

電力ネットワークの次世代化について

2024年3月7日

資源エネルギー庁

本日のご議論

- 2050年カーボンニュートラルも見据えた将来的な系統の絵姿として、2023年3月に電力広域機関がマスタープランを策定した。今後、マスタープランを踏まえ、個別の計画を策定する中で、整備内容や工事費等を具体化していくこととしている。
- 前回までの本委員会においては、マスタープランを踏まえた系統整備の検討状況や足元の工事費の変動状況を報告するとともに、GX脱炭素電源法（電事法改正）の制度設計及び地内系統の整備等について、御議論を頂いてきた。
- また、東地域及び中西地域の地域間連系線の整備については、2022年7月に国から電力広域機関に対し計画策定プロセスの開始を要請。それ以降、同機関において、検討を深め、2023年度内目途の基本要件の策定に向けて、概算工事費・工期等を精査しているところ。
- 以上を踏まえ、本日は、マスタープランを踏まえた地域間連系線整備の検討状況等（東地域、中西地域）について、御報告・御議論頂く。

【参考】審議会におけるご意見

(第70回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会
(2024年2月27日))

- 当初の想定より、B/Cは低くなっている。東日本においては、工事費が1.5～1.8兆円の金額規模で、ケーブル長が800kmとなると、従来の延長では考えられないレベルであると認識すべき。工事を担うと思われる事業者からも、検討しきれていない部分もあるという懸念も示された。(3月末に) 基本要件がまとまったとしても、かなり不確実性が高い。事業実施案では更に費用が膨らむ可能性もある。
- ケーブルの法定耐用年数が25年という中で40年でB/Cを検討する点についても疑問が呈されていると認識。今の費用便益評価で、B/Cが1を超えるのは難しいか。
- 関門連系線については、更にB/Cが厳しいが、新々北本を含め、系統増強はB/Cが1を超えるということを基本に検討してきた。今回は、それとは別のステージであるものと理解。
- B/Cが1を超えなくとも再エネを導入するため、レジリエンス増強のためには、系統増強が必要というのであれば、一定の国民負担をお願いするということになる。費用負担する国民のためにもきちんと説明するとともに、情報を開示すべき。実施案段階で費用が増大する可能性も併せて説明すべき。
- B/Cの数値上の評価がかなり厳しい中、負担を国民に求める場合は丁寧な説明が必要。民間であれば、投資の評価・事業の評価は徹底的に実施するもの。あらゆるシナリオを検討し、リスクを織り込み、投資回収ができるのかを徹底的に叩かれるのが通常。B/Cと定性的な効果というものを期待するのは否定するものではないが、現実的な効果が示されるのかというのは丁寧な説明が必要。
- コストが変動するという説明もあったが、インフレや賃金上昇、工期の延長等によるコストの上振れリスクについては、きちんと国民に説明できるようにすべき。
- コスト換算が難しい便益があるとは言え、便益を上回るコストとならないように一定の規律は必要。個別の計画の費用が予測を上回った場合、要因や必要性を分析し、適切に判断し、コスト低減に繋げるべき。連系線に関係のないエリアの送配電事業者が当事者意識を持つことによって、全国大の知見共有に繋がり、コスト効率化につながるという事務局提案には一定の合理性があると思う。このような知見の共有を通じた効率化という機能を進めていくためにも適切なインセンティブを設けることが重要。

【参考】審議会におけるご意見

(第70回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会
(2024年2月27日))

- 送電線を整備する上で、B/Cが1を超えるかどうかは様々な観点あるという点は十分理解できる。一方、他の手段もある中で、「需要誘導のB/Cと比べても優れている」という議論が欲しいと考える。今回の費用はTSMCへの支援とほぼ同額と考えており、経済波及も含めて議論していく必要。
- B/C以外の要素を加味するということには反対しないが、定性的な説明だけで押し進めるのは懸念あり、説明が必要。特に関門は低いので、しっかり見ていくべき。
- B/Cに関しては、足元のインフレを反映してコストが高まる。あるいは、今後は更に増えることが予想される。しかし、主因がインフレなのであれば、便益も同じように上がるのではないか。CO2コストや燃料費の節約効果についても、物量としては一定だが、円ベースで見ればインフレを反映すると高くなると考えるのが自然ではないか。便益が過小評価されていないのか考える余地は十分にある。さらに、燃料費については、ボラティリティがどんどん大きくなる。CO2のコストも同じ。そのような場合に、連系線を作ったことで、同じ燃料費の節約であったとしても、燃料費が高いときは大きな便益で、燃料費が安い際は小さな便益となる。これは、電力料金を安定化させる方向に働く。結果論としては、作らないほうがよかったということも十分あり得るが、作って良かったという可能性もある。
- 電気料金という観点では、リスクを軽減する方向となる。これは、今回指摘された反映されていない便益に加えて説明してもよいのではないか。
- 国民への丁寧な説明が必要。その説明の際には、検討の進め方、進捗状況については内容を入れるべき。
- 従来地域間連系線の系統整備については、国民負担を減少する観点からB/C評価を実施した上で増強判断を行っていたが、特に関門連系線については各諸元に幅を持たせてもB/Cが1を下回っている。その中で再エネ導入拡大の観点から重要な系統整備として位置づけられているが故の増強判断と史料。
- 政策的判断に対する納得性を高めるため、本連系線の整備においてどの程度再エネ導入が進むかを示すことが重要。出力制御率の低減見通しや、それに伴う再エネ発電の稼働率がどの程度増加するかなど、増強による効果を定量的なデータで示していく必要がある。B/C < 1 の中で、政策的判断による増強を行う場合の費用負担・費用回収の観点でも再エネの導入拡大という目的を踏まえ整理して欲しい。

