回議論済

I -4 供給信頼度等向上（アデカシー）について

II ・ III 広域的取引拡大（再エネ由来分・その他電源由来分）について

4. 中部関西間連系線における費用負担割合の考え方

5. 今後の対応について

- 設備更新受益については、「発電等設備の設置に伴う電力系統の増強及び事業者の費用負担等の在り方に関する指針」(費用負担GL)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。

＜設備更新受益の算出の考え方＞

- ◆ 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、送電36年)
※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。
- ◆ 除却費は、増強等後の工事費と設備更新受益の比で按分する

	対象工事	設備更新受益の対象工事	増強等前の設備の 設置に係る費用 [億円]	現設備の使用開始～ 2030年の使用年数	設備更新受益 (試算値) [億円]
中部 PG	①関ヶ原開閉所新設	関ヶ原開閉所所内電源供給元の 関ヶ原変電所の77kV負荷開閉器取替	1.0	43年	1.0
	④三岐幹線n引込	500kV三岐幹線の鉄塔建て替え他	14.5	32年	12.4
	⑥北部変電所 短地絡容量対策	500kV開閉器等機器取替	5.9	29,30,38年	5.9
関西 送配電	②北近江開閉所新設	北近江及び嶺南変電所の送電線 保護リレー取替	1.9	12,14年	1.1
	⑤北近江線n引込	500kV北近江線の鉄塔建て替え他	11.5	46年	9.9
計			34.8		30.3

- 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。
- 中地域については、交流ループ運用の開始（2026年度～）によって現状では必要な500kV送電線ルート事故時の停電等が解消されることから、中部関西間連系線の新設以降においては、定量的な供給信頼度向上効果はない。

	現状	交流ループ運用 (2026年度～)	中部関西間連系線新設 (2030年度～)
系統構成			
送電線ルート 故障時の停電	必要	不要	不要
送電線ルート 故障時の出力抑制	必要	不要	不要

- 連系線増強に伴うアデカシー便益は、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、連系線増強における各エリアのアデカシー便益は、各エリアの最大需要電力（kW）比率に応じて特定し、当該受益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。
 - ※ 東京中部間連系設備（FC）に係る整備計画においても、安定供給確保に係る各エリアの受益に相当する費用については、エリアの最大需要電力（kW）比率を用いて特定している。
- なお、今回は、アデカシー便益の算定で基準とする供給信頼度については、2024年度供給計画の取りまとめにおいて、中部関西間連系線の工事の完了の予定時期である2030年以降の供給信頼度が、容量市場における目標停電量や供給計画における供給信頼度基準（0.015kWh/kW・年）を満たしていない実態も踏まえ、2024年度供給計画の取りまとめにおける供給力（kW）の見通し（長期）の値を用いる。（次頁参照）
- ただし、本基準については、今後、より適切な値があると考えられる等の場合には、見直しについても検討する。

2024年度供給計画の取りまとめ
(2024年3月)

(kWh/kW・年)

