

マスタープラン策定に向けた検討状況について (長期展望 (案) について)

2022年 12月 1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

(参考) マスタープランとりまとめまでのスケジュール

■ 長期展望の案を年内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				
	11月	12月	1月	2月	3月
マスタープラン 広域系統 長期方針		第21回 ◆ 反映	第22回 ◆ マスタープラン (案)	パブコメ	第23回 ◆ 第24回 ◆ 3月末公表
長期展望	◆ 第19回 ベースシナリオ① ◆ 第20回 ベースシナリオ②	◆ 第21回 長期展望とりまとめ			

	主な内容
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 (ベースシナリオ①)
第20回	➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について (ベースシナリオ②)
第21回	➤ マスタープラン策定に向けた長期展望について (複数シナリオ、感度分析) ➤ マスタープラン (広域系統長期方針) 全体構成案について
第22回	➤ マスタープラン (広域系統長期方針) (案) について
第23回	➤ マスタープラン (広域系統長期方針) 意見募集結果と公表資料 (案)
第24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20回委員会において、ベースシナリオにおける日本全体の系統増強方策をお示した。
- 本委員会では、需給立地自然体シナリオ（増強規模拡大）および需給立地最適化シナリオ（増強規模縮小）における系統増強方策をお示するとともに、複数シナリオの分析およびベースシナリオにおける諸変数の感度分析の結果を整理したため、ご議論いただきたい。

1. 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ

ベースシナリオ、需給立地最適化シナリオ、需給立地自然体シナリオ

2. ベースシナリオにおける感度分析の結果

3. まとめと今後の進め方

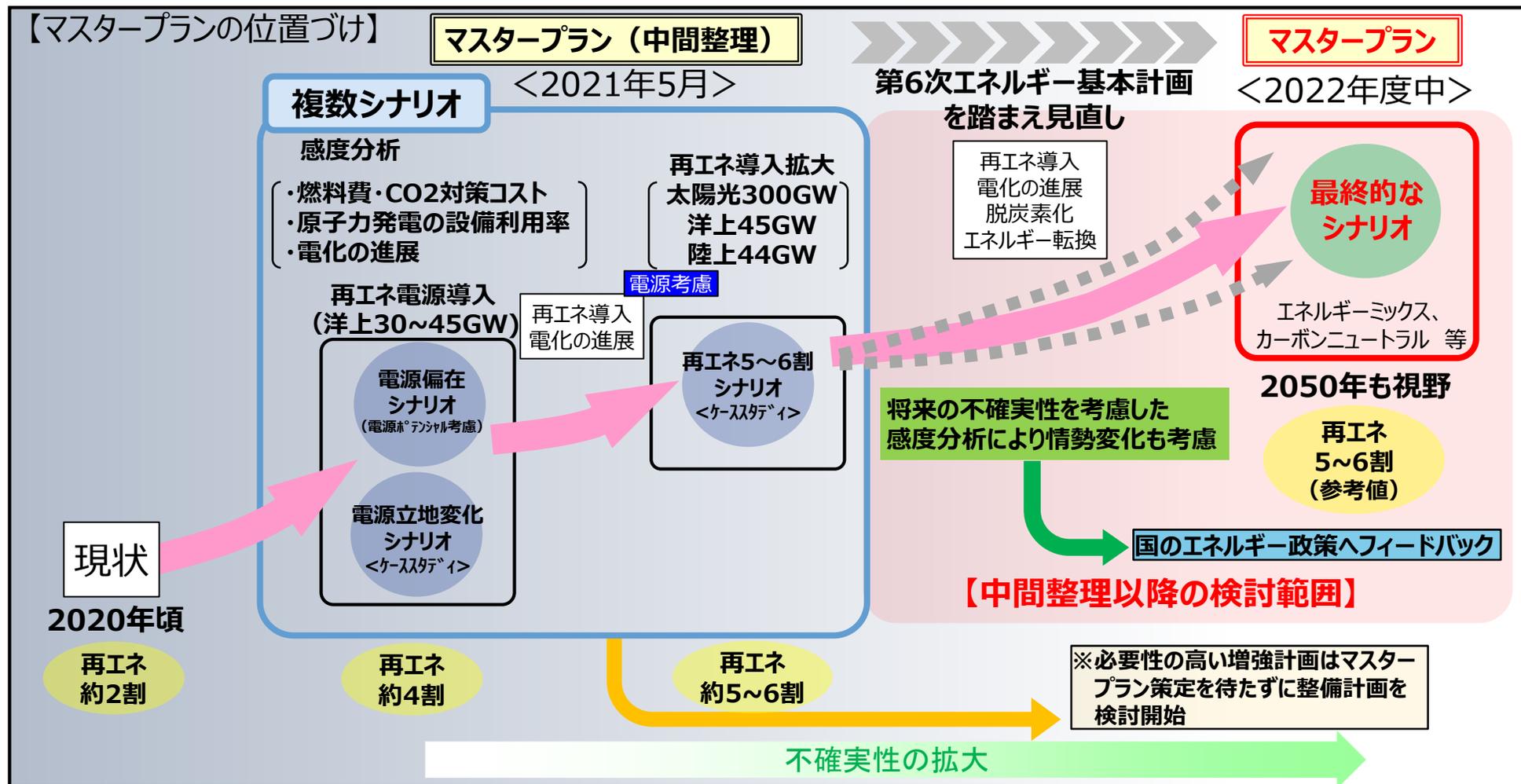
【補足】シナリオ呼称の見直しについて

複数シナリオ分析に伴い、各シナリオの位置づけをより明確にするために、以下の呼称へ見直すこととした。

見直し後	需給立地最適化シナリオ (→増強規模縮小)	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ (→増強規模拡大)
見直し前	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

1-1 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (振り返り) マスタープランの検討イメージ

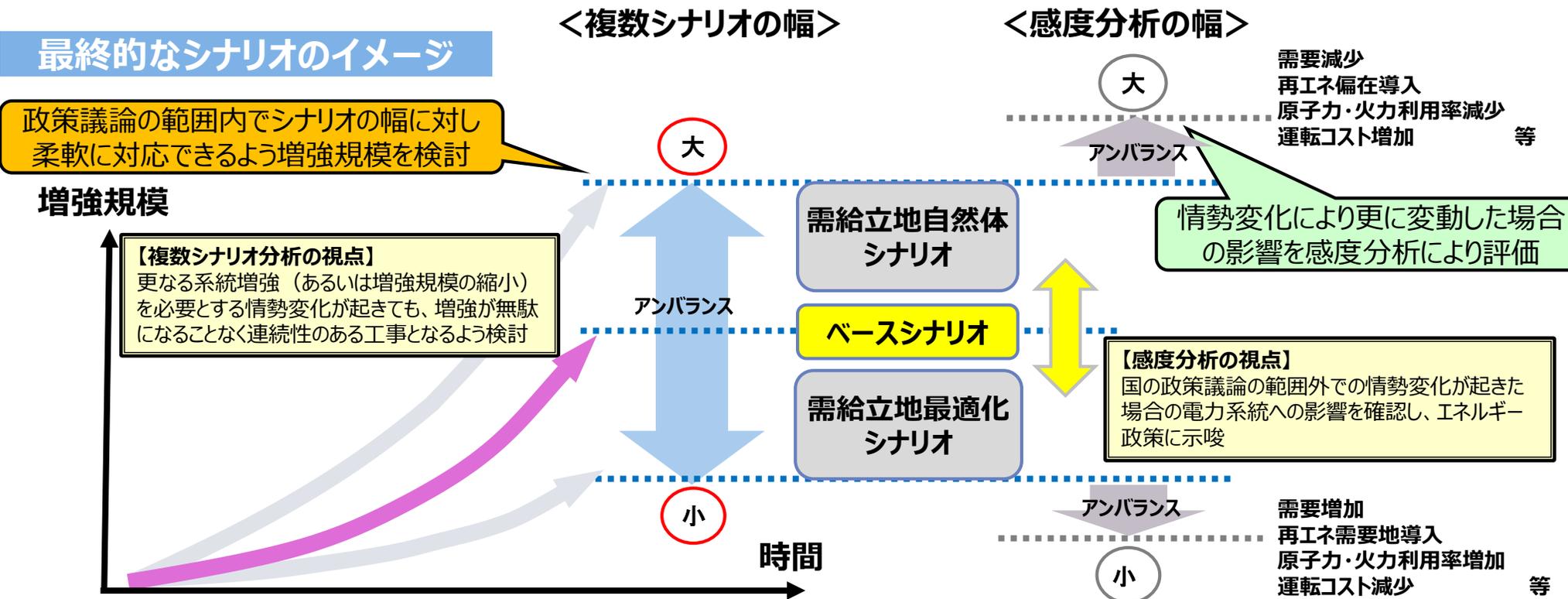
- マスタープランの最終的なシナリオは、中間整理の分析結果から得られた示唆を考慮するとともに、第6次エネルギー基本計画に基づく国のエネルギー政策と整合を図り、電力系統のあるべき姿を描く。
- 将来には技術革新や社会実装などの面での不確実性が存在することから、**将来的な情勢変化を考慮した複数シナリオ**を検討し、連続性のある増強方策とすることで、情勢変化にも柔軟に対応できるものとする。



1-1 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (振り返り) シナリオについて

第16回マスタープラン検討委員会資料1を一部修正

- 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。



1-1 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (振り返り) シナリオについて

- 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の変化**を想定して設定した。また、**電源**については**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、**各シナリオにおいて同じ条件**とした。
- 再エネ導入量など系統増強に影響すると考えられる要素については、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>

		需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
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
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 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)
電源構成	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	■ 既設火力の一部が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	■ 既設火力の一部が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	■ 既設火力の一部が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

注) マスタープランは、一定の仮定に基づく前提条件による検討結果であり、情勢変化による需要や電源の動向によっては、結果は変わり得ることに留意が必要

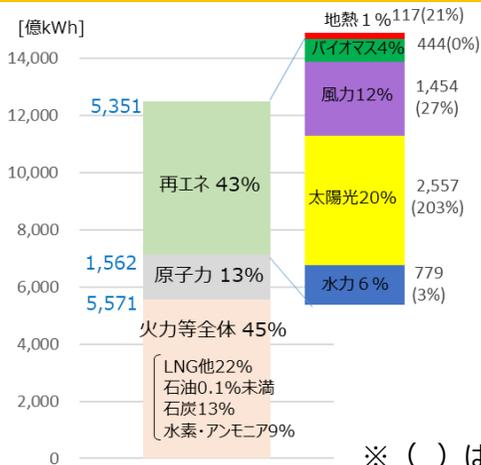
※ 1 第43回基本政策分科会にて議論のために電力中央研究所から示された参考値

1-1 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ

(1) 各シナリオのwithout断面における燃種別発電量

■ 各シナリオにおける年間発電量の比率等は以下のとおり。なお、without断面において、需給立地最適化シナリオでは再エネ余剰が有効活用されることで出力制御率が低下している。

ベースシナリオ

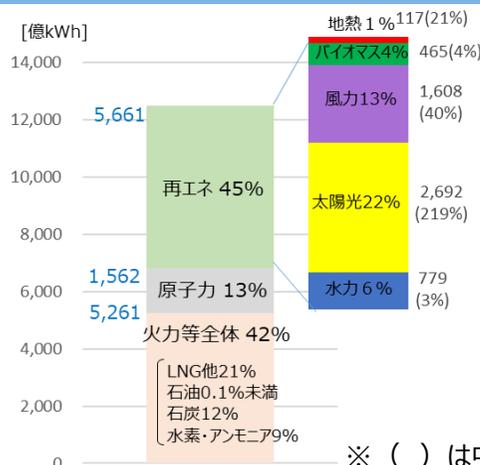


再エネ比率 43%
再エネ出力制御率

全国	22%
東地域	31%
中西地域	13%

※ () は中間整理からの増加率 ※系統増強前

需給立地最適化シナリオ

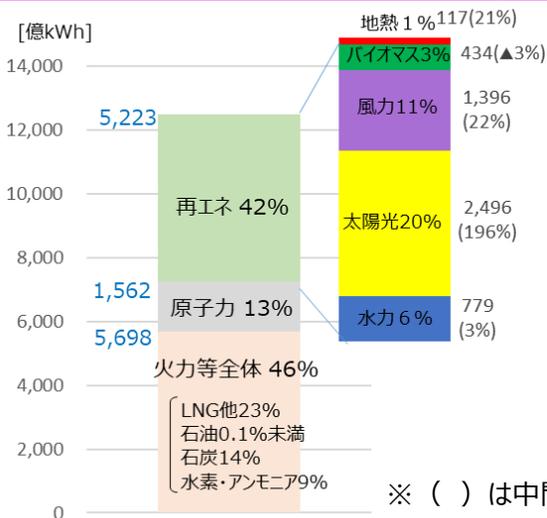


再エネ比率 45%
再エネ出力制御率

全国	16%
東地域	23%
中西地域	9%

※ () は中間整理からの増加率 ※系統増強前

需給立地自然体シナリオ

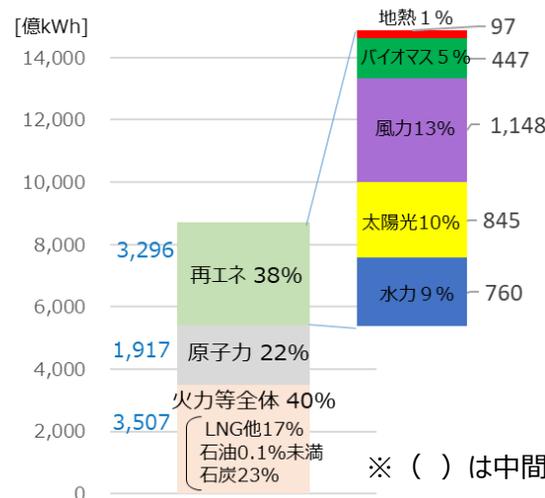


再エネ比率 42%
再エネ出力制御率

全国	24%
東地域	34%
中西地域	15%

※ () は中間整理からの増加率 ※系統増強前

(参考) 中間整理 (45GWシナリオ)



再エネ比率 38%
再エネ出力制御率

全国	14%
東地域	19%
中西地域	8%

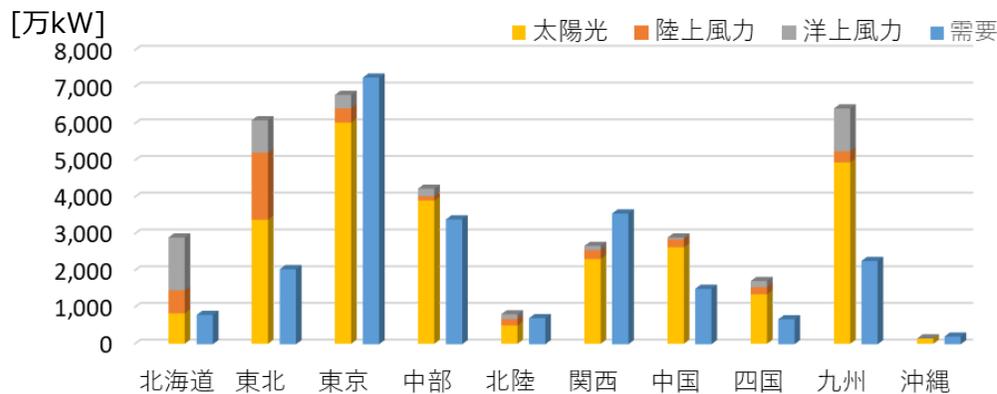
※ () は中間整理からの増加率 ※系統増強前

1-1 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ

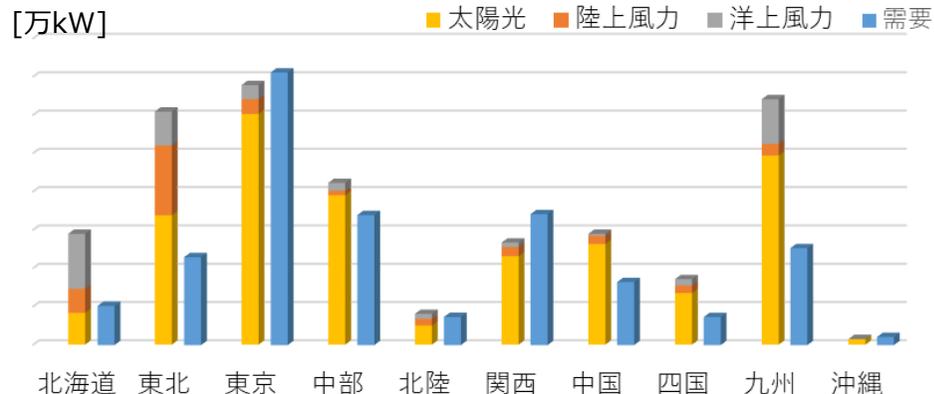
(2) 各シナリオの需要と再エネ電源 (太陽光・陸上風力・洋上風力)

■ 複数シナリオ分析では、再エネ余剰を活用する需要のロケーションを踏まえてエリア配賦するとともに、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た。

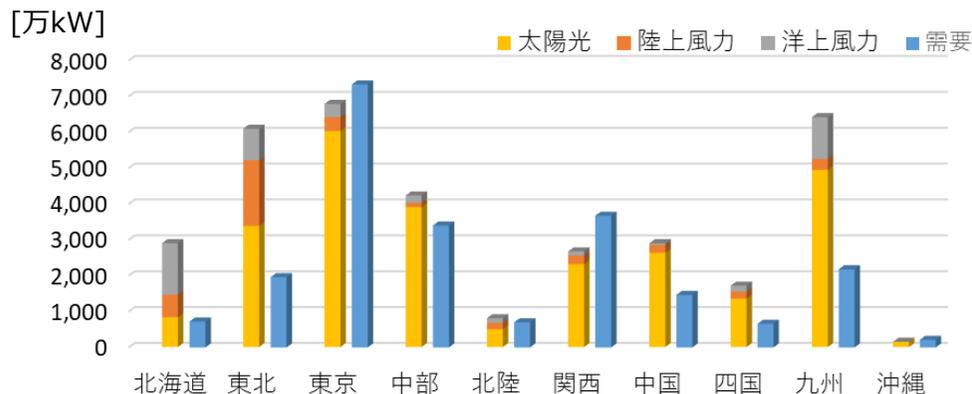
ベースシナリオ



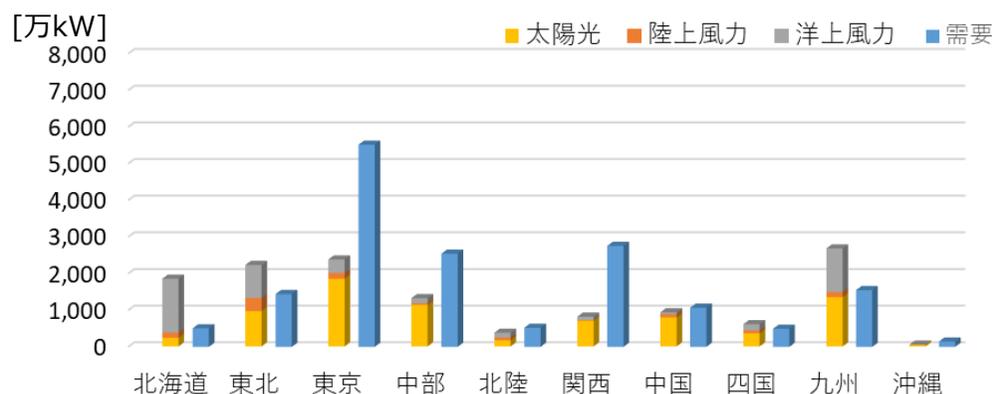
需給立地最適化シナリオ



需給立地自然体シナリオ



(参考) 中間整理 (45GWシナリオ)



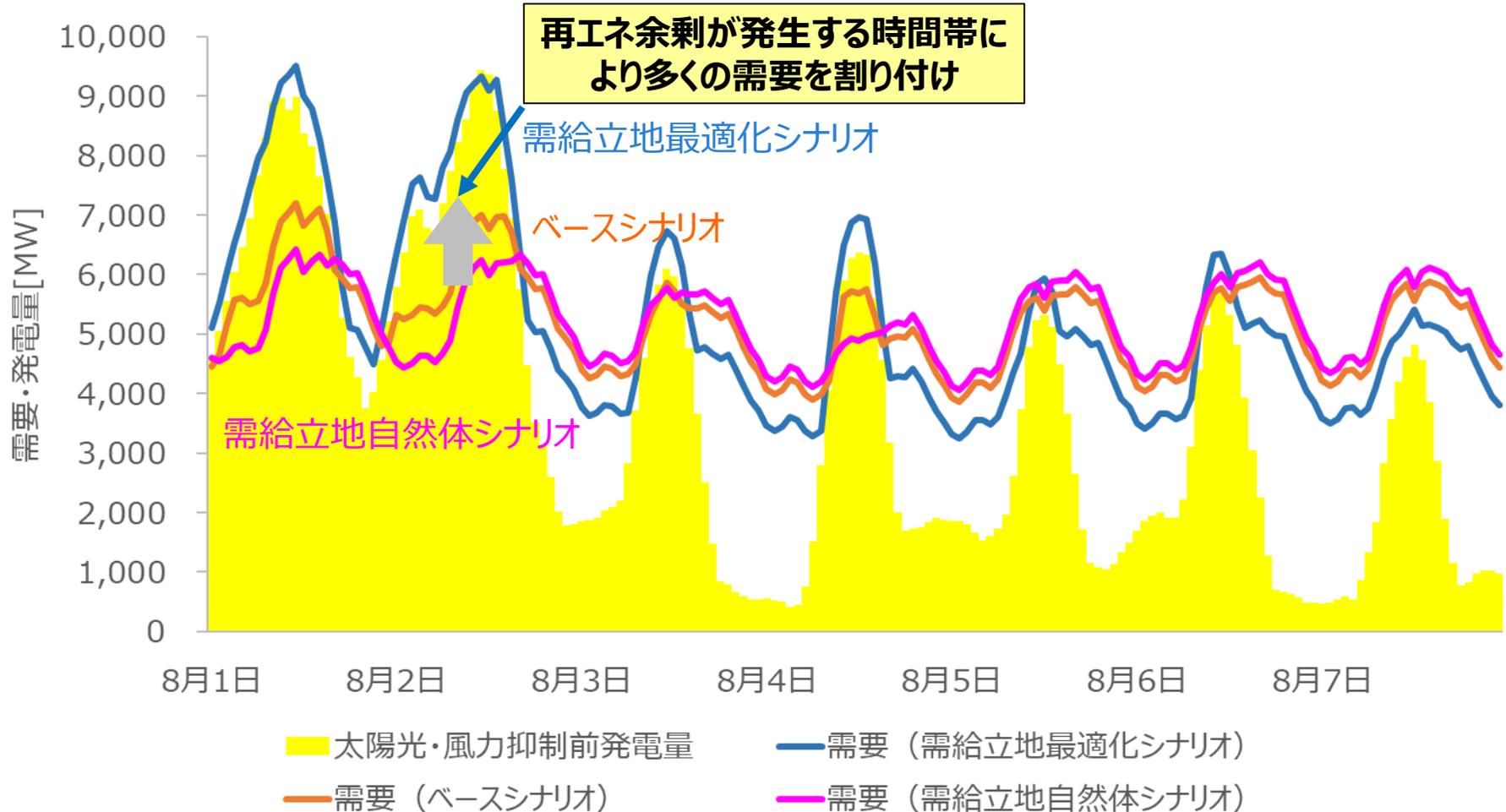
1-1 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ

(3) 各シナリオの需要カーブ

■ 再エネの発電量等に応じて各シナリオの需要カーブを変化させることで、各シナリオにおける需要と電源のアンバランスの度合いを変化させている。

需要カーブ

(北海道エリアの例)



1-1 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (振り返り) マスタープランにおける費用便益評価

第20回マスタープラン検討委員会資料1を一部修正

- マスタープランの費用便益評価については、これまでの本委員会での議論を踏まえ、**貨幣価値指標として、燃料・CO2対策コスト、アデカシー、送電ロス**を考慮し、**非貨幣価値指標として、システムの安定性、再エネ出力制御率、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、**系統増強の費用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。**

マスタープランにおける費用便益評価	
項目	マスタープランにおける扱い
燃料コスト	○
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)
システムの安定性	◆ (信頼度基準を充足した上で、さらにシステム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※3	◆
CO2排出量	◆
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)

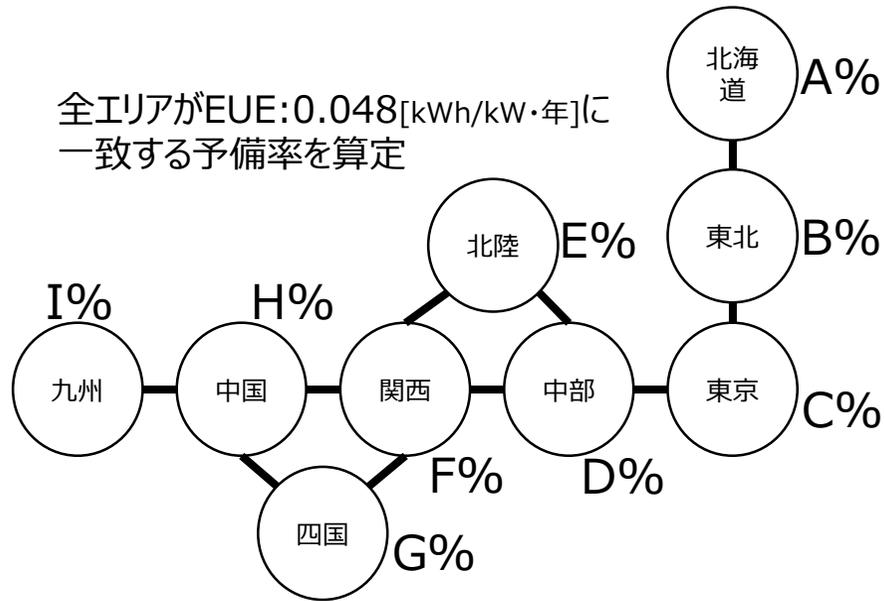
【凡例】 「○」…貨幣価値指標、「◆」…非貨幣価値指標、「-」…指標なし

※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

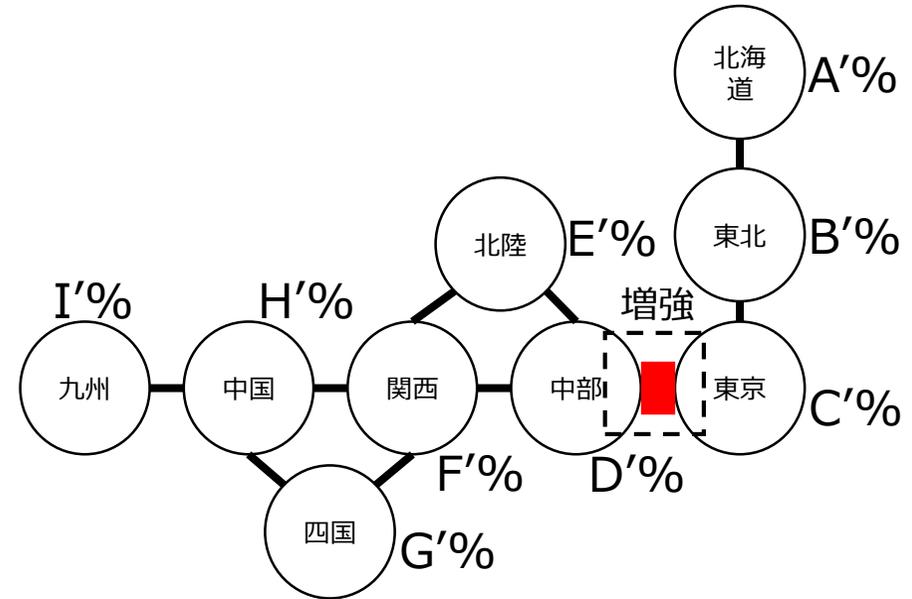
- 調達コストベースの便益算定では、まず供給信頼度基準EUE=0.048[kWh/kW・年]に一致するような全エリアの予備率を算定する。
- 次に、系統増強を反映し、改めて同等の供給信頼度基準に一致する予備率を算定する。そして、**削減された予備力 (容量kW) に対して調達コスト単価を乗ずることで便益とする。**

全国 予備率: X% EUE: 0.048 [kWh/kW・年]

全国 予備率: X' % EUE: 0.048 [kWh/kW・年]



増強

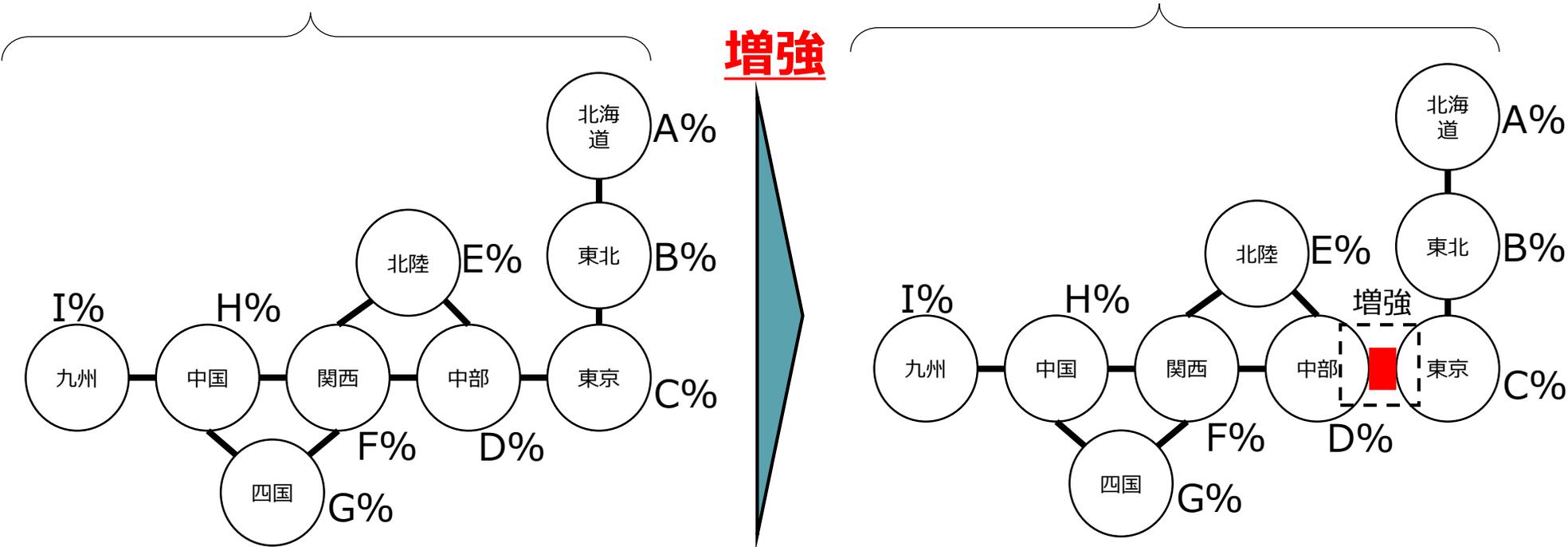


アデカシーの便益 = **増強により削減できた予備率 (X-X'[%])** × 全国需要(年間H3)[kW] × 調達コスト単価[¥/kW]

