

マスタープラン策定に向けた長期展望について (連系線増強の方向性)

2022年 6月23日
広域連系システムのマスタープラン及び
システム利用ルールの在り方等に関する検討委員会事務局

■ 系統増強規模を示す長期展望の案を上期中にとりまとめのうえ、2022年度末のマスタープラン策定および公表を目指す。

◆本委員会 開催予定	2022年度			
	第1四半期	第2四半期	第3四半期	第4四半期
マスタープラン 広域系統長期方針	第17回 ◆ 概要(骨子案)	反映	第20回 ◆ 第21回 ◆ マスタープラン(案)	第22回 ◆ パブコメ 第23回 ◆ ● 公表
長期展望	第17回 ◆ 費用便益項目	第18回 ◆ 長期展望	第19回 ◆ (連系線増強の方向性) 長期展望とりまとめ	
	主な内容			
第17回	<ul style="list-style-type: none"> ➢ マスタープラン(広域系統長期方針)の概要(骨子案)について ➢ マスタープラン策定に向けたシナリオの検討状況について(費用便益項目) 			
第18回	➢ マスタープラン策定に向けた長期展望について(連系線増強の方向性)			
第19回	➢ マスタープラン策定に向けた長期展望について(案)			
第20回	➢ マスタープラン(広域系統長期方針)検討状況について			
第21回	➢ マスタープラン(広域系統長期方針)案について			
第22回	➢ マスタープラン(広域系統長期方針)意見募集結果と資料への反映			
第23回	➢ マスタープラン(広域系統長期方針)公表資料(案)			
2022年度 末までに	➢ マスタープラン(広域系統長期方針)公表			

- 第17回までの本委員会において、基本シナリオや複数シナリオ、また需要と電源のアンバランスに着目した分析の考え方を整理するとともに、増強案を評価する際の費用便益項目について整理し、系統増強案の抽出に向けた諸準備を進めてきた。
- 中間整理までに議論してきた系統増強の基本的な考え方は踏襲しながら、地内基幹系統の増強を含めた系統増強抽出の考え方を追加するとともに、足下の世界情勢を踏まえた燃料費・CO2対策コストの扱い方を織り込んで、具体的な系統増強の抽出を行いたい。
- 第18回本委員会では、系統増強の基本的な考え方を確認のうえ、東地域および中西地域の連系線増強案の抽出の方向性について、ご議論頂きたい。

マスタープラン策定に向けた長期展望について（連系線増強の方向性）

1. 系統増強の基本的な考え方（振り返り）
2. 地内基幹系統の増強の扱いについて【論点1】
3. 燃料費・CO2対策コストの扱いについて【論点2】
4. 各地域（東地域、中西地域、FC）の増強案の検討について【論点3】
5. まとめと今後の進め方

- ここまでの委員会におけるご議論を踏まえて、系統増強の考え方としては、国民経済性の観点から、既存設備を最大限活用した部分的な増強など、そのコストの抑制可能な考え方を優先しつつ、既存ルート全体のアップグレード、新ルート形成なども含めて検討を行う。

基本的な考え方

マスタープラン 中間整理

- 各増強案の検討にあたっては、費用対効果の観点から、増強コストを抑制可能な考え方（①）を優先して検討を進めてはどうか。
- なお、将来に亘ってコスト低減を図る観点から、連続性や拡張性を考慮した増強案とすることや特殊仕様を避けるといった視点も重要。

① 既存設備を最大限活用した部分的な増強による送電容量の拡張

例) 電線のサイズアップ等、将来用の拡張設計を有する設備のアップグレード

② 既存ルート全体のアップグレード、新ルート形成等による送電容量の拡張

ただし、レジリエンス面を強化するため、必要により複線化についても考慮

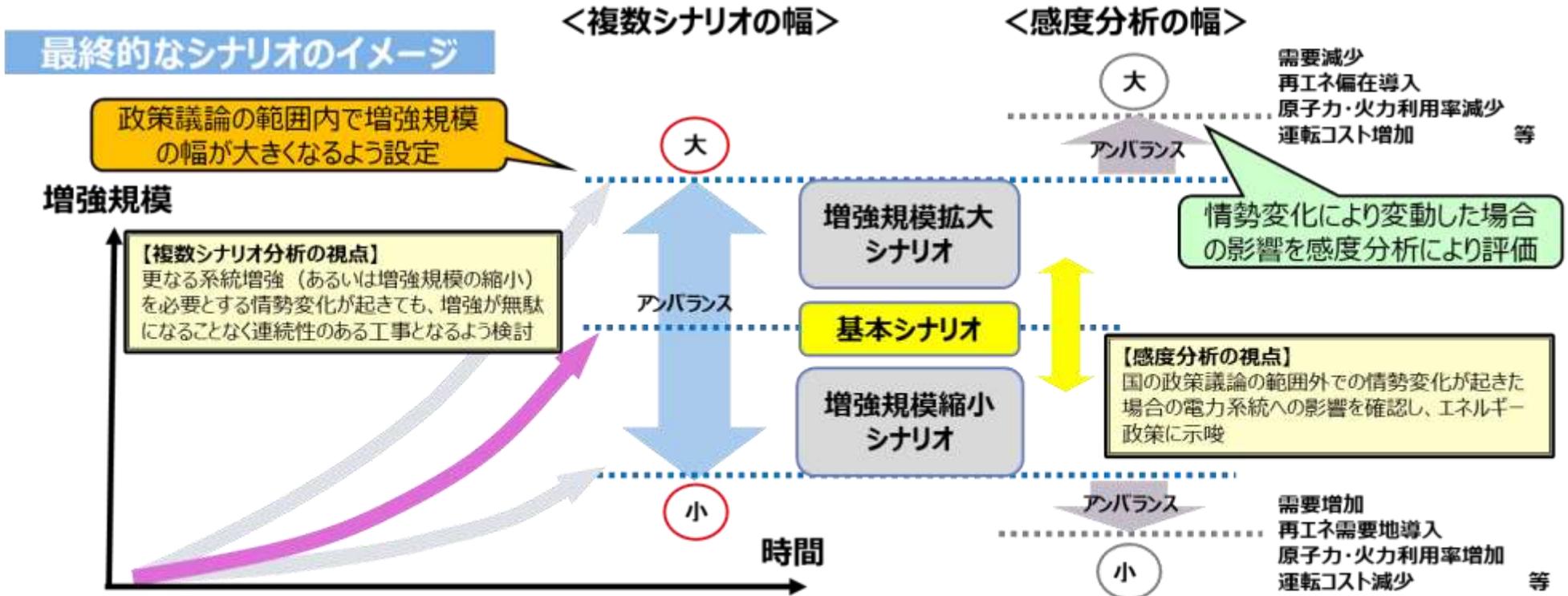
例) 同じルートを活用して増容量化、新たなルートを追加して増容量化

③ HVDC送電を活用した新ルート形成

長距離送電では、経済性及び系統安定性※という面で優位となるHVDC送電を活用

※ 偏在する再エネ電源の大消費地へ長距離送電する場合、交流送電は安定度面でボトルネックがあったが、直流送電では安定度面の課題は解消されるため、系統上大消費地近くに再エネ電源が立地すること同様の効果がある。さらに、これにより例えば北海道に偏在している再エネに対しても本州の調整力を活用することもできるようになる。ただし、再エネ導入量にどの程度の調整力が必要かについては確認が必要となる。なお、回転機がもつような慣性力を代替することはできない。

- 系統増強は需要と電源のアンバランスを補強する形で行われるものであり、増強規模は需要と電源のアンバランスの度合いによると考えられる。
- 複数シナリオの幅については、需要と電源は国の政策誘導によりある程度一貫性を持って導入が進むと想定し、国の政策議論から想定される選択肢の範囲として、系統増強の規模を見極めることとしたい。
- その上で、不確実性に関する委員からの多くのご意見も踏まえて、複数シナリオのそれぞれにおいて、社会情勢といった外生的要因も含めた変化に伴う電力系統への影響を感度分析により確認し、国のエネルギー政策への示唆とすることとしたい。



- 前提条件については2050年も視野に入れて、**需要**については**再エネ余剰を活用する需要のロケーションやEV・ヒートポンプなどの負荷率が変化**することを想定して設定し、**再エネを最優先の原則の下で最大限の導入に取り組むという国の方針**を踏まえて、**電源**については**各シナリオにおいて同じ条件**とする。
- 変動することで系統増強に影響すると考えられる要因（再エネ導入量等）については、更に感度分析を行うこととしたい。