	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

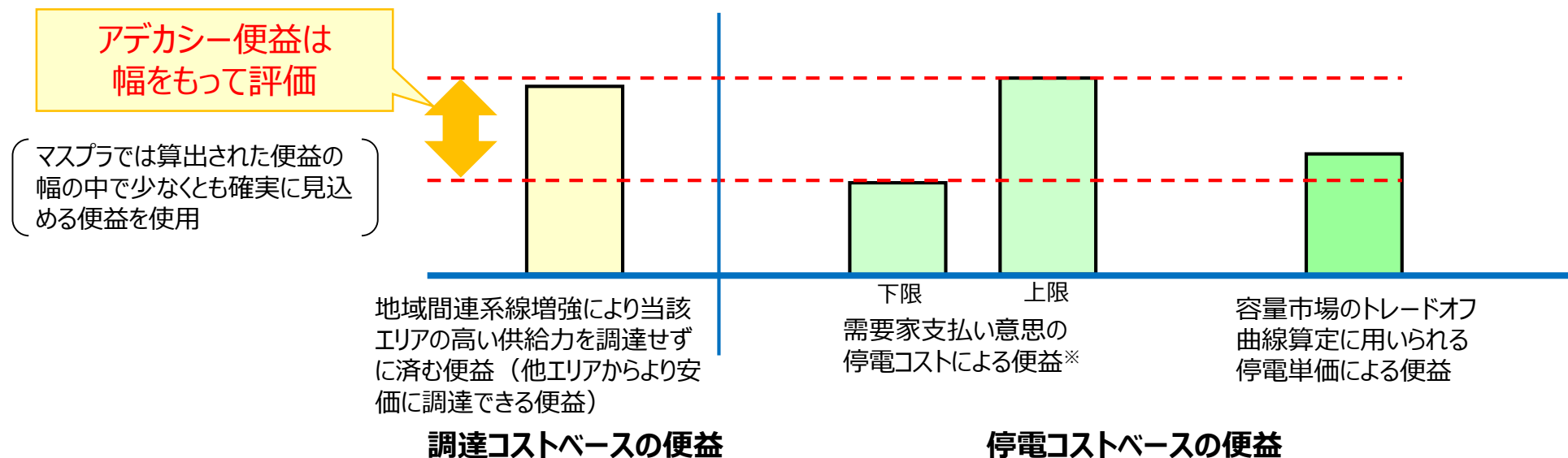
<容量市場・供給計画における目標停電量>

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

- 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てはどうか。**

<アデカシー便益評価のイメージ>



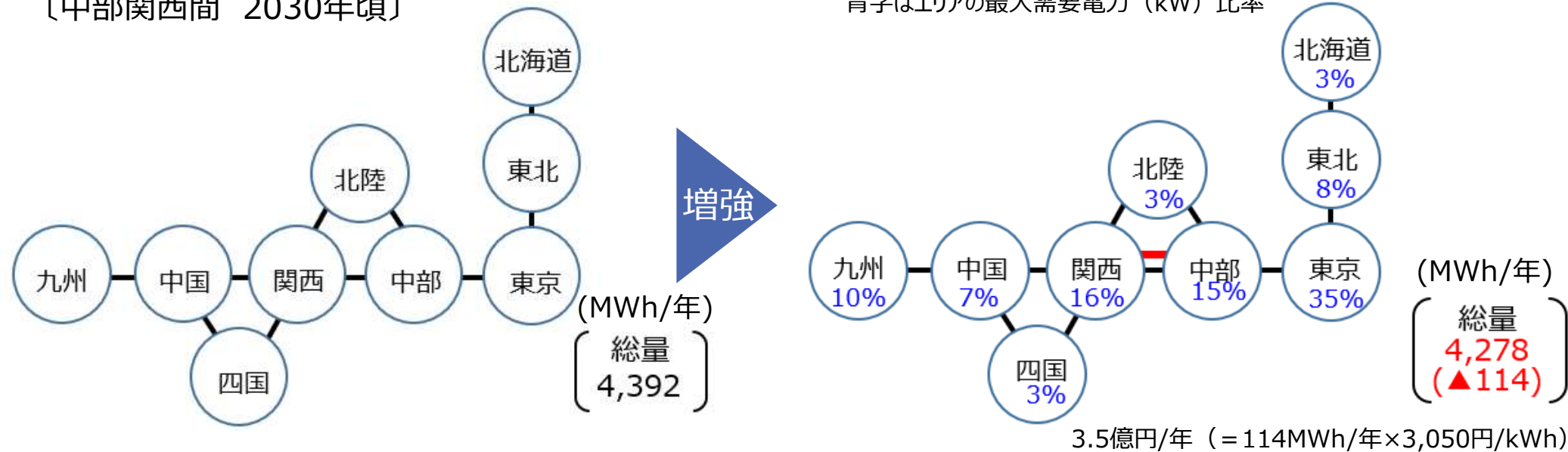
※需要家支払い意思の停電コストの上限・下限
供給力不足による計画停電を前提として、大口事業所・中小事業所・個人へ停電コストについて、アンケートした結果をもとに、各需要電力量の割合で加重平均したもの。