- 停電コストベースの便益算定では、まず供給信頼度基準EUE=0.048[kWh/kW・年]に一致するような全エリアの予備率を算定する。
- 次に、算出された各エリアの予備率を固定し、系統増強を反映して停電期待量EUEを計算する。**削減された停電期待量の総量に対して停電コスト単価を乗ずることで便益とする。**

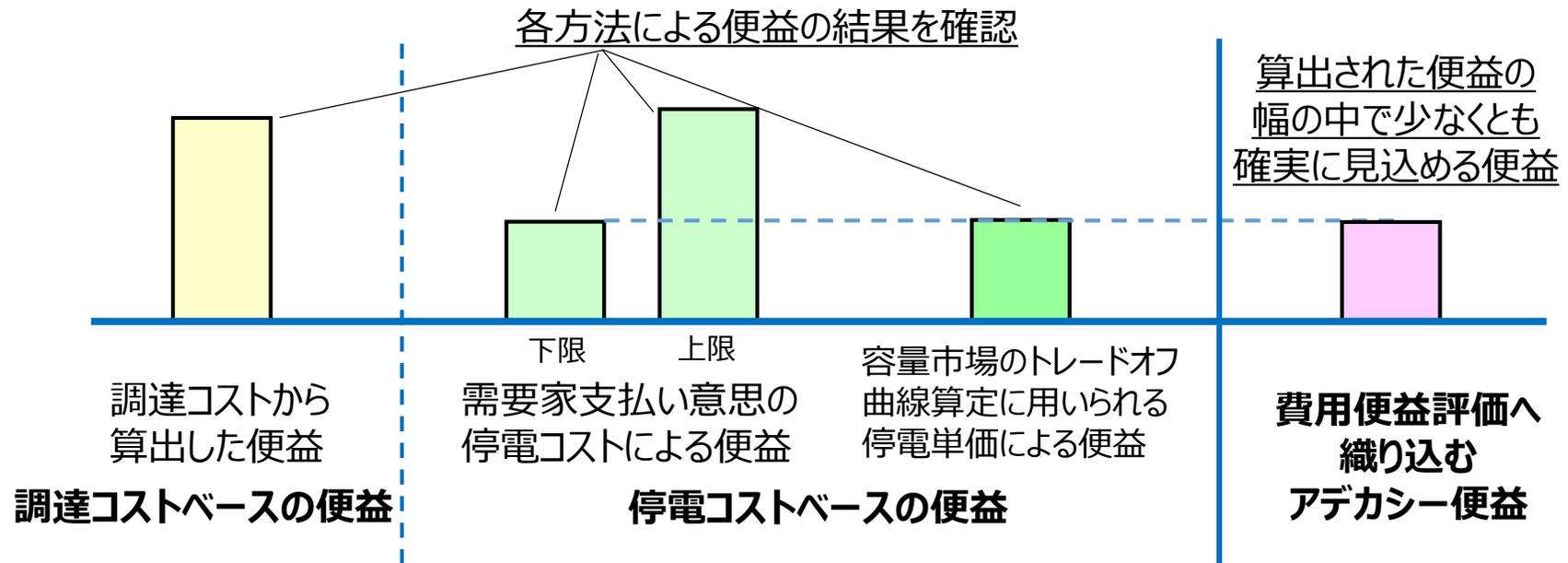
全国 予備率:X% EUE:0.048 [kWh/kW・年]

全国 予備率:X% EUE:(0.048- γ) [kWh/kW・年]

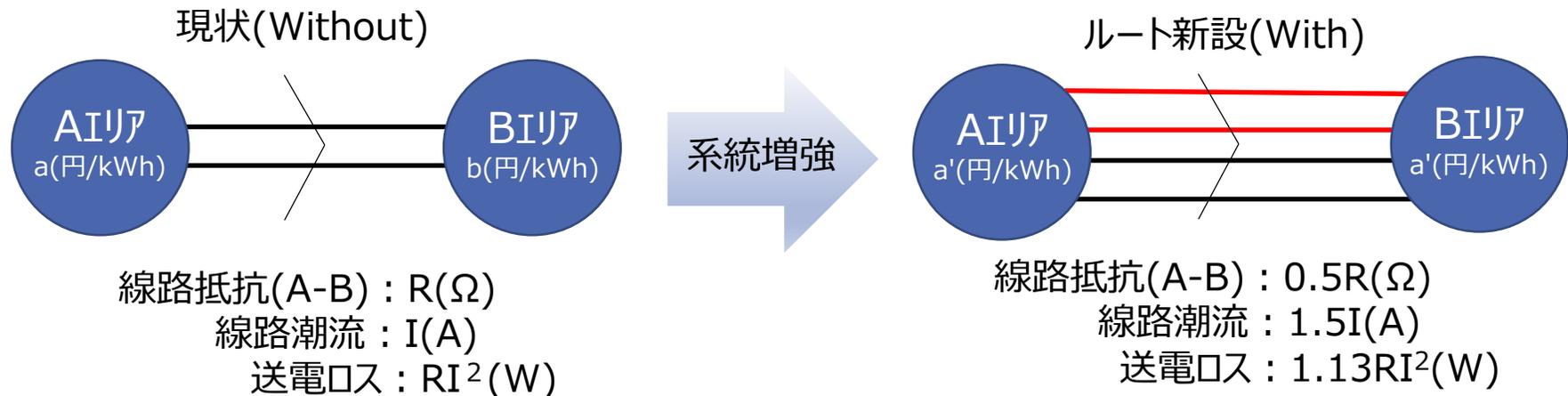


アデカシーの便益 = 増強により削減できた停電期待量 γ [kWh/kW・年] × 全国需要(年間H3)[kW] × 停電コスト単価[¥/kWh]

- アデカシー便益は、系統増強により削減できる電源予備力の観点から算出する調達コストベースの便益、系統増強により削減できる停電期待量の観点から算出する停電コストベースの便益の両手法を併せて算出する。
- 上記の手法で算出された便益には幅があるため、過大な評価によって判断をミスリードしないよう、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見積もって織り込む。



- 送電ロスは、送配電設備の抵抗損失等によって発生し、潮流に変化がない場合、一般的には系統増強によって抵抗値が小さくなるため損失は減少する。
- 一方、新たなルートの新設や既存ルートの増強によって、エリアを跨ぐ潮流が増加する場合、送電ロスは増加する。
- また、エリア間の連系強化により限界費用が低減され、送電ロスに関する費用が減少する場合もある。
- このような系統増強による送電ロスおよび限界費用の変化を貨幣価値換算することで便益に織り込む。



1-2 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ(東地域)

(1) ベースシナリオの系統課題を踏まえた増強方策(振り返り)

■ 系統課題を踏まえ、再エネの電気を効率的に大消費地へ送るには、大規模な系統増強が必要となる。

東地域増強イメージ図

※増強イメージ図であり、送電線等の新設や増強を確定したものではありません。

HVDC対策コスト
約2.5~3.4兆円
○HVDC送電線新設ほか

✓HVDC構成は、同期安定性等の制約の影響を受けない接続箇所を選定を行うとともに、レジリエンス面も考慮して分散させる。また、ルートについては、整備計画を具体化する中で海と陸との比較や既存インフラの活用等についても考慮のうえ、より効率的な設備形成を検討していく。

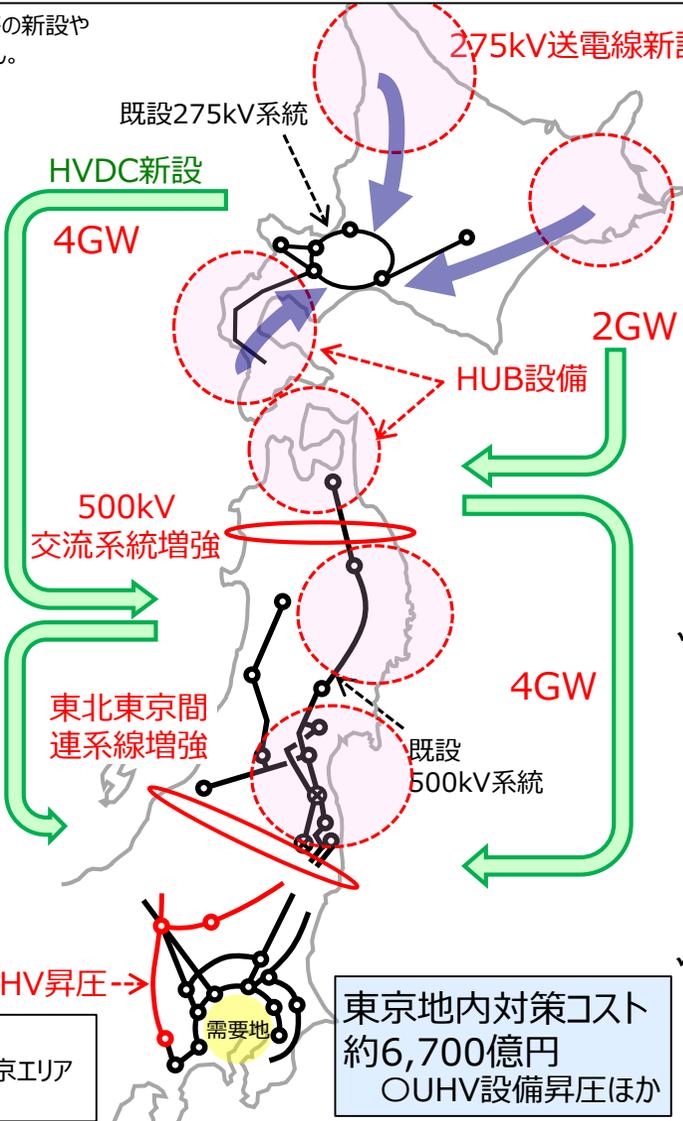
➢北海道~東京間のHVDC直送案も考えられるが、東北の再エネポテンシャルも大きく、交流系統の増強だけでなくHVDCも活用した大需要地への送電を検討していく。(長距離HVDCルート断時のリスクも分散)

✓洋上風力ポテンシャルの大きい、北海道・東北エリアでは、多端子システムは、交直変換器など設備数も削減可能で有効な手段となる。マスタープランの想定する将来において多端子システムは実現可能と想定するが、多用途多端子など開発中の技術でもあるため、開発動向等により取りうる選択肢としておき、整備計画を具体化する中で詳細検討していく。

東北東京間連系線対策コスト
約2,000億円
○500kV送電線新設
○既設275送電線昇圧 ほか

✓東北東京間連系線の運用容量は、東北北部に連系する電源ポテンシャルに応じた同期安定性の制約によって変わる。そのため、連系線増強については、整備計画を具体化する中で詳細検討していく。

UHV (Ultra high voltage)
800kVを超える電圧階級。なお、東京エリアの設計電圧は1,000kVを採用。



北海道地内対策コスト
約1.1兆円※
○275kV送電線新設
○HUB設備、開閉所新設 ほか

東北地内対策コスト
約6,500億円※
○500kV送電線新設
○HUB設備新設 ほか

※ 北海道、東北エリアは、再エネを既設の広域連系系統に送電する上で必要となる上位2電圧階級の系統増強費用として、北海道4,000億円、東北2,200億円程度のコストを含む。

✓再エネ大量導入のためには、広域連系系統以外にも増強が必要となる。東北エリアでは、広域連系系統とループ運用している第3電圧階級の系統増強が、追加で2,000億円程度と試算されている。マスタープランは広域連系系統を対象としているため、今回の地内対策コストには含んでいないが費用負担については今後整理が必要。

東京地内対策コスト
約6,700億円
○UHV設備昇圧ほか

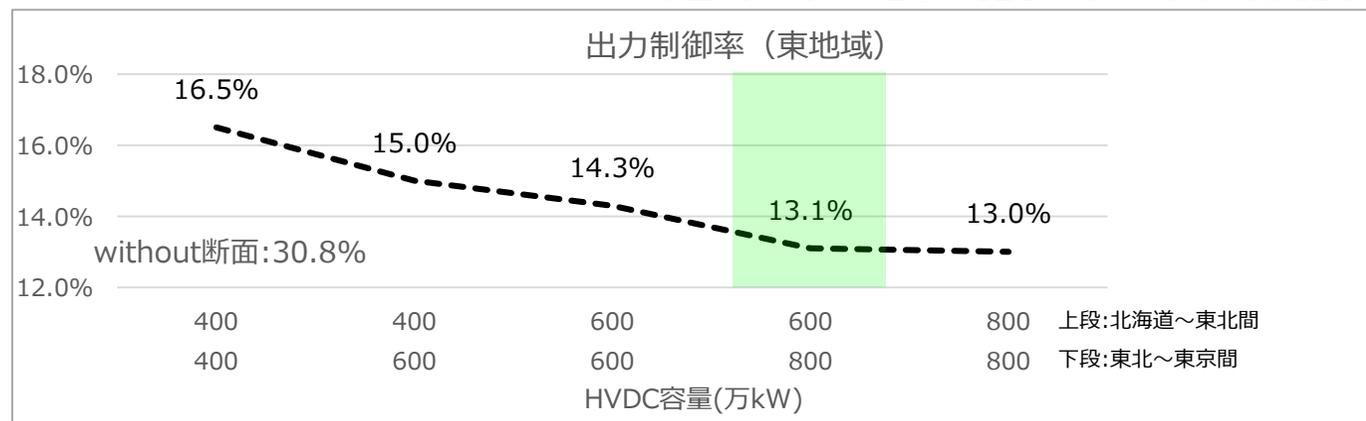
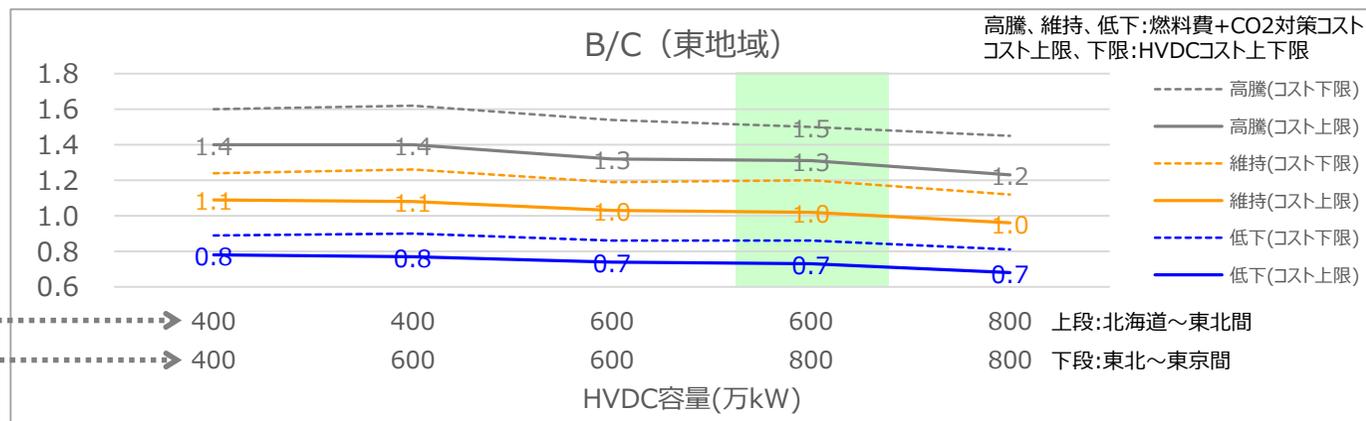
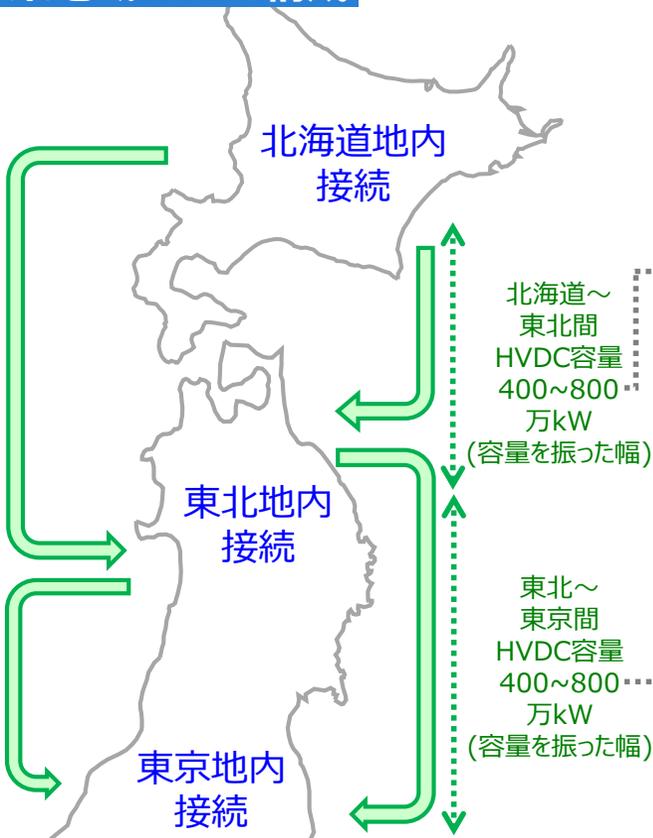
✓UHV昇圧は、潮流増加に対する対策のみでなく、同期安定性の制約により低下する東北東京間連系線の運用容量の拡大等にも効果が見込まれる。そのため、電源ポテンシャル等に応じて東北東京間連系線増強やUHV設備の昇圧を選択していく。

(2) ベースシナリオの費用便益評価について(振り返り)

第20回マスタープラン検討委員会資料1を一部修正

■ ベースシナリオにおけるHVDC構成は、各エリアの再エネポテンシャル配置や増強後の再エネ出力制御率を考慮して、日本海側、太平洋側で容量を分散して配置。HVDC容量は、B/C>1を確保しつつ、再エネ出力制御率の低減効果が飽和する北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW程度が有力と考える。なお、整備計画を具体化する中で、既存系統への影響や同期安定性による東北東京間連系線の運用容量制約などを考慮した費用便益評価を行い、HVDCの構成および容量等を詳細検討していく。

東地域HVDC構成



1-2 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ(東地域)

(3) ベースシナリオ工事費内訳(振り返り)

		増強対象	工事概要	工事費計	
東地域	連系線増強	北海道東北間HVDC (600万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(日本海側,600km) ▶ 北海道～東北間HVDC200万kW新設(太平洋側,300km) ※ 北海道地内系統とHVDCは、HVDC脱落等による周波数影響を考慮した容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続としている。 	約13,400～ 約18,000億円	
		東北東京間HVDC (800万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(日本海側,400km) ▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(太平洋側,500km) 	約11,600～ 約16,400億円	
		東北東京間連系線(交流系統)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 500kV送電線新設 ▶ 既設275kV送電線、変電所昇圧(275kV→500kV) ▶ 既設500kV送電線引込方法変更 ほか 	約2,000億円	
	地内増強	北海道	275kV送電線新設 HUB設備、開閉所新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 275kV送電線新設 ▶ HUB設備、開閉所新設 ▶ 既設187kV送電線、変電所昇圧 ほか 	約11,000億円
		東北	500kV送電線新設 HUB設備新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 500kV送電線新設 ▶ HUB設備新設 ほか 	約6,500億円
		東京	UHV設備昇圧他	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 既設500kV変電所、開閉所UHV昇圧 ▶ 開閉所新設 ▶ 既設500kV送電線鉄塔建替ほか 	約6,700億円
小 計				約51,200～ 約60,600億円	

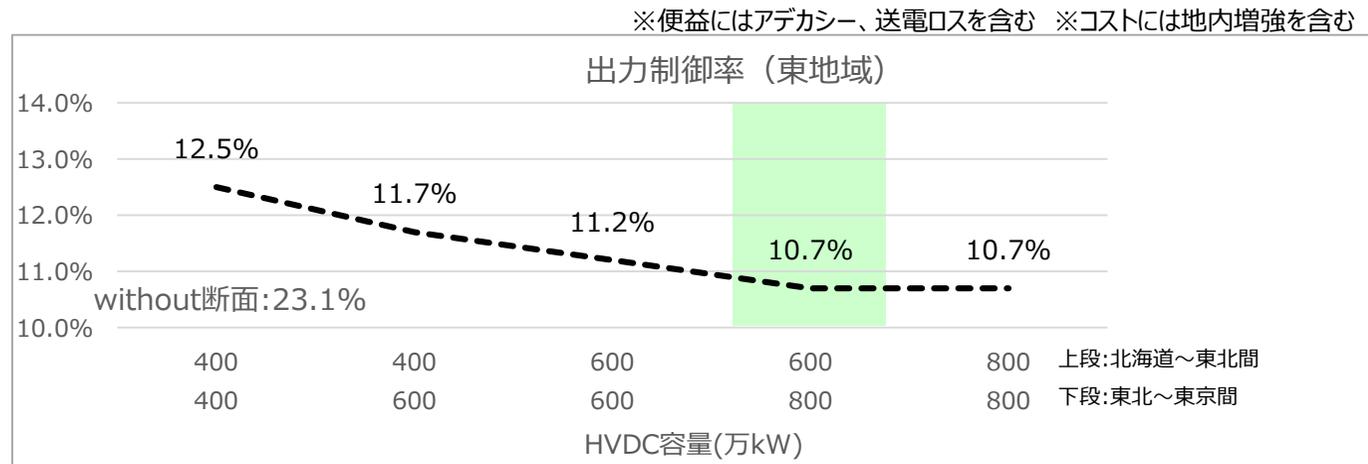
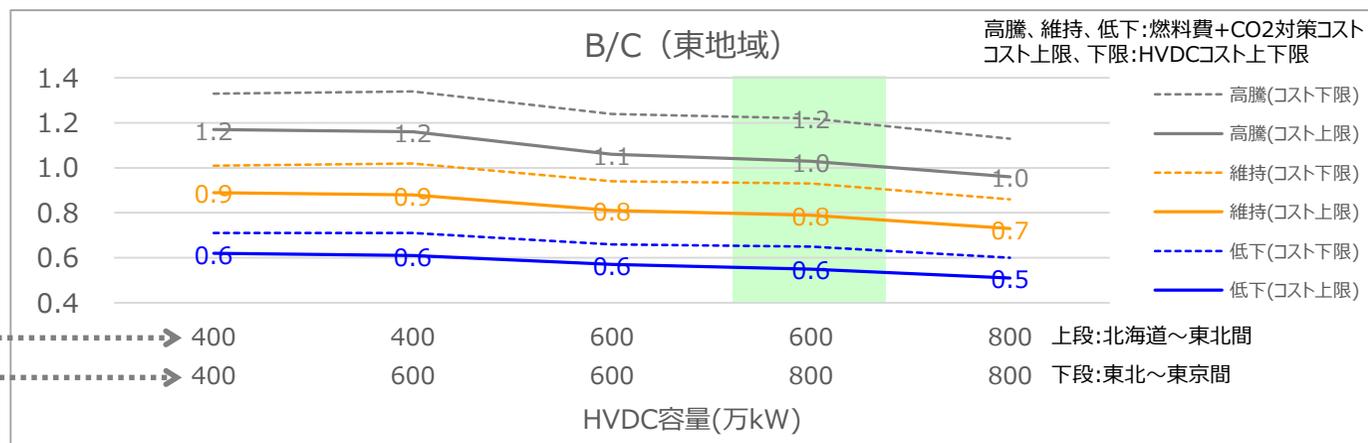
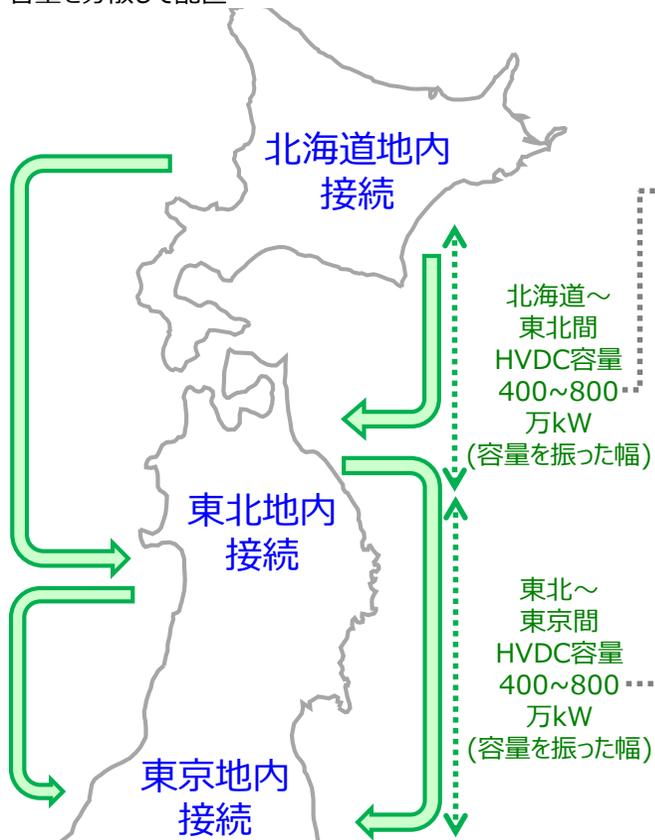
1-2 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ(東地域)

(4) 需給立地最適化シナリオ費用便益評価について

- 需給立地最適化シナリオにおける系統増強は、電力潮流の減少により一部の地内系統の増強規模の若干の縮小はあるものの、ベースシナリオと基本的に変わらない構成となった。
- HVDC容量は、B/C、再エネ出力制御率から北海道～東北間600万kW、東北～東京間800万kW程度が有力であり、ベースシナリオと同じ結果となった。

東地域HVDC構成

HVDC構成は、各エリアの再エネポテンシャル配置や増強後の再エネ出力制御率を考慮して、日本海側、太平洋側で容量を分散して配置



✓ 整備計画を具体化する中で、既存系統への影響や同期安定性による東北東京間連系線の運用容量制約などを考慮した費用便益評価を行い、HVDCの構成および容量等を詳細検討していく。

1-2 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ(東地域)

(5) 需給立地最適化シナリオ工事費内訳

		増強対象	工事概要	工事費計	
東地域	連系線増強	北海道東北間HVDC (600万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(日本海側,600km) ▶ 北海道～東北間HVDC200万kW新設(太平洋側,300km) ※ 北海道地内系統とHVDCは、HVDC脱落等による周波数影響を考慮した容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続としている。 	約13,400～ 約18,000億円	
		東北東京間HVDC (800万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(日本海側,400km) ▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(太平洋側,500km) 	約11,600～ 約16,400億円	
		東北東京間連系線(交流系統)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 500kV送電線新設 ▶ 既設275kV送電線、変電所昇圧(275kV→500kV) ▶ 既設500kV送電線引込方法変更 ほか 	約2,000億円	
	地内増強	北海道	275kV送電線新設 HUB設備、開閉所新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 275kV送電線新設 ▶ HUB設備、開閉所新設 ▶ 既設187kV送電線、変電所昇圧 ほか 	約11,000億円
		東北	500kV送電線新設 HUB設備新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 500kV送電線新設 ▶ HUB設備新設 ほか 	約6,500億円
		東京	UHV設備昇圧他	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 既設500kV変電所、開閉所UHV昇圧 ▶ 開閉所新設 ▶ 既設500kV送電線鉄塔建替ほか 	約6,400億円
小 計				約50,900～ 約60,300億円	

※下線はベースシナリオから減少となった項目

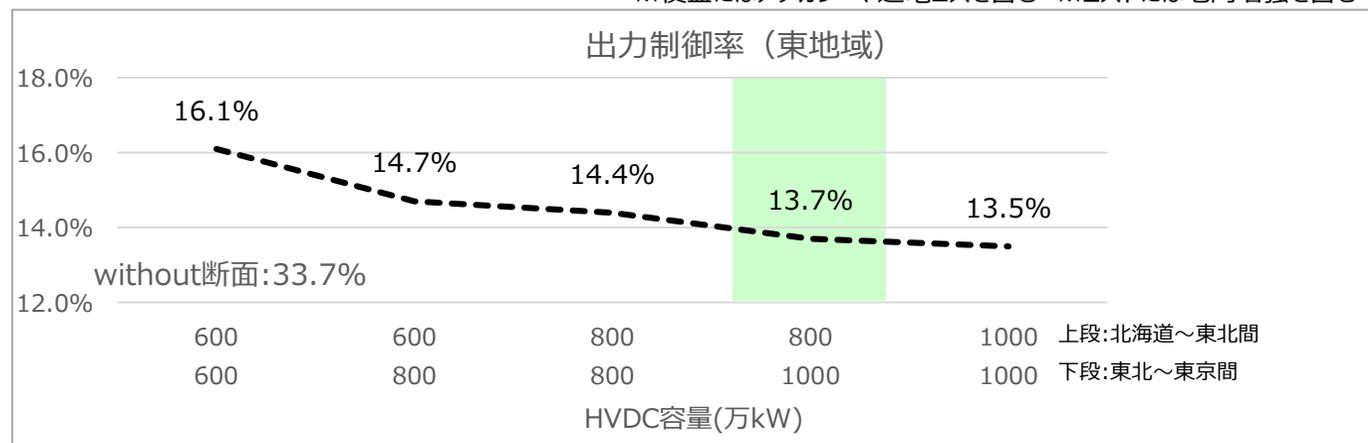
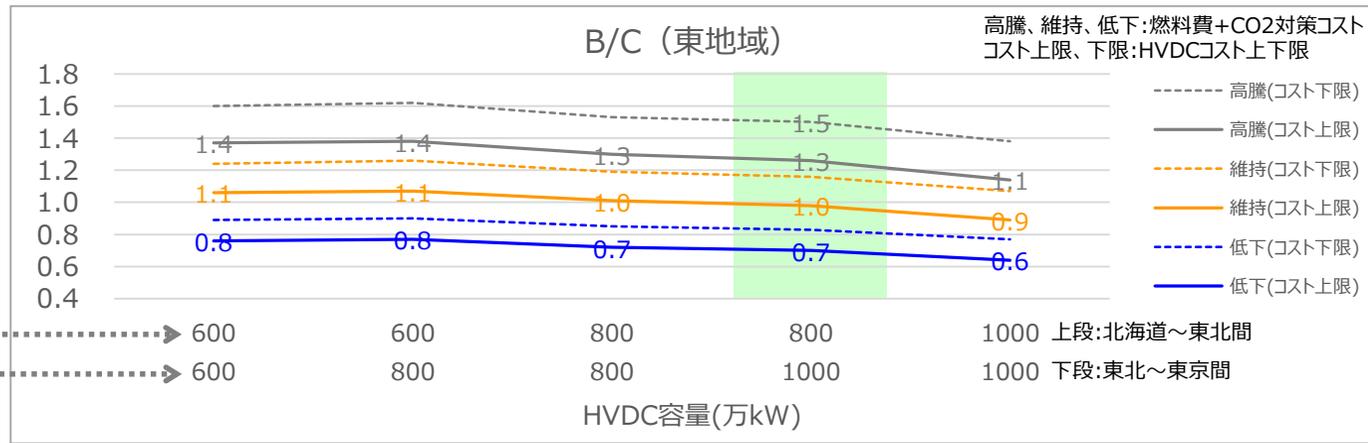
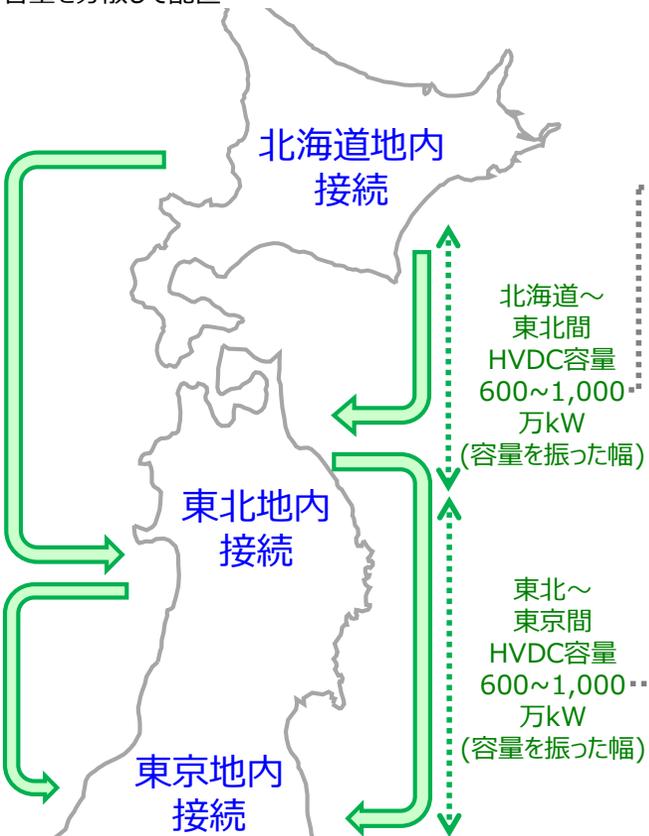
1-2 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ(東地域)