<各シナリオの前提条件の比較>

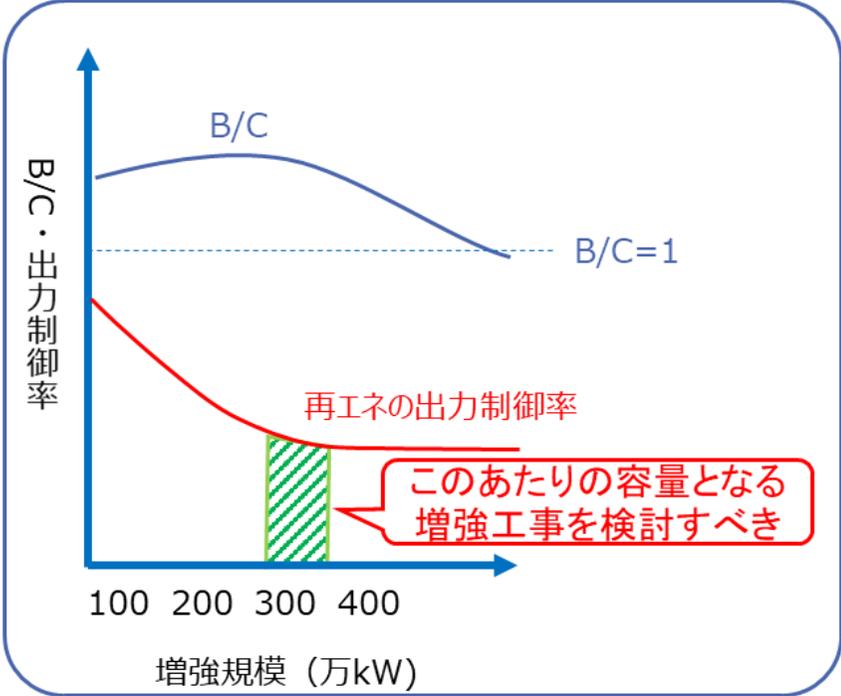
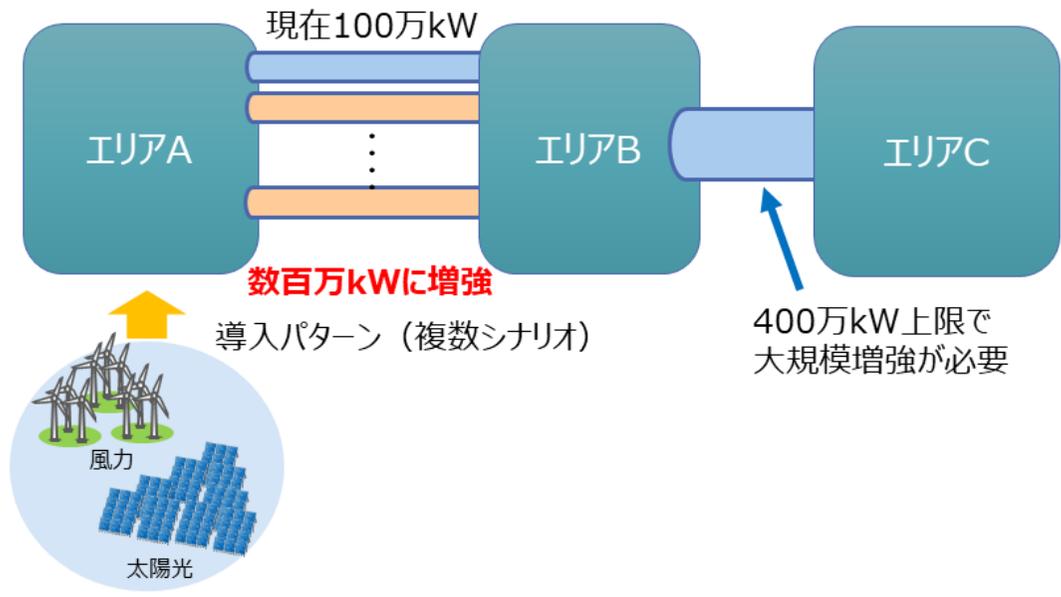
		系統増強縮小シナリオ 需給立地最適化ケース	基本シナリオ 需給立地誘導ケース	系統増強拡大シナリオ 需給立地自然体ケース
需 要		<ul style="list-style-type: none"> ■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約8割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約8割が可制御でピークシフトできると想定 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの約2割を再エネ電源近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の約2割が可制御でピークシフトできると想定 	<ul style="list-style-type: none"> ■ 1.2兆kWh程度 ■ 水素製造・DACの全量を需要地近傍へ配賦 ■ 再エネ余剰活用需要の全量が一定負荷と想定
電 源 構 成	再エネ			
	太陽光	■ 約260GW（※1）	■ 約260GW（※1）	■ 約260GW（※1）
	陸上風力	■ 約41GW（※1）	■ 約41GW（※1）	■ 約41GW（※1）
	洋上風力	■ 約45GW（官民協議会導入目標）	■ 約45GW（官民協議会導入目標）	■ 約45GW（官民協議会導入目標）
	水力	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）
	バイオマス	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）
	地熱	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）	■ 約60GW（エネルギーミックス水準）
	火 力 （化石+CCUS）	<ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定）	<ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定）	<ul style="list-style-type: none"> ■ 供給計画最終年度の年度末設備量 ■ 一般送配電事業者へ契約申込済の電源 （廃止後は水素・アンモニアにリプレイスと仮定）
	原子力	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定	■ 既存もしくは建設中の設備が全て60年運転すると仮定
	水素・アンモニア	■ 既設火力が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定	■ 既設火力が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定	■ 既設火力が45年運転で廃止後、リプレイスされるものと仮定して設定

※1 第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

■ 増強規模については、再エネ導入量を増加させた場合、**次に必要となる大規模な増強などを考慮した最適な増強規模**について、**B/C※や再エネの出力制御率等に着目して分析**することで、**妥当な規模を見極める**。