- 費用便益評価（B/C）が下限となる場合の前提*に基づき算定した、中部関西間連系線におけるアデカシー便益額は68億円となった。

*停電コスト（下限）3,050円/kWh、評価期間22年、割引率4%

〔中部関西間 2030年頃〕

青字はエリアの最大需要電力（kW）比率



		2030年頃	2050年
停電量 (MWh/年)	増強前 (Without)	4,392	5,298
	増強後 (With)	4,278	5,093
差分 (MWh/年)		▲114	▲205
便益 (億円/年)		3.5	6.2

➡アデカシー便益額（累計）68億円

- 費用便益評価（B/C）が下限となる場合の前提*に基づき算定した広域的取引拡大効果のうち、再エネ由来分については、FIT法に基づき以下の方法により算定する。
- その結果、再エネ由来分38.3%（150億円）、その他電源由来分61.7%（242億円）となった。

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

* 燃料費・CO2対策コスト（基準）、アデカシー便益（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

その他電源由来の効果
61.7%（242億円）

再エネ由来の効果
38.3%（150億円）

1. 価格低下
(安価な電力の広域流通)

2. CO2削減

3. 安定供給
(停電率減少)

原則全国負担

各地域負担

全国の託送料金

再エネ特措法の
賦課金方式

各地域の託送料金

■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に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。

1. 全国調整スキームにおける費用負担の考え方について 第78回議論済
2. 費用負担割合の算定における前提条件について
3. 各区分における費用負担の考え方について
 - I -1 設備更新受益について 第78回議論済
 - I -2 ・ I -3 供給信頼度等向上（出力抑制回避・停電回避）について 第78回議論済
 - I -4 供給信頼度等向上（アデカシー）について
 - II ・ III 広域的取引拡大（再エネ由来分・その他電源由来分）について
4. 中部関西間連系線における費用負担割合の考え方
5. 今後の対応について

- 広域系統整備計画における中部関西間連系線の整備等に係る費用の概算額は、概算工事費の約590億円に概算運転維持費の約628億円を加えた約1,218億円となる。
- このうち、全国調整スキーム対象費が約586億円（概算工事費443億円、概算運転維持費143億円）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（586億円）

概算 工事費	再エネ由来の効果	38.3%*2	系統設置交付金（Ⅱ）		当該特定者の負担 （設備更新受益等） （Ⅰ） 147億円
	上記以外 （その他電源由来の効果）	61.7%	広域系統 整備交付金（Ⅲ）	9社負担（Ⅲ） 特定会社負担（Ⅲ）	
概算 運転維持費	再エネ由来の効果…a	38.3%*2	系統設置交付金（Ⅱ）		当該特定者の負担 （更新受益等） （Ⅰ）…c 163億円
	上記以外…b （その他電源由来の効果）	61.7%	広域系統 整備交付金（Ⅲ）	9社負担（Ⅲ） 特定会社負担（Ⅲ）	
	a～c 以外		9社負担（Ⅳ） 特定会社負担（Ⅳ）		

*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

1. 全国調整スキームにおける費用負担の考え方について 第78回議論済
2. 費用負担割合の算定における前提条件について
3. 各区分における費用負担の考え方について
 - I -1 設備更新受益について 第78回議論済
 - I -2 ・ I -3 供給信頼度等向上（出力抑制回避・停電回避）について 第78回議論済
 - I -4 供給信頼度等向上（アデカシー）について
 - II ・ III 広域的取引拡大（再エネ由来分・その他電源由来分）について
4. 中部関西間連系線における費用負担割合の考え方
5. 今後の対応について

- 中部関西間連系線については、業務規程に基づき、費用負担候補者に対して、本日ご議論いただいた費用負担割合等の案を通知することとしたい。
- また、これまでに決定された実施案、事業実施主体及び費用負担割合等に基づき、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》

2024年 4・5月

受益者及び費用負担割合等の案の提示（4/10、本日）

6月～

費用負担候補者に対する費用負担割合等の案の通知

6月頃

広域系統整備計画案の提示