(6) 需給立地自然体シナリオ費用便益評価について

- 需給立地自然体シナリオにおける系統増強は、電力潮流の増加によりHVDCおよび一部の地内系統の増強規模の拡大はあるものの、ベースシナリオとは基本的に変わらない構成となった。
- HVDC容量は、B/C、再エネ出力制御率から北海道～東北間800万kW、東北～東京間1,000万kW程度が有力であり、ベースシナリオから各区間200万kW程度の拡大が必要。

東地域HVDC構成

HVDC構成は、各エリアの再エネポテンシャル配置や増強後の再エネ出力制御率を考慮して、日本海側、太平洋側で容量を分散して配置



✓ 整備計画を具体化する中で、既存系統への影響や同期安定性による東北東京間連系線の運用容量制約などを考慮した費用便益評価を行い、HVDCの構成および容量等を詳細検討していく。

1-2 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ(東地域)

(7) 需給立地自然体シナリオ工事費内訳

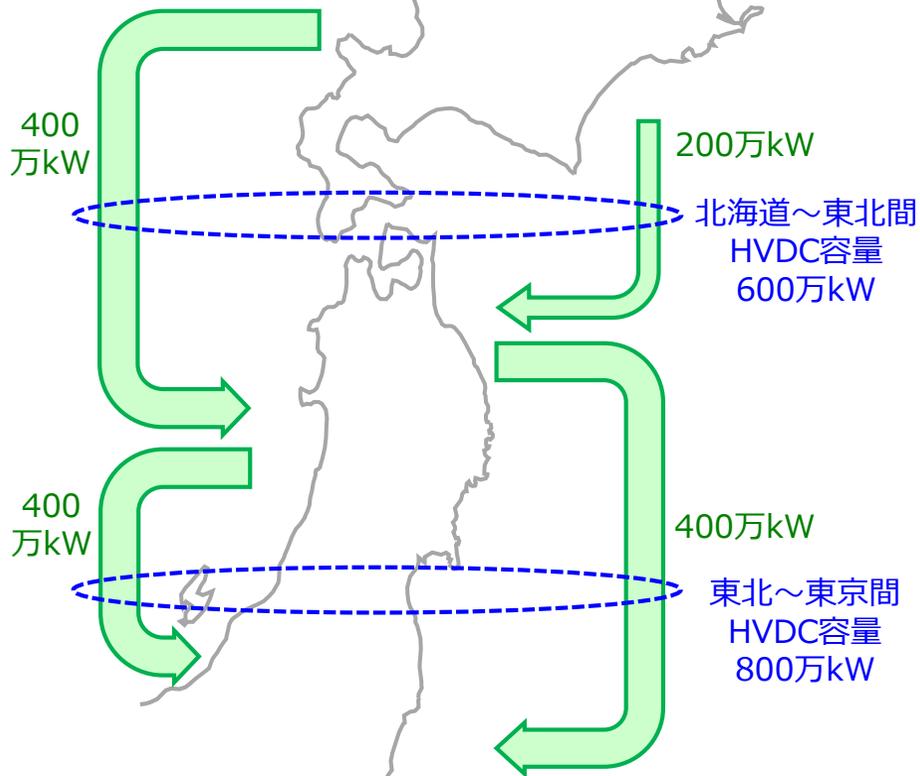
		増強対象	工事概要	工事費計	
東地域	連系線増強	北海道東北間HVDC (800万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(日本海側,600km) ▶ 北海道～東北間HVDC400万kW新設(太平洋側,300km) ※ 北海道地内系統とHVDCは、HVDC脱落等による周波数影響を考慮した容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続としている。 	約17,600～ 約23,200億円	
		東北東京間HVDC (1,000万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 東北～東京間HVDC400万kW新設(日本海側,400km) ▶ 東北～東京間HVDC600万kW新設(太平洋側,500km) 	約13,700～ 約19,400億円	
		東北東京間連系線(交流系統)	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 500kV送電線新設 ▶ 既設275kV送電線、変電所昇圧(275kV→500kV) ▶ 既設500kV送電線引込方法変更 ほか 	約2,000億円	
	地内増強	北海道	275kV送電線新設 HUB設備、開閉所新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 275kV送電線新設 ▶ HUB設備、開閉所新設 ▶ 既設187kV送電線、変電所昇圧 ほか 	約11,400億円
		東北	500kV送電線新設 HUB設備新設ほか	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 500kV送電線新設 ▶ HUB設備新設 ほか 	約6,500億円
		東京	UHV設備昇圧他	<ul style="list-style-type: none"> ▶ 既設500kV変電所、開閉所UHV昇圧 ▶ 開閉所新設 ▶ 既設500kV送電線鉄塔建替ほか 	約7,100億円
		小 計		約58,300～ 約69,600億円	

※下線はベースシナリオから増加となった項目

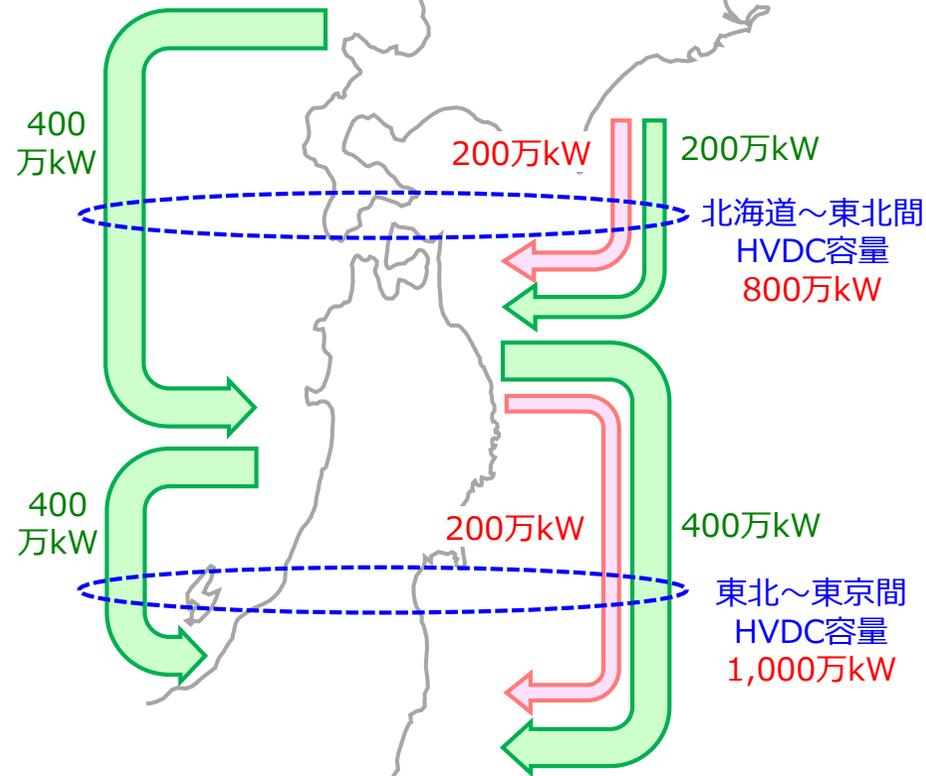
- ベースシナリオと需給立地最適化シナリオにおける有力なHVDC増強規模は同じとなった。
- 需給立地自然体シナリオは、北海道～東北間、東北～東京間の各区間でベースシナリオのHVDC増強規模から追加で200万kWの増強が必要となった。

ベースシナリオ

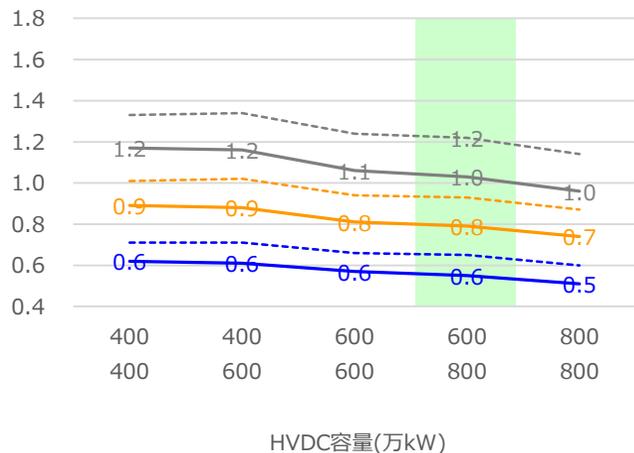
需給立地最適化シナリオ



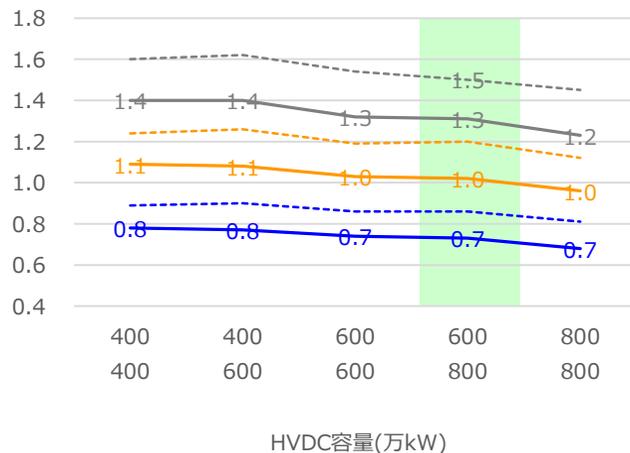
需給立地自然体シナリオ



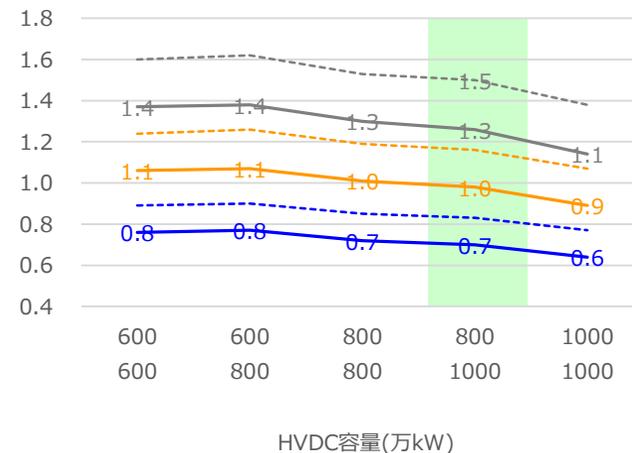
B/C(需給立地最適化)



B/C(ベースシナリオ)



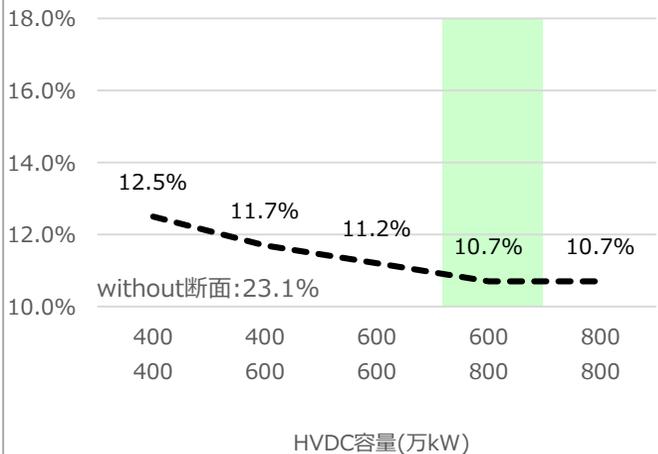
B/C(需給立地自然体)



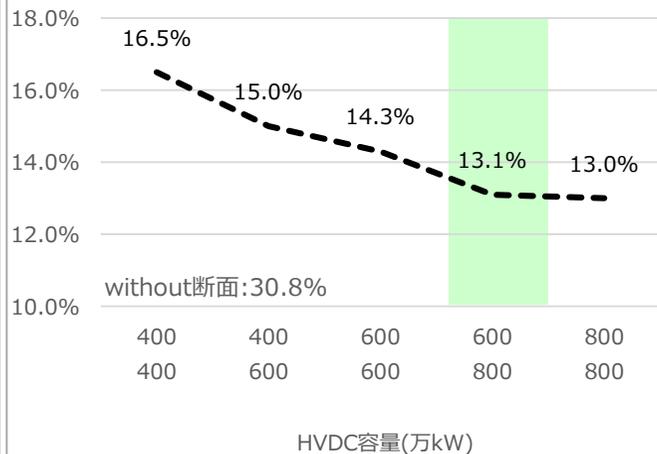
— :低下(コスト上限) - - - :低下(コスト下限) — :維持(コスト上限) - - - :維持(コスト下限) — :高騰(コスト上限) - - - :高騰(コスト下限)

低下、維持、高騰：燃料費+CO2対策コスト
コスト上限、下限：HVDCコスト上下限

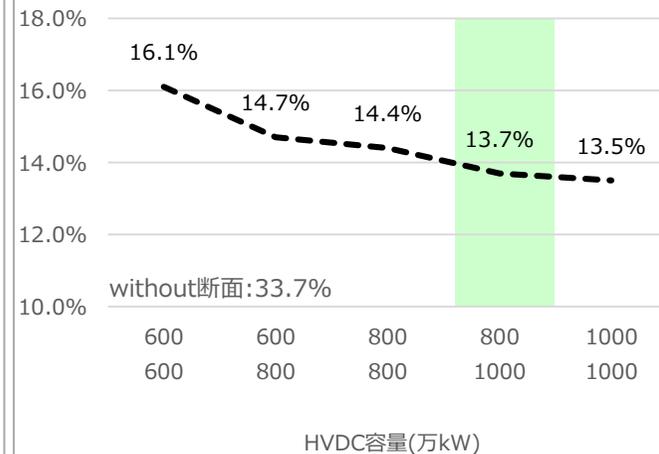
出力制御率(需給立地最適化)



出力制御率(ベースシナリオ)



出力制御率(需給立地自然体)



1-2 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ(東地域)

(8) 各シナリオの費用便益評価内訳

■ 需給立地自然体シナリオにおけるHVDCの容量増加や、シナリオに応じた地内増強の増減はあるものの、どのシナリオにおいても基本的に増強方策は共通することから、これをベースに、今後の計画策定プロセスの中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や実施時期の見極めを行っていく。

費用便益項目		評価結果		
		需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
HVDC 増強規模	上段：北海道～東北間 下段：東北～東京間	600万kW 800万kW	600万kW 800万kW	<u>800万kW</u> <u>1,000万kW</u>
コスト	概算工事費※1	約50,900～ 約60,300億円	約51,200～ 約60,600億円	約58,300～ 約69,600億円
	年経費(初年度)※2	約4,700～ 約5,500億円/年	約4,700～ 約5,600億円/年	約5,400～ 約6,400億円/年
便益 (初年度)	燃料費・CO2コスト削減※3	2,880～5,503億円/年	3,678～6,762億円/年	4,058～7,432億円/年
	送電ロス※3	▲479～▲281億円/年	▲338～▲198億円/年	▲312～▲182億円/年
	アデカシー便益※4	172億円/年	173億円/年	174億円/年
B/C※5		0.6～1.2	0.7～1.5	0.7～1.5
システムの安定性		<ul style="list-style-type: none"> 既設連系線の地震等による災害事故や、設備故障や機器点検による長期停止時のバックアップ機能の強化 		

※1 HVDCコストの下限～上限を考慮

※2 概算工事費をもとに以下の年経費率にて算出。

架空送電(7.9%)、地中送電(9.0%)、変電(10.7%)

※3 燃料価格想定の下限～上限を考慮

※4 システム増強による供給力確保量の節減効果

※5 評価期間は36年に設定

1-3 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (中西地域)

(1) 系統課題を踏まえた増強方策 (ベースシナリオ)

第20回マスタープラン検討委員会資料1を一部修正

- 既に計画策定プロセスが開始されている関門連系線および中地域の増強方策については、運転コスト※やHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となることを確認した。
- 一方、関門連系線を交流連系した場合は、現時点では技術的課題も存在していることから直流連系案も選択肢として位置付ける。また、将来、電源や需要の構造変化が生じる可能性もあることから、具体的な増強規模や設備形態については、計画策定プロセスの中で検討を深める。
- 上記以外の増強方策については、将来、情勢変化が生じた場合の選択肢と位置付ける。

中西地域の増強イメージ

※運転コスト：燃料費+CO2対策コスト

【凡例】

- 増強方策
- 選択肢
- 交流
- 直流

関門連系線増強 (中国ルート交流連系)
約4,200億円

○500kV送電線新設ほか

中国地内増強
約1,000億円

○500kV送電線新設

中地域増強
約520億円

○中部関西間第二連系線新設
○中地域交流ループ

✓ 中国地内増強により関西中国間連系線の運用容量拡大が可能となるため、関門連系線増強後の選択肢とする

B/C向上の効果が確認できたことから、実施に向け検討を深める

中部地内増強
約30億円

○500kV変電所増強

関門連系線増強 (中国ルート直流連系)
約3,600億円～約4,100億円

○HVDC送電ルート新設ほか

✓ 運用容量拡大効果などの面で交流連系に劣るものの、運転コストおよびHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる可能性がある

九州地内増強
約100億円

○500kV変電所増強

※四国ルートの場合は約200億円

四国九州間連系線増強
約3,500億円～約4,100億円

○HVDC送電ルート新設ほか

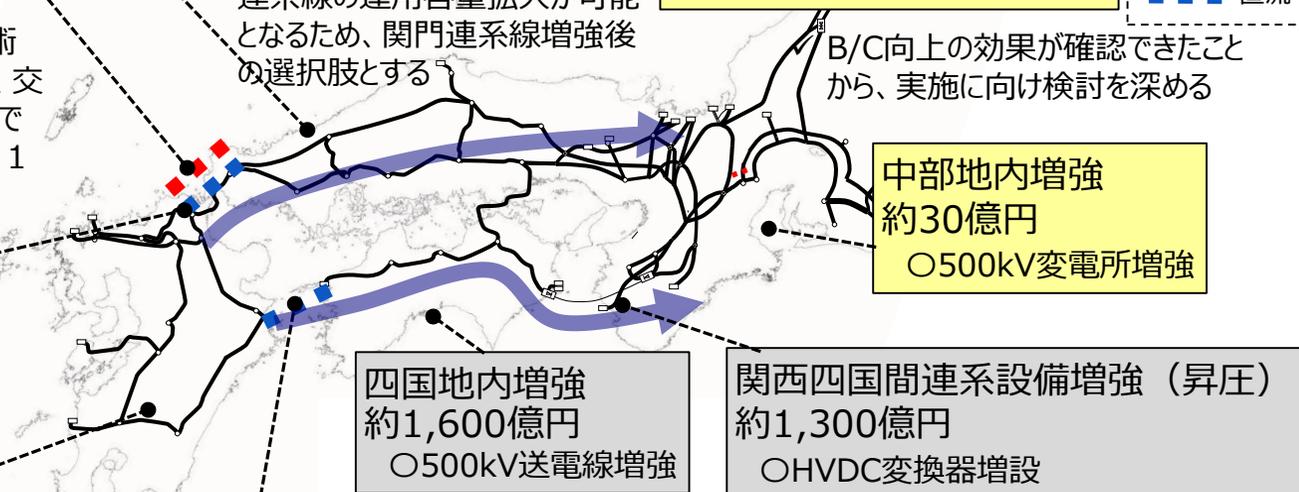
四国地内増強
約1,600億円

○500kV送電線増強

関西四国間連系設備増強 (昇圧)
約1,300億円

○HVDC変換器増設

✓ 四国地内の同期安定性の解消のため地内増強工事が必要となるが、将来設計を考慮した紀伊水道直流連系設備の増強 (昇圧) とあわせて実施することで運転コストおよびHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる可能性がある

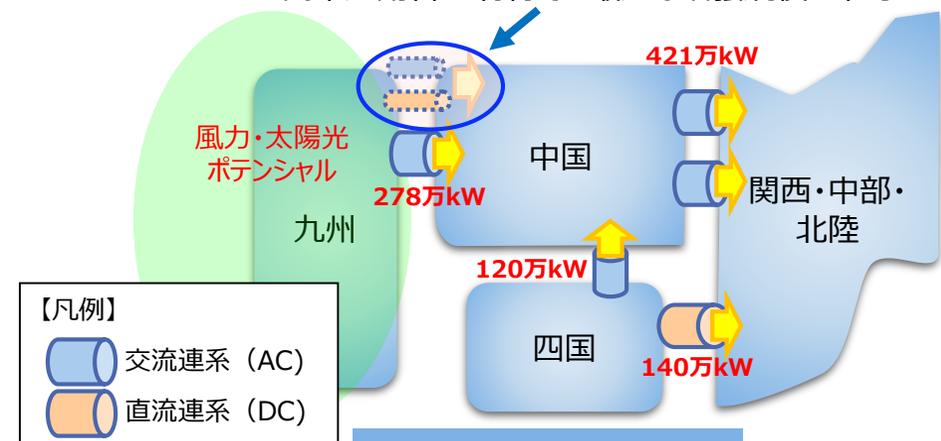


(2) 費用便益評価 (中国ルート 交流連系)

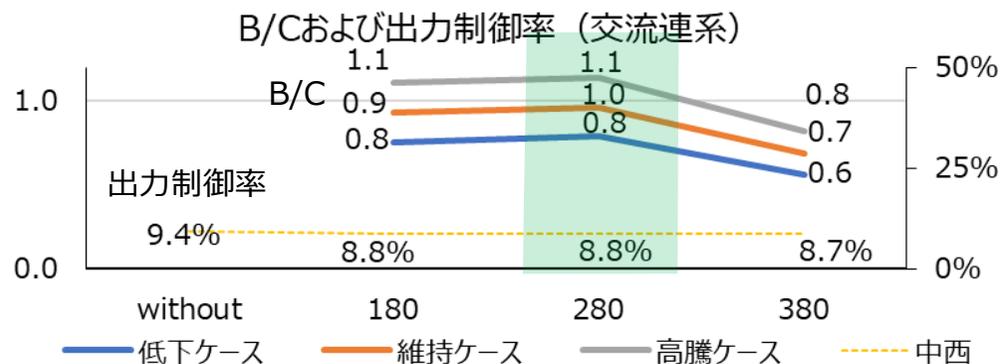
- どのシナリオにおいても、関門連系線の運用容量を拡大した場合、280万kW程度まではB/Cが増加する傾向が見られ、運転コスト次第では $B/C > 1$ との結果となった。
- このため、関門連系線の増強規模は280万kW程度を目安とすることが適当である。

関門連系線の増強規模

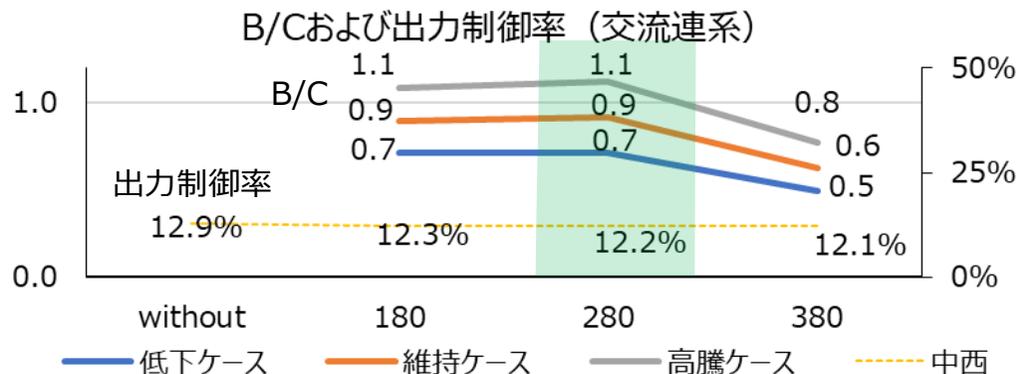
関中運用容量制約での最適な増強規模を確認



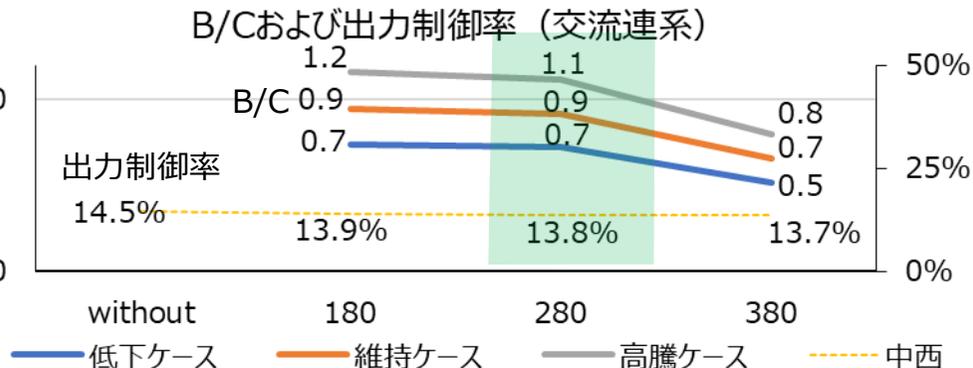
需給立地最適化シナリオ



ベースシナリオ



需給立地自然体シナリオ



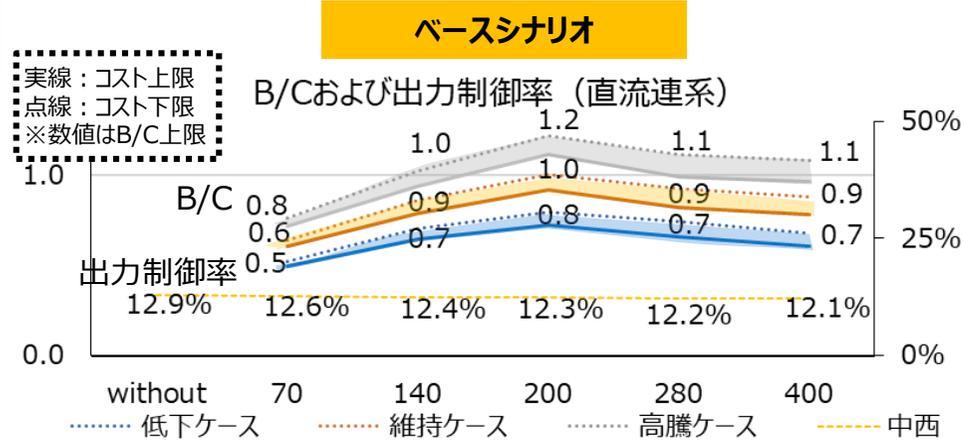
※便益にはアデカシー、送電ロスを含む
※コストには地内増強を含む (代表ケースで抽出し、各増強規模に適用)

1-3 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (中西地域)

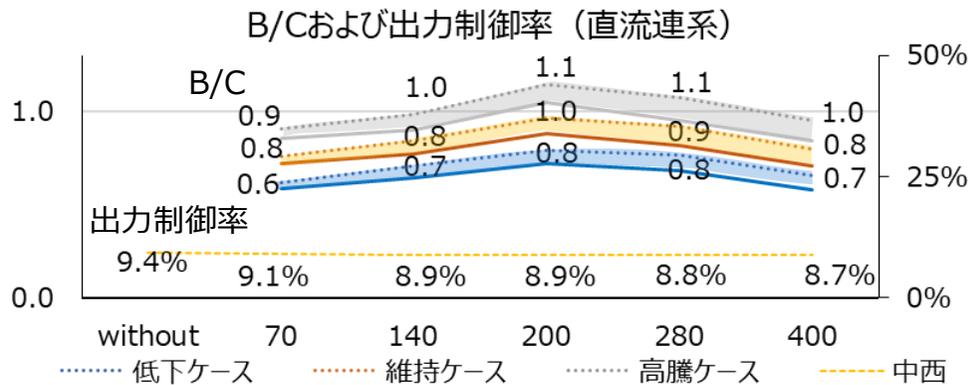
(3) 費用便益評価 (中国ルート 直流連系)

- どのシナリオにおいても、交流連系の場合と同様、運転コストおよびHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる。
- マスタープランにおいては、一旦、周波数制約解消の効果もある交流連系をベースとするものの、交流連系にも様々な技術的課題等が存在することから、計画策定プロセスで整備計画を具体化していく中で、直流連系の選択肢や増強規模も含め検討を深めていくこととする。