※ HVDCコストなど幅のある工事費については、原則として工事費の上限で確認する。

増強規模の見極めイメージ



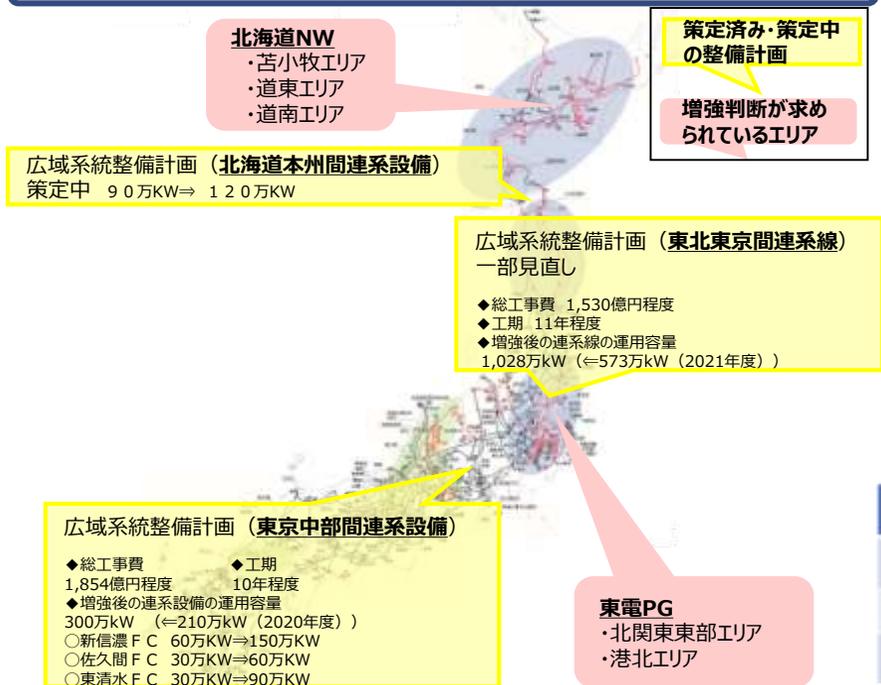
2. 地内基幹系統の増強の扱いについて【論点1】

(1) 必要性および位置づけ

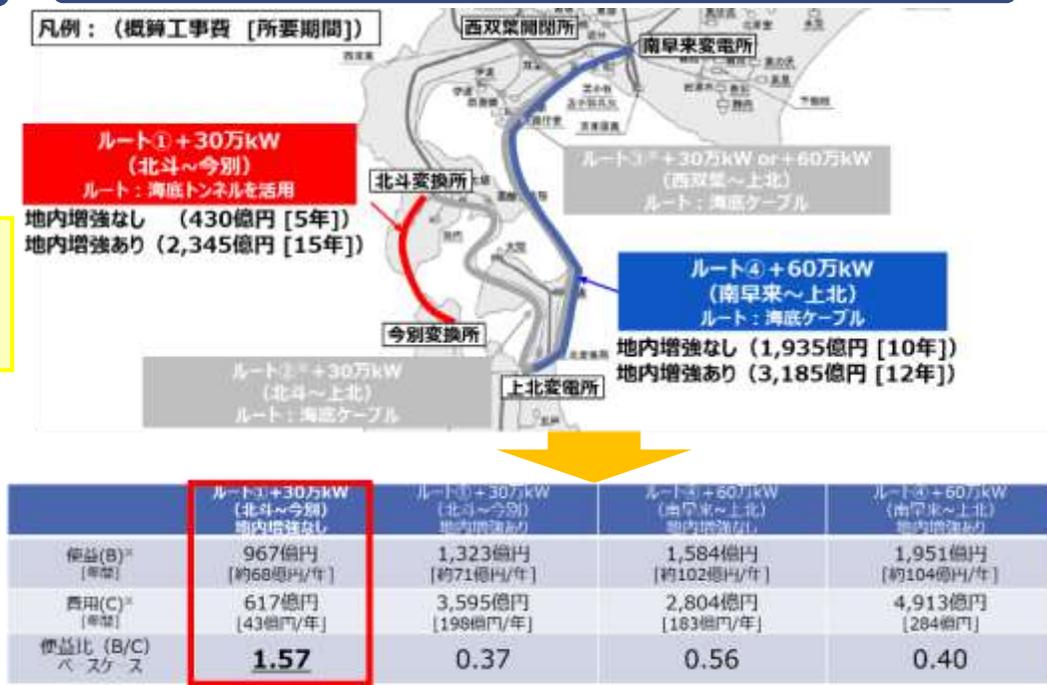
- 今後の電力系統は、将来の電源ポテンシャルを見込んで社会的便益が見込まれる場合に新設または増強する「プッシュ型」の設備形成を行うこととしており、再エネ導入拡大に向けて、全国の基幹系統に系統混雑を許容する系統利用ルールが適用されたことから、**連系線だけでなく地内基幹系統についても費用便益評価に基づいて増強判断**していくこととなる。
- 再エネ主力電源化のためには、連系線増強のほか、**連系線増強の効果を発揮するために必要となる地内基幹系統の増強も一体的に考える必要**がある。このため、最終とりまとめに向けては、**地内基幹系統の混雑状況を抽出**のうえ、**連系線および地内基幹系統について一体的にB/C評価**を行う必要がある。
- 一方で、地内基幹系統を流れる潮流は個別電源の開発動向や需要の変動に大きく影響を受けるが、マスタープランの長期展望における電源構成や需要については不確実性を含んでいることから、国の政策動向や情勢変化によって変動する可能性があり、系統の混雑状況や混雑箇所も変動することが想定される。
- このため、マスタープランの長期展望における地内基幹系統の扱いについては、混雑箇所の抽出や増強案の検討は行うものの、**具体化の段階では、情勢変化により対策が不要となることや、マスタープランに記載のない対策工事の新規計上なども考えられることを認識のうえで、検討を進める**こととしたい。

- 整備計画は個々の具体的な増強規模や工期、実施主体、費用負担割合などを決定するものであり、現在、連系設備の増強に関して、3つの整備計画が実施または検討されている。そのうち、現在策定中の北海道本州間連系設備の増強工事は、費用便益評価によりその増強規模を判断した最初の事例である。
- 今回のマスタープランでは**費用便益評価の手法を地内基幹系統にも適用して計画策定に進むべき系統について明らかにしたい。**
- 特に、既に系統の空容量がない基幹系統に関して、**国の審議会や広域系統整備委員会においてマスタープランで検討するよう整理された系統があることから、まずは、これらの系統について評価・確認を行う**必要がある。

整備計画の策定状況と今後の検討が必要となる系統 (例)



北海道本州間連系設備【費用便益評価】



2. 地内基幹系統の増強の扱いについて【論点1】

(2) 費用便益評価

- 地内基幹系統の増強は、連系線増強と一体的に費用便益評価を行っていくこととする。
- 第17回委員会において整理した便益項目に基づき、連系線と一体的な評価を行うことで、地内基幹系統の増強による便益も含んだ費用便益評価となる。また、地内基幹系統の増強に係わる費用項目については、系統整備に係るコストとする。

第17回マスタープラン検討委員会 資料2

マスタープランに織り込む便益項目

【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし

便益項目	ENTSO-E (欧州)	PJM (米国)	広域機関
燃料コスト	○ (B1)	○	○
CO2対策コスト	○ (B1)	○	○
アデカシー面	○ (B6) (年間供給支障量×停電コスト等)	○ (容量市場モデルを活用し、 便益を算出)	○ (調達コストベース・停電コストベース※3の双方 を算出し、保守的な便益の見積もりにて評価)
系統の柔軟性 (調整力)	◆ (B7) (必要な融通量の増加割合)	- (※2)	- (PJMと同様、シミュレーションの中で、一定の調 整力を考慮)
送電ロス	○※1 (B5)		○ (送電ロス費用を評価)
系統の安定性 (信頼度基準を充足したうえでの評価)	◆ (B8) (+, ++等で評価)	-	◆ (定性的に評価)
その他 (CO2排出量、再エネ出力 制御率等)	◆ (B2~B4)	-	◆

※1 ロス電力量×限界費用により算定 (最適化潮流計算とは別に算出したもの)

※2 エネルギー市場のシミュレーションの中で調整力と送電ロスを考慮したうえで、最適な電源をディスパッチさせている。(PJMより聞き取り)

※3 調達コストベース：必要予備力×調達コスト、 停電コストベース：供給支障量×停電コストにて算出

- 燃料費 + CO2対策コストについては、2021年9月発電コスト検証ワーキンググループの検討結果を踏まえつつ、足下の燃料価格高騰などの影響も考慮して改めてご議論いただくこととしていた。
- 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。マスタープランにおける費用便益評価においては、感度分析ではなく、各シナリオ（基本・複数シナリオ）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、適切に評価を行うこととしたい。
- このため、燃料価格については、足下の燃料価格の実勢を踏まえ、WG検討結果で採用している2019年平均値から2倍程度の幅を想定することとしてはどうか。

発電コスト検証ワーキンググループ（2021年9月）

[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 コンバージョン (CCS)	石油
燃料費 + CO2対策コスト	7.7	7.9	8.0	9.0	9.3	10.9	16.6
燃料費	4.9	6.7	6.8	7.3	7.9	9.2	12.9
CO2対策コスト	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	3.7
	CO2輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.2	—

不確実性を考慮し2倍程度の幅で検討

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 コンバージョン (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	0.3	1.7	0.3	3.7
	CO2輸送 & 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.2	—

- 燃料費およびCO2対策コストについては、2021年9月に報告された発電コスト検証ワーキンググループによる数値を採用した場合、3～4割の低下となることから、第15回マスタープラン検討委員会において、足下の燃料価格高騰などの影響を踏まえて改めてご議論いただくこととした。

第15回マスタープラン検討委員会資料 1

- 燃料費、CO2対策コストについては、国の審議会である発電コスト検証ワーキンググループ（2021年9月）の値を基本とする。
- 燃料費、CO2対策コストについては、足下の燃料価格高騰など、燃料を取り巻く情勢を踏まえ、価格が高騰した場合を想定した試算を行い、その扱いについて改めて議論いただきたい。

[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+CO2対策コスト		7.7	7.9	8.0	9.0	9.3	10.9	16.6
燃料費（再掲）		4.9	6.7	6.8	7.3	7.9	9.2	12.9
CO2対策コスト (再掲)	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	0.4	3.7
	CO2輸送& 貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.0	1.2	—

発電コスト検証ワーキンググループ（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および所内率を入力して算出)

(参考) 中間整理における燃料コスト、CO2対策コスト

[円/kWh]