マスタープランを踏まえた 地域間連系線の整備について

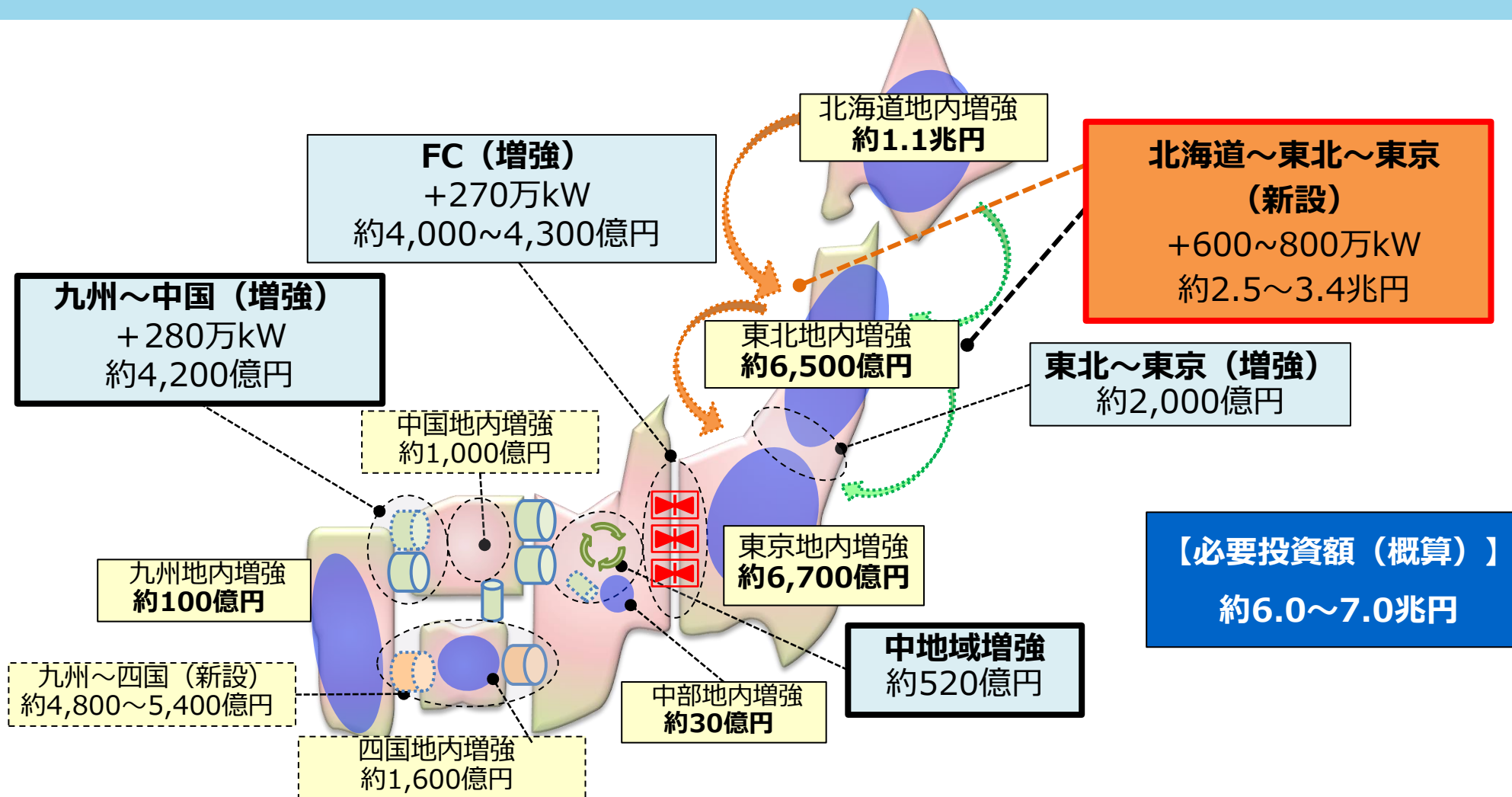
地域間連系線整備の考え方

- 従来、地域間連系線の整備は、東京や中部といった各エリアの電力会社のイニシアティブにより行われてきたが、地域独占・総括原価主義の下、各電力会社は必要な供給力を自エリアで確保することを基本としていた。このため、他エリアと接続する連系線の整備が十分に進まないといった課題があった。
- その結果、東日本大震災直後に西日本の余剰電力の一部しか東日本に送電できなかった反省を踏まえ、電力システム改革により、エリアを越えた広域的な電力融通・系統整備の司令塔となる電力広域機関を創設（2015年）。電力需給ひっ迫時には、電力広域機関が余剰エリアから不足エリアへの電力融通を指示するほか、異なるエリアを結ぶ地域間連系線の整備を計画的に進めてきている。
- また、地域間連系線の整備による広域的な需給運用に伴う発電費用やCO2の削減効果が全国に及ぶことを踏まえ、2020年の法改正により、連系線整備に係る費用について、再エネ賦課金や全国の託送料金等を通じて全国で負担する仕組みを導入。
- こうした中、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて、再エネの大量導入に資する地域間連系線の整備を加速する観点から、GX基本方針でも、広域連系系統の「マスタープラン」を踏まえ、全国規模での系統整備を進めることとしている。

【参考】「マスタープラン」の概要

第52回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会
(2023年6月21日) 資料2より抜粋 (一部修正)

- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、電力広域的運営推進機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、広域連系システムのマスタープランを2023年3月29日に策定・公表した。
- 並行して、北海道～本州間の海底直流送電等について、具体的な整備計画の検討を開始。



東地域（北海道～東北～東京） の系統整備について

- ①概算工事費等と工期
- ②増強の必要性

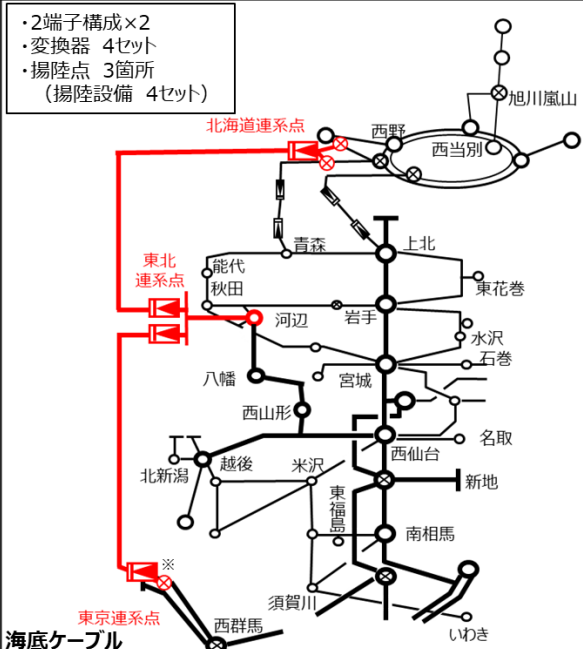
東地域の系統整備に関する概算工事費

(出所) 第70回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料11

- 東地域の系統整備に係る概算工事費は、NEDO事業※を基に算出しつつ、メーカーヒアリングや過去実績等も考慮した結果、**1.5兆円～1.8兆円程度（海底直流送電線部分は、0.9～1.1兆円程度）**と試算している。

※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）

- なお、今後の資材費・労務費の変動、ケーブル製造に要する費用、ケーブルルート、ケーブル防護工法の精緻化、系統安定化への対策などにより、**相当程度工事費が変動する可能性**がある。

概要図	工事費に計上する主な項目	工事費 (億円)
<p>・2端子構成×2 ・変換器 4セット ・揚陸点 3箇所 (揚陸設備 4セット)</p>  <p>北海道連系点</p> <p>東北連系点</p> <p>東京連系点</p> <p>旭川嵐山</p> <p>西野</p> <p>西当別</p> <p>青森</p> <p>上北</p> <p>東花巻</p> <p>能代</p> <p>秋田</p> <p>河辺</p> <p>岩手</p> <p>水沢</p> <p>石巻</p> <p>八幡</p> <p>宮城</p> <p>西山形</p> <p>名取</p> <p>北新潟</p> <p>越後</p> <p>米沢</p> <p>西仙台</p> <p>新地</p> <p>東福島</p> <p>南相馬</p> <p>須賀川</p> <p>西群馬</p> <p>須賀川</p> <p>いわき</p> <p>海底ケーブル 双極1回線 (本線1GW×2条、帰線1条)</p> <p>※南新潟幹線に接続する場合</p>	<p>【海域工事】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・後志エリアから秋田エリアまでの海底ケーブルルート480km ・秋田エリアから新潟エリアまでの海底ケーブルルート320km ・その他（備船費・保険料等） 	<p>8,700 ～ 11,000</p>
	<p>【陸上工事】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・後志エリア 交直変換所新設（変換器1GW×2×1セット） ・秋田エリア 交直変換所新設（1GW×2×2セット） ・新潟エリア 交直変換所新設（変換器1GW×2×1セット） ・その他（通信回線・給電システム改修・保険料等） 	<p>4,700 ～ 5,100</p>
	<p>【アクセス線・開閉所工事】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・北海道：新設65km、新設40km、開閉所・引出 ・東北：新設35km、変電所引出 ・東京：新設11km、開閉所・引出 ・その他（通信回線・給電システム改修等） 	<p>1,700</p>
	<p>合計</p>	<p>1.5～1.8 兆円</p>

東地域の系統整備の費用便益評価 (B/C) について【暫定版】

- 東地域の系統整備の現在の費用便益の評価について、割引率・燃料価格・アデカシー便益及び工事費に幅をもって評価した結果、**B/Cは0.63～1.72程度**になる見込み。

<費用便益評価の結果(HVDC:2GW)>

上段は評価期間の累積(時点換算を考慮)

[]は評価期間における年平均

		評価期間	
		25年間	40年間
便益 (B)	燃料費・CO2対策 ¹⁾	15,292～29,781億円 [612～1,191億円/年]	20,058～45,581億円 [501～1,140億円/年]
	アデカシー便益	1,455～4,833億円 [58～193億円/年]	1,856～7,284億円 [46～182億円/年]
	送電ロス	▲625～▲970億円 [▲25～▲39億円/年]	▲789～▲1,430億円 [▲20～▲36億円/年]
費用 (C)	工事費・年経費	22,038～28,886億円 [882～988億円/年]	24,107～34,831億円 [705～873億円/年]
B/C		0.63～1.36	0.75～1.72

[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

【参考】電力広域機関における検討状況

(出所) 第70回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料11

東地域HVDC:2GW増強の費用便益評価（評価期間：25年）

16

ケース		1	2	3	4	5	6	7	8	9
前提条件	燃料費・CO2対策コスト	基準～高騰								
	アベカシ便益	停電コスト (下限)	停電コスト (上限)	調達コスト	停電コスト (下限)	停電コスト (上限)	調達コスト	停電コスト (下限)	停電コスト (上限)	調達コスト
	割引率	4%			2%			1%		
B	燃料費・CO2対策コスト	612～834億円/年			776～1,051億円/年			883～1,191億円/年		
	アベカシ便益	58億円/年	112億円/年	136億円/年	73億円/年	141億円/年	171億円/年	82億円/年	159億円/年	193億円/年
	送電ロス	▲25～▲28億円/年（ロス増加）			▲31～▲34億円/年（ロス増加）			▲35～▲39億円/年（ロス増加）		
C	工事費年経費 1.8兆円ケース	1,031億円/年			1,107億円/年			1,155億円/年		
B/C		0.63 ～0.84	0.68 ～0.89	0.70 ～0.91	0.74 ～0.98	0.80 ～1.05	0.83 ～1.07	0.80 ～1.07	0.87 ～1.14	0.90 ～1.16
C	工事費年経費 1.5兆円ケース	882億円/年			947億円/年			988億円/年		
B/C		0.73 ～0.98	0.79 ～1.04	0.82 ～1.07	0.86 ～1.15	0.94 ～1.22	0.97 ～1.25	0.94 ～1.25	1.02 ～1.33	1.05 ～1.36