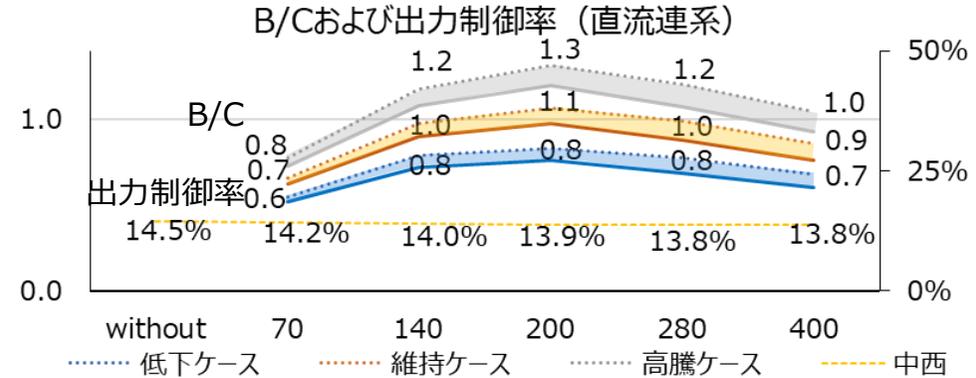
関門連系線の増強規模



需給立地最適化シナリオ



需給立地自然体シナリオ



※便益にはアデカシー、送電ロスを含む
 ※コストには地内増強を含む (代表ケースで抽出し、各増強規模に適用)

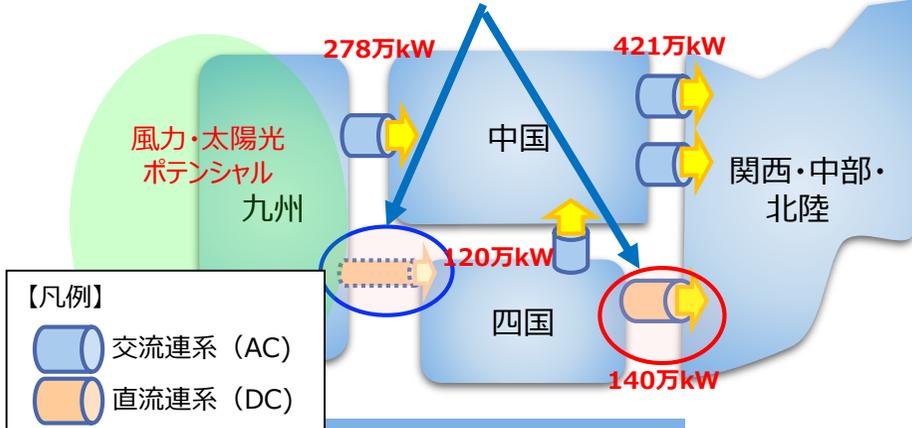
1-3 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (中西地域)

(4) 費用便益評価 (四国ルート 紀伊水道増強なし)

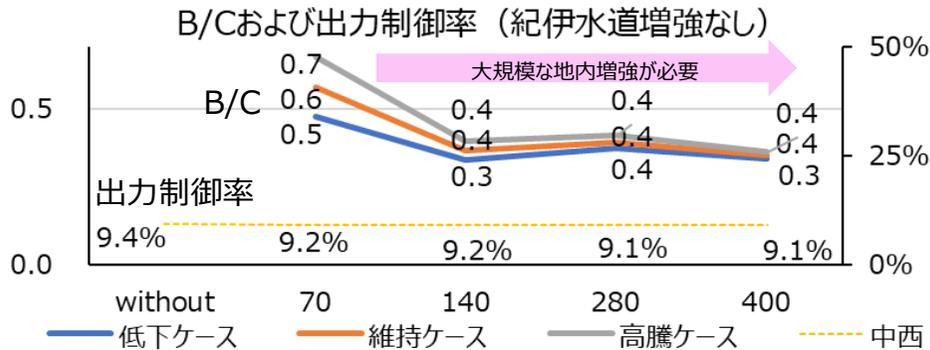
■ どのシナリオにおいても、関西四国間連系設備の制約のもとで九州～四国ルートに新ルートを構築した場合、B/Cが1を下回る結果となった。

関門連系線の増強規模

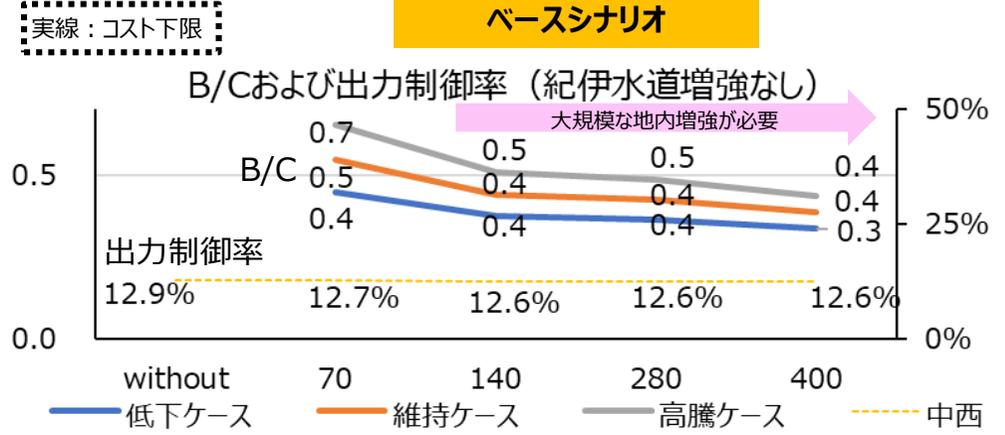
四国地内増強を含む関西～四国ルート制約での最適な増強規模を確認 (紀伊水道増強有無で確認)



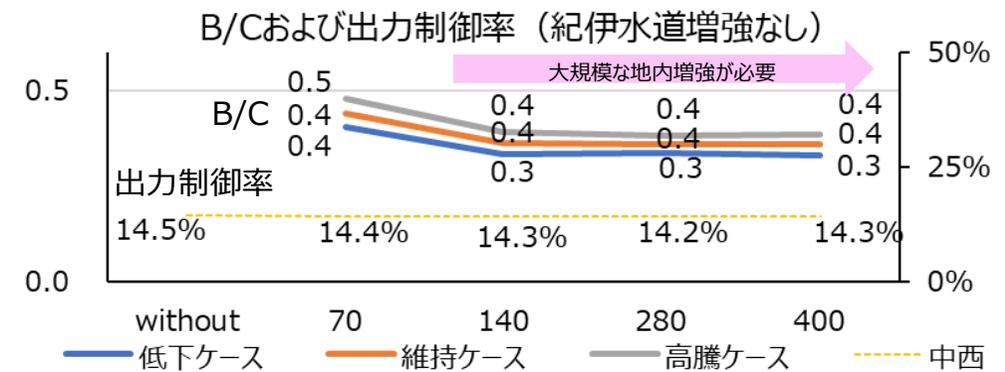
需給立地最適化シナリオ



ベースシナリオ



需給立地自然体シナリオ

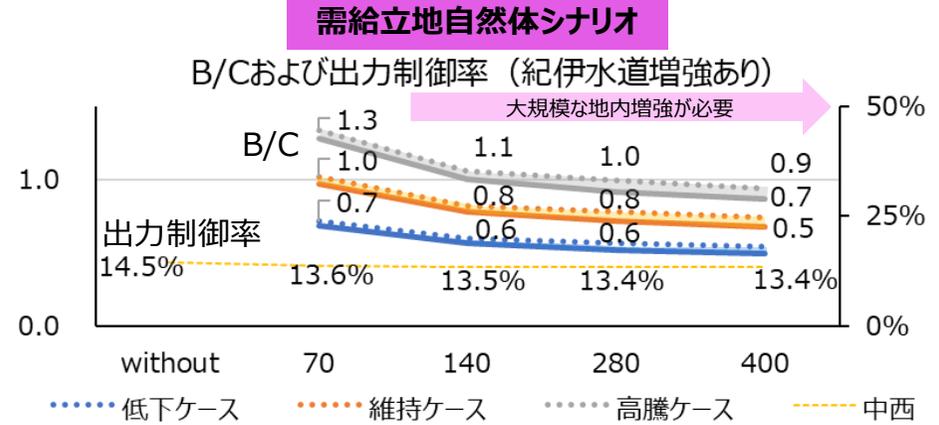
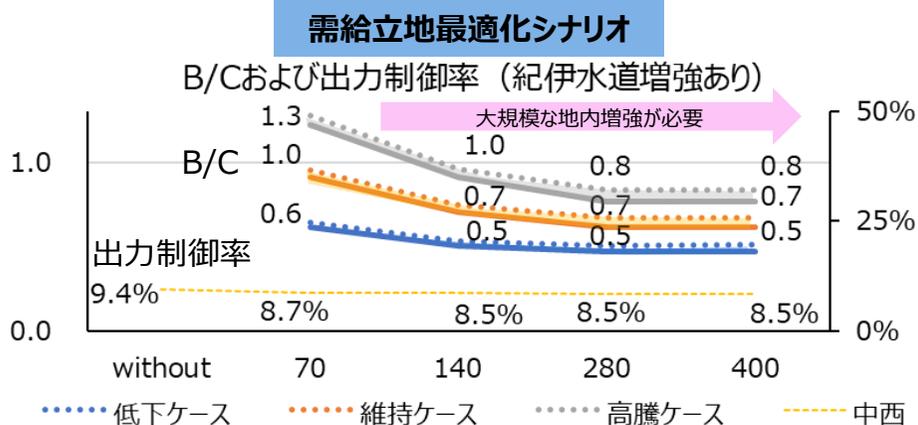
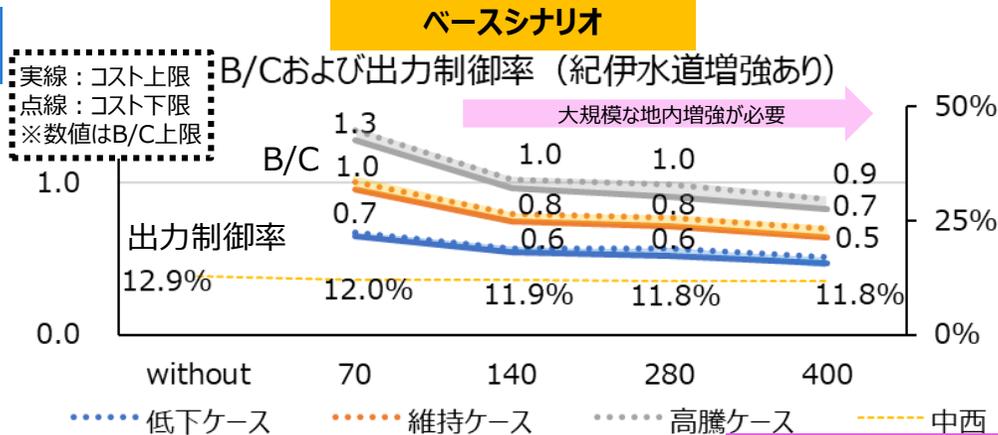


※便益にはアデカシー、送電ロスを含む
 ※コストには地内増強を含む (代表ケースで抽出し、各増強規模に適用)

1-3 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (中西地域) (5) 費用便益評価 (四国ルート 紀伊水道増強あり)

- 九州～四国間のHVDCルート新設に加え、さらに既設の関西四国間連系設備を増強（昇圧）した場合、運転コストおよびHVDCコスト次第では、ベースシナリオ、需給立地自然体シナリオにおいては280万kW程度、需給立地最適化シナリオにおいては140万kW程度でB/C > 1となることを確認した。
- このため、今後の計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、需要等の動向を見極めながら、一つの選択肢として紀伊水道増強を含めた九州～四国ルートも考慮することとする。

関門連系線の増強規模



※便益にはアデカシー、送電ロスを含む
※コストには地内増強を含む (代表ケースで抽出し、各増強規模に適用)

(6) 費用便益評価（中地域）

- 関門連系線を増強（中国ルート）を前提として、中地域の系統増強（中部関西間第二連系線新設、中地域交流ループ）を行った場合、どのシナリオにおいても、B/Cがさらに向上する効果を確認した。

中地域増強の効果確認

中地域増強前後のB/Cおよび出力制御率

		B/C			出力制御率 (中西地域)
		低下ケース	燃料価格 維持ケース	高騰ケース	
需給立地最適化 シナリオ	中地域増強なし	0.8	1.0	1.1	8.8%
	中地域増強あり	0.9	1.0	1.3	8.6%
ベースシナリオ	中地域増強なし	0.7	0.9	1.1	10.5%
	中地域増強あり	0.8	1.0	1.2	10.4%
需給立地自然体 シナリオ	中地域増強なし	0.7	0.9	1.1	13.8%
	中地域増強あり	0.8	1.0	1.2	13.6%

※便益にはアデカシー、送電ロスを含む

※コストには地内増強を含む（代表ケースで抽出し、各増強規模に適用）

(7) 費用便益評価内訳

- 関門連系線の増強および中地域増強については、どのシナリオにおいても運転コストおよびHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる可能性があることを確認した。なお、需給立地最適化シナリオでは、再エネ余剰活用需要が再エネに合わせて地域的に偏在するため、連系線増強によるアデカシー便益が増加する傾向となった。
- どのシナリオにおいても基本的に増強方策は共通することから、これをベースに、今後の計画策定プロセスの中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や実施時期の見極めを行っていく。

費用便益項目		評価結果		
		需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
工事概要		<ul style="list-style-type: none"> ・ 関門連系線増強（交流連系）※1 ・ 中地域交流ループ ・ 中部関西間第二連系線新設 ・ 電圧対策 ・ 系統安定度対策 ・ 地内基幹系統増強 		
コスト	概算工事費	約4,800億円	約4,800億円	約4,800億円
	年経費※2（初年度）	約460億円/年	約460億円/年	約460億円/年
便益 （初年度）	燃料費・CO2コスト削減※3	193～356億円/年	193～378億円/年	195～367億円/年
	送電ロス※3	▲14～▲8億円/年	▲25～▲15億円/年	▲27～▲15億円/年
	アデカシー便益※4	174億円/年	145億円/年	146億円/年
B/C※5		0.9～1.3	0.8～1.2	0.8～1.2
系統の安定性		関門連系線の交流複線化により周波数制約が解消される		

※1 交流連系を基本として、今後、技術的課題等を踏まえた検討の中で、直流連系適用などの選択肢も視野に検討（中国、四国ルートとの比較など）

※2 概算工事費をもとに以下の年経費率にて算出。
架空送電（7.9%）、地中送電（9.0%）、変電（10.7%）

※3 燃料価格想定の下限～上限を考慮 ※4 系統増強による供給力確保量の節減効果 ※5 評価期間は36年に設定

1-3 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (中西地域)

(8) 中西地域の工事費内訳 (選択肢含む)

需給立地自然体シナリオ

ベースシナリオ

32

需給立地最適化シナリオ

増強対象			工事概要	工事費計	
中西地域	連系線増強	増強対象	中国九州間 (交流連系) (278 ⇒ 556万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV送電線新設 (約40km) ➢ 電圧対策 (系統安定化装置、SC設置)、STATCOM設置 	約4,200億円
		選択肢	中国九州間HVDC (280万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 九州~中国間HVDC280万kW新設(約40km) ➢ 電圧対策 (系統安定化装置、SC設置)、STATCOM設置 	約3,600~ 約4,100億円
		増強対象	中地域 (中部関西間第二連系線新設) (中地域交流ループ)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV送電線新設 (2km) ➢ 短絡容量超過対策、電磁誘導対策ほか 	約520億円
		選択肢	四国九州間HVDC (280万kW※1)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 九州~四国間HVDC280万kW新設(約60km) ➢ 電圧対策 (系統安定化装置)、STATCOM設置 	約3,500~ 約4,100億円
	選択肢	関西四国間連系設備 (140⇒280万kW)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ HVDC変換器増設 (140万kW, ±500kV昇圧) 	約1,300億円	
	選択肢	中国地内 (関西中国間の運用容量拡大)	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV送電線新設 (約70km) 	約1,000億円	
	地内増強	増強対象	中部地内	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV変電所増強 	約30億円
			九州地内	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV変電所増強 	約100億円
		選択肢※2	中部地内	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV変電所増強 	約30億円
			四国地内	<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV送電線増強 	約1,600億円
九州地内			<ul style="list-style-type: none"> ➢ 500kV変電所増強ほか 	約200億円	
小 計 (選択肢を除く)				約4,800億円	

※1 需給立地最適化シナリオの場合は140万kW (2,600~2,900億円)

※2 四国九州間連系設備を選択肢とする場合の地内増強

(1) 費用便益評価

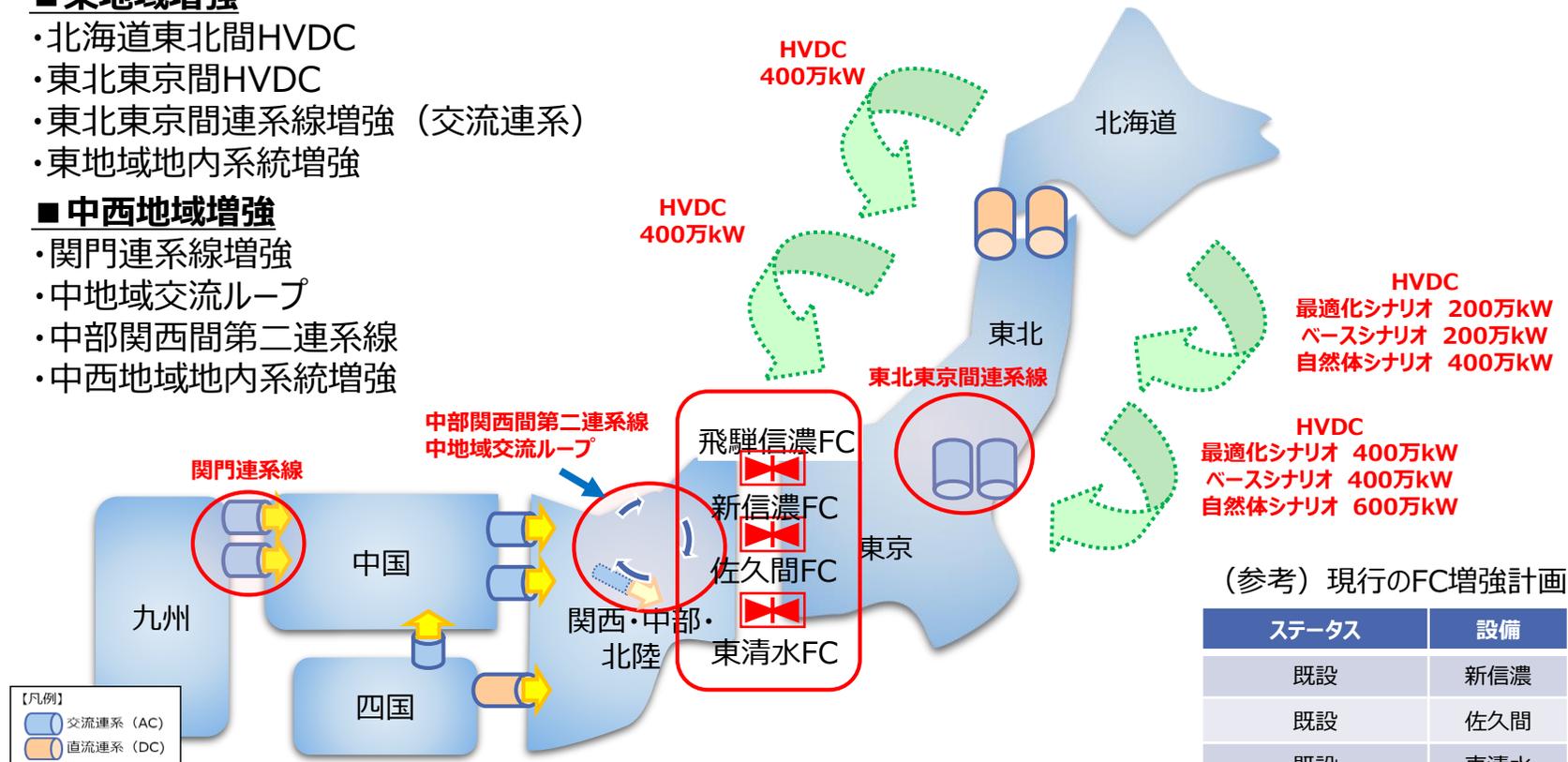
■ 各シナリオにおける東地域と中西地域の有望な増強システムを組み合わせ、FC容量を300万kWからさらに+90万kW~+270万kWの増強を織り込んで費用対便益を確認した。

■ 東地域増強

- ・北海道東北間HVDC
- ・東北東京間HVDC
- ・東北東京間連系線増強 (交流連系)
- ・東地域地内系統増強

■ 中西地域増強

- ・関門連系線増強
- ・中地域交流ループ
- ・中部関西間第二連系線
- ・中西地域地内系統増強



(参考) 現行のFC増強計画

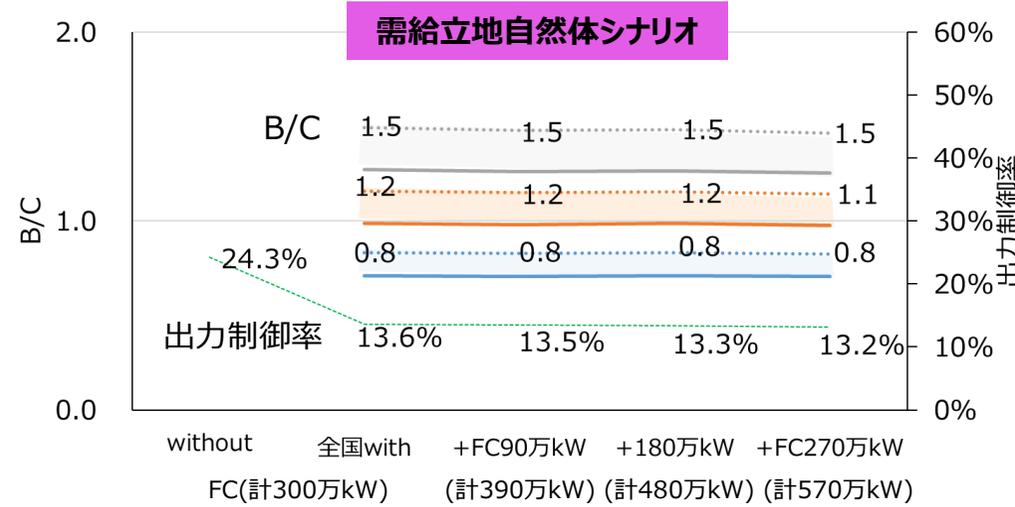
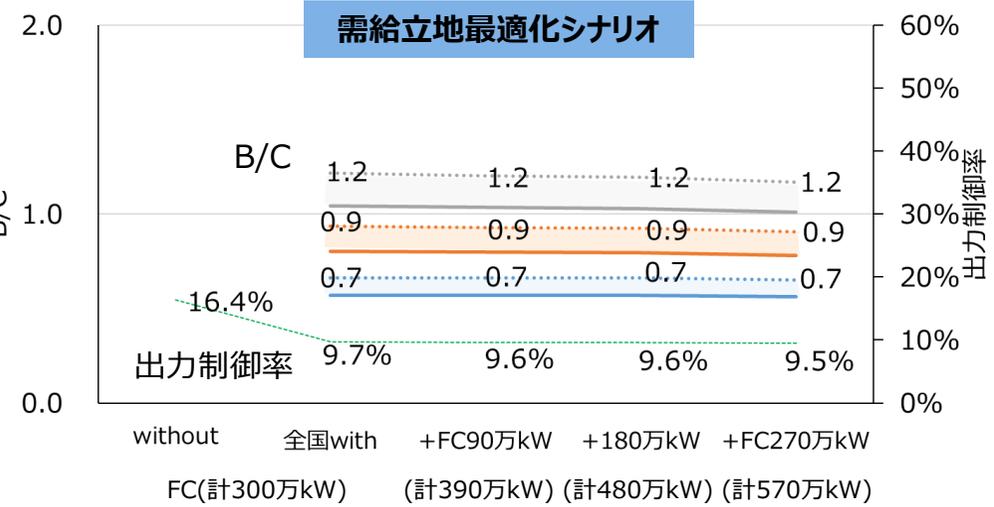
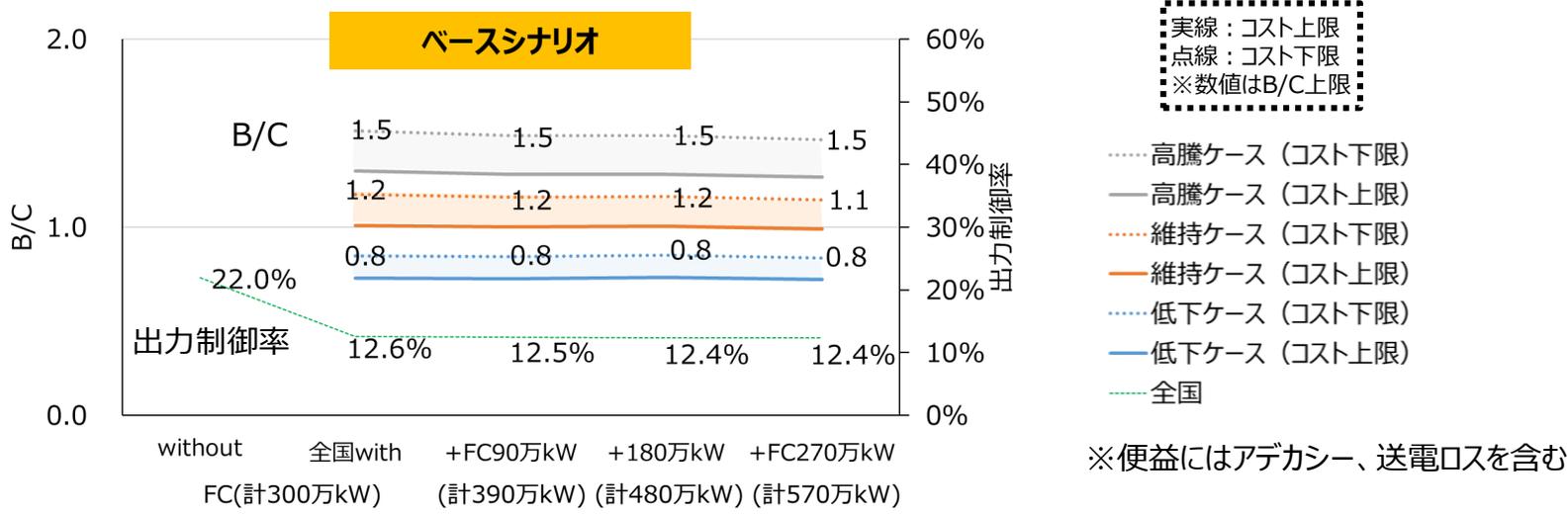
ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
既設	飛騨信濃	90万
2027年度未予定	佐久間	+30万増強
2027年度未予定	東清水	+60万増強
合計容量		300万

1-3 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (FCを含む全国)

(2) 費用便益評価結果

■ どのシナリオにおいても、FCを最大+270万kWまで増強する範囲および運転コスト等の幅の中で、マスタープラン全体でB/C>1となることを確認した。そのため、ベースシナリオと同様にFC+270万kW増強を目安として位置付ける。

FCの増強規模



(3) 費用便益評価内訳

- FC増強 + 270万kWを見込んだ場合の全国での費用便益評価の内訳は、下表となった。
- なお、FC増強の具体的な規模については大規模災害への対応などの丁寧な検討が必要である。具体的な増強規模やスケジュール感については、今後、政策的な観点も踏まえながら、検討を進めていく。

費用便益項目		評価結果		
		需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
工事概要		<ul style="list-style-type: none"> ・ 周波数変換所270万kW、直流送電線新設 ・ 東地域、中西地域増強 		
コスト	概算工事費※1	約59,700～ 約69,400億円	約60,000～ 約69,700億円	約67,100～ 約78,700億円
	年経費※2 (初年度)	約5,500～ 約6,400億円/年	約5,500～ 約6,400億円/年	約6,200～ 約7,300億円/年
便益 (初年度)	燃料費・CO2コスト削減※3	3,250～6,078億円/年	4,116～7,435億円/年	4,555～8,297億円/年
	送電ロス※3	▲593～▲348億円/年	▲430～▲251億円/年	▲408～▲238億円/年
	アデカシー便益※4	326億円/年	308億円/年	310億円/年
B/C※5		0.6～1.2	0.7～1.5	0.7～1.5
システムの安定性		東西融通量拡大による大規模災害時の安定供給の確保		

※1 HVDCコストの下限～上限を考慮

※2 概算工事費をもとに以下の年経費率にて算出。

架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

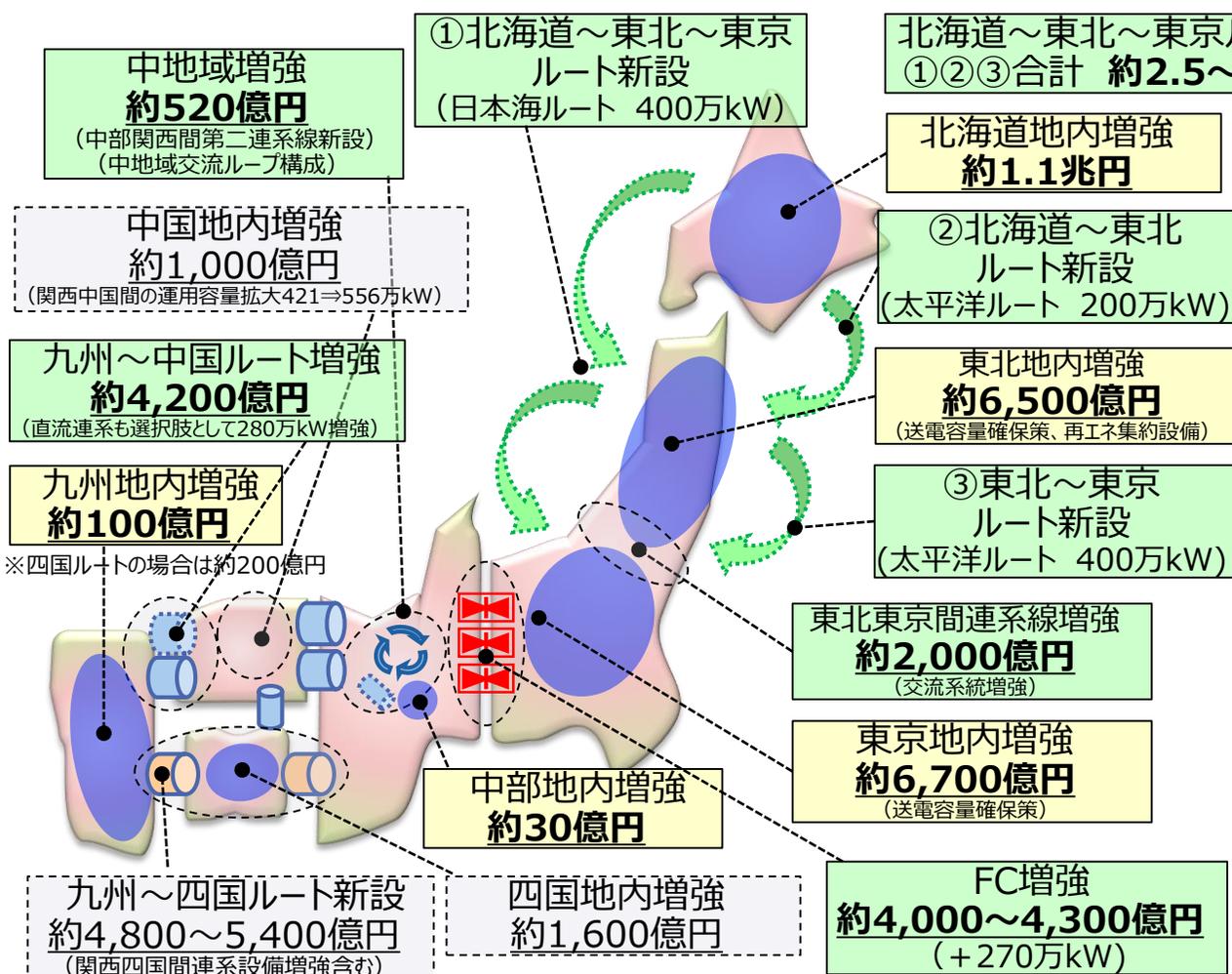
※3 燃料価格想定の下限～上限を考慮

※4 システム増強による供給力確保量の節減効果

※5 評価期間は36年に設定

1-4 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (全国)