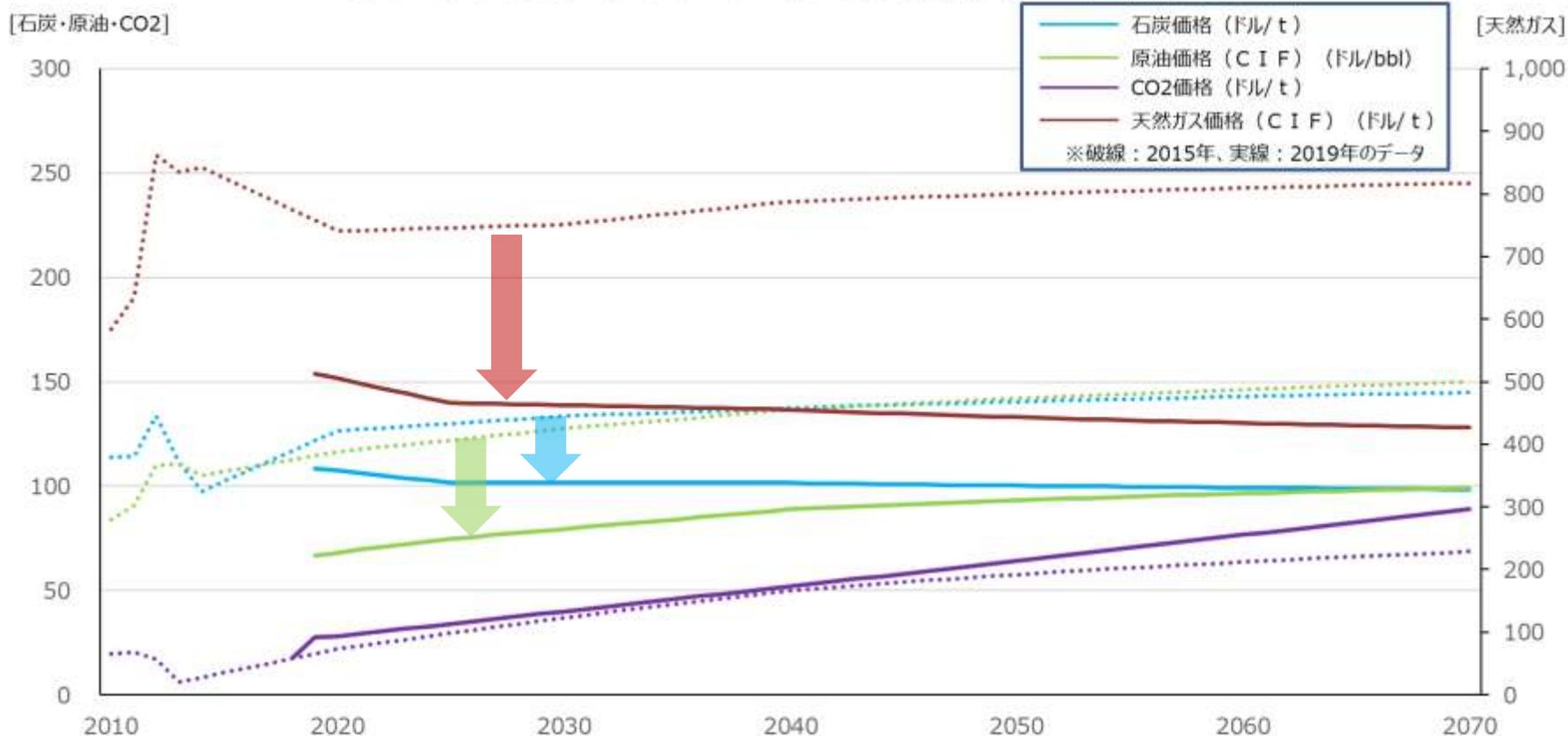
	石炭	LNG MACC 1500℃級	LNG ACC 1350℃級	LNG CC 1100℃級	LNG CT コンベンショナル	石油
燃料費+CO2対策コスト	10.4	13.0	13.4	15.7	18.3	27.8
燃料費	5.9	11.0	11.4	13.3	15.5	23.9
CO2対策コスト	4.5	2.0	2.0	2.4	2.8	3.9

発電コスト検証ワーキンググループ（2015年5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

- 2021年9月発電コスト検証ワーキンググループにおける燃料価格の見通しは、中間整理で採用した2015年の値から大幅に低下しているが、第15回委員会において、あくまで算定時の状況であり、ミスリードとならないようにすべきというご意見も頂いた。

第15回マスタープラン検討委員会資料 1 を一部修正

発電コスト等検証ワーキンググループにおける燃料価格及びCO2価格の見通し



※発電コスト検証ワーキンググループにおけるコストレビューシートの「表3) 燃料価格」「表4) CO2価格」の元データより

※燃料価格の見通しは、初年価格をもとに、IEA「World Energy Outlook 2020」のS TEPSの価格トレンドを適用して算出されている

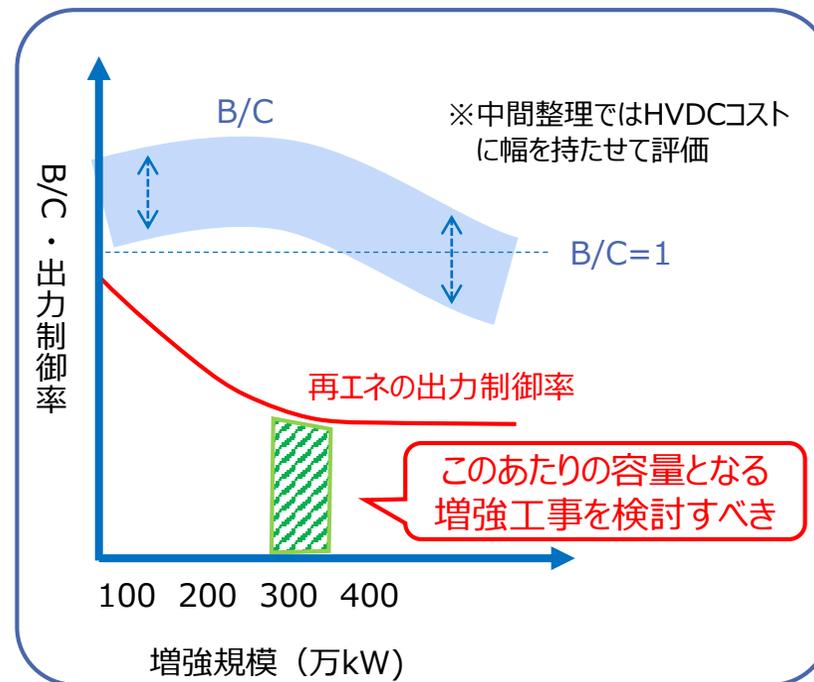
- 2021年9月発電コスト検証ワーキンググループにおいて燃料価格として採用している2019年平均値から、**至近の燃料価格は高騰している。**
- マスタープランの前提条件としては、これまでの委員会における委員からのご指摘も踏まえ、今後の情勢変化により更なる変動の可能性を踏まえて、幅を持った分析についても検討する必要がある。



- 【凡例】
- ① 至近単月
 - ② 至近3か月平均
 - ③ 至近6か月平均
 - ④ 2021年平均

※財務省貿易統計のデータをもとに算出

- マスタープランにおける系統増強の基本的な考え方に基づき、費用対効果が見込まれることを前提に、増強による再エネの出力制御率の低減効果を確認し、増強規模を見極めていくこととなる。
- シナリオにおいて「燃料費 + CO2対策コスト」に幅を持たせることで、将来の燃料価格動向の不確実性による変動リスクを踏まえた費用便益評価を行う。



(1) 東地域における系統増強の考え方

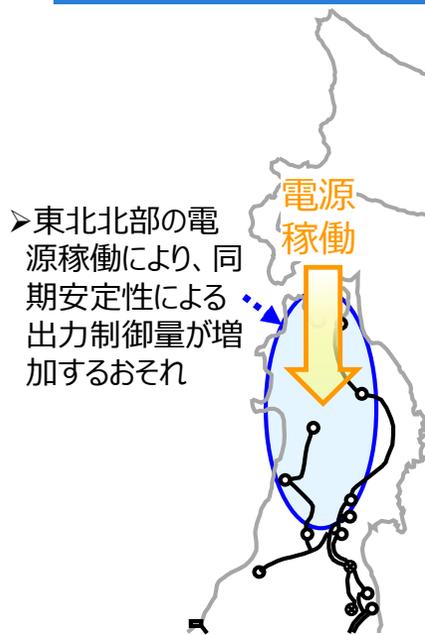
- 東地域においては、北海道・東北地内に需要を大幅に上回る再エネ導入量が想定されることから、再エネを有効活用するためには大消費地への送電が必要となる。
- 加えて、メリットオーダーにより再エネの発電量が増加した場合、北海道地内の調整力確保、東北地内の同期安定性維持等の制約により、再エネの出力制御量が増加する懸念がある。
- 北海道エリアの洋上風力などを本州の大消費地へ送電するためには、いずれにしても海域を横断することが必須であり、北海道道南エリア及び東北北部エリアの陸域の既存送電設備が容量上限に達していることも勘案すれば、長距離大容量かつ海底ケーブル送電に優位性のあるHVDCにより大消費地まで送電する方式も考えられる。