【参考】電力広域機関における検討状況

(出所) 第70回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料11

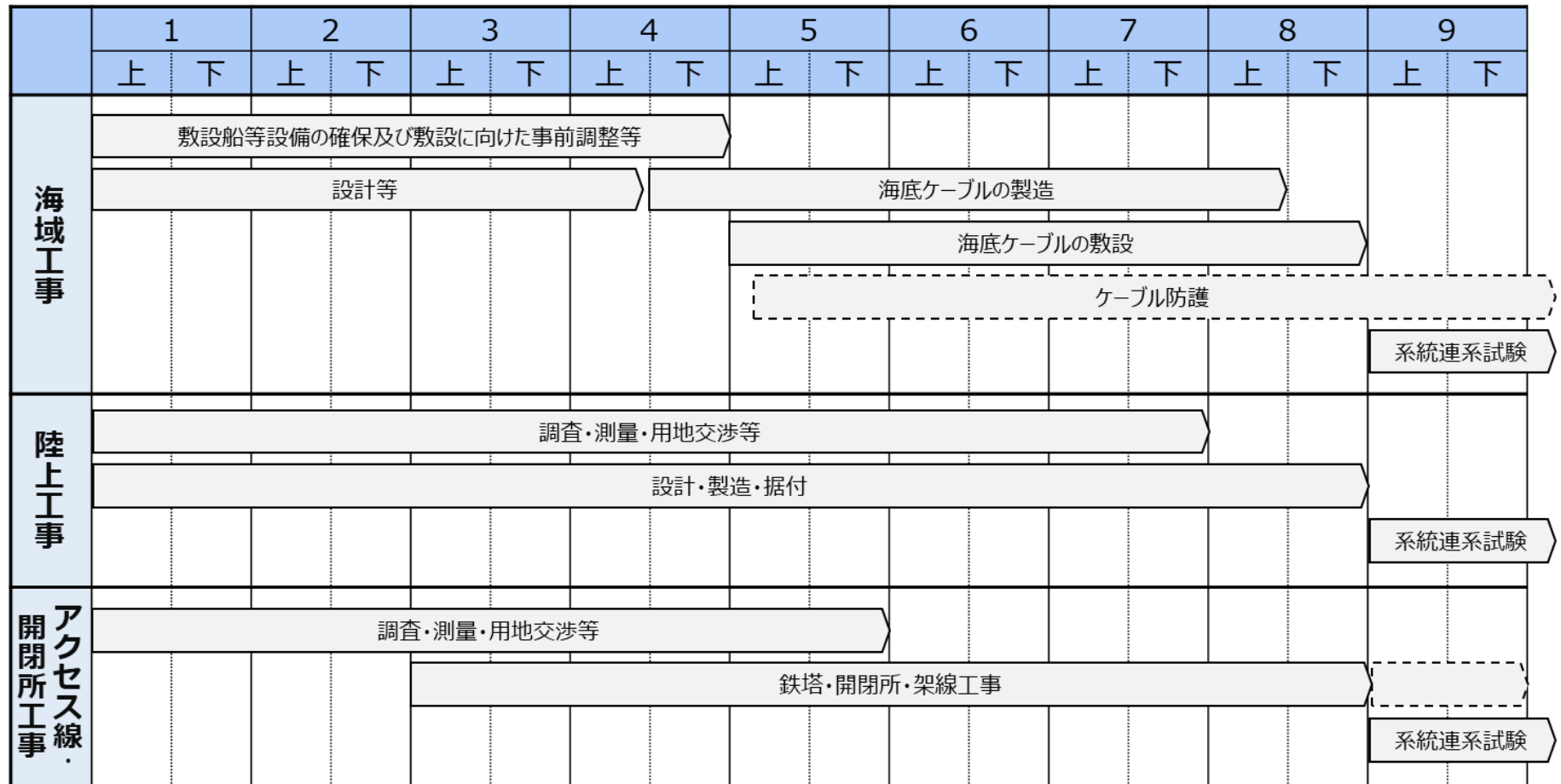
東地域HVDC:2GW増強の費用便益評価 (評価期間: 40年)

18

ケース		1	2	3	4	5	6	7	8	9
前提条件	燃料費・CO2対策コスト	基準～高騰								
	ア) 加算便益	停電コスト (下限)	停電コスト (上限)	調達コスト	停電コスト (下限)	停電コスト (上限)	調達コスト	停電コスト (下限)	停電コスト (上限)	調達コスト
	割引率	4%			2%			1%		
B	燃料費・CO2対策コスト	501～673億円/年			709～943億円/年			861～1,140億円/年		
	ア) 加算便益	46億円/年	90億円/年	109億円/年	64億円/年	124億円/年	151億円/年	78億円/年	150億円/年	182億円/年
	送電ロス	▲20～▲22億円/年 (ロス増加)			▲27～▲30億円/年 (ロス増加)			▲33～▲36億円/年 (ロス増加)		
C	工事費年経費 1.8兆円ケース	704 億円/年			801 億円/年			871 億円/年		
B/C		0.75 ～0.99	0.81 ～1.05	0.84 ～1.08	0.93 ～1.22	1.01 ～1.30	1.04 ～1.33	1.04 ～1.36	1.12 ～1.44	1.16 ～1.48
C	工事費年経費 1.5兆円ケース	603 億円/年			686 億円/年			747 億円/年		
B/C		0.88 ～1.16	0.95 ～1.23	0.98 ～1.26	1.09 ～1.42	1.17 ～1.51	1.21 ～1.55	1.21 ～1.58	1.31 ～1.68	1.35 ～1.72

東地域の系統整備に関する概算工期

- 東地域の系統整備に係る概算工期は6～10年程度を想定。
- ケーブル等の製造・設置工程や長距離の海底送電線工事に向けた事前調整等により相当程度工期が変動する可能性があるが、早期の整備に向けて、対応を進めていく。



【参考】東地域の計画策定プロセスの進め方

(出所) 第52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 一部編集

- 北海道と本州をつなぐ海底直流送電を中心とした東地域の計画策定プロセスについては、2022年7月、国から電力広域機関に対して、計画策定プロセスの開始を要請。
- 今般、国が行っている実地調査や各種検討の進捗を踏まえ、電力広域機関において、関係事業者をメンバーとする作業会の体制を強化の上、年度内を目途とする基本要件の策定に向けた検討を加速する。
- また、国においては、電力広域機関における検討状況を踏まえつつ、資金調達等の環境整備の具体化を進める。



東地域（北海道～東北～東京） の系統整備について

- ①概算工事費等と工期
- ②増強の必要性

- 北海道・東北エリアでは、2030年頃に向けて、需要を大幅に上回る再エネが導入される見込みであり、全国での再エネの活用に向けては、地域間連系線の整備が重要。
- また、地域間連系線の整備は、大規模停電リスク等への対応というレジリエンス強化の面を併せ持ち、電力の安定供給の観点からも重要なもの。例えば、災害時における地域間の電力融通の複線化、北海道における稀頻度事故に対する供給信頼度向上、既設の北本連系線の変換器を更新する場合の電力の安定供給維持に資する。
- この点、北海道・東北エリアにおける再エネの最大限の活用に向けては、例えば、需要立地誘導等も、送電ロスを抑制しつつ再エネ活用を促進するといった効果がある。
- 他方、再エネ導入拡大と並行して進めていく需要立地誘導には不確実性もあるところ、これに併せて系統整備を行うことで、更なる再エネ導入拡大に加えて、電力の安定供給確保にもつながるため、エネルギー政策上、着実に進めていくことが必要。
- このように、今般の海底直流送電線の整備は、広域的取引上、特に重要なものであり、これにより、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。
- こうした状況を踏まえ、東地域の地域間連系線については、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、東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。

東地域の地域間連系線の整備による再エネ出力制御率の低減効果等

- 東地域の系統整備は、北海道・東北エリアの再エネ出力制御の低減に資するもの。
- 試算では、東地域の地域間連系線の整備により、北海道・東北エリアの制御率は、2030年頃に25.0%から17.4%（制御量は▲63億kWh）に、2050年に32.7%から26.8%（制御量は▲101億kWh）に減少する。
- なお、系統ワーキンググループで提示している再エネ出力制御率の長期見通しにおいては、北海道エリアでは、対策なしの場合の制御率が54.8%である一方、系統対策により1%程度まで下がる試算もある（長期見通しでは、対象事業者の違いに加え、再エネ導入比率・導入見込みや、原子力の稼働状況を高く設定しているといった差異があり、試算値が異なる。）。
- 上記のとおり、地域間連系線の整備を行わない場合、再エネの出力制御率が相当程度高くなる可能性があり、今後の洋上風力や太陽光発電への投資に支障をきたすおそれがある。再エネ電源への更なる投資を促すためにも、その前提となる地域間連系線の整備は重要となる。

		整備なし	整備あり	差分
2030年	再エネ出力制御量	209億kWh	146億kWh	▲63億kWh
	再エネ出力制御率	25.0%	17.4%	▲7.6ポイント
2050年	再エネ出力制御量	558億kWh	457億kWh	▲101億kWh
	再エネ出力制御率	32.7%	26.8%	▲5.9ポイント

【参考】再エネ出力制御率の長期見通し

- 第49回系統ワーキンググループで提示した再エネの出力制御率の長期見通しにおいては、再エネ（太陽光・風力）について、足下から2023年度供給計画における2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定している。

(出所) 第49回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 / 電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ

算定結果（再エネ出力制御低減対策の効果）

- 仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率
- ・需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- ・供給対策：火力等発電設備の最低出力を30%としたと仮定
- ・系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープランにおいて増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定
(北海道→東北200万kW・東北→東京200万kW、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW)