(1) 地域間連系線および地内増強の全体イメージ



【凡例】

- 連系線増強
- 地内増強
- 将来の選択肢

必要投資額 ^{※1}	約6.0～7.0兆円	
費用便益比(B/C) ^{※1}	0.7～1.5	
年間コスト ^{※1, ※2}	約5,500～6,400億円/年	
年間便益 (純便益)	約4,200～7,300億円/年 (約▲2,200～1,800億円/年)	
削減された燃料費	約3,300～6,700億円/年	
削減されたCO2対策コスト	約780億円/年	
削減されたCO2排出量	約2,430万 t /年	
アデカシー便益	約310億円/年	
送電ロス	約▲430～▲250億円/年	
システムの安定性	地域間連系の複線化による周波数安定性の向上、災害時等のバックアップ機能の強化	
再エネ比率	増強後47% (50%)	増強前43%
出力制御率	増強後12% (7%)	増強前22%

() は系統増強以外の施策として、電源側の立地の最適化等を行った場合の参考値

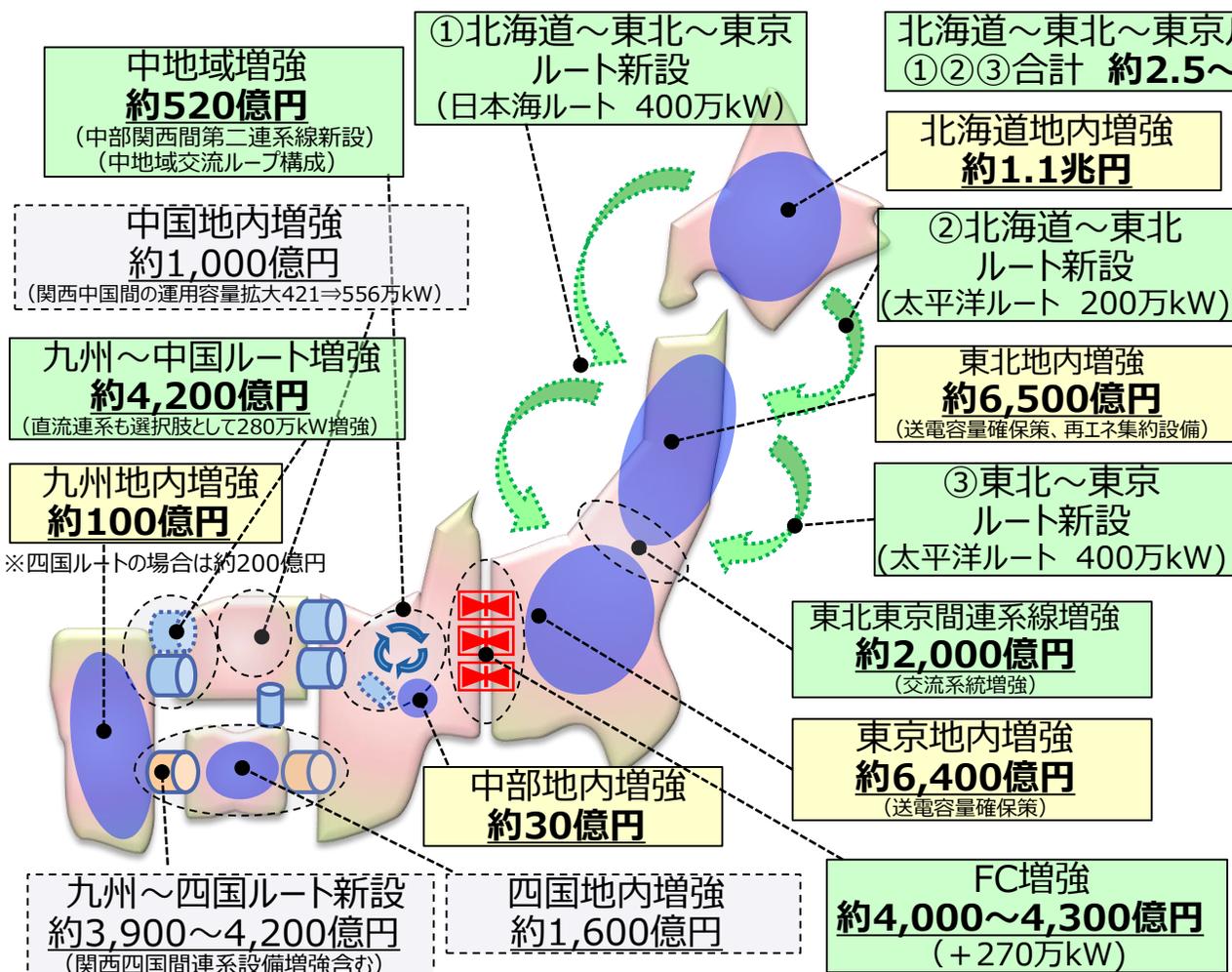
※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出
 架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

【留意事項】

- 電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
- 上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線および上位2電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
- 再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強はマスタープランの対象外とした。
- HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- 地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織込んだ。
- 地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要、電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源ポテンシャルで変更有無を確認のうえ着手時期と併せて見極める必要がある。

1-4 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (全国)

(2) 地域間連系線および地内増強の全体イメージ



【凡例】

- 連系線増強
- 地内増強
- 将来の選択肢

必要投資額 ^{※1}	約6.0～6.9兆円	
費用便益比(B/C) ^{※1}	0.6～1.2	
年間コスト ^{※1, ※2}	約5,500～6,400億円/年	
年間便益 (純便益)	約3,200～5,800億円/年 (約▲3,200～300億円/年)	
削減された燃料費	約3,000～5,800億円/年	
削減されたCO2対策コスト	約270億円/年	
削減されたCO2排出量	約870万t/年	
アデカシー便益	約330億円/年	
送電ロス	約▲590～▲350億円/年	
システムの安定性	地域間連系の複線化による周波数安定性の向上、 災害時等のバックアップ機能の強化	
再エネ比率	増強後49% (50%)	増強前45%
出力制御率	増強後10% (7%)	増強前16%

() は系統増強以外の施策として、電源側の立地の最適化等を行った場合の参考値

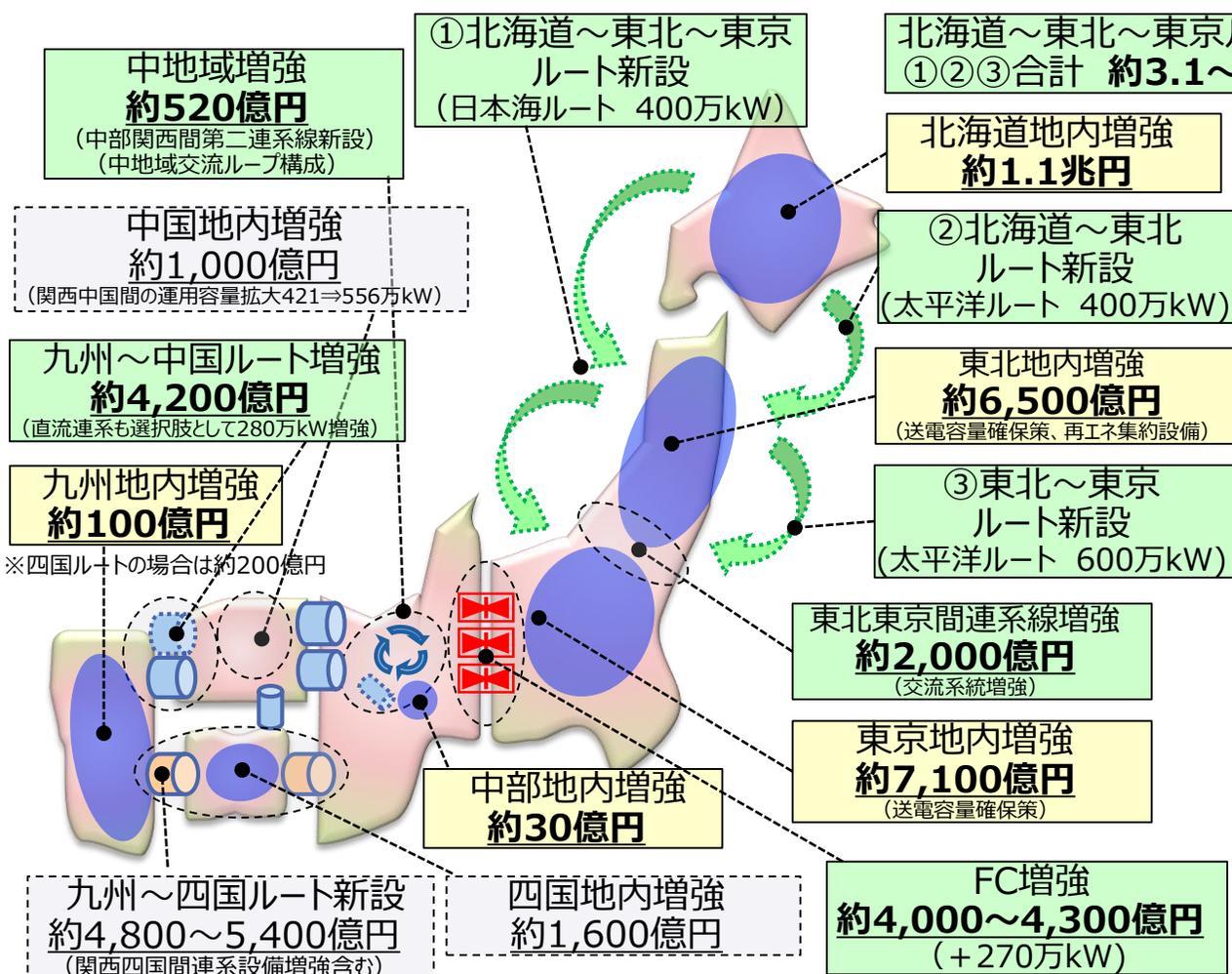
※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出
 架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

【留意事項】

- 電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
- 上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線および上位2電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
- 再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強はマスタープランの対象外とした。
- HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- 地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織込んだ。
- 地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要、電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源ポテンシャルで変更有無を確認のうえ着手時期と併せて見極める必要がある。

1-4 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ (全国)

(3) 地域間連系線および地内増強の全体イメージ



必要投資額 ^{※1}	約6.7 ~ 7.9兆円	
費用便益比(B/C) ^{※1}	0.7 ~ 1.5	
年間コスト ^{※1, ※2}	約6,200 ~ 7,300億円/年	
年間便益 (純便益)	約4,600 ~ 8,200億円/年 (約▲2,700~2,000億円/年)	
削減された燃料費	約3,600~7,400億円/年	
削減されたCO2対策コスト	約920億円/年	
削減されたCO2排出量	約2,830万 t /年	
アデカシー便益	約310億円/年	
送電ロス	約▲410~▲240億円/年	
システムの安定性	地域間連系の複線化による周波数安定性の向上、 災害時等のバックアップ機能の強化	
再エネ比率	増強後47%	増強前42%
出力制御率	増強後13%	増強前24%

※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出
 架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

【留意事項】

- 電源構成や電源立地が実現された場合を想定したシナリオであるため、電源の開発・導入に係るコストは考慮していない。
- 上記コストは、偏在する電源を大消費地に送電するための連系線および上位2電圧の地内基幹系統の増強コストのみを記載。
- 再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、各エリアで行う需要対策の増強はマスタープランの対象外とした。
- HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。
- 地内基幹系統はN-1電制本格適用による運用容量拡大を実施した上での増強を想定し、N-1電制本格適用は適宜一般送配電事業者が実施していくとして増強前の前提条件へ織込んだ。
- 地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要、電源等の動向により変更となる可能性があるため、整備計画の具体化時点での電源ポテンシャルで変更有無を確認のうえ着手時期と併せて見極める必要がある。

1-4 複数シナリオにおける長期展望とりまとめ（全国）

（4）地域間連系線および地内増強方策まとめ

- 各シナリオの分析の結果、需要立地の最適化により、系統増強の投資額が削減され、再エネ出力制御率も低下する傾向となった。また、需給立地自然体シナリオでHVDCの容量増加や、各シナリオで地内増強の増減はあるものの、系統増強の基本的な内容（東地域のHVDC新設、中西地域の関門連系線増強、中地域増強およびFC増強）は、どのシナリオも共通で必要であることを確認した。
- このため、**これらの共通する増強方策をベースに**、今後整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、具体的な増強規模や実施時期等の見極めを行っていく。

分析項目	シナリオ	需給立地最適化シナリオ	ベースシナリオ	需給立地自然体シナリオ
系統増強の投資額※1 (NW増強コスト※2)		約6.0～6.9兆円 (約0.55～0.64兆円/年)	約6.0～7.0兆円 (約0.55～0.64兆円/年)	約6.7～7.9兆円 (約0.62～0.73兆円/年)
費用便益比 (B/C)		0.6 ~ 1.2	0.7 ~ 1.5	0.7 ~ 1.5
年間便益 (純便益 (B-C))		約3,200 ~ 5,800億円/年 (約▲3,200~300億円/年)	約4,200 ~ 7,300億円/年 (約▲2,200~1,800億円/年)	約4,600 ~ 8,200億円/年 (約▲2,700~2,000億円/年)
燃料費・CO2コスト削減		約3,200 ~ 6,100億円/年	約4,100 ~ 7,400億円/年	約4,600 ~ 8,300億円/年
送電ロス		約▲590～▲350億円/年	約▲430～▲250億円/年	約▲410～▲240億円/年
アデカシー便益※3		約330億円/年	約310億円/年	約310億円/年
CO2削減量		約870万t/年	約2,430万t/年	約2,830万t/年
再エネ比率※4		49% (50%)	47% (50%)	47%
再エネ出力制御率※4 (増強後、太陽光・風力)		10% (7%)	12% (7%)	13%

※1 偏在する電源等を大消費地に送電するための連系線等の背骨系統の増強コストのみを記載しており、再エネ増加に伴う、調整力確保、慣性力・同期化力低下等の対策コストは含んでいない。また、HVDC送電コストは、2050年頃におけるスケールメリットや技術革新のコスト低減を先取りした単価を採用、海底ケーブル工事は占用料等を含まず、水深等を考慮したルート変更によるコスト増の可能性あり。

※2 系統増強を行うことで毎年発生する費用（減価償却費、運転維持費など）

※3 系統増強による供給力確保量の節減効果

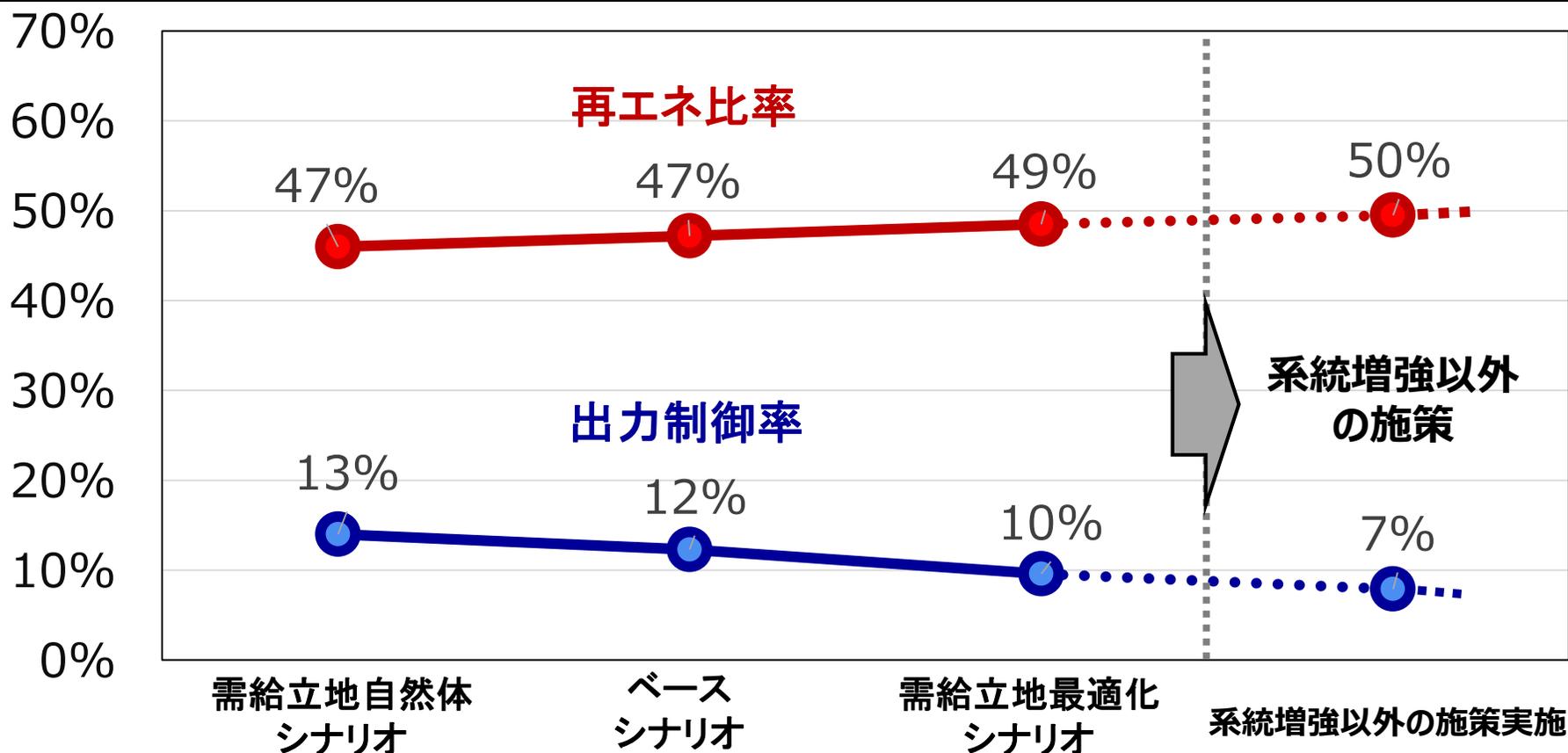
※4 () は系統増強以外の施策として、電源側の立地の最適化等を行った場合の参考値

なお、電源については、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、各シナリオにおいて同じ条件としていることに留意が必要

■ 系統増強と合わせて需要立地を最適化することで、再エネをより有効に活用でき、再エネ比率向上と出力制御率低減につながる事が、シナリオ分析の結果から明らかとなった。

■ なお、ベースシナリオの系統増強規模を前提※とした上で、再エネの需要地近傍への立地や蓄電池の導入量の増加を想定した場合、更なる再エネ比率向上と出力制御率低減に資すると考えられる。

※再エネの立地を変更したことに伴い、費用対効果に基づき系統増強規模を見直した場合、再エネ比率・出力制御率も変化し得る。



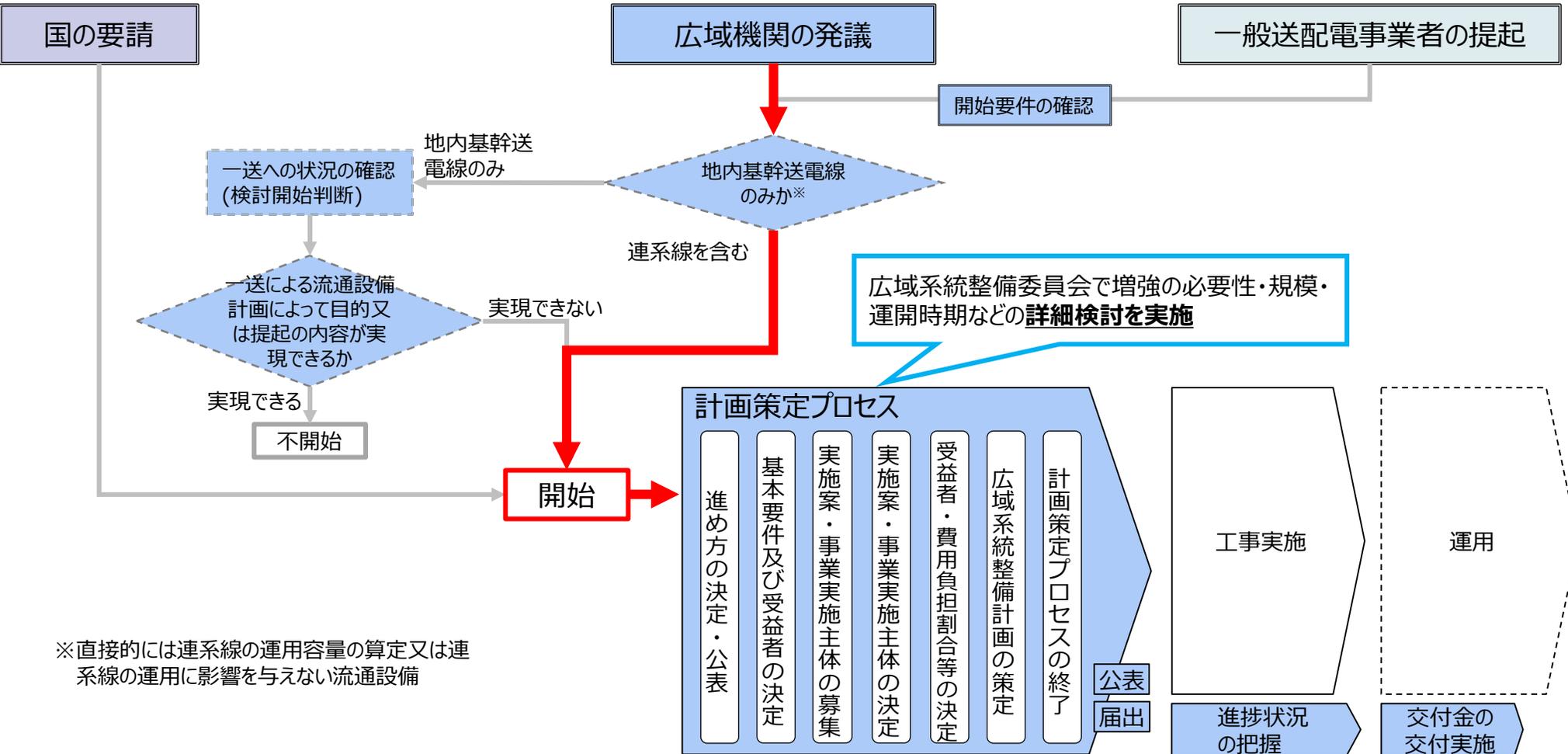
(備考) 2020年における欧州各国の風力発電の出力制御率：英国4.8%、アイルランド12.1%、ドイツ4.7%、スペイン0.3%、デンマーク8.2%

※資源エネルギー庁「令和3年度 エネルギー需給構造高度化対策に関する調査等事業（諸外国における再生可能エネルギー政策等動向調査）より

マスタープランにおける長期展望は、全国大の電源立地地点～大消費地を見据えた、広域的な潮流の基調をもとにしたグランドデザインであり、将来目標とする再エネ導入量を考慮したシナリオに**必要となる複数の増強方策をパッケージ化**して示したもの



マスタープランの全体の増強方策のうち、広域系統整備計画として**どの増強方策（個別計画）から計画策定プロセスを開始すべきかの判断**をする（計画策定に向けた検討着手のタイミングを見極める）位置づけ



広域系統整備委員会で増強の必要性・規模・運開時期などの**詳細検討を実施**

※直接的には連系線の運用容量の算定又は連系線の運用に影響を与えない流通設備

(1) 振り返り

- 第16回委員会において、系統増強規模に影響すると考えられる変動要因は感度分析により影響を確認すると整理した。
- 感度分析においては、増強方策を固定した上でB/Cおよび再エネ比率、出力制御率への影響を確認する。
- なお、「燃料費・CO2対策コスト」については、感度分析ではなく、シナリオ内で幅を持たせることで評価する。

2. 複数シナリオの前提条件について

(3) 変動要因のシナリオへの反映の考え方について【論点】

第16回マスタープラン検討委員会資料1

- 需要や電源の変動には様々な要因があるが、**系統増強への影響（アンバランス）が大きくなる要因の組合せと小さくなる要因の組み合わせをそれぞれのシナリオの幅として設定**することとしたい。
- 国の政策議論にある**需要側対策の政策誘導**については**シナリオにおいて幅を確認し、電源については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、各シナリオにおいて同じ条件としたうえで、系統規模に影響すると考えられる変動要因は感度分析**により影響を確認する。

	変動要因		考えられる情勢変化	想定される影響		対応の方向性
				増強規模縮小	増強規模拡大	
需 要	ボリューム	年間需要	電化の更なる推進や脱炭素・デジタル化技術の進展	需要増加	需要減少	感度分析
	ロケーション	脱炭素・エネルギー転換	輸送・回収・消費構造を踏まえた立地誘導※1	電源近傍	需要地近傍	シナリオ反映
	8,760時間カーブ	ヒートポンプ・EV	システム開発による負荷制御技術の高度化	最適シフト	一定負荷	シナリオ反映
電 源	ボリューム	再エネ	再エネ比率増加のための追加導入	設備量減少	設備量増加	感度分析
		火力	石炭フェードアウトやバックアップ電源確保	石炭退出、BU電源確保※2		感度分析
		原子力	安全性・信頼性の確保による安定稼働	利用率変化※2		感度分析
	ロケーション	水素・アンモニア	水素コスト低減による導入量の変化	導入量の変化※2		感度分析
		太陽光	荒廃地活用などによる立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
		風力	ポテンシャル余力に伴う立地誘導	需要地近傍	偏在化	感度分析
		8,760時間カーブ	系統用蓄電池	再エネ出力平滑化のための追加導入	導入量増加	導入量減少
	燃料費・CO2対策コスト	社会情勢変化に伴う燃料価格の変動	価格低下	価格上昇	感度分析	

※1 DAC等の配置には、回収・貯留の適地などCO2回収に必要な様々な要素の検討が必要であるが、本検討では、系統増強の視点から検討しているものであり、最適な立地を示すものではない

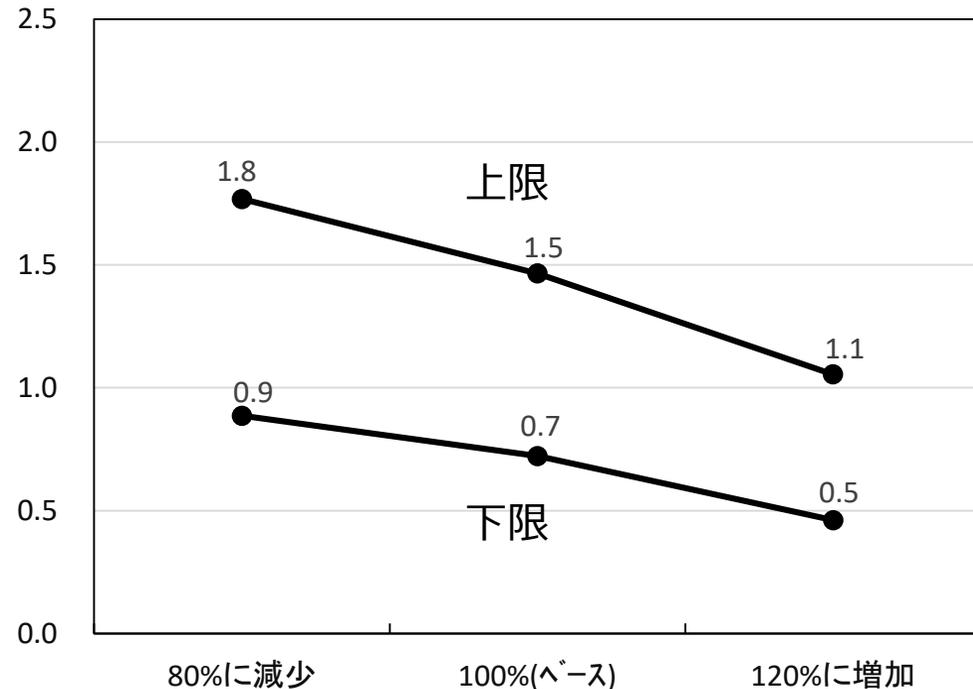
※2 個別電源が接続する系統により増強規模への影響は一概に評価できず、それぞれの増減によりアンバランスを打ち消す方向となる

注) 自然変動電源の出力特性の年度間のバラつきについては、引き続き取り扱いを検討する

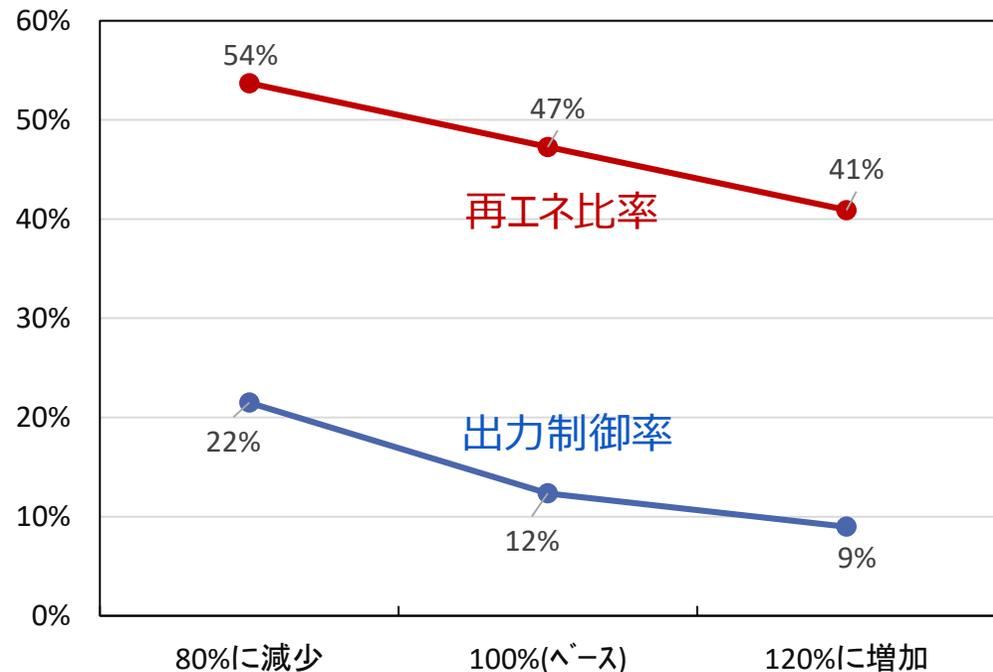
2 ベースシナリオにおける感度分析の結果 (2-1) 分析結果：電力需要

- 電力需要の感度分析では、電力需要(kWh)を±20%の変動幅とした場合を評価した。
- 全国の電力需要(kWh)が大きくなるほど、再エネからの電力が近傍の需要で消費されるため、連系線利用効果が減少する。その結果、B/Cが電力需要の増加に応じて低下する。
- 一方、再エネ比率は、需給バランス上、再エネ以外の発電量が増加することから相対的に低下する。また、出力制御率は、再エネからの電力が近傍の需要で消費されることから低下する。