① 北海道・東北地内における同期安定性等の課題

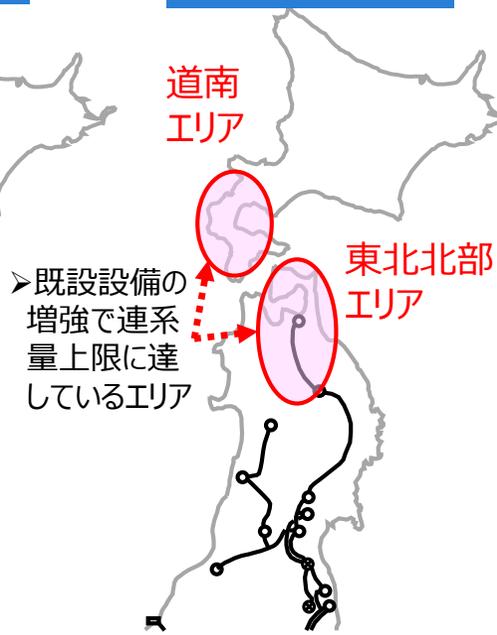
② HVDC送電ルート（北海道～本州）の必要性

③ 本州側の空容量を考慮したHVDCルート・増強規模をB/C等を確認し検討

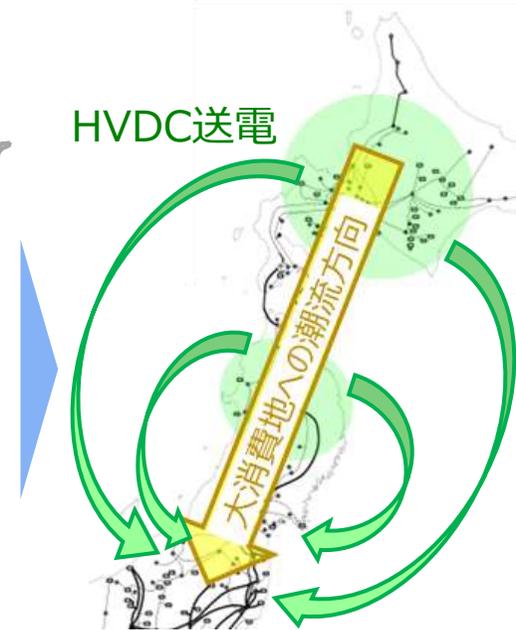
同期安定性による制約



増強困難エリア



HVDC送電



4 - 1. 東地域の増強案の検討について【論点3】

(2) 同期安定性制約に対する地内増強対策について

- 東北北部に再エネ導入を想定する場合、同期安定性の制約による東北東京間連系線の運用容量の低下の影響を確認する必要がある。
- 運用容量が低下することで出力制御など制約が生じるが、運用容量を確保するためには、東北地内の日本海側ルート新設などの系統増強が必要となる。
- なお、東北東京間の地内増強については、中間整理において、電源連系見通し等に基づき、別途評価するとしており、とりまとめに向けては、シナリオにおける電源ポテンシャルにより、必要な増強規模を費用便益により評価していく。

東北北部電源が稼働すること
による同期安定度制約

東北東京間連系線
運用容量対策イメージ

✓ 東北東京間の運用容量を確保するための対策

(中間整理の例)

東北・東京地内
○500kV送電線新設
○275kV→500kV昇圧 変電所
○HVDC新設 ほか

✓ 連系線と一体の費用便益評価の結果により、必要な増強規模を見極めていく。

電源稼働

東北東京間連系線
運用容量
1,000万kW
⇒低下する可能性

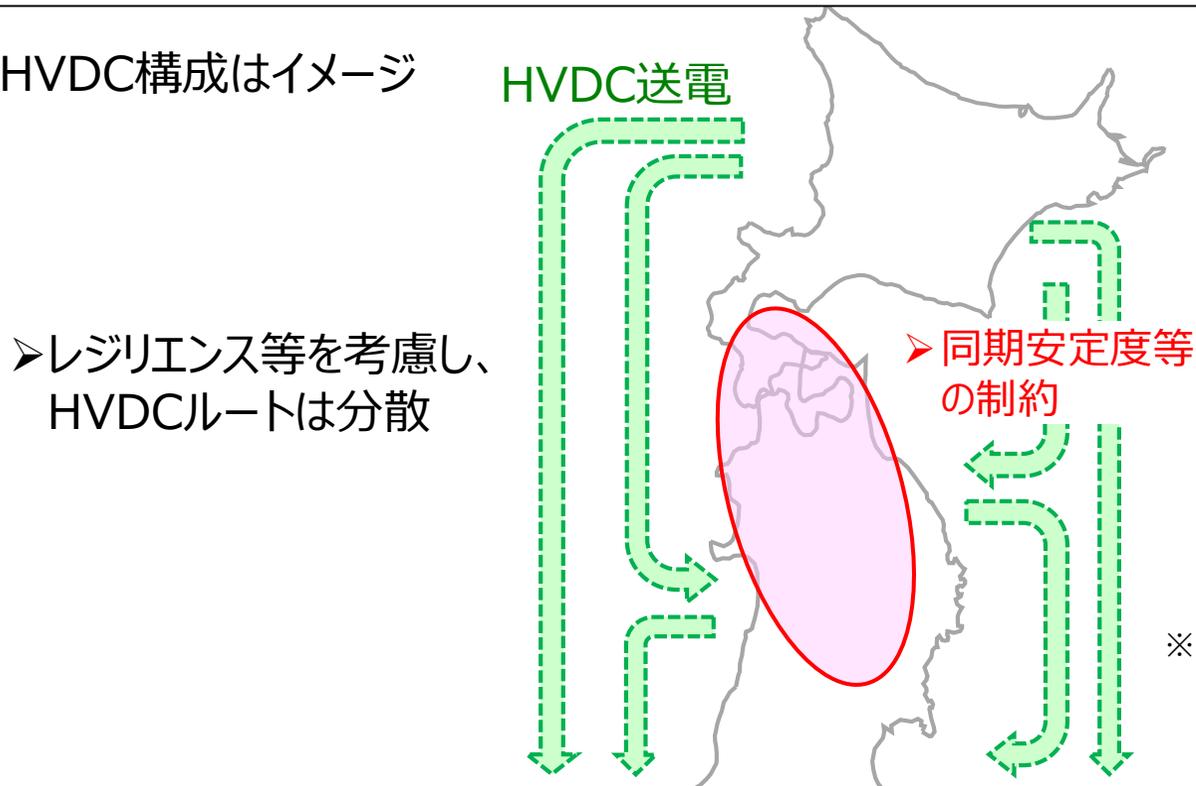
東北東京間連系線
運用容量
必要な増強規模を
費用便益により検討

4-1. 東地域の増強案の検討について【論点3】

(3) 直流送電(HVDC送電)ルート・構成について

- HVDC送電ルートは、同期安定性等の制約の影響を受けないルート選定を行い、レジリエンス面も考慮して分散させることを基本とする。
- また、マスタープランでは、各エリアの再エネ出力制御率や既存系統から考えられる揚陸点(地内接続点)のほか、既存系統への影響等を考慮してHVDC送電ルートや構成を抽出する。
- その際には、整備計画の早期具体化に向けて、段階的に開発することなどの検討も進められていることから※1、その検討状況なども踏まえ、具体的なHVDC送電ルートや揚陸点(地内接続点)、多端子型システム採用等の可能性も視野に入れて、今後詳細検討していく。

※ HVDC構成はイメージ



➤ 送電ルートや揚陸点等は、整備計画の具体化との連続性や海底直流送電の議論状況等を踏まえ、今後詳細検討していく

※1：総合エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会 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 (第42回) 参考資料2

(1) これまでの経緯

中間整理以降の検討事項

第60回広域系統整備委員会 資料1-1抜粋

- マスタープラン中間整理において、中西地域の検討すべき増強は、関門連系線、中部関西間連系線、中部北陸関西の3社交流ループ化である。
- これらについて、早期に技術検討を行う上で、まずは根元になる関門連系線について検討する必要がある。特に中間整理以降の検討において明らかになったこととして、以下の2点がある。
 - ✓ 関門連系線増強は海底ケーブルの交流連系を想定しているが、想定していたルート付近での洋上風力の計画が進んでいることから迂回ルートの検討が必要になる可能性がある。
 - ✓ 大容量・長距離の500kV交流海底ケーブルの製造には、新規の大規模な設備投資や技術開発が必要になる可能性がある。
- こうしたことを踏まえて、九州からの増強については改めて増強の選択肢について検討を深める必要がある。