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース②において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	54.8	54.9	3.5	3.9	2.7	5.3	14.2	2.8	30	0.08
需要対策	48.2 (▲6.6)	50.7 (▲4.2)	3.2 (▲0.3)	2.6 (▲1.3)	2.3 (▲0.4)	4.7 (▲0.6)	10.9 (▲3.3)	1.7 (▲1.1)	23 (▲7)	0 (▲0.08)
供給対策	47.7 (▲7.1)	46.0 (▲8.9)	0.8 (▲2.7)	3.2 (▲0.7)	2.2 (▲0.5)	2.8 (▲2.5)	9.7 (▲4.5)	2.4 (▲0.4)	28 (▲2)	0 (▲0.08)
系統対策 50%分活用	1.8 (▲53.0)	26.9 (▲28.0)	-	-	-	-	-	-	19 (▲11)	-
100%分活用	1.0 (▲53.8)	11.4 (▲43.5)	-	-	-	-	-	-	12 (▲18)	-

※1 太陽光と風力について、足下から2023年度供給計画2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定したもの。
導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見通し」(2022年度実績ベース) ※3 連系線活用率100%の場合(北陸は50%、中三社は0%)

※4 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

出所：各エリア一般送配電事業者

※今般の費用便益の評価や再エネ出力制御率の算定とは、前提条件やシミュレーションの手法が異なる。

中西地域の系統整備について

- ① 概算工事費等と工期
- ② 増強の必要性

関門連系線の整備に関する概算工事費

- 関門連系線の増強は、マスタープランで示された2GW（案①）のほか、**早期運開の観点から将来の2GWへの拡張性を考慮した1GW増強（案②）**を有力な候補として検討中。
- **概算工事費は、3,700億～4,100億円程度※と試算している。**ただし、海域調査の結果や将来の拡張性検討の精緻化等により、今後、工事費が変動する可能性がある。

※ 1GW増強の場合

		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>※変換所用地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	・九州側：架空9km（本線・帰線各2回線） ・本州側：架空2km（本線・帰線各2回線）	・九州側：架空9km（本線・帰線各1回線） ・本州側：架空2km（本線・帰線各1回線）
	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		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

関門連系線の費用便益評価 (B/C) について【暫定版】

- 関門連系線の現在の費用便益の評価について、割引率・燃料価格・アデカシー便益及び工事費に幅をもって評価した結果、B/Cが**0.29～1.00程度**※になる見込み。

※1GW増強の場合

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>

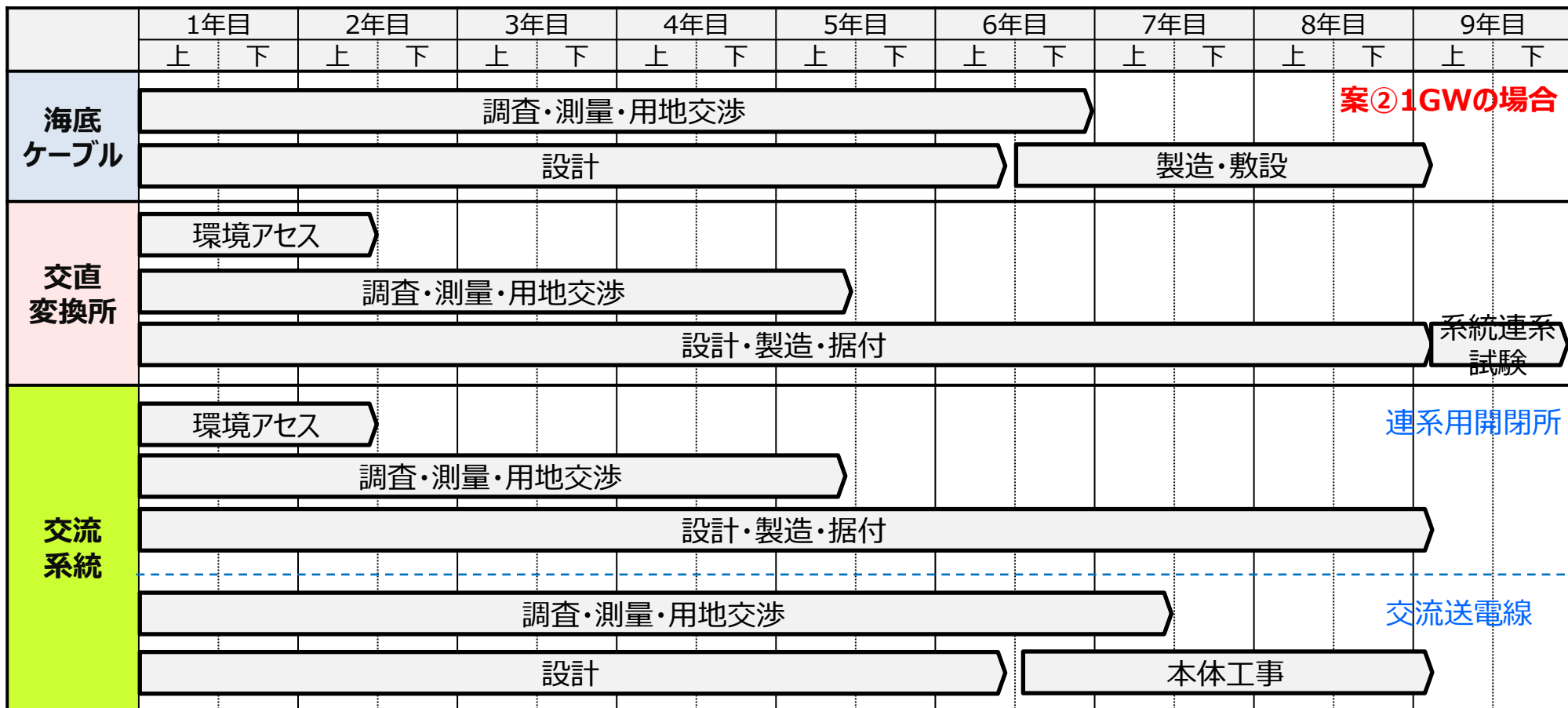
上段 : 評価期間内累計（億円）

下段（ [] 内） : 評価期間単年換算（億円/年）

関門連系線の整備に関する概算工期

(出所) 第70回 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 資料11

- 関門連系線の整備に係る概算工期は6～9年程度※を想定。 ※1GW増強の場合
- 今後、工事実施に向けた事前協議・調整等により、工期は変動する可能性があるが、早期の整備に向けて、対応を進めていく。



【参考】関門連系線増強の検討状況

- 関門連系線（九州～中国間）の増強については、電力広域機関の作業会において、専門的な知見を得ながら、技術的課題を精査しているところ。

【広域機関における検討状況】

- その中で、直流連系における海底ケーブルルート案とインフラ活用ルート案の比較を行った結果、実現可能性や工事費の面で直流海底ケーブル連系が有利であることが確認された。これを踏まえて、現在、工期・工事費・費用便益等について検討を深めるとともに、設備構成等についての検討を実施している。
- 設備構成については、早期運開を目指すことが再エネ出力制御の緩和等の社会的ニーズに沿う観点から、将来的な2GWへの拡張性を考慮した上で、まずは1GWでの運転開始とする、段階的な増強案も選択肢として考えられる。
- このため、関門連系線増強については、この1GW増強案も選択肢として、引き続き、工期・工事費、費用便益等の検討を進め、2023年度内目途の基本要件の策定を目指すこととしている。

➡ 関門連系線は、足元の九州エリアの再エネ出力制御や既設関門連系線での混雑の緩和、今後の再エネ導入拡大、供給信頼度上の必要供給力のより安価な確保等に資するもの。こうした観点を踏まえ、上記の方向で、可能な限り早期に増強をし、域外送電量を増加させることが必要となる。

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2023年12月27日 広域系統整備委員会 資料1-2

2. 基本要件（案）（1）

14

1. 増強の目的

中部関西間連系線を活用した広域的な電力取引の活性化、再エネの導入促進とレジリエンス強化

2. 必要な増強容量

- 中地域交流ループ後の運用容量300万kW程度から600万kW程度へ増強する

3. 期待される効果

- 今回の増強により、中地域の運用容量拡大が図られることで、広域的な電力取引の活性化による総コスト（燃料費 + CO2対策費）の削減が見込まれる
- また、稀頻度事故に対する供給信頼度の向上のほか、今後予定される既設中部関西間連系線（三重東近江線）の改修工事期間中の残回線事故時に中部関西間のルート断が回避されるとともに、連系線運用容量制約の緩和や停止期間の短縮も期待される

<中部関西間連系線新設後の運用容量（代表断面）>

	中地域交流ループ ^o 運用後	中部関西間連系線 新設後
中部フェース（受電）潮流	約329万kW	約600万kW
関西フェース（受電）潮流	約310万kW	約600万kW

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2023年12月27日 広域系統整備委員会 資料1-2

1-2. 中部関西間連系線における費用便益評価

9

- 中部関西間連系線における費用便益評価の結果は以下のとおり。
- 割引率、燃料価格およびアデカシー便益について、それぞれ幅をもって評価した結果、B/Cが概ね1を超えることを確認した。

<第二連系線の費用便益評価>

		評価期間内累計 ([] 内 評価期間1年あたり換算)
便益 (B)	燃料費・CO2対策コスト	584億円～2,024億円 [16～56億円/年]
	アデカシー便益	199～674億円 [6～19億円/年]
	送電ロス	-256～-173億円 [-7～-5億円/年]
費用 (C)	工事費・運転維持費	726～893億円 [20～25億円/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%	
	停電コスト下限	停電コスト上限	停電コスト下限	停電コスト上限	停電コスト下限	停電コスト上限
燃料価格基準	0.84	1.10	0.93	1.25	0.97	1.34
燃料価格高騰	1.98	2.24	2.24	2.56	2.37	2.73