電力需要に対するB/C



電力需要に対する再エネ比率・出力制御率

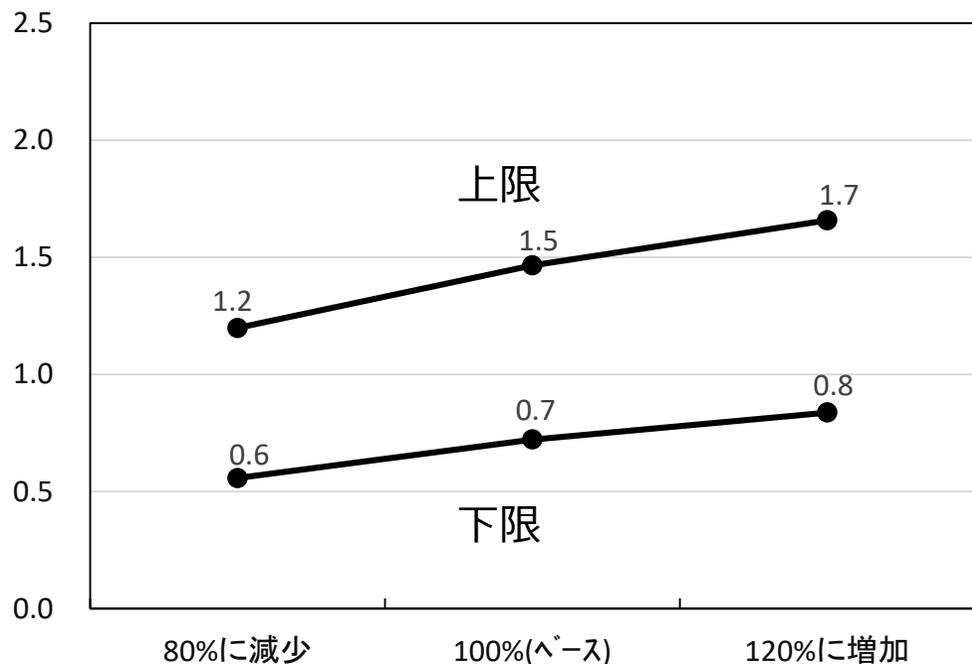


・再エネ比率 = 再エネ年間発電量(kWh)/総発電量(kWh) ・出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

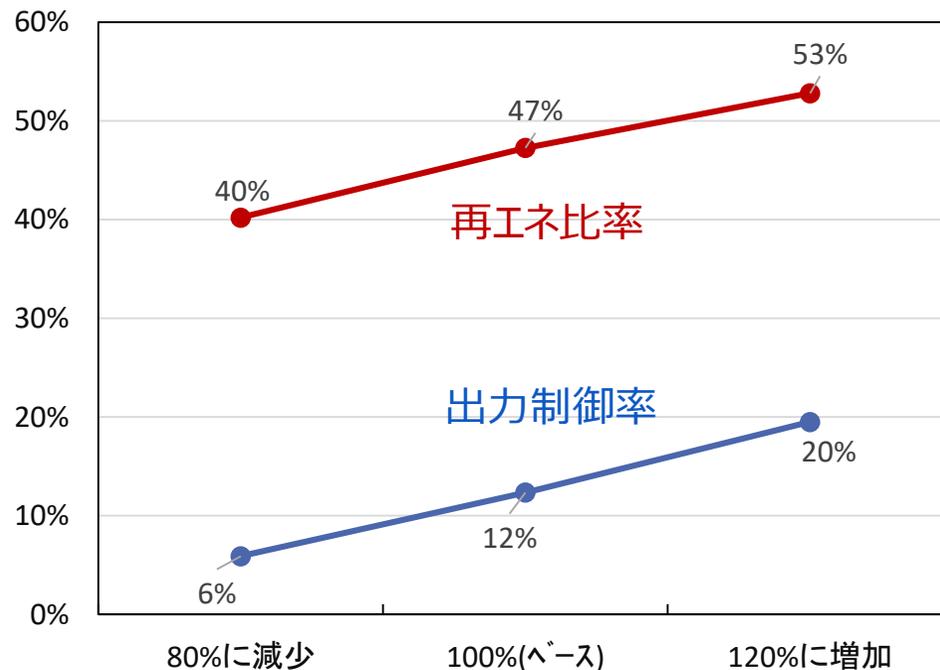
2 ベースシナリオにおける感度分析の結果 (2-2) 分析結果：再エネ導入量

- 再エネ導入量の感度分析では、再エネ導入量(kW)を±20%の変動幅とした場合を評価した。
- 再エネ導入量(kW)を増加させると、火力等との差替の機会が増加することから、B/Cは上昇する。
- 一方、再エネ比率は、再エネ導入量の増加に伴い増加する。また、再エネ出力制御率は、需給上の再エネ抑制および系統制約が増えることから上昇する。

再エネ導入量に対するB/C



再エネ導入量に対する再エネ比率・出力制御率



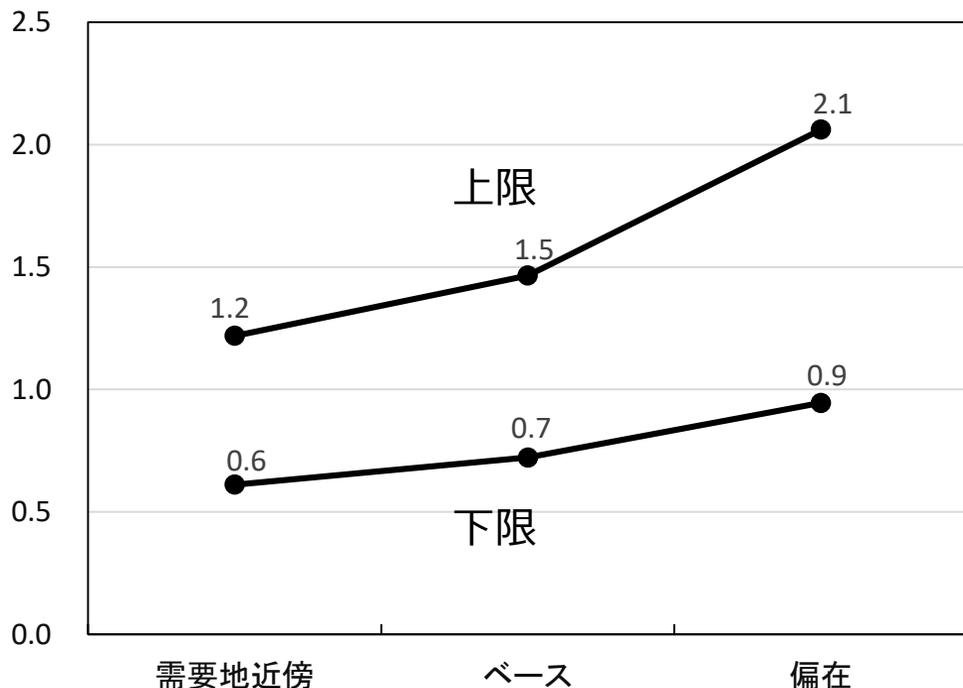
・再エネ比率 = 再エネ年間発電量(kWh)/総発電量(kWh) ・出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

2 ベースシナリオにおける感度分析の結果 (2-3) 分析結果：太陽光発電ロケーション

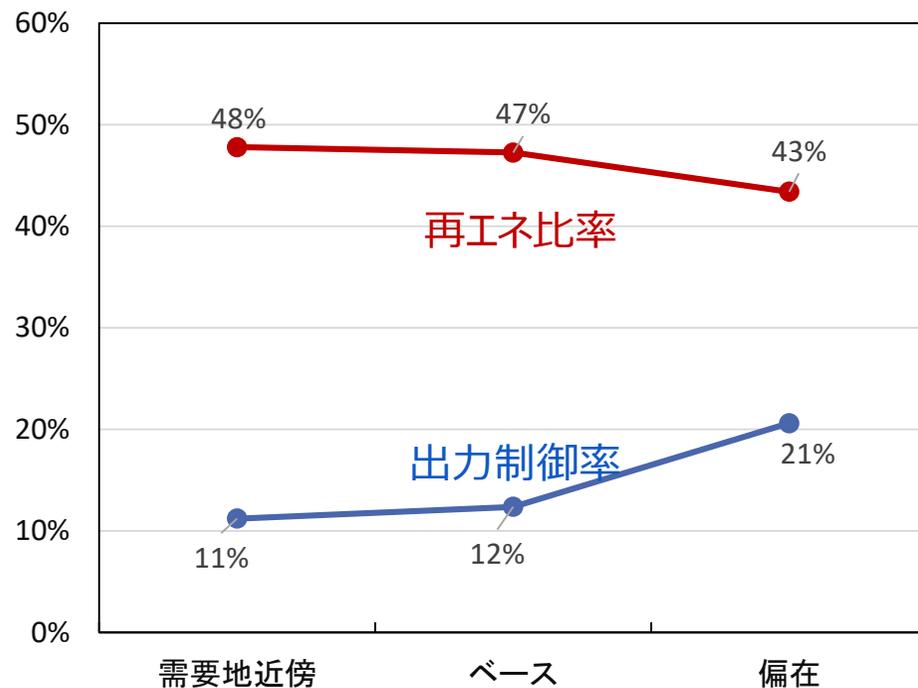
- 太陽光発電ロケーションの感度分析では、9エリアの太陽光発電の導入量(kW)を需要比率で再配置した場合(需要地近傍)または無居住化面積比率※で再配置した場合(偏在)を評価した。
- 需要地近傍の場合では地産地消が進むため連系線利用効果が減少しB/Cが低下する。一方、偏在させた場合には、逆に連系線利用効果が増加しB/Cが向上する。
- 需要地近傍の場合では再エネ活用が進み再エネ比率が上昇するとともに、再エネ出力制御率は低下する。偏在させた場合には、需給上の再エネ抑制および系統制約が拡大することから、再エネ比率は減少し、再エネ出力制御率は増加する結果となる。

※無居住化面積については次スライド参照

太陽光発電ロケーションに対するB/C



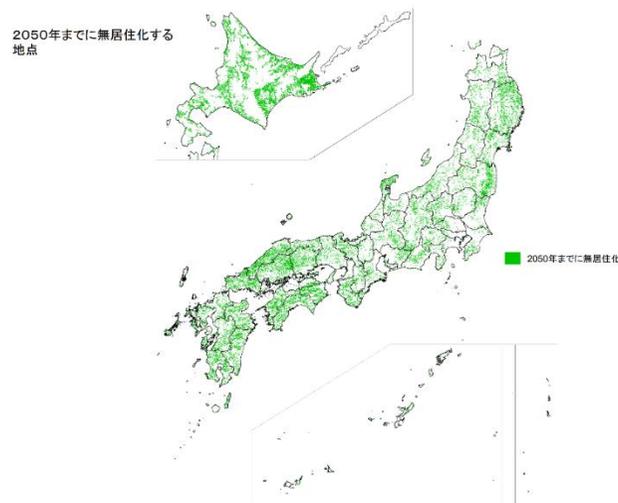
太陽光発電ロケーションに対する再エネ比率・出力制御率



・再エネ比率 = 再エネ年間発電量(kWh)/総発電量(kWh) ・出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

(参考)感度分析の考え方-無居住化面積について

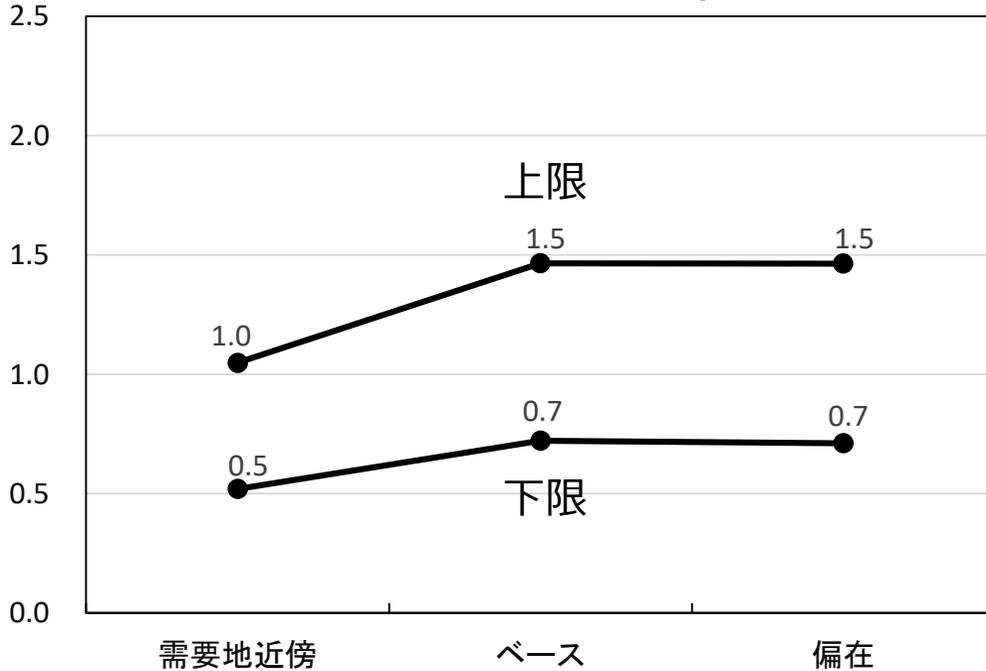
- 無居住化面積は、ある時点では居住者がいたが、その後に居住者がいなくなった地点の総面積と定義する。
- 今回は、国土交通省より公開されている2015年国勢調査をもとに2050年までの人口推計に関する500mメッシュデータを利用した。
- メッシュ面積に都道府県ごとに一律の定数を乗じ、エリアごとの無居住化面積を算出した。なお、算出においては、市町村単位でエリアを判別し、富士市など複数エリアにまたがる市町村はそれぞれのエリアで二重カウントすることとした。
- 無居住化面積の利用については、再生可能エネルギーは、過疎地により立地する傾向にあること、及び、三大都市圏に比して地方は無居住化が著しいことを前提に、その無居住化した地域に再生可能エネルギーが導入されることを想定している。



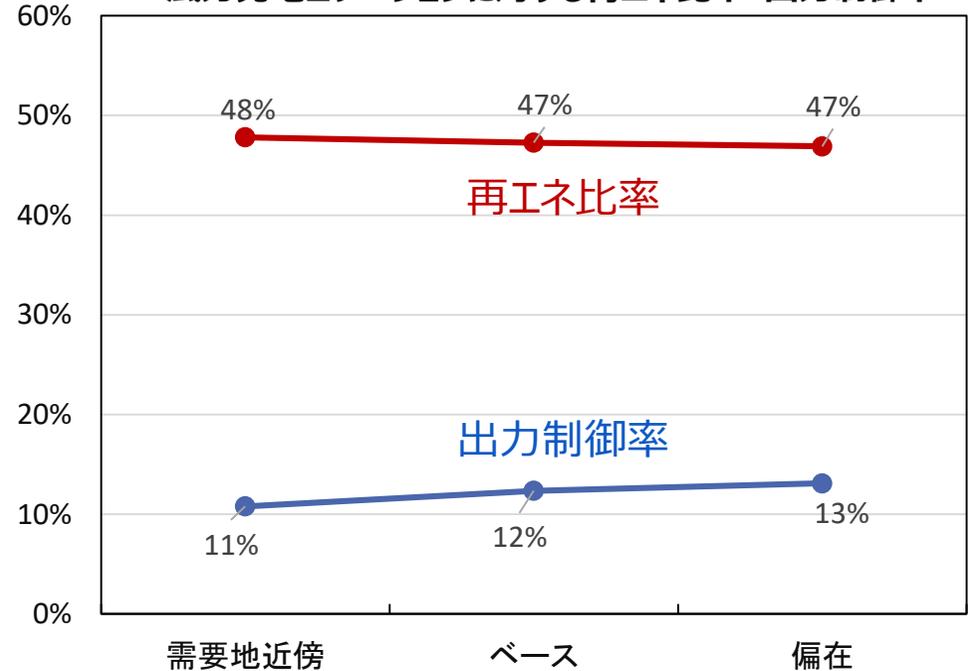
2 ベースシナリオにおける感度分析の結果 (2-4) 分析結果：風力発電ロケーション

- 風力発電ロケーションの感度分析では、需要地近傍の場合として洋上風力発電30GWから45GWに増加させる際の15GW分を東京、中部、関西の3エリアに需要比率で分配した。また、偏在の場合として上記の15GW分を北海道、東北、北陸、中国、四国、九州の6エリアに45GW時点での設備量比で分配した。
- 需要地近傍の場合では連系線利用が減少するためB/Cが低下するが再エネ比率は上昇し、出力制御率は低下する。

風力発電ロケーションに対するB/C



風力発電ロケーションに対する再エネ比率・出力制御率

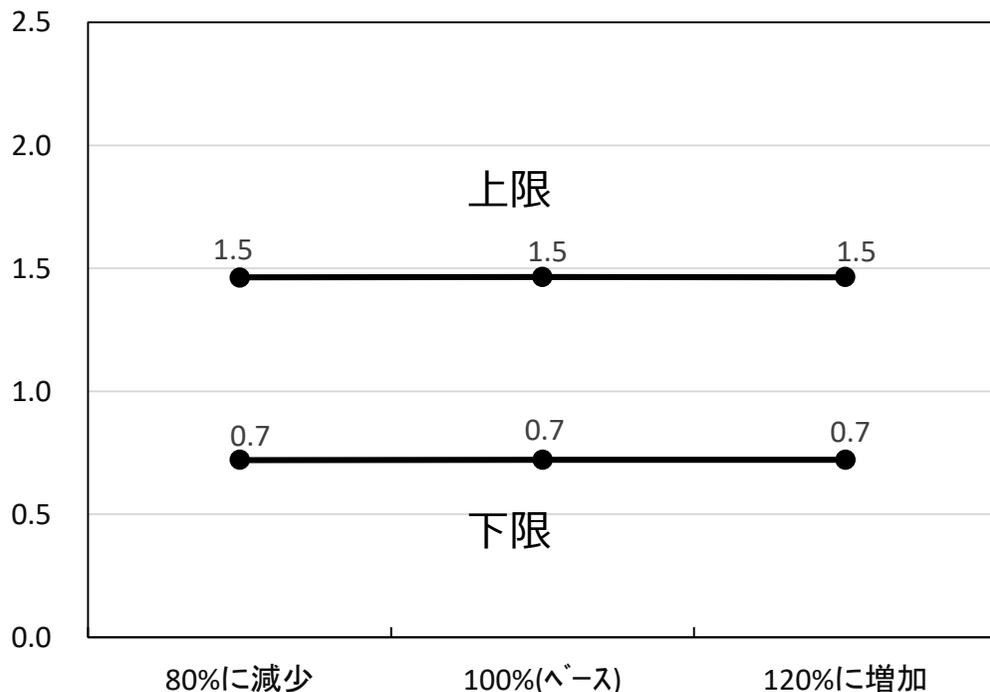


・再エネ比率 = 再エネ年間発電量(kWh)/総発電量(kWh) ・出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

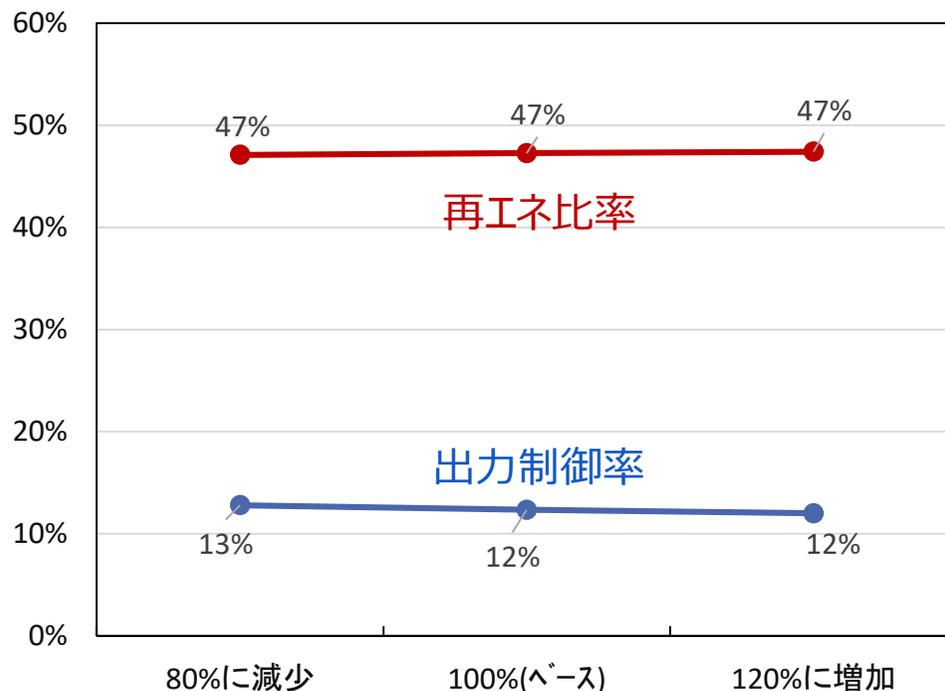
2 ベースシナリオにおける感度分析の結果 (2-5) 分析結果：系統用蓄電池導入量

- 系統用蓄電池導入量に関する感度分析では、系統用蓄電池導入量を±20%の変動幅とした場合を評価した。
- 全国の蓄電池導入量を増加させた場合、B/Cには大きな変動はないことを確認した。
- また、再エネ比率・出力制御率には大きな変動はないものの、蓄電池を導入拡大することで再エネ比率は上昇、出力制御率は低下の方向であることを確認した。

系統用蓄電池導入量に対するB/C



系統用蓄電池導入量に対する再エネ比率・出力制御率

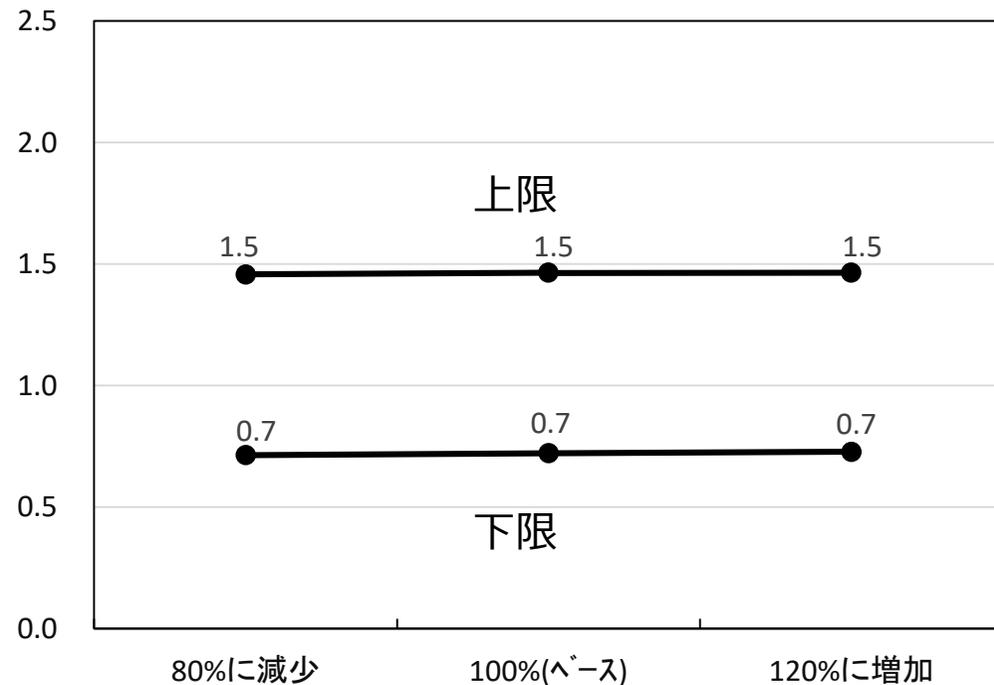


・再エネ比率 = 再エネ年間発電量(kWh)/総発電量(kWh) ・出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

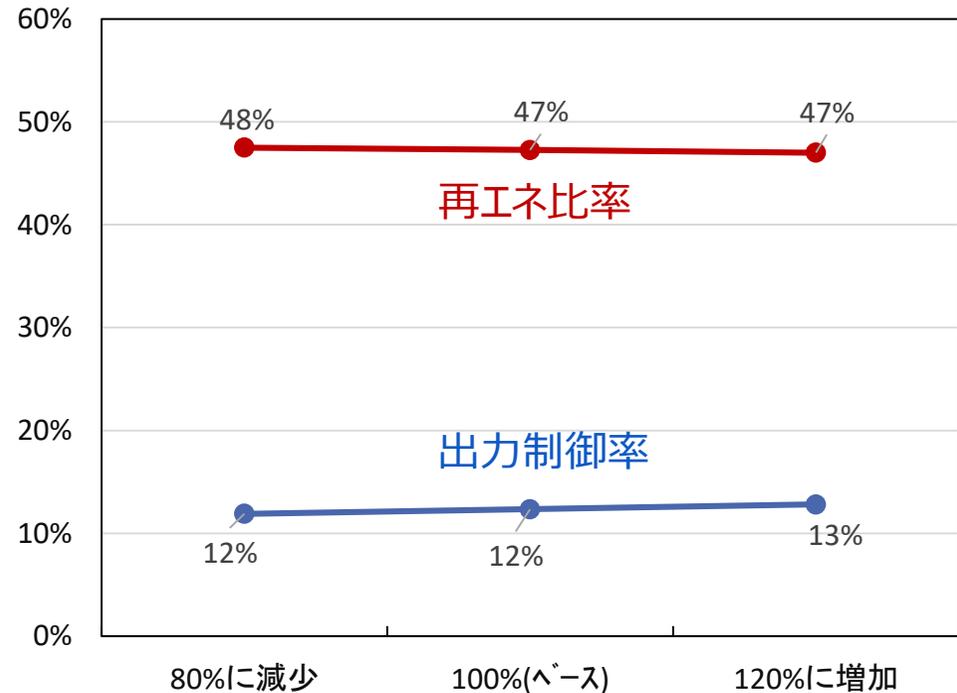
2 ベースシナリオにおける感度分析の結果 (2-6) 分析結果：水素・アンモニア発電導入量

- 水素・アンモニア発電導入量(kWh)の感度分析では、水素・アンモニア発電導入量(kWh)を±20%の変動幅とした場合を評価した。
- 水素・アンモニア発電導入量のkWh比率を変化させても、B/C、再エネ比率・出力制御率には大きな変動はないことを確認した。

水素・アンモニア発電の導入量に対するB/C



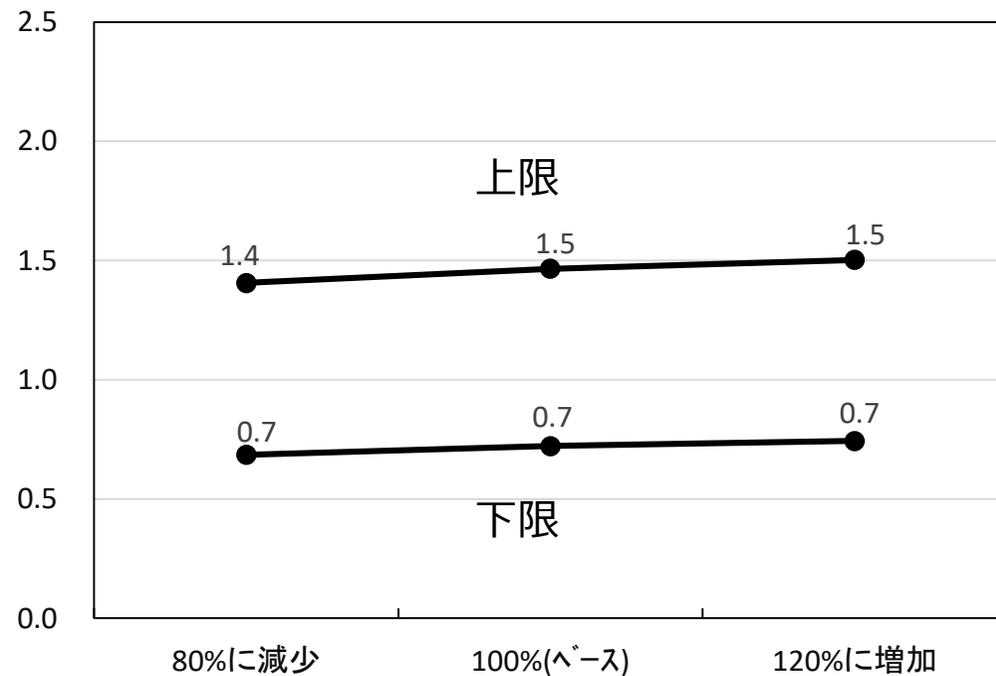
水素・アンモニア発電に対する再エネ比率・出力制御率



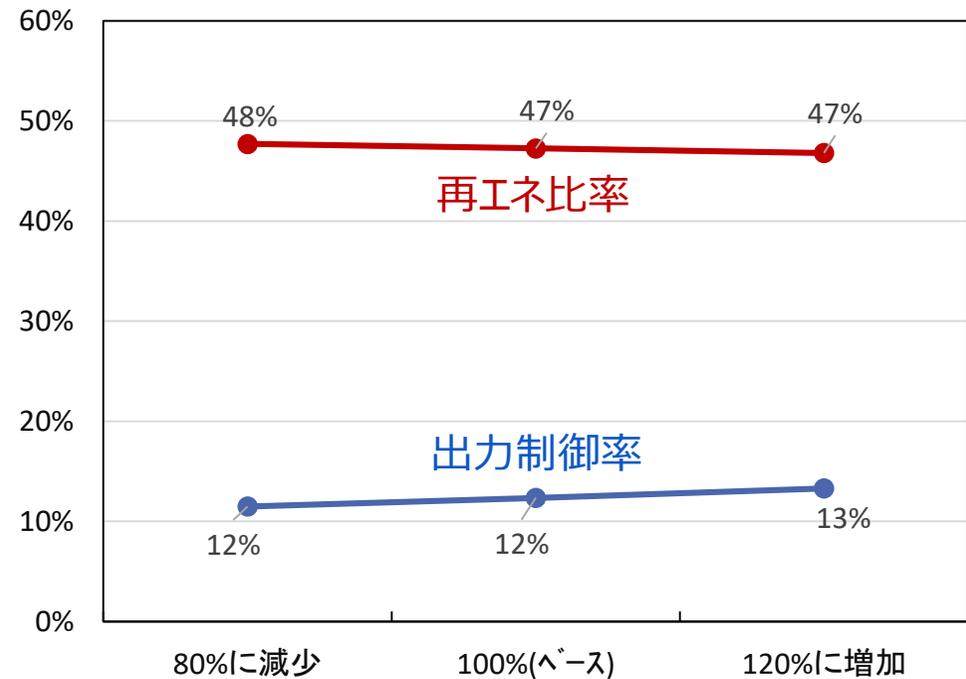
2 ベースシナリオにおける感度分析の結果 (2-7) 分析結果：原子力発電

- 原子力発電(kWh)の感度分析では、原子力発電(kWh)を±20%の変動幅とした場合を評価した。
- 原子力発電のkWh比率を変化させても、B/C、再エネ比率・出力制御率には大きな変動はないことを確認した。