九州～中国ルートの直流送電の検討について

- まずは、500kV交流海底ケーブルの製造上の困難さについて確認が必要と考えられる。また、製造可能な場合でも、海底のルート調査を実施した上で、ルートの再検討を行う必要があるが、仮に交流送電でケーブルの巨長が50kmを超える場合、充電電流の影響を大きく受けるため、直流送電も検討対象になると考えている。
- その直流送電を既存の交流連系線近傍に設置した場合、交流連系線の事故の影響を受けて直流送電も停止し、ルート断となるリスクがある。そのため近年導入が進められている自励式直流送電設備の運転継続維持能力などについても、有効性について今後確認を行う。また、既設の交流連系線との距離をとることで対策となり得る可能性もあり、その場合、マスタープランの検討で示していた九州～四国ルートについても選択肢となる。
- また、新たに設置する連系線を直流設備とした場合、交流ルート断時に関門以東での周波数低下となる可能性が解消されないことから、これらの影響についても更なる技術検討を行いたい。

4-2. 中西地域の増強案の検討について【論点3】

(2) 中西地域における系統増強の考え方

- 九州における再エネを大消費地に送電するためには、関門連系線は周波数制約があることから**複線化が必要**となる。
- 東向き潮流が増加することになれば、同期安定性の課題が発生するため、電制や設備増強等（同期調相機等の設置を含む）が必要であり、更に重潮流化すれば、中西系統全体の同期安定性等も課題となる。

① 関門連系線は1ルートで周波数制約があるため、増強するにはルート新設が必要

② 九州～中国ルート容量検討では、関中連系線の運用容量を考慮して分析

比較

③ 九州～四国ルート容量検討では、四国地内、関西四国間連系設備の将来設計（昇圧）を考慮して分析

④ 関中連系線および本四連系線増強の必要性を確認

※ ②、③の比較検討により、既存設備を最大限活用した増強規模を見極め

⑤ ①～④のステップを検討したうえで、中地域で計画されている増強案による効果を確認

⑥ 九州～関西間のHVDC送電ルート新設の将来的な可能性についても検討

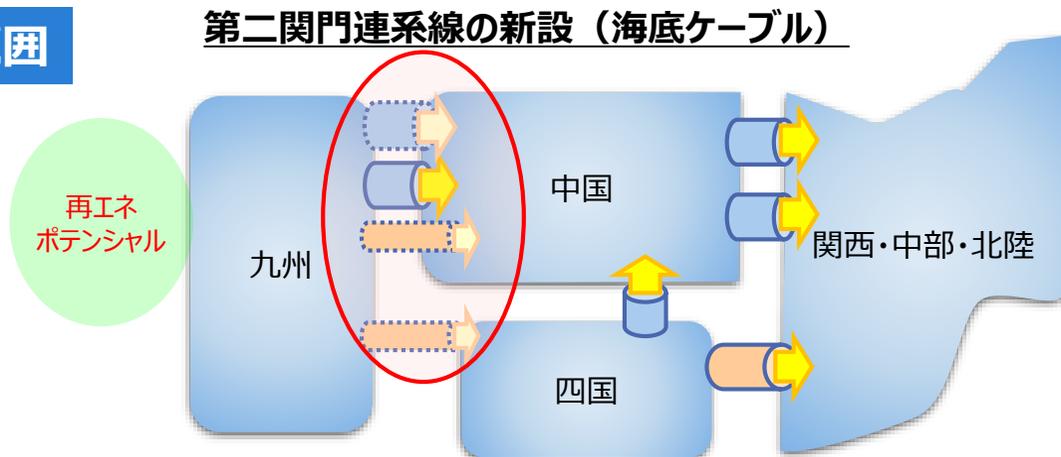
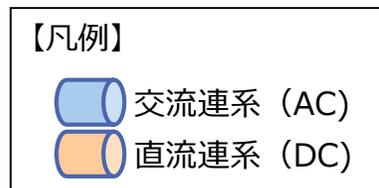


4-2. 中西地域の増強案の検討について【論点3】

(3) 中西地域における系統増強の考え方（関門連系線）

- 現在、九州エリアで発電された電力は、中国エリアを経由して関西エリアへ送電されているが、**関門連系線で系統混雑が発生**している状況。
- 関門連系線は熱容量だけでなく周波数制約もあるため、**送電容量を増加するためには新たなルート新設が必要**となる。
- 新たな交流ルート新設の候補としては、九州～中国間の海域の極力短い距離を交流海底ケーブルで横断する方法や、既存の関門連系線の近傍に併設して架空送電線を新設する方法なども考えられるが、周辺海域や陸上ルートの用地上の制約、更には、長距離大容量の交流海底ケーブルの製造が困難であるとの情報もあるため、九州～四国ルートも含め、直流ルート新設も選択肢として検討する。

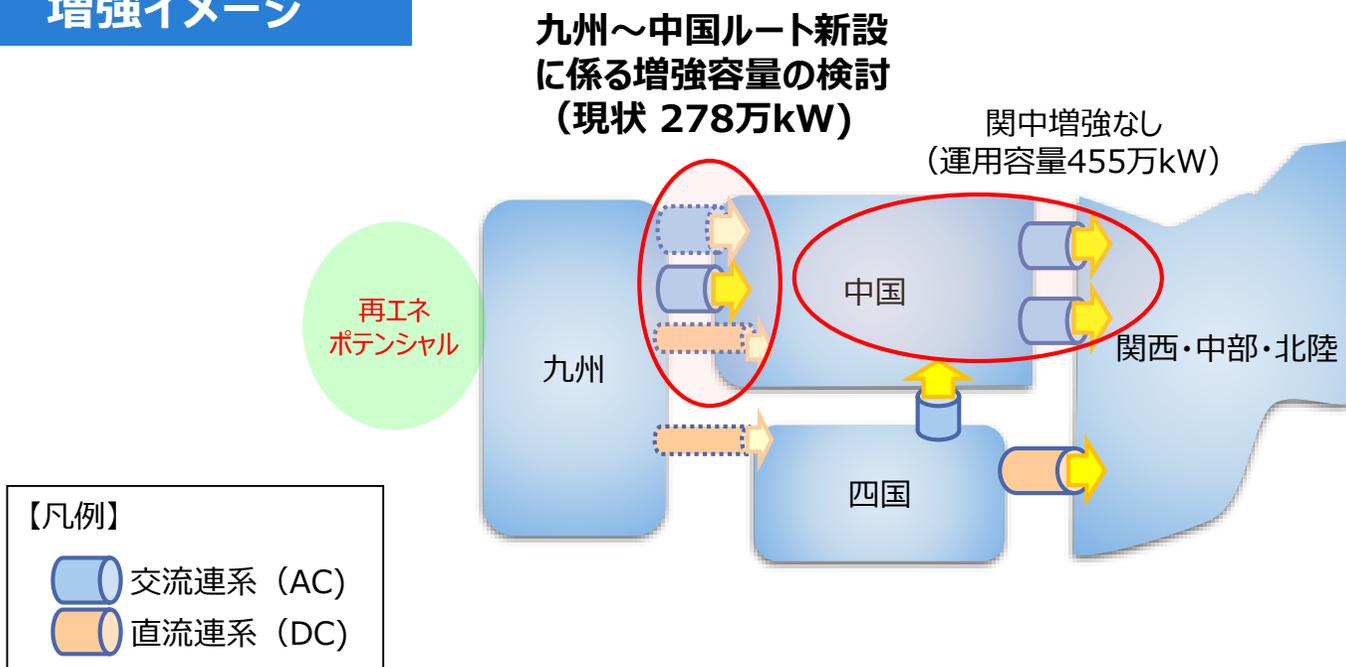
関門連系線増強の検討範囲



4-2. 中西地域の増強案の検討について【論点3】 (4) 中西地域における系統増強の考え方 (九州～中国ルート新設)

- 東向き潮流が増加する場合には、中西系統の同期安定性の制約が顕在化するが、再エネを含む電制量増加等の系統安定化対策を実施することで関中連系線の運用容量までは対応可能。
- このため、九州～中国ルートの増強規模の検討にあたっては、**関中連系線の運用容量を考慮して、B/Cや再エネ制御率の変化等により見極める。**

九州～中国ルートの増強イメージ



4-2. 中西地域の増強案の検討について【論点3】

(5) 中西地域における系統増強の考え方 (九州～四国ルート新設)

- 九州～四国間ルートは、距離が60km程度であり、直流海底ケーブルによる増強となる。
- 増強規模を検討するにあたっては、以下のステップに分けて分析したうえで、将来の拡張性を考慮して増強規模を決める必要がある。
 - ステップ① 関西四国ルート増強をせず、**四国地内の同期安定度を考慮して増強規模を検討**する。
 - ステップ② **関西四国連系設備の将来設計を活用した増強（140⇒280万kW：±500kV昇圧）を考慮したうえで、最適な増強規模を検討**する