[検討条件]

- without : 中地域交流ループ考慮
- 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)
- 割引率 : 4%、2%、1%



割引率4%の評価に加えて、2%、1%も考慮

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2023年12月27日 広域系統整備委員会 資料1-2

1-3. 中部関西間連系線のその他の効果（定性的評価）

10

- 中部関西間連系線については、前ページまでの定量的な費用便益評価に加えて、連系線のルートが追加されることで、稀頻度事故に対する供給信頼度の向上が期待される。
- また、既設連系線である三重東近江線において、今後予定される改修工事の作業停止期間中の残回線事故時に中部関西間のルート断が回避されるとともに、連系線運用容量制約の緩和や停止期間の短縮も期待される。

稀頻度事故に対する供給信頼度向上

- 中部関西間連系線の新設による中部関西間が2ルートで連系されることで、稀頻度事故に対しても、中部関西間の連系が維持される効果が期待される。

既設連系線の更新時における作業停止中の運用制約の緩和

- 三重東近江線は、送電線の一部の鉄塔で劣化が進行していることから、改修工事（鉄塔建替）が検討されている。
- 改修工事には長期の連続停止が必要になることも想定されるが、その際、連系線が新設されていることで、当該作業停止期間中の残回線事故時の中部関西間のルート断が回避されるとともに、連系線運用容量の制約の緩和や作業停止期間の短縮も期待される。

中西地域の系統整備について

- ① 概算工事費等と工期
- ② 増強の必要性

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。
- 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。



関門連系線の増強による再エネ出力制御率の低減効果等

- 関門連系線の増強は、近年再エネ出力制御が増加している九州エリアの再エネ出力制御の低減に資するもの。
- 試算では、関門連系線の増強により、九州エリアの再エネ制御率は、2030年頃に7.6%から6.9%（制御量は▲2.1億kWh）に、2050年に26.3%から25.0%（制御量は▲11.1億kWh）に減少（1GW増強の場合）する。※前提条件等を一部変更し試算した場合、2030年頃の制御率11.5%が増強により9.6%（制御量は▲5.5億kWh）まで低減する。
- なお、系統ワーキンググループで提示している再エネ出力制御率の長期見通しにおいては、九州エリアでは、対策なしの場合の制御率が30%である一方、系統対策により19%程度まで下がる試算※もある（長期見通しでは、対象事業者の違いに加え、再エネ導入比率・導入見込みや、原子力の稼働状況を高く設定しているといった差異があり、試算値が異なる。）○※278万kW増強の利用率50%の場合
- 上記のとおり、地域間連系線の整備を行わない場合、再エネの出力制御率が相当程度高くなる可能性があり、今後の洋上風力や太陽光発電への投資に支障をきたすおそれがある。再エネ電源への更なる投資を促すためにも、その前提となる地域間連系線の整備は重要となる。

		整備なし	整備あり	差分
2030年頃	再エネ出力制御量	23億kWh	21億kWh	▲2.1億kWh
	再エネ出力制御率	7.6%	6.9%	▲0.7ポイント
2050年	再エネ出力制御量	236億kWh	225億kWh	▲11.1億kWh
	再エネ出力制御率	26.3%	25.0%	▲1.3ポイント

【参考】再エネ出力制御率の長期見通し

- 第49回系統ワーキンググループで提示した再エネの出力制御率の長期見通しにおいては、再エネ（太陽光・風力）について、足下から2023年度供給計画における2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定している。

(出所) 第49回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会 / 電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ

算定結果（再エネ出力制御低減対策の効果）

- 仮に以下の対策が各々講じられた場合に、各エリアの出力制御率※がどのように変化するかを試算したところ、下表の結果となった。 ※無制限無補償ルール事業者に対する出力制御率
- ・需要対策：各エリア最低需要の10%分について、蓄電池が6時間容量分の需要創出と仮定
- ・供給対策：火力等発電設備の最低出力を30%としたと仮定
- ・系統対策：現在建設中の地域間連系線の増強に加え、マスタープランにおいて増強の必要性が高いとされた地域間連系線が増強されたと仮定
(北海道→東北200万kW・東北→東京200万kW、北海道→東北+30万kW、九州→中国+278万kW、東北→東京+455万kW)

<出力制御率(%)>

※表中括弧内の数値は各社ケース②において見込まれる出力制御率（赤枠）に対する差分

(%)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
各社ケース② ※1,2,3,4 において見込まれる 出力制御率	54.8	54.9	3.5	3.9	2.7	5.3	14.2	2.8	30	0.08
需要対策	48.2 (▲6.6)	50.7 (▲4.2)	3.2 (▲0.3)	2.6 (▲1.3)	2.3 (▲0.4)	4.7 (▲0.6)	10.9 (▲3.3)	1.7 (▲1.1)	23 (▲7)	0 (▲0.08)
供給対策	47.7 (▲7.1)	46.0 (▲8.9)	0.8 (▲2.7)	3.2 (▲0.7)	2.2 (▲0.5)	2.8 (▲2.5)	9.7 (▲4.5)	2.4 (▲0.4)	28 (▲2)	0 (▲0.08)
系統対策 50%分活用	1.8 (▲53.0)	26.9 (▲28.0)	-	-	-	-	-	-	19 (▲11)	-
100%分活用	1.0 (▲53.8)	11.4 (▲43.5)	-	-	-	-	-	-	12 (▲18)	-

※1 太陽光と風力について、足下から2023年度供給計画2032年の導入量の伸びの1.4倍程度まで導入された場合を想定したもの。
導入量については、機械的に伸ばしたものであり、将来的な地域の偏在性を想定するものではない

※2 「無制限無補償ルール事業者の再エネ出力制御見通し」(2022年度実績ベース) ※3 連系線活用率100%の場合(北陸は50%、中三社は0%)

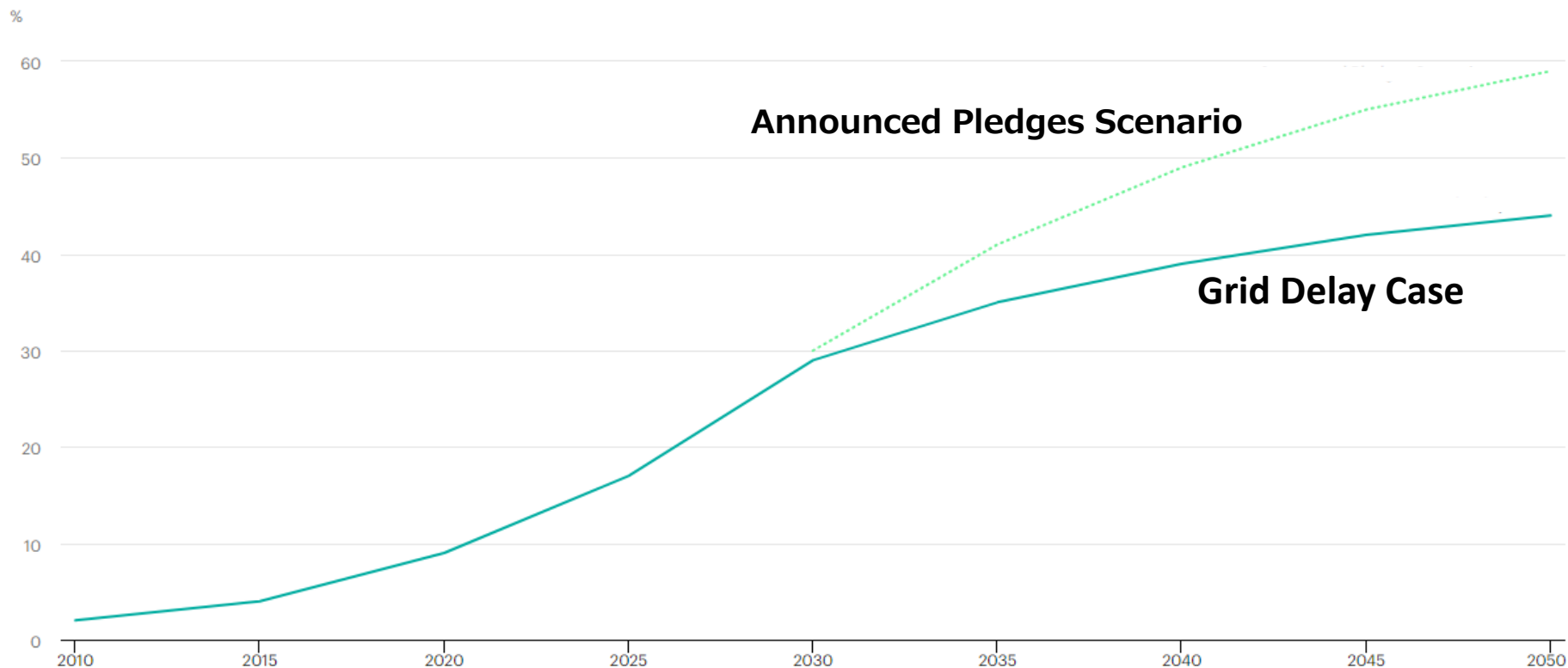
※4 各一般送配電事業者試算のうち、太陽光・風力を統合した出力制御率を提示

出所：各エリア一般送配電事業者

【参考】系統整備と再エネ導入

- 国際エネルギー機関（IEA）の分析において、系統整備の遅れにより再エネ導入見込みが減少する可能性が示されている。
- また、系統整備は、再エネ導入に比べて時間を要するため、早期の整備が必要である旨も示唆されている。