原子力発電に対するB/C



原子力発電に対する再エネ比率・出力制御率

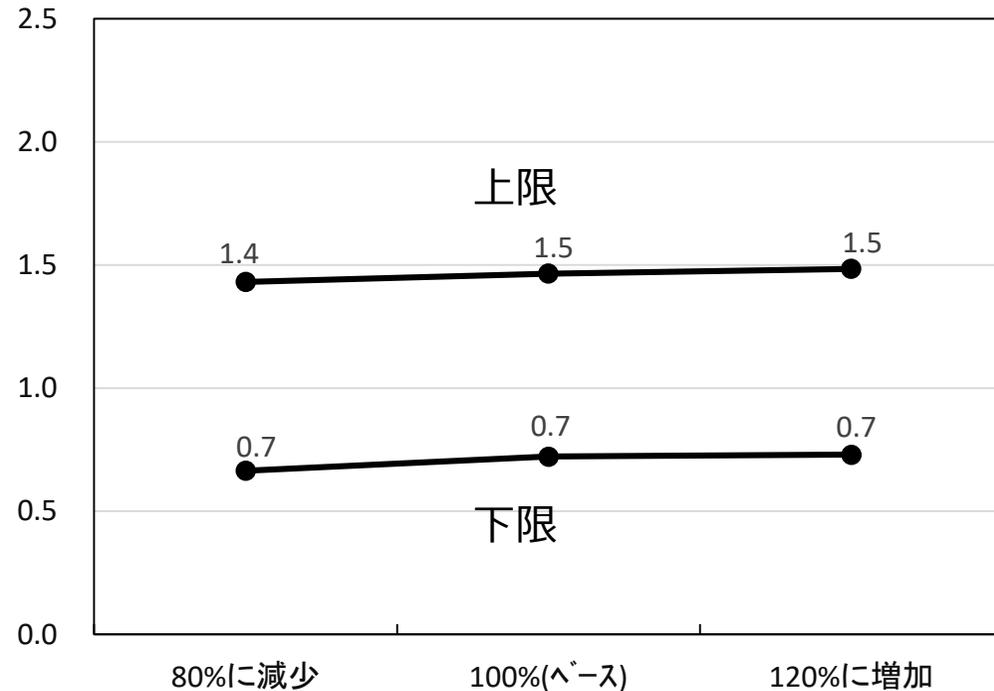


・再エネ比率 = 再エネ年間発電量(kWh)/総発電量(kWh) ・出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

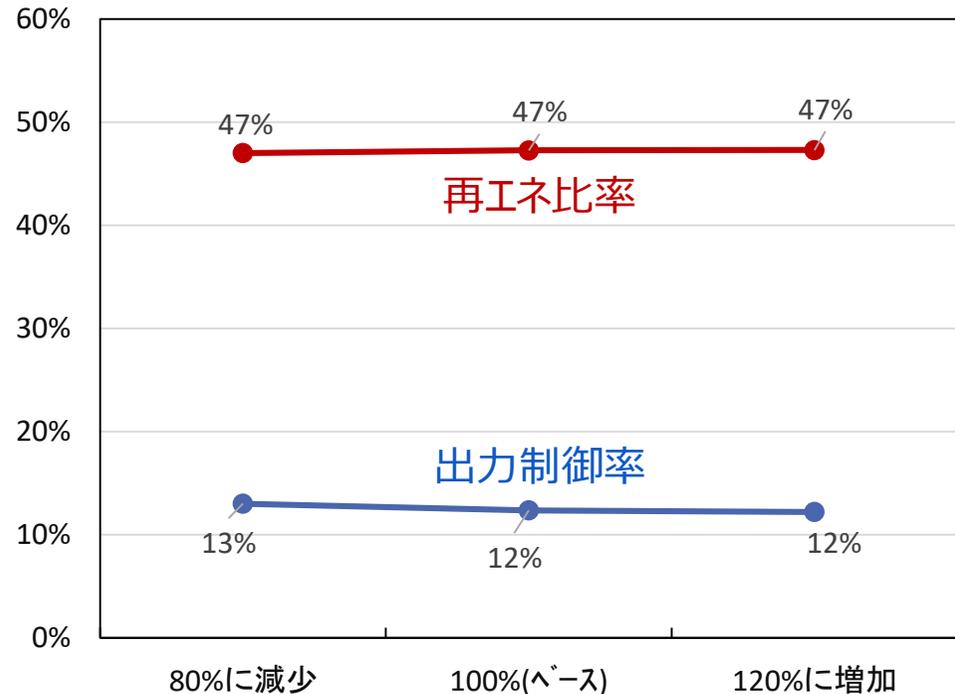
2 ベースシナリオにおける感度分析の結果 (2-8) 分析結果：火力発電

- 火力発電の感度分析では、火力発電の設備量(kW)を±20%の変動幅とした場合を評価した。
- 火力発電の設備量(kW)を変化させても、B/C、再エネ比率・出力制御率には大きな変動はないことを確認した。

火力発電に対するB/C



火力発電に対する再エネ比率・出力制御率



・再エネ比率 = 再エネ年間発電量(kWh)/総発電量(kWh) ・出力制御率 = (太陽光・風力の発電可能量(kWh)-太陽光・風力の発電量)/太陽光・風力の発電可能量(kWh)

■ 再エネ余剰活用需要の立地を変化させた**複数シナリオ分析**では、需要の動向による増強規模の違いを確認した。

✓ **需要立地誘導による増強規模への影響**

- ・需給立地自然体シナリオにおけるHVDCの容量増加や、シナリオに応じた地内増強の増減はあるものの、系統増強の基本的な内容(東地域のHVDC新設、中西地域の関門連系線増強、中地域増強およびFC増強)は、どのシナリオも共通で必要となることを確認した。
- ・そのため、これらの共通する増強方策をベースに、今後整備計画を具体化していく中で、情勢変化や技術開発の動向等を踏まえ、実現に向けて取り組む課題への対応を含めて検討し、個々の増強方策毎に具体的な増強規模や実施時期の見極めを行っていく。

■ また、**感度分析**では、系統増強に影響を与えるパラメータを変動させ、B/Cや出力制御率等の変化を確認した。

✓ **再エネ設備量・ロケーション**

- ・再エネ設備量やロケーションの変動によるB/Cへの影響は比較的大きく、必要な系統増強の規模に影響する可能性がある。そのため、整備計画を具体化していくに当たっては、電力需要や電源等開発の動向を適切に踏まえる必要がある。

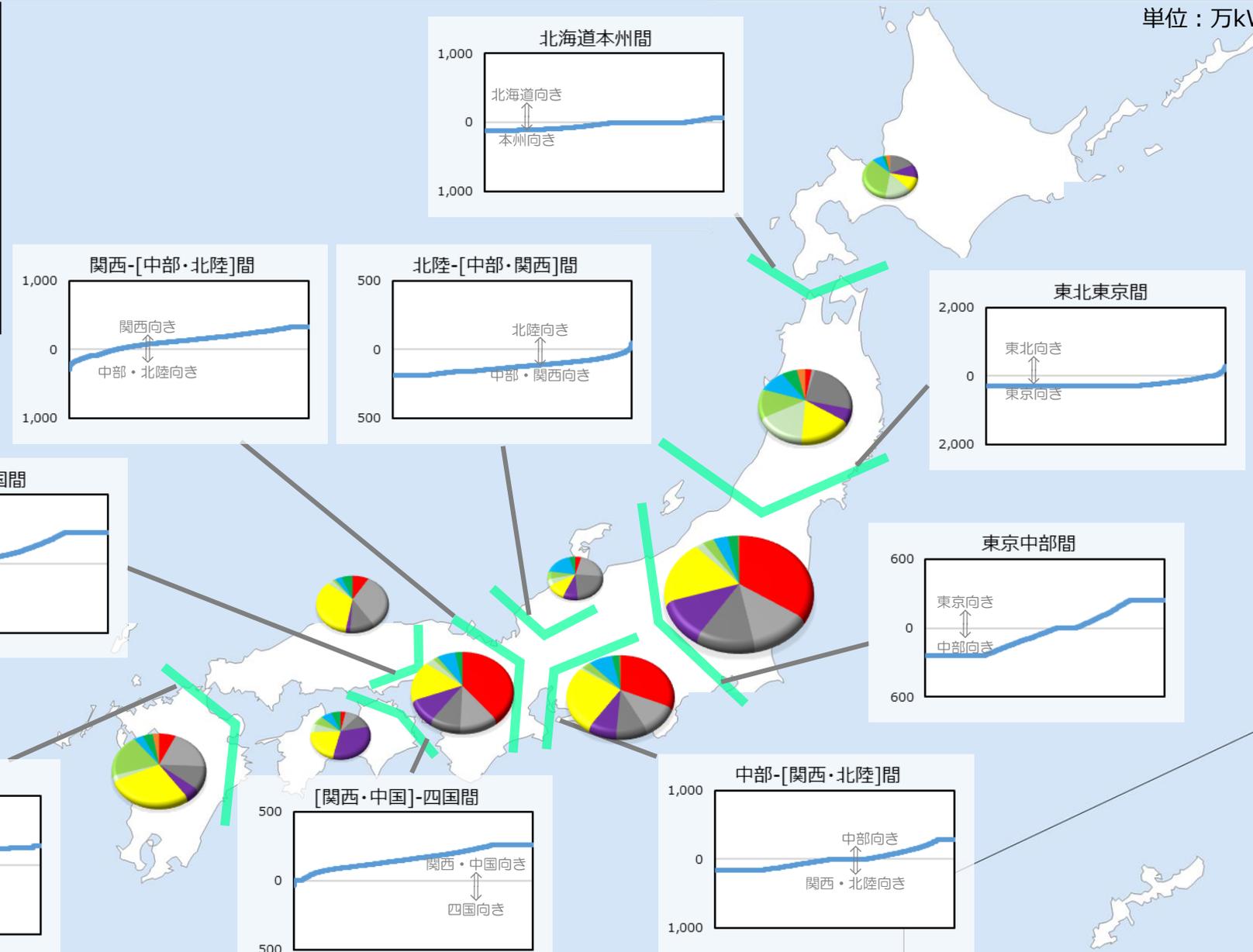
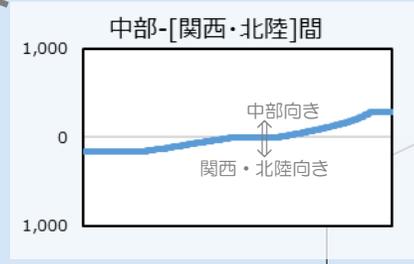
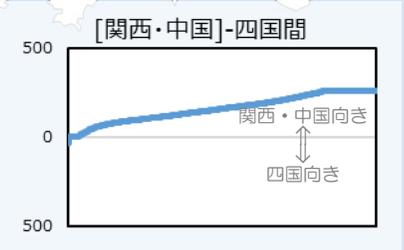
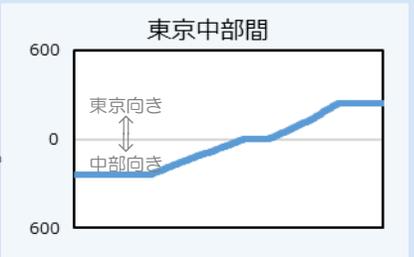
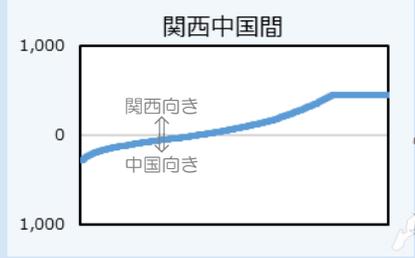
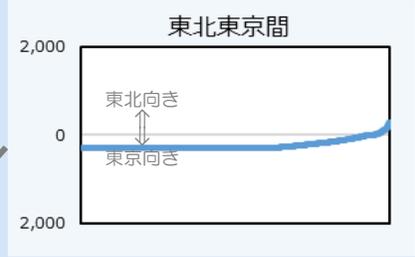
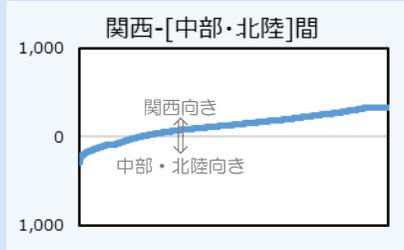
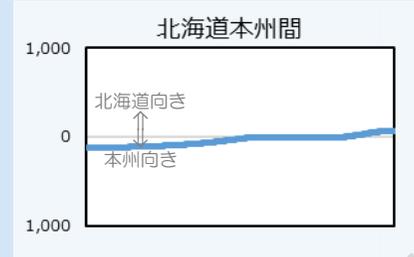
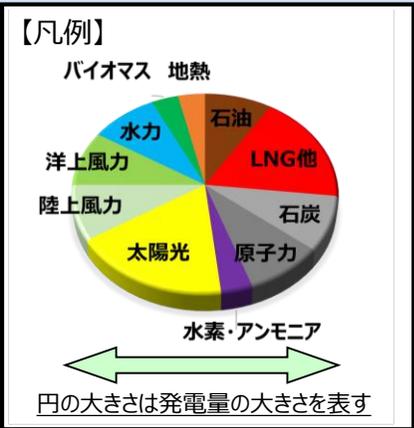
✓ **需要動向**

- ・電力需要(kWh)の増減によるB/Cへの影響も大きいことから、整備計画を具体化していくに当たっては、国のエネルギー政策や水素製造、DAC等の技術開発の動向も適切に踏まえる必要がある。

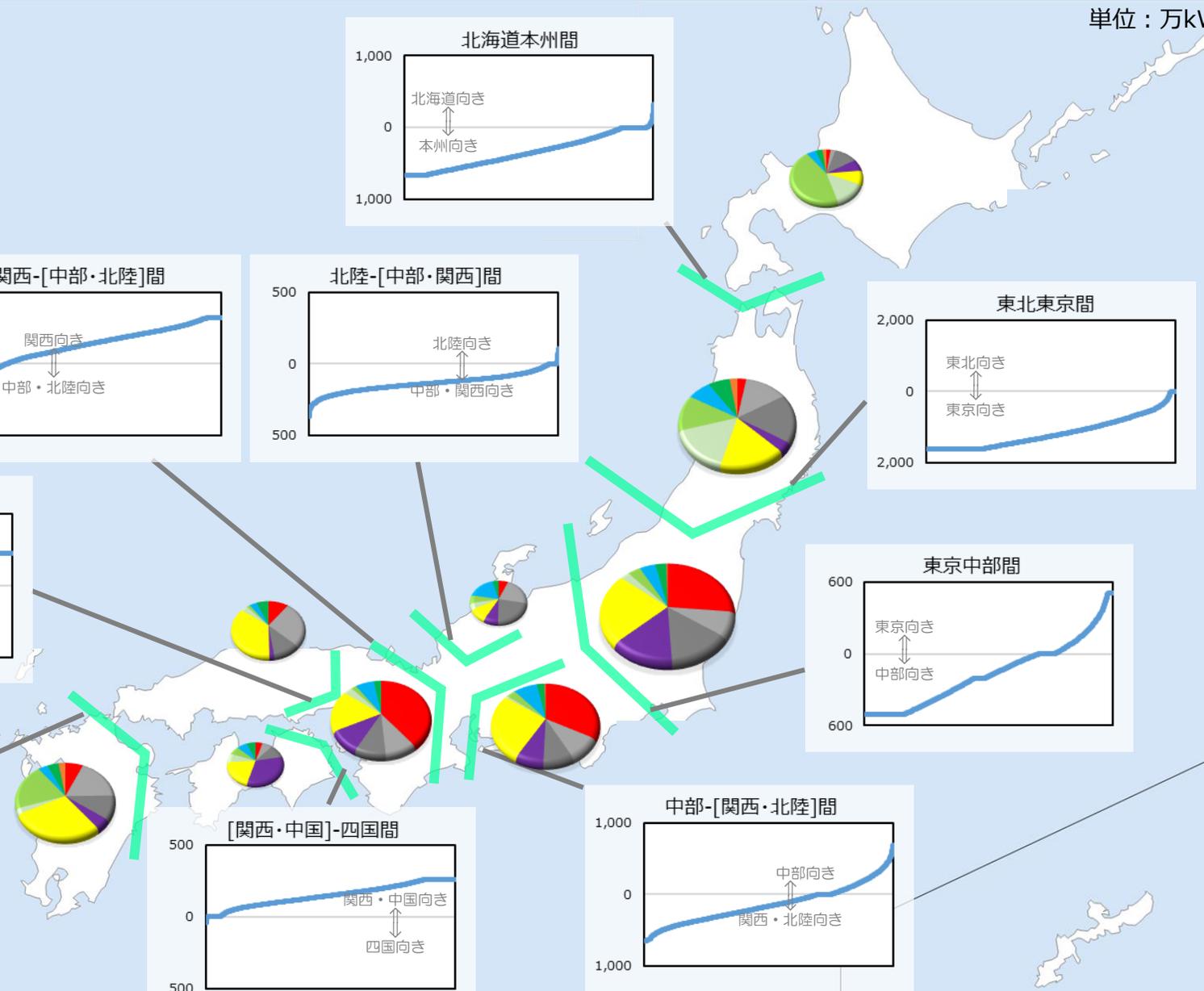
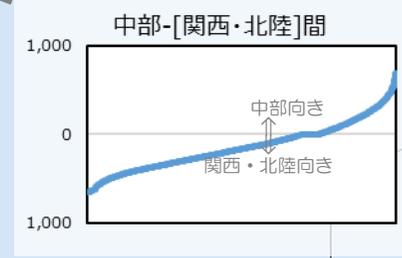
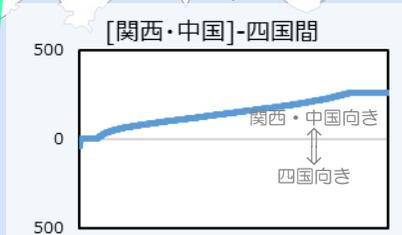
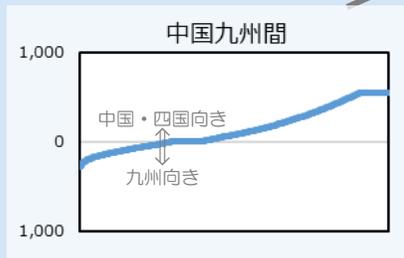
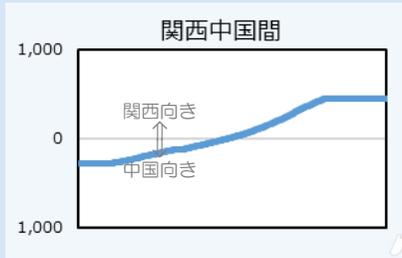
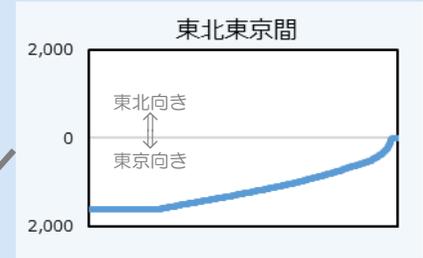
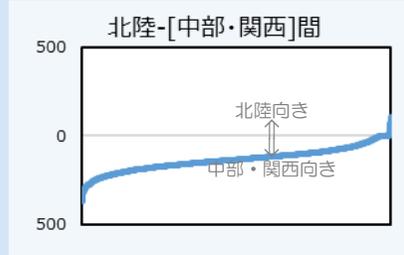
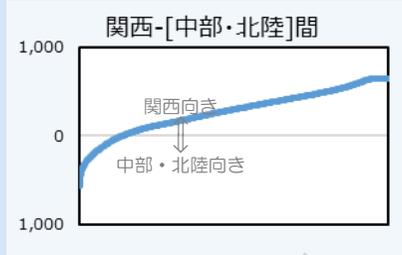
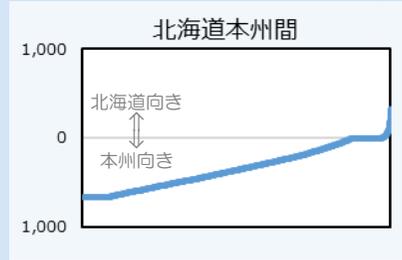
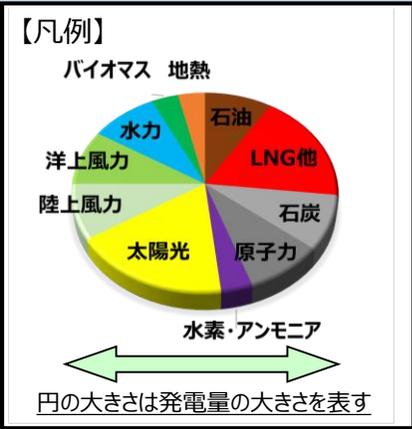
■ 次回委員会では、複数シナリオにおける感度分析結果をお示した上で、国のエネルギー政策への示唆とするとともに、これまでの内容を踏まえた長期展望案についてご議論いただく。

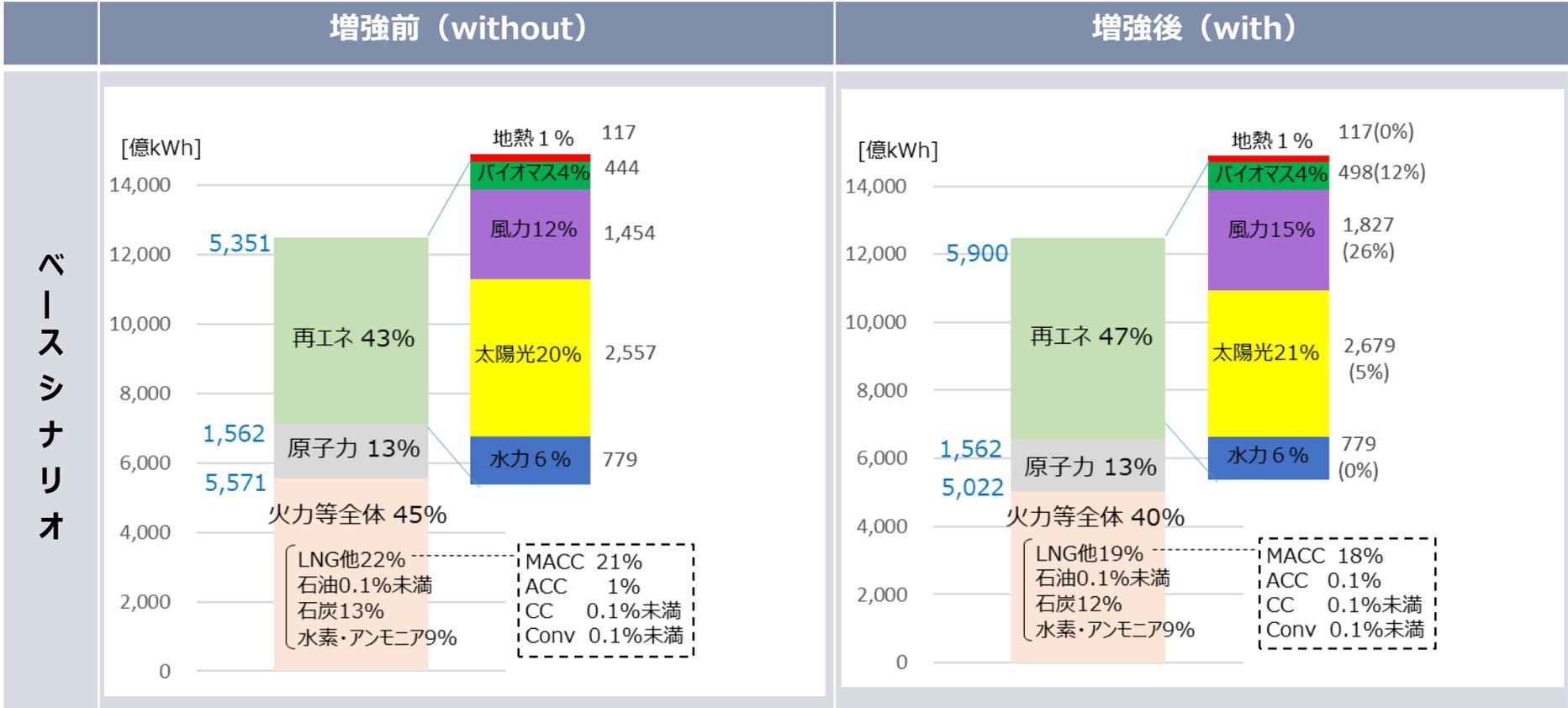
(参考) 分析結果

単位: 万kW



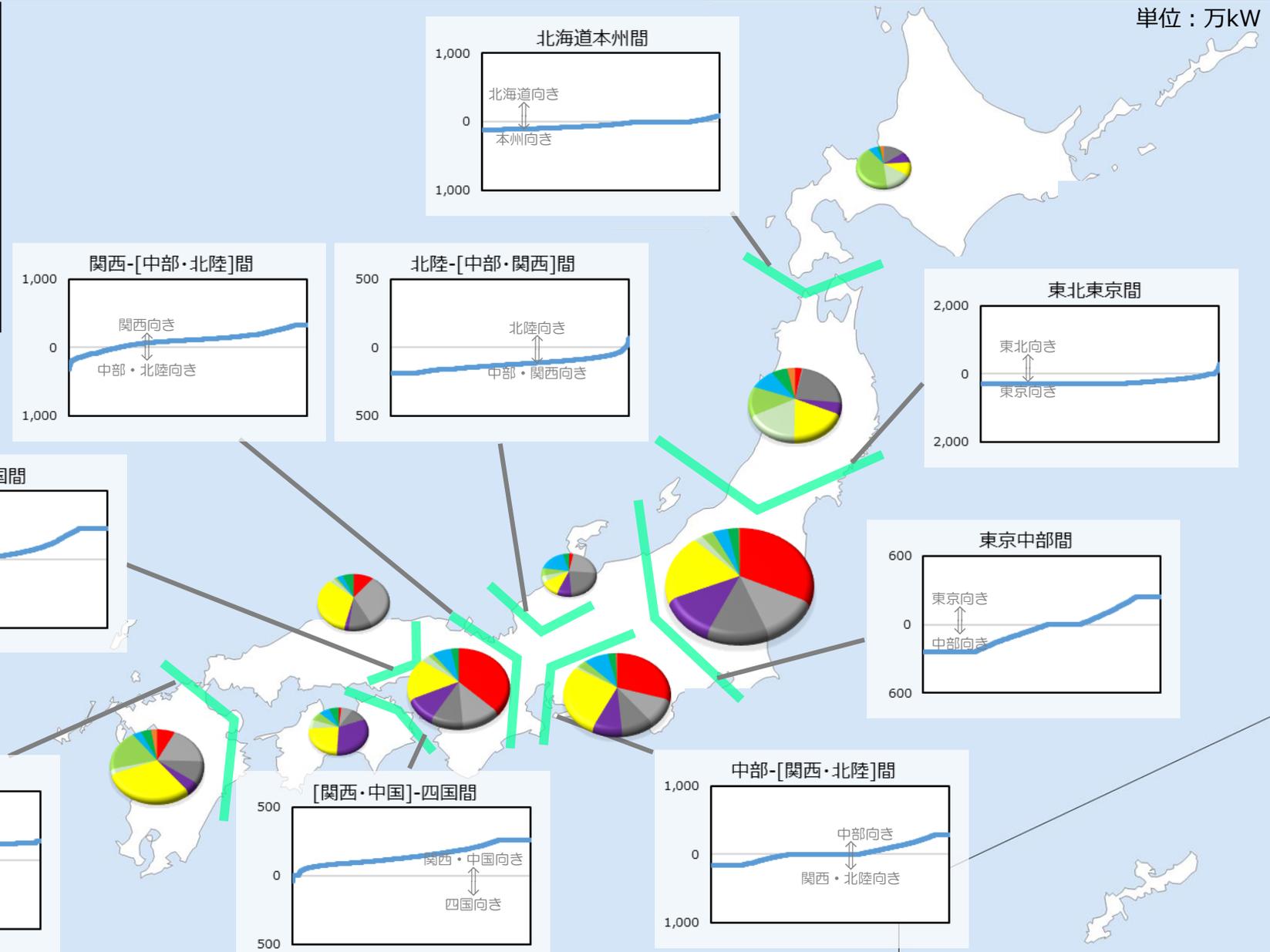
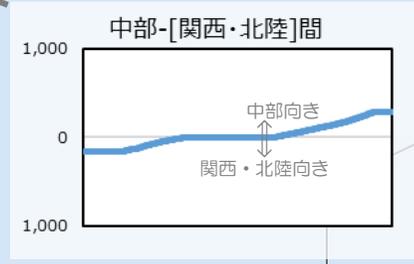
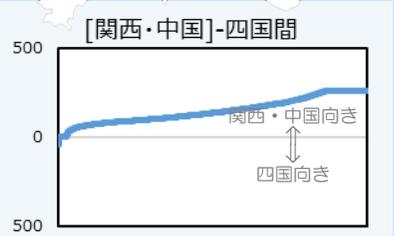
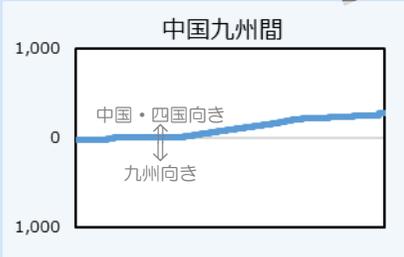
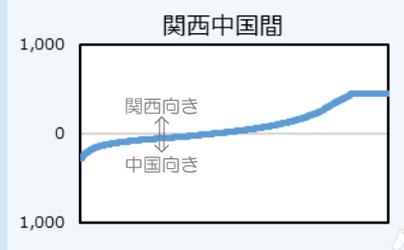
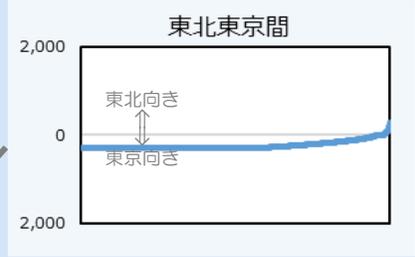
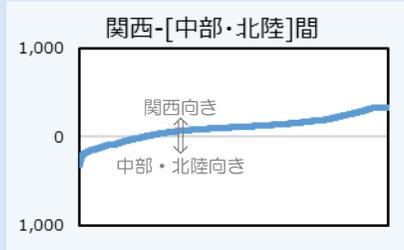
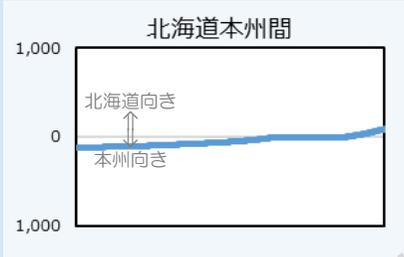
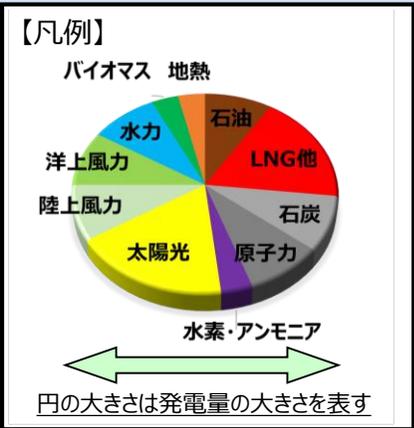
単位：万kW