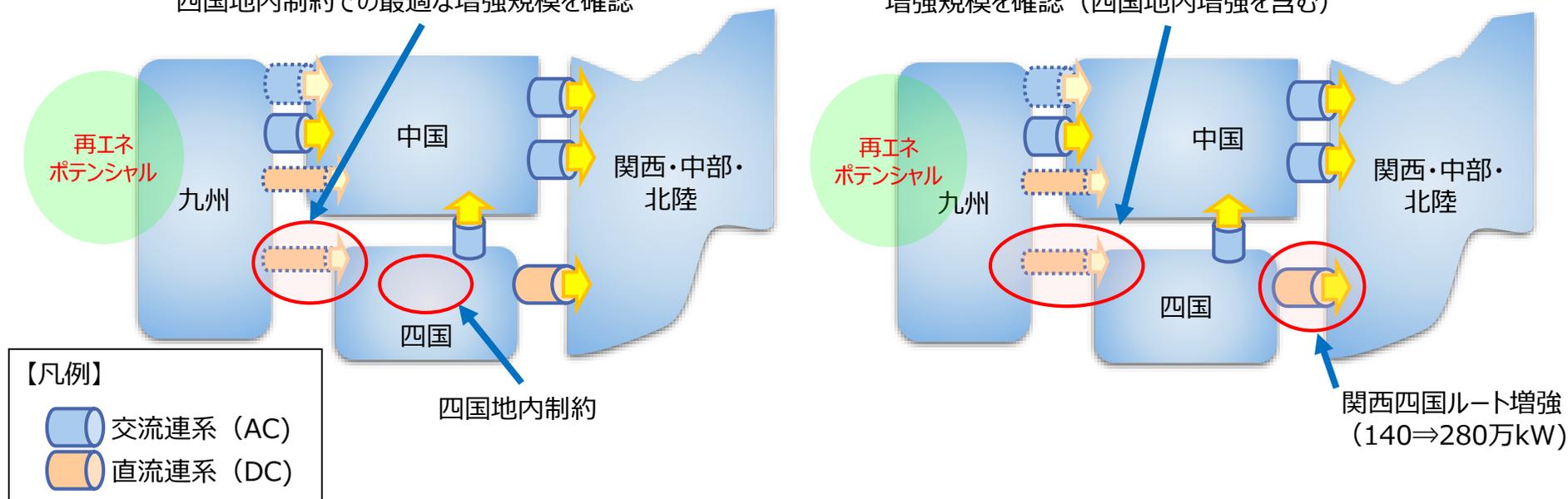
増強規模の確認ステップ①

B/C≥1のシナリオ

増強規模の確認ステップ②

四国地内制約での最適な増強規模を確認

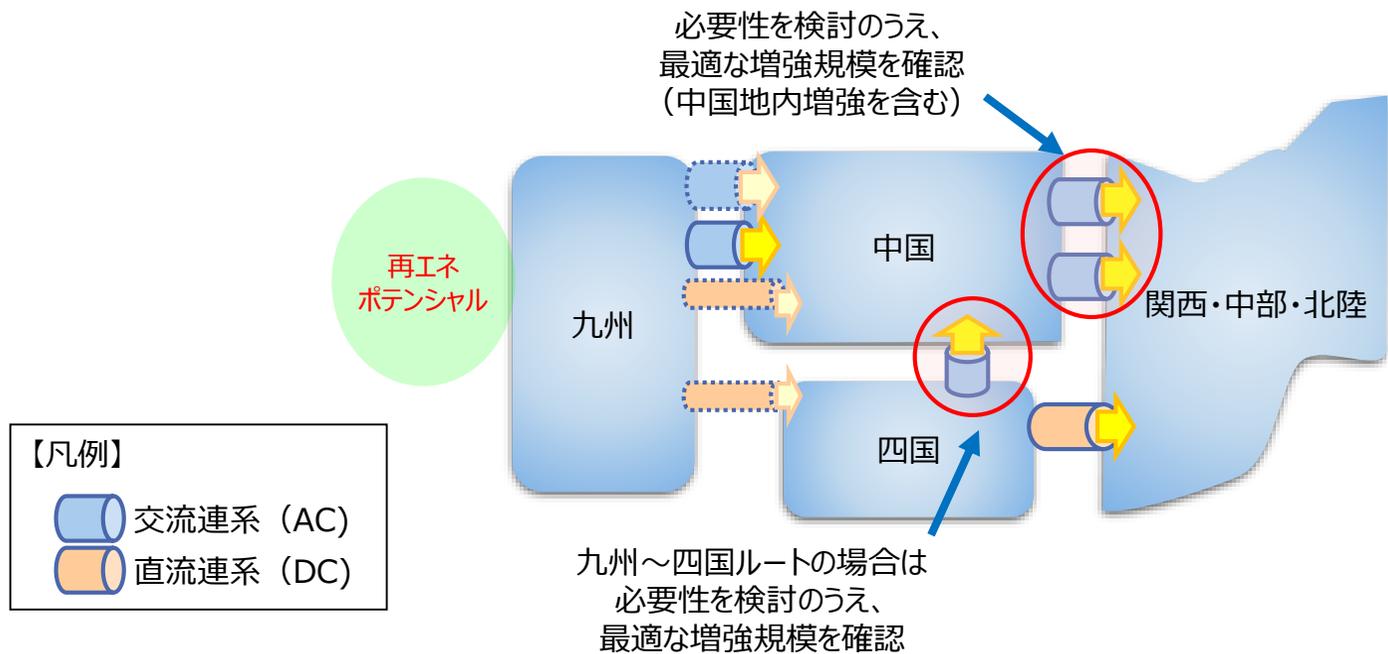
関西四国ルート（280万kW）での最適な増強規模を確認（四国地内増強を含む）



(6) 中西地域における系統増強の考え方 (関中連系線および本四連系線増強)

- 関門連系線増強後、更に関西エリア以东へ送電するには、関西中国間連系線の増強が考えられる。また、九州～四国ルートの場合には、中国四国間連系線の増強も考えられる。
- 既存設備の最大限の活用を図るため、**B/Cや再エネ制御率の変化等により増強の必要性を確認し、増強規模を見極める。**

関中連系線および本四連系線の増強イメージ



4 - 2. 中西地域の増強案の検討について【論点3】

(7) 中西地域における系統増強の考え方 (中部関西ルート新設 + 中地域交流ループ)

- これまでのステップで確認した増強規模 (九州～関西) を前提として、**中地域で計画されている中部関西間第二連系線および現在、実施に向け検討を進めている中地域交流ループの効果について確認**を行う。

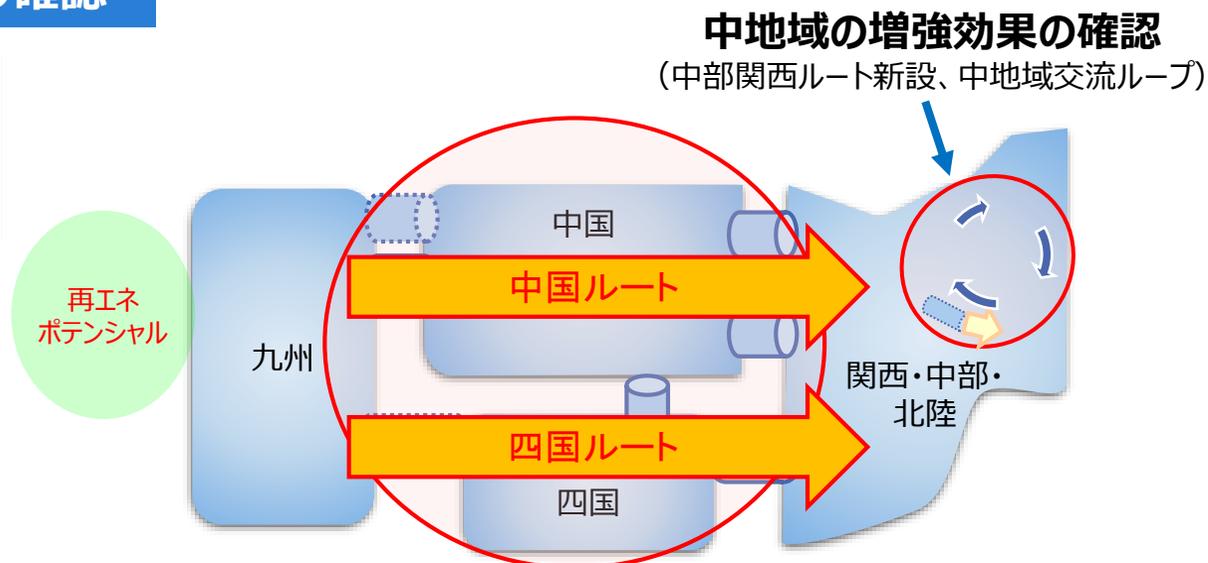
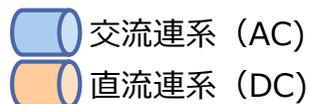
【マスタープランの中で確認する項目】