Solar PV and wind share of power generation



【参考】再エネ出力制御対策パッケージ（2023年12月取りまとめ）

具体的措置（系統対策等）

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・丁寧に検討を進めていく。

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2024年2月26日 広域系統整備委員会 資料2

3-4. 連系線増強による定性的効果 – 送電制約の低減 –

23

- 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

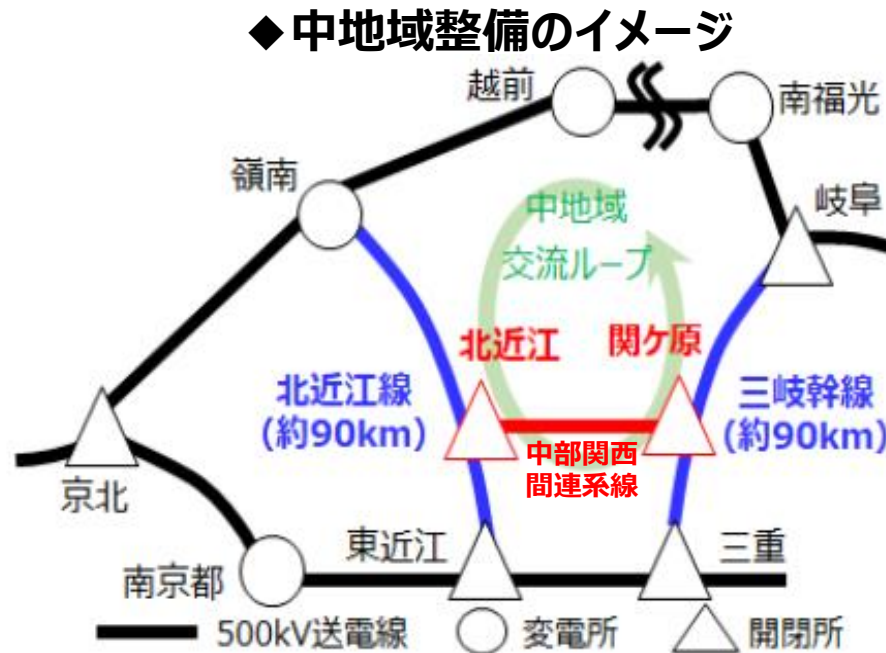
- 既設関門・第二関門連系線の2ルートが構築されることで、地震など大規模災害等の事故ケースにおいても、九州～本州の連系維持が期待される。
- 大規模災害等による九州ブラックアウト時に既設関門が設備損壊等で使用できない場合等において、第二関門を利用した早期復旧が可能となる。

(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）。

中地域の系統整備の必要性

- 中地域の系統整備は、交流ループを前提として考慮し、中部関西間連系線を整備することで、中地域全体の運用容量を拡大させるもの。
- 交流ループについては、既設設備の保守期限が控えていることも踏まえ、既設設備の運用変更による対応として、設備を保有する中地域3社が2022年度から電磁誘導対策工事に先行着手済み。中地域における電力安定供給確保のためにも、既設設備の保守期限である2026年度までの整備が望ましい。
- 中部関西間連系線については、2023年12月に、費用便益の評価を行い、基本要件を決定。今後早期の整備に向けた対応を進めていく。



【参考】電力・ガス取引監視等委員会でのモニタリング状況

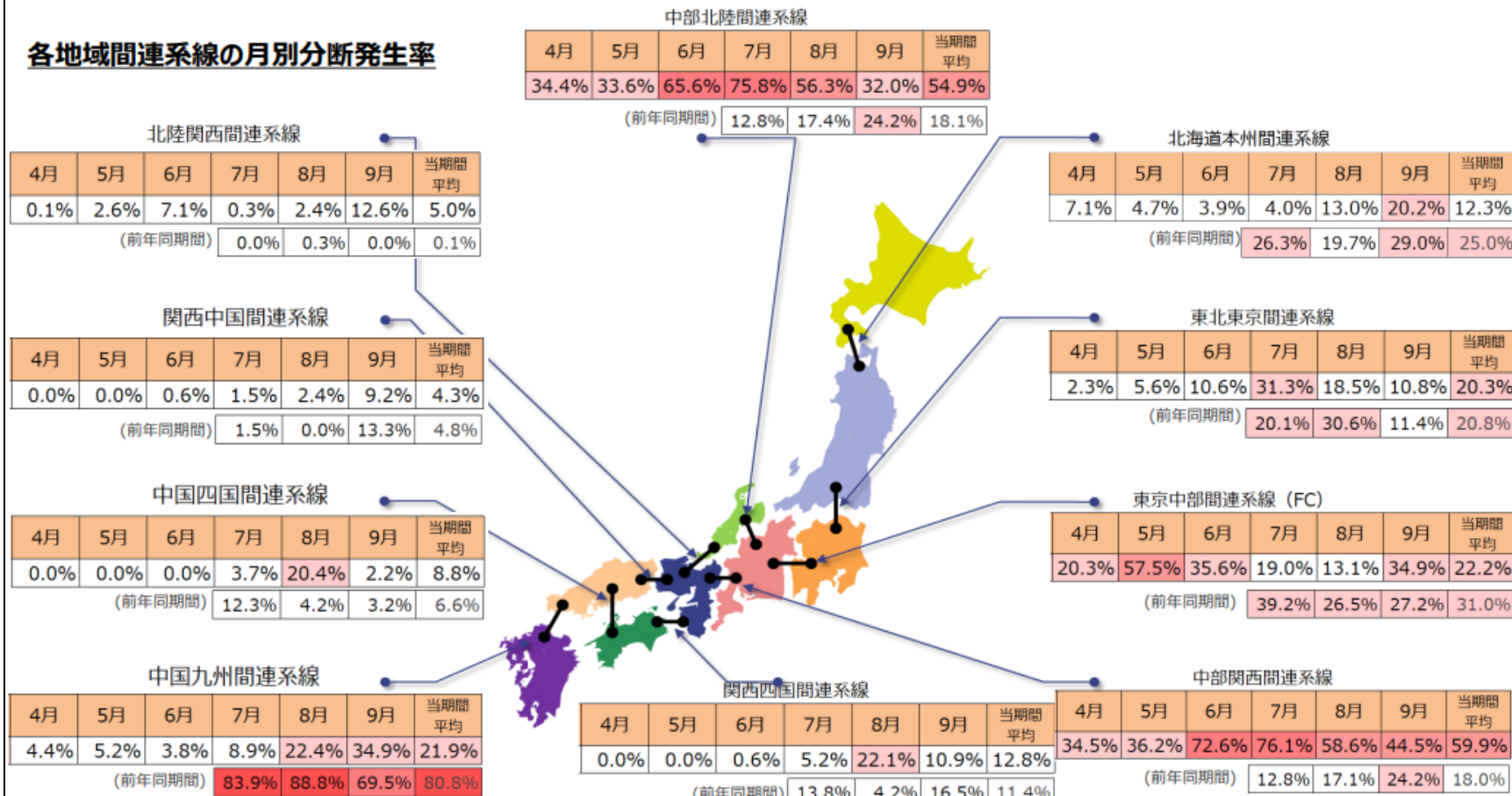
◆2023年12月26日 制度設計専門会合（第92回） 資料6

2023年7月
～9月期

各地域間のスポット市場分断状況

- 市場分断発生率は「中部北陸間連系線」「中部関西間連系線」が高めで推移し、当期間平均50%を超えている。
- 前年同期間との比較では、「北海道本州間連系線」「東京中部間連系線(FC)」「中国九州間連系線」が減少し、特に「中国九州間連系線」の減少が顕著。

各地域間連系線の月別分断発生率



※ 表中の数値（パーセント）は、各連系線における市場分断の発生率（各月の取扱い商品数（30分ごと48コマ/日 × 日数）のうち、市場分断が発生した商品数の比率）を示す。
 ※ 市場分断の発生には、連系線の作業が原因で発生しているものを含む。