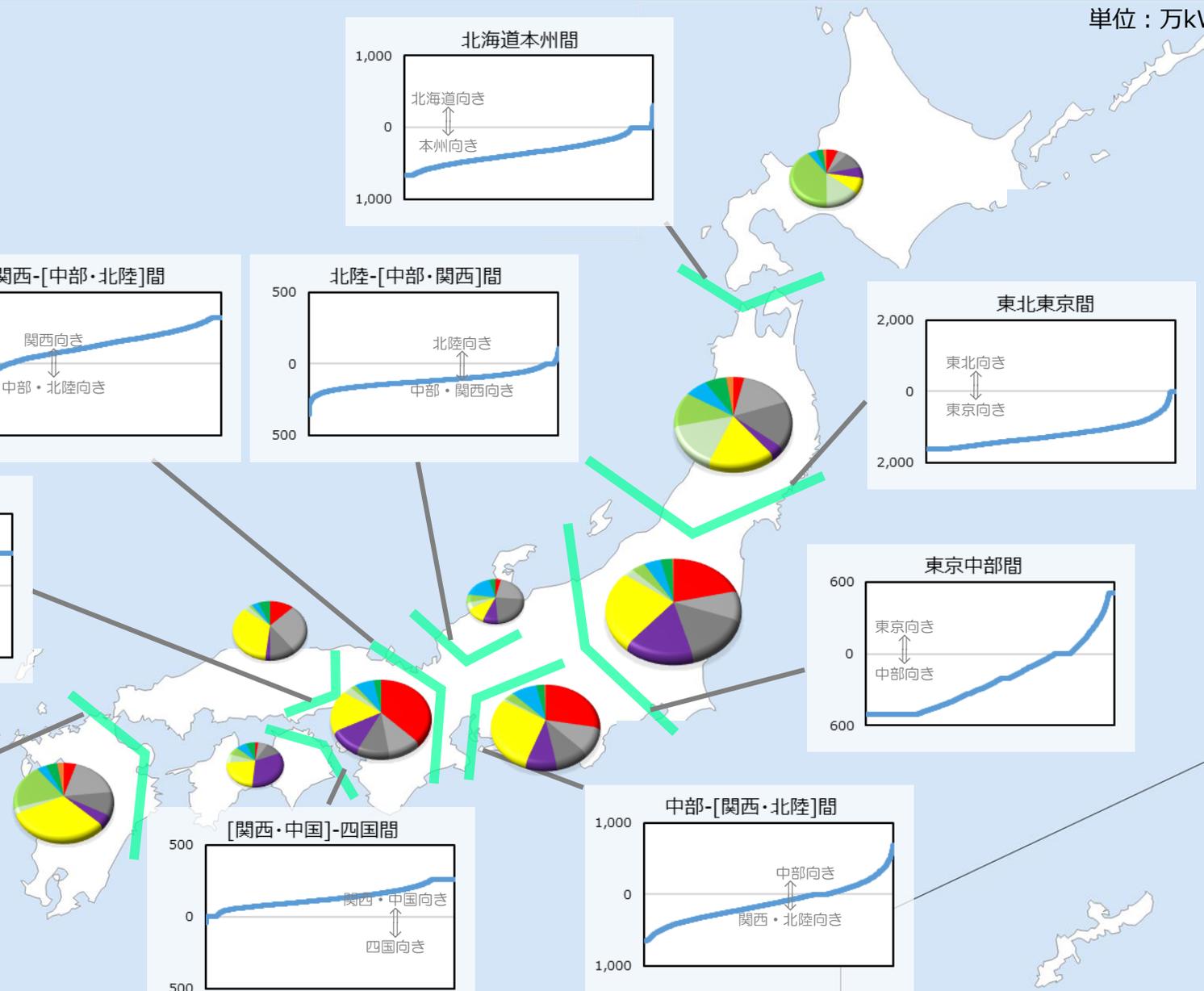
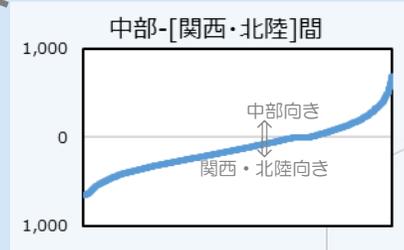
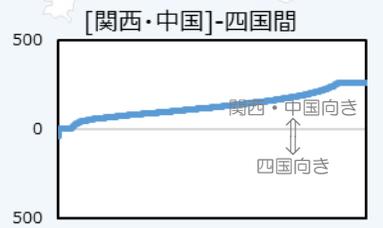
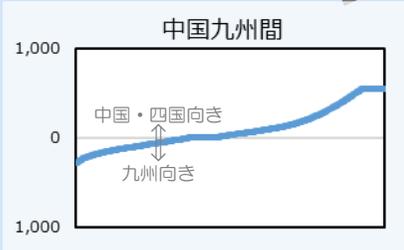
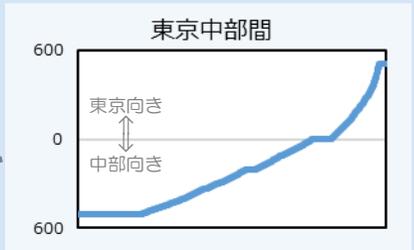
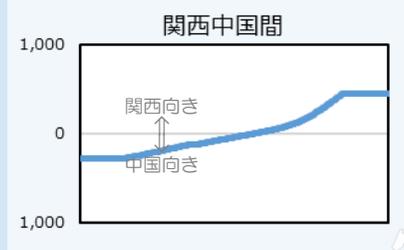
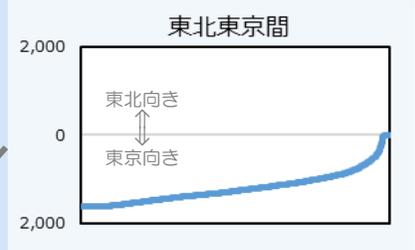
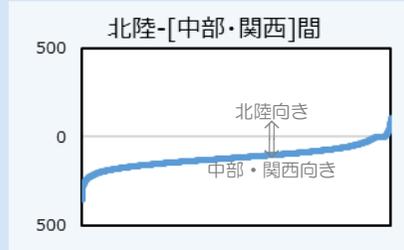
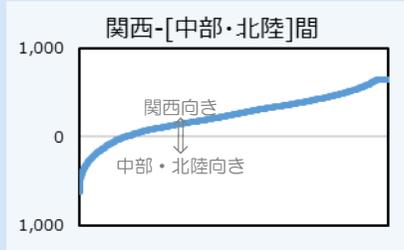
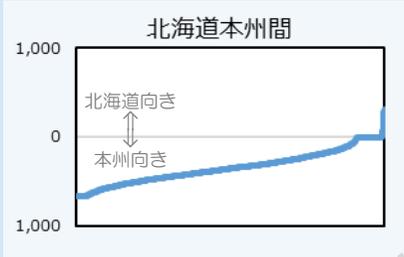
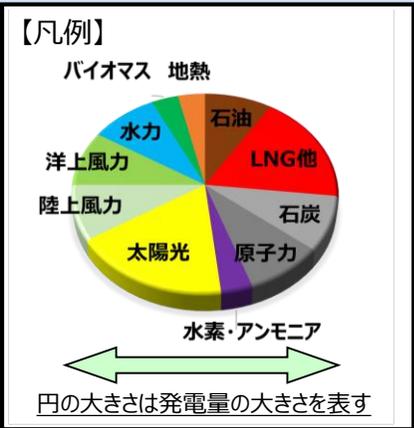


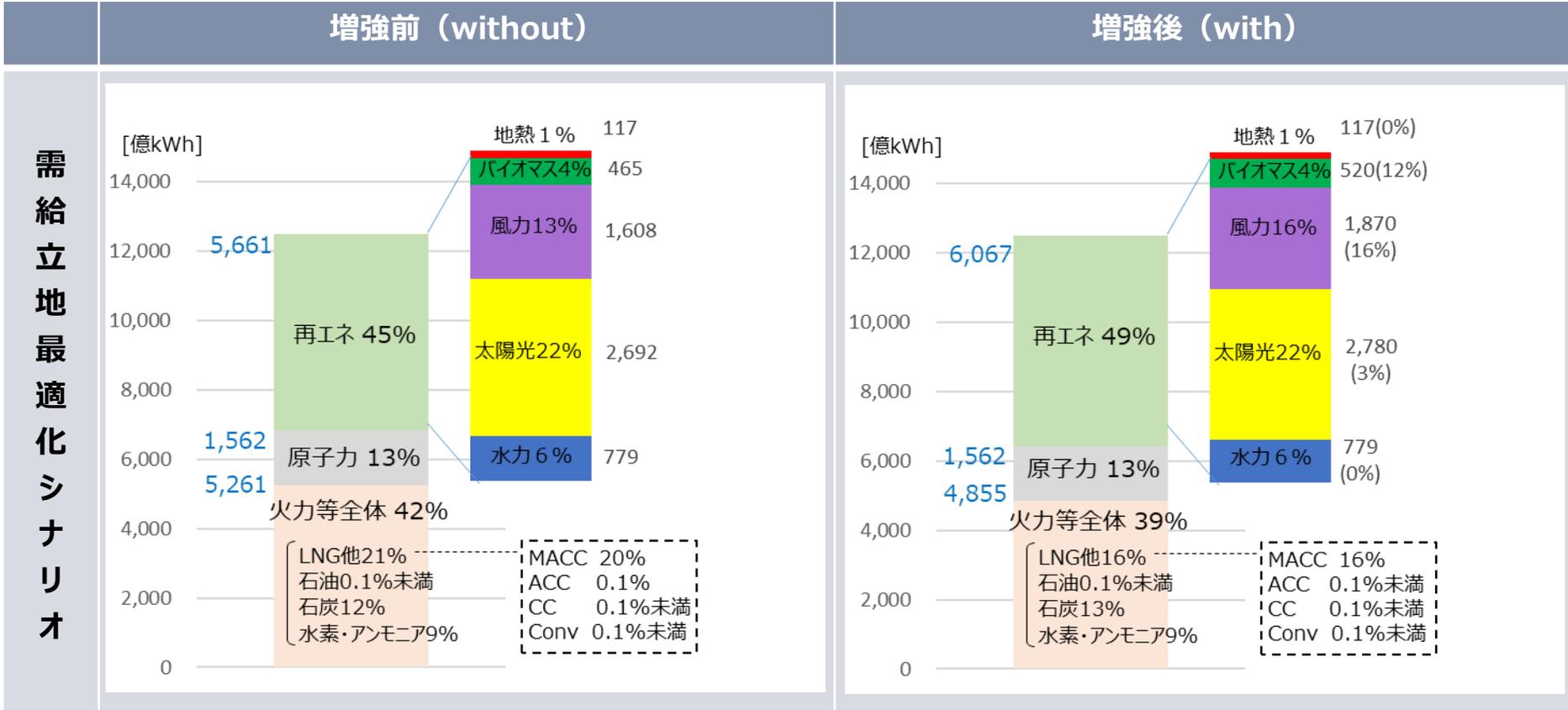
注) 四捨五入により合計が合わない場合がある
 ※ () はwithoutからの増加率を表す

単位: 万kW



単位: 万kW

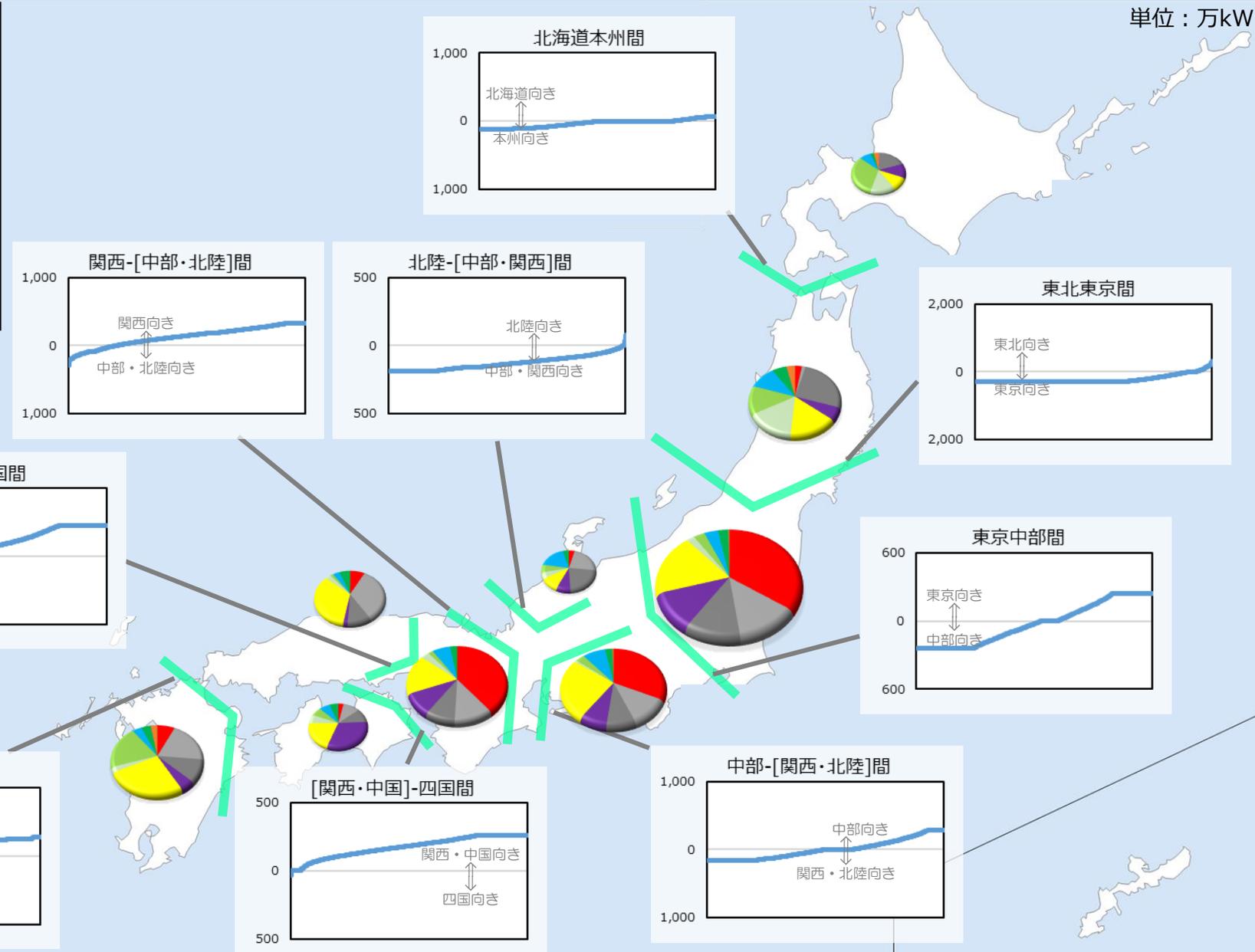
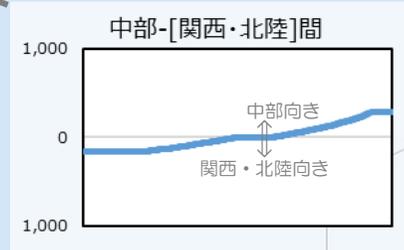
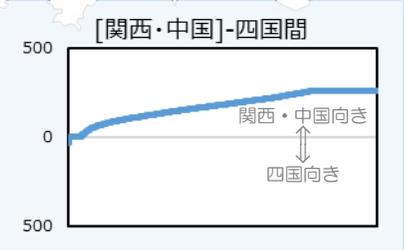
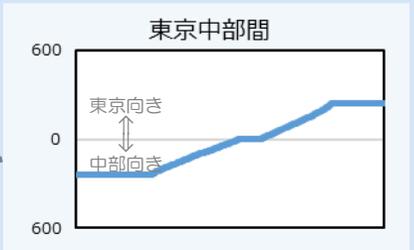
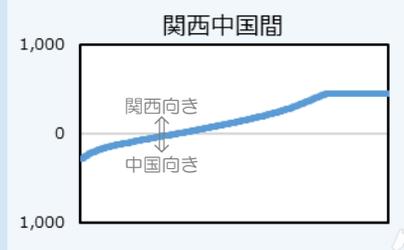
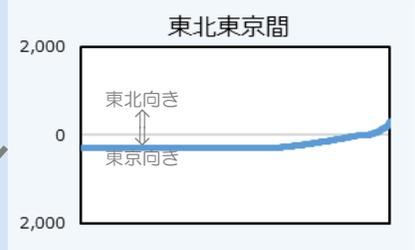
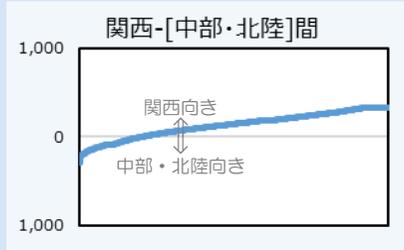
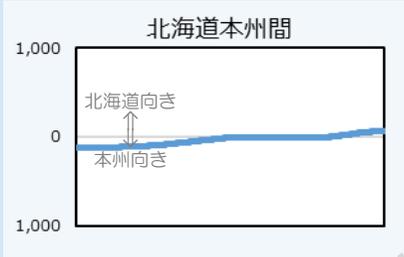
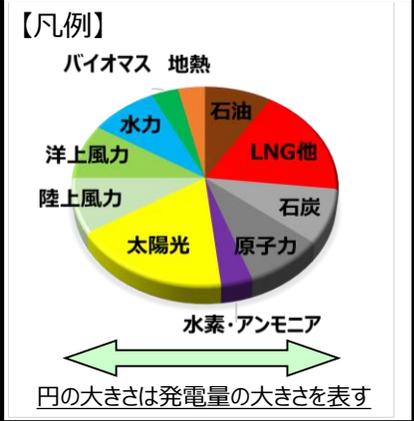




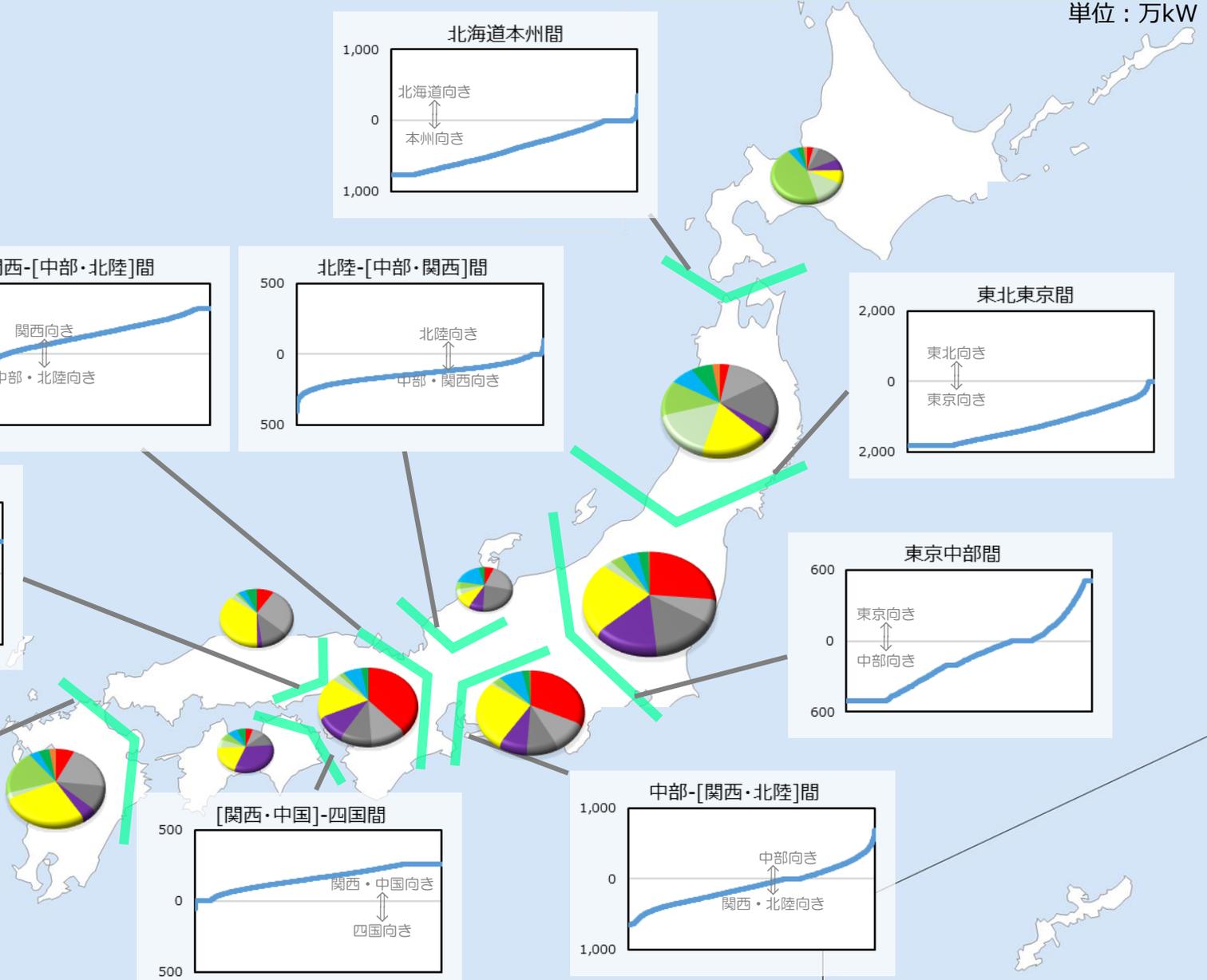
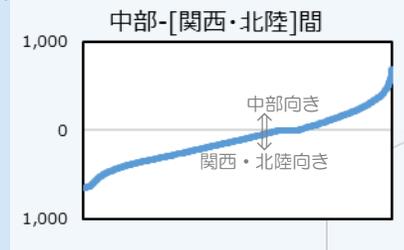
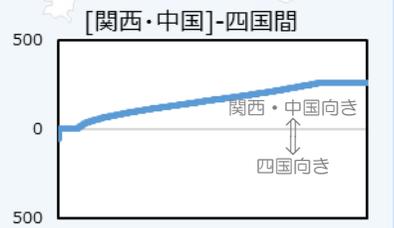
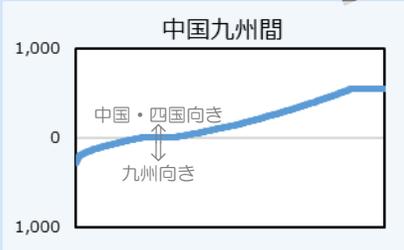
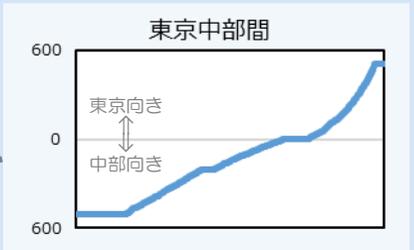
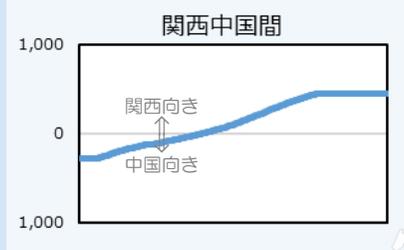
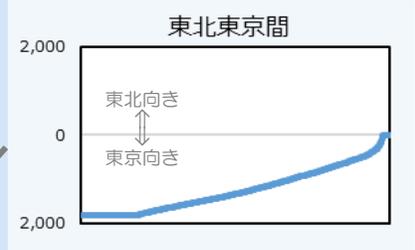
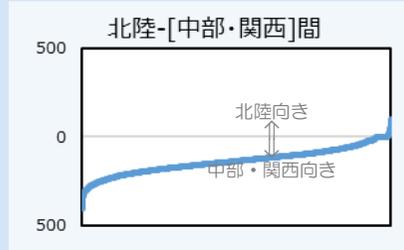
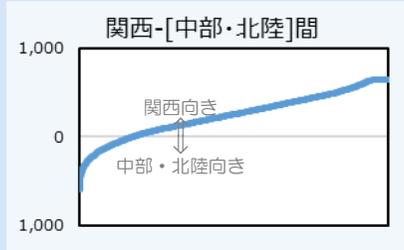
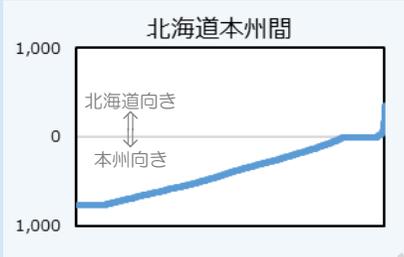
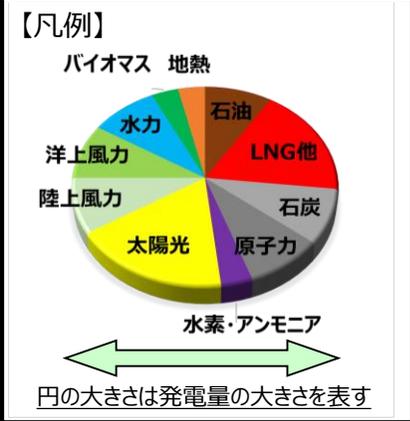
注) 四捨五入により合計が合わない場合がある

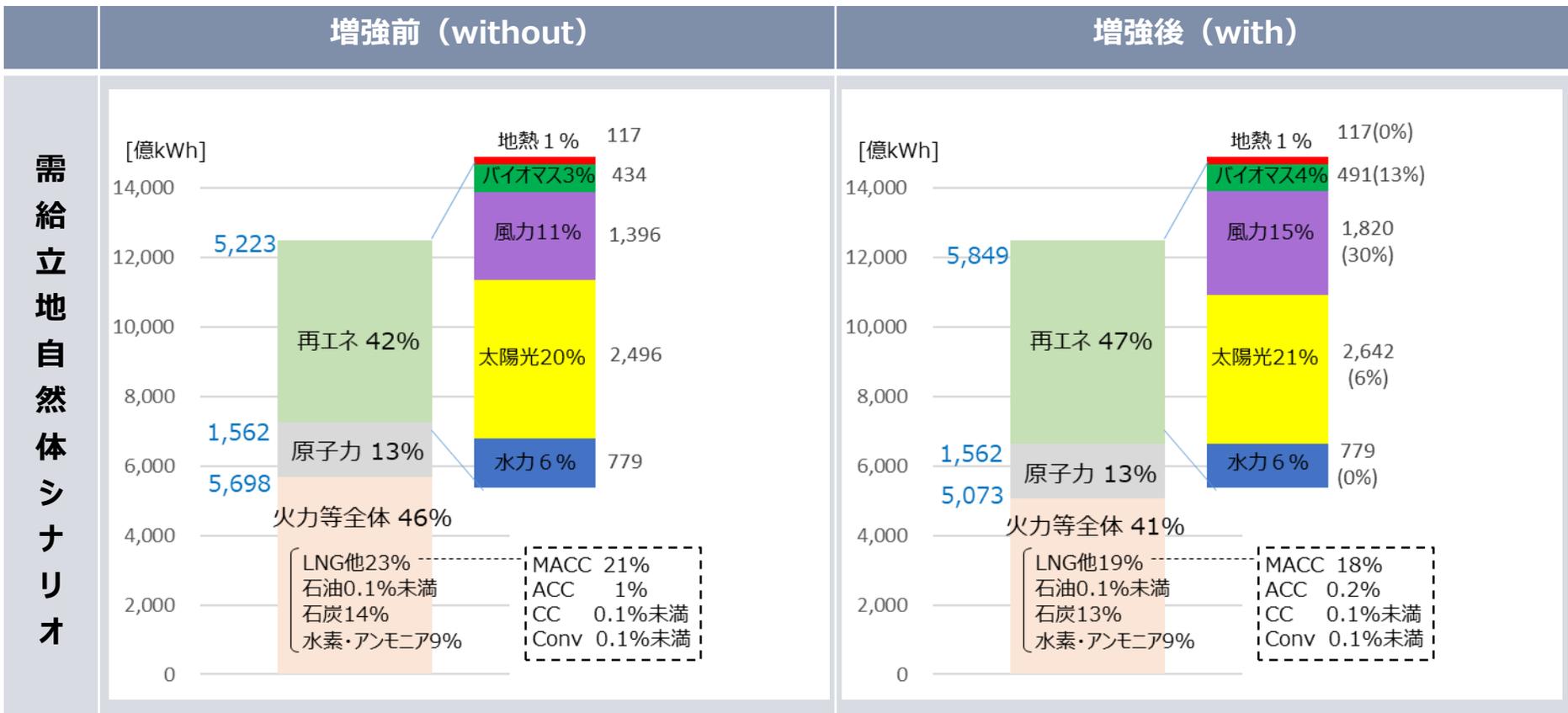
※ () は増強前からの増加率を表す

単位：万kW



単位: 万kW





注) 四捨五入により合計が合わない場合がある
 ※ () は増強前からの増加率を表す