中部関西間第二連系線：ルート新設計画の必要性

中地域交流ループ：系統運用面の技術進展等によって実現できる対策および効果

中地域の増強効果の確認

【凡例】



※ 既存系統を最大限活用した増強

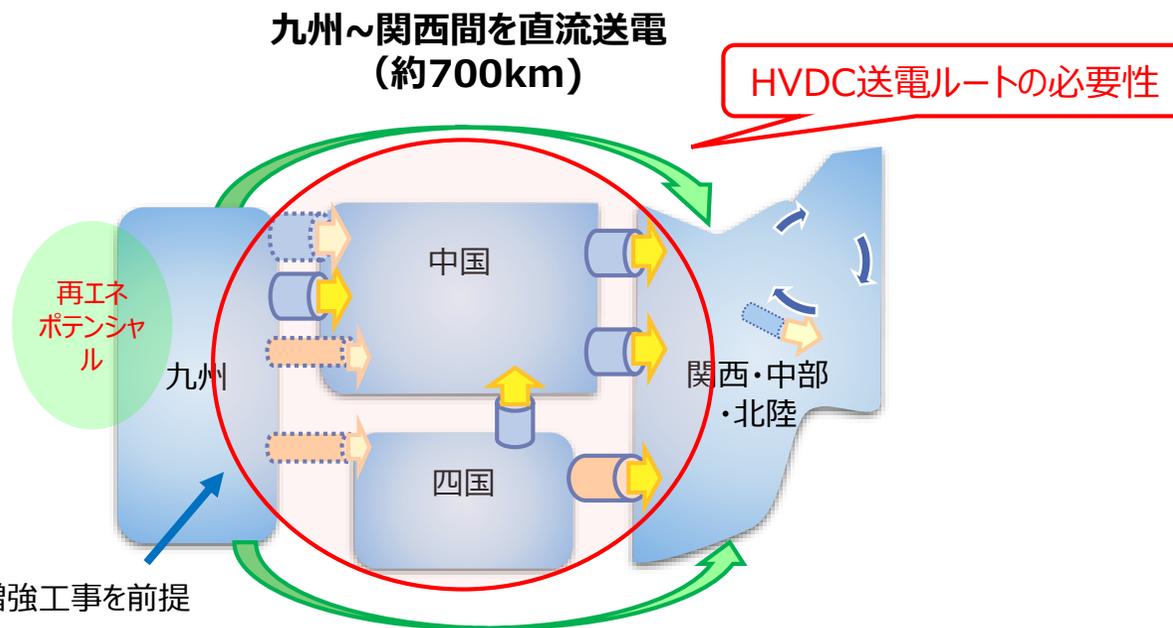
4 - 2. 中西地域の増強案の検討について【論点3】 (8) 中西地域における系統増強の考え方 (九州～関西ルート)

- **九州エリアから関西エリアへ更に送電する場合、東向き潮流が増加し、中西系統の同期安定性の維持が困難**となることから、九州～関西の新ルート構築が必要となる。
- このため、長距離送電で優位な**HVDC送電ルートの必要性**についても確認を行う。

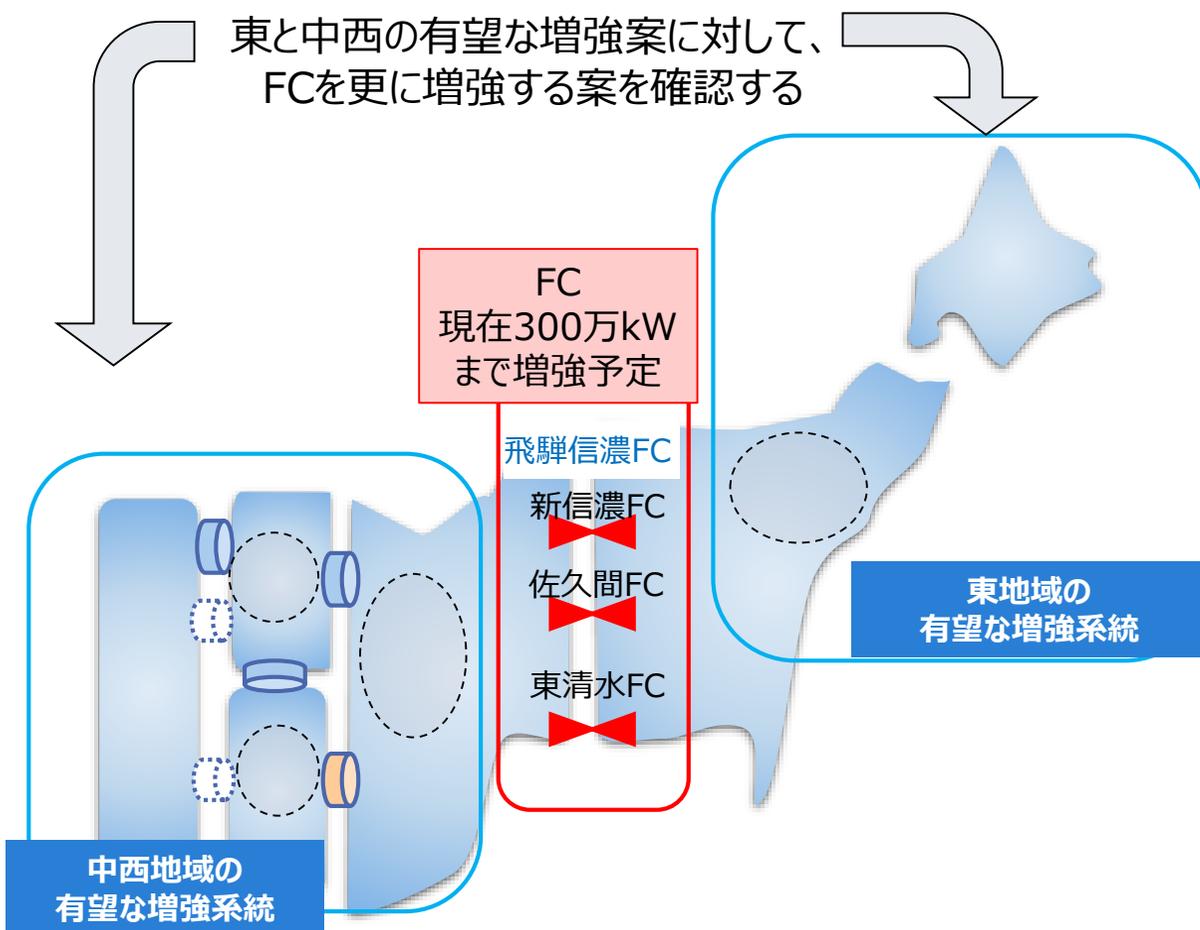
HVDC送電ルートの必要性

【凡例】

- 交流連系 (AC)
- 直流連系 (DC)



- 東地域と中西地域を繋ぐFC（周波数変換所）は、現在300万kWまで容量拡大する計画となっている。
- 東地域と中西地域の有望な増強案を前提として、更なるFCの増強の必要性について、費用便益およびレジリエンス面の観点から検討を行う。



ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
既設	飛騨信濃	90万
2027年度末 予定	佐久間	+30万増強
2027年度末 予定	東清水	+60万増強
合計容量		300万

- 系統増強の基本的な考え方については、中間整理までの議論を踏襲しつつ、以下について織り込んだうえで、具体的な系統増強の抽出を行いたい。

【地内基幹系統の増強】

混雑状況を抽出のうえ、連系線および地内基幹系統について一体的にB/C評価。

【燃料費・CO2対策コストの扱い】

足下の世界情勢を踏まえて、シナリオにおいて燃料コストに幅を持たせて検討する。

- 各地域（東地域、中西地域、FC）の増強案の検討においては、国の審議会や広域系統整備委員会の議論状況といった中間整理以降の状況変化との整合も図りながら、適切な増強規模を見極めることしたい。

- マスタープランの最終取りまとめとして、エネルギー基本計画を踏まえて一定の前提のもとで整理した電源構成や需要側対策の下での長期展望における系統増強案を見極める。

(注意) 検討中の案をもとに記載したものであり、最終結果ではない。