【参考】電力・ガス取引監視等委員会でのモニタリング状況

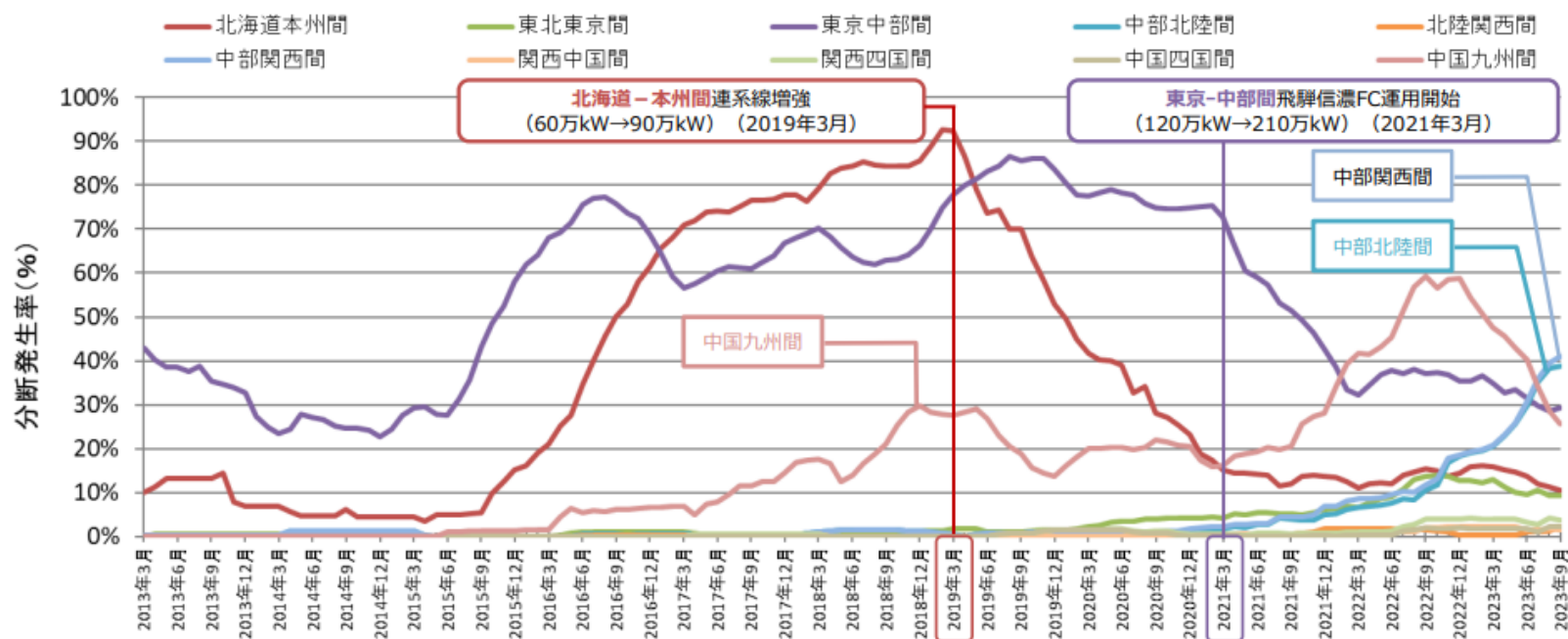
◆2023年12月26日 制度設計専門会合（第92回） 資料6

中長期推移

各エリア間の市場分断発生率の推移

- 北海道本州間連系線、東京中部間連系線、中国九州間連系線は、定常的に市場分断が発生している。
- 北海道本州間、東京中部間の分断率は減少傾向で推移していたが、近年は横ばい傾向。一方、中国九州間の分断率は上昇傾向であったが、直近では減少傾向。これに対し、中部北陸間、中部関西間は上昇傾向にある。

スポット市場 月間分断発生率の推移 (12カ月移動平均) (2013年3月～2023年9月)



※ 月間分断発生率(12か月移動平均)：スポット市場における30分ごとの各コマのうち、隣り合うエリアのエリアプライスが異なるコマの割合を月間で集計した値の12か月移動平均値。

※ 北海道エリアは、2018年9月7日～26日の期間において平成30年北海道胆振東部地震の影響によりスポット取引を停止。停止期間中は除外して算定。

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2023年7月25日 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2

4. 2エリア間での受電可能量の比較結果

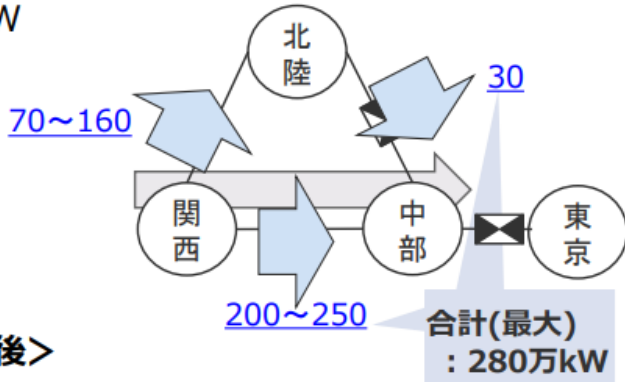
17

- 交流ループ運用後の2エリア間での受電可能量と現状システムの運用容量を比較した。
- 交流ループ運用後、運用容量の主たる決定要因は、周波数維持から同期安定性となる。
- 8月平日昼間帯断面において、現状よりも、2エリア間の受電可能量は**50～170万kW程度**の増加が見込まれる。

■運用容量 (万kW) の例 (年間最小～最大)

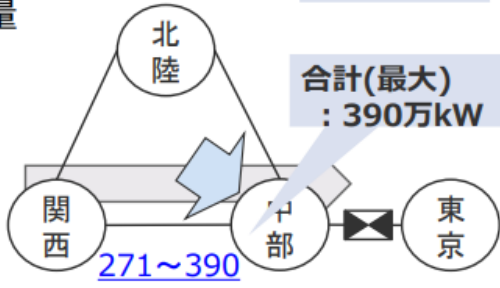
<現状>

中部エリアの受電可能量
最大280万kW



<交流ループ化後>

中部エリアの受電可能量
最大390万kW



■ 2エリア間での受電可能量

(8月平日昼間帯の増加量)

受電	送電	放射状	ループ	増加量
中部	北陸	190	329	139
	関西	280	329	49
北陸	中部	138	309	171
	関西	150	309	159
関西	北陸	190	310	120
	中部	138	310	172

費用便益評価の考え方について

系統増強の考え方と費用便益評価 (B/C) について①

- 再エネ大量導入や電力のレジリエンス強化のために重要となる系統整備については、その整備に係る国民負担を抑制する観点等を踏まえ、費用便益の評価等※を行い、整備を進めることとしている。これまでの地域間連系線においても、電力広域機関において費用便益の評価等を実施した上で、増強判断を行ってきた。

※電力広域機関において、系統整備が行われない場合と行われる場合の差分によって実施

- この点、系統増強に一定の規律を持たせつつ、社会コスト全体を抑制する観点からは、引き続き、費用便益の評価を適切に行うことは重要。
- 一方、現在の系統整備における費用便益の評価においては、将来の再エネ電源の活用等を必ずしも反映しきれていないこともあることや、貨幣価値として考慮できていない項目もある。
- このため、系統増強に当たって前提としている費用便益の評価については、増強判断をする際の適切な評価指標となるよう、引き続き、その精緻化を検討していくこととしたい。

※ 例えば、今後の再エネ出力制御率の見通しや発電側課金の導入、市場価格シグナルによる立地インセンティブの付与などにより、長期的な電源配置等が変化する場合には前提条件を見直していく必要があるほか、調整力・慣性力に係るコストについては、技術的及び制度的な議論状況や海外事例も踏まえて精緻化を検討していく必要があるなど、今後、費用便益評価の精緻化が必要。

系統増強の考え方と費用便益評価 (B/C) について②

- その上で、現行の費用便益の評価では考慮しきれていない項目等があることを踏まえると、例えば、地域間連系線など広域的取引上、特に重要な系統整備については、現在の費用便益の評価を適切に行いつつ、必ずしもそれだけに依らず、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、社会的なニーズ等を加味して、増強を判断することも必要ではないか。
- なお、GX実現に向けた基本方針（2023年2月閣議決定）では、「安定的で安価なエネルギー供給につながるエネルギー需給構造の転換の実現、さらには、我が国の産業構造・社会構造を変革」するため、電力ネットワーク分野において、再エネ導入拡大に向けて重要となる系統整備として、海底直流送電等の整備を加速していくこととしている。すなわち、系統整備は、エネルギー需給構造の転換の実現や、産業・社会構造の変革を意図するものであり、このような政策的観点等を踏まえた増強判断が求められている。

◆GX実現に向けた基本方針（2023年2月閣議決定）

GXの実現を通して、2030年度の温室効果ガス46%削減や2050年カーボンニュートラルの国際公約の達成を目指すとともに、**安定的で安価なエネルギー供給につながるエネルギー需給構造の転換の実現、さらには、我が国の産業構造・社会構造を変革し、**将来世代を含む全ての国民が希望を持って暮らせる社会を実現すべく、GX実行会議における議論の成果を踏まえ、今後10年を見据えた取組の方針を取りまとめる。

中長期的な対策として、再エネ導入拡大に向けて重要となる系統整備及び出力変動への対応を加速させる。**系統整備の具体的対応策として、**全国規模での系統整備計画（以下「**マスタープラン**」という。）に基づき、費用便益分析を行い、地元理解を得つつ、道路、鉄道網などのインフラの活用も検討しながら、**全国規模での系統整備や海底直流送電の整備を進める。**地域間を結ぶ系統については、今後10年間程度で、過去10年間（約120万kW）と比べて8倍以上の規模（1000万kW以上）で整備を加速すべく取り組み、**北海道からの海底直流送電については、2030年度を目指して整備を進める。**さらに、系統整備に必要な資金調達を円滑化する仕組みの整備を進める。

◆広域系統長期方針（広域連系システムのマスタープラン）（2023年3月）

系統の増強規模については、**費用対効果が見込まれることを前提に、増強による再エネ出力制御率の低減効果も踏まえて見極める。**費用便益評価においては、将来の燃料価格やHVDCの技術開発等の動向における不確実性に伴う変動リスクに対して柔軟に対応し、将来の系統増強の可能性を適切に評価できるよう、燃料費及びHVDCコストに幅を持たせて評価する。

【参考】電力広域機関における検討状況

◆2024年2月26日 広域系統整備委員会 資料1-3

(参考) 電源・需要の前提条件

48

第72回広域系統整備委員会(2023年12月7日)資料1-1 に追記

- 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

【参考】再エネ海域利用法等における各地の区域の状況

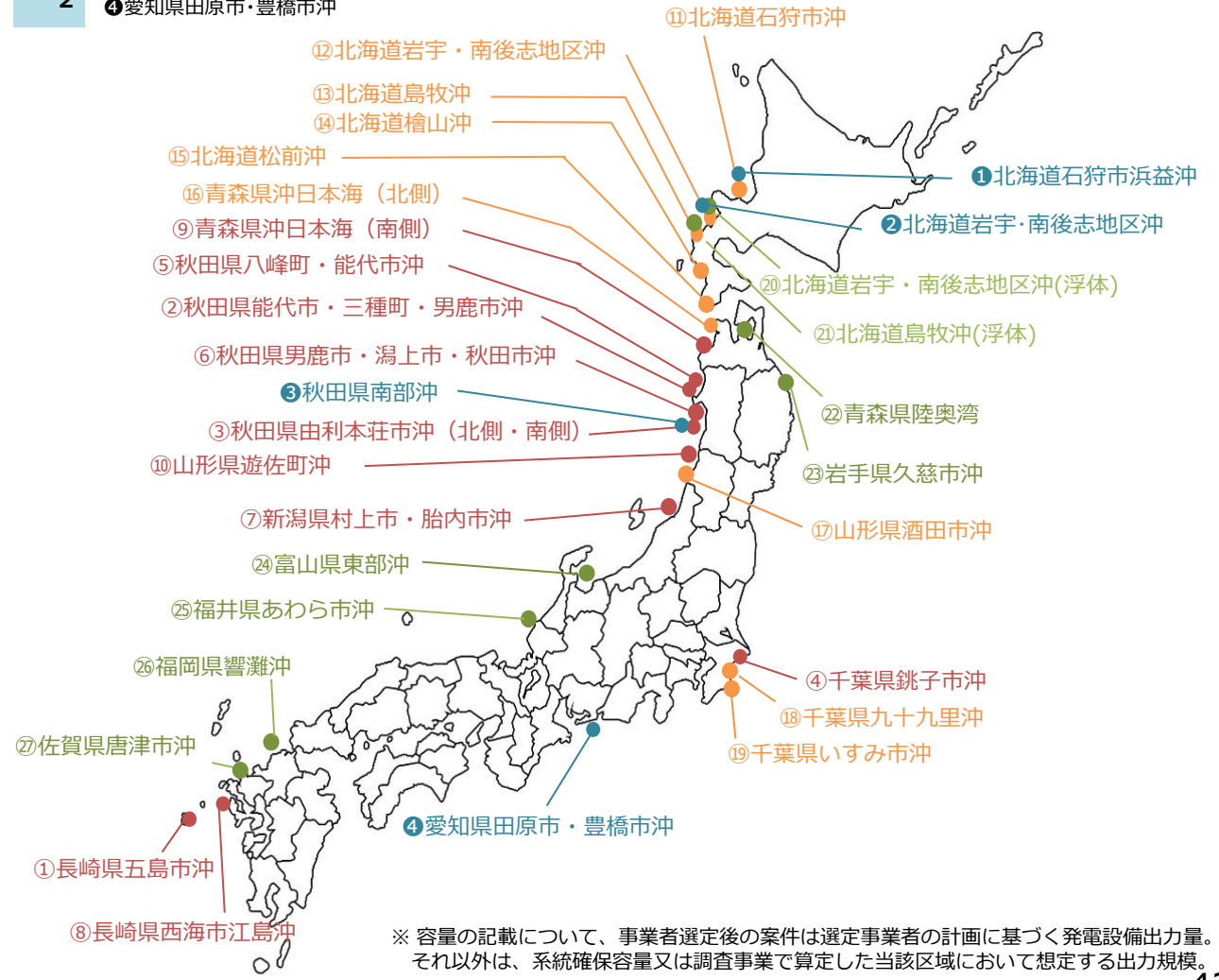
区域名	万kW	
事業者選定済	①長崎県五島市沖 (浮体)	1.7
	②秋田県能代市・三種町・男鹿市沖	49.4
	③秋田県由利本荘市沖	84.5
	④千葉県銚子市沖	40.3
促進区域	⑤秋田県八峰町能代市沖 選定評価中	36
	⑥秋田県男鹿市・潟上市・秋田市沖	31.5
	⑦新潟県村上市・胎内市沖	68.4
	⑧長崎県西海市江島沖	42
	⑨青森県沖日本海(南側) 事業者公募中	60
	⑩山形県遊佐町沖 事業者公募中	45
	⑪北海道石狩市沖	91~114
	⑫北海道岩宇・南後志地区沖	56~71
有望区域	⑬北海道島牧沖	44~56
	⑭北海道檜山沖	91~114
	⑮北海道松前沖	25~32
	⑯青森県沖日本海(北側)	30
	⑰山形県酒田市沖	50
	⑱千葉県九十九里沖	40
	⑲千葉県いすみ市沖	41
	⑳北海道岩宇・南後志地区沖(浮体)	㉔富山県東部沖(着床・浮体)
	㉑北海道島牧沖(浮体)	㉕福井県あわら沖
準備区域	㉒青森県陸奥湾	㉖福岡県響灘沖
	㉓岩手県久慈市沖(浮体)	㉗佐賀県唐津市沖

浮体実証を行う候補海域

F G I Z 2	①北海道石狩市浜益沖
	②北海道岩宇・南後志地区沖
	③秋田県南部沖
	④愛知県田原市・豊橋市沖

【凡例】

- 促進区域
- 有望区域
- 準備区域
- GI基金実証候補海域 (浮体式洋上風力)



※ 容量の記載について、事業者選定後の案件は選定事業者の計画に基づく発電設備出力量。それ以外は、系統確保容量又は調査事業で算定した当該区域において想定する出力規模。

電力広域機関 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)>

1. 費用便益評価手法

(1) 便益項目

4

- 長期展望における便益項目は、**貨幣価値指標として、燃料費・CO2対策コスト、アデカシー及び送電ロス**を考慮し、**非貨幣価値指標として、系統の安定性、再エネ出力制御率及びCO2排出量**を考慮する。
- また、**調整力や慣性力**といった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については、系統増強の便益項目には織り込まず、**政策目標実現のための社会コストとして示す。**

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし

便益項目	長期展望における扱い
燃料費	○
CO2対策コスト	○
アデカシー面 ^{※1}	○ (調達コストベース・停電コストベースの双方を算出し、少なくとも確実に見込める便益を評価)
送電ロス	○ (送電ロス費用を評価 ^{※2})
系統の安定性	◆ (信頼度基準を充足した上で、さらに系統の安定性に寄与する効果を定性的に評価)
再エネ出力制御率 ^{※3}	◆ ^{※4}
CO2排出量	◆ ^{※4}
調整力	- (再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)
慣性力	- (再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)

※1 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※2 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 ※3 出力制御率は太陽光・風力の合計
 ※4 系統増強に伴う再エネと他の電源との差替による発電コストの削減効果は、燃料費及びCO2対策コストの貨幣価値指標として織り込み済み

電力広域機関 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)>

1. 費用便益評価 (7) 費用項目

19

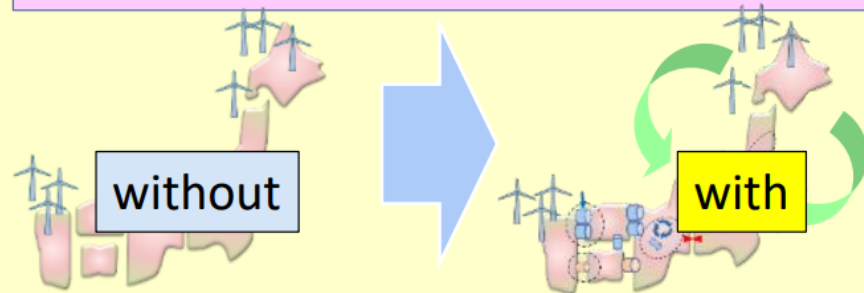
- 費用便益評価における費用には、系統整備が行われない場合 (Without) と、系統整備が行われる場合 (With) の総費用の差分を用いる。
- 総費用の差分 (With-Without) は、系統整備に係るコスト (減価償却費、運転維持費等) となる。
- なお、電源はWithとWithoutで配置や導入量が変わらないことを前提としているため、電源開発コストは、総費用の差分 (With-Without) に表れない。

エネルギーミックス (2030年)
第6次エネルギー基本計画



広域系統整備に関する長期展望

カーボンニュートラルを見据え2050年も視野に入れた検討



電力広域機関 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)>

1. 費用便益評価

22

(9) 費用便益評価の考え方

- 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。
- 長期展望においては、全国の増強方策を一体的に評価する必要があることから、評価期間を一律36年に設定。個別の増強方策については、長期展望から整備計画を具体化していく中であらためて評価を行う。

<費用便益評価のイメージ>

