

広域系統長期方針 (広域連系システムのマスタープラン)

<別冊 (資料編) > (案)

2023年●月
電力広域的運営推進機関

1.	費用便益評価手法	・・・P3
2.	シナリオの考え方	・・・P23
3.	長期展望の前提条件	・・・P27
4.	東地域の増強方策	・・・P50
5.	中西地域の増強方策	・・・P63
6.	FC及び全国の増強方策	・・・P74
7.	全国の増強方策	・・・P79
8.	調整力・慣性力	・・・P94
9.	感度分析	・・・P102
10.	流通設備の経年状況	・・・P114
11.	地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性	・・・P127

1. 費用便益評価手法

1. 費用便益評価手法

(1) 便益項目

- 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、システムの安定性、再エネ出力制御及び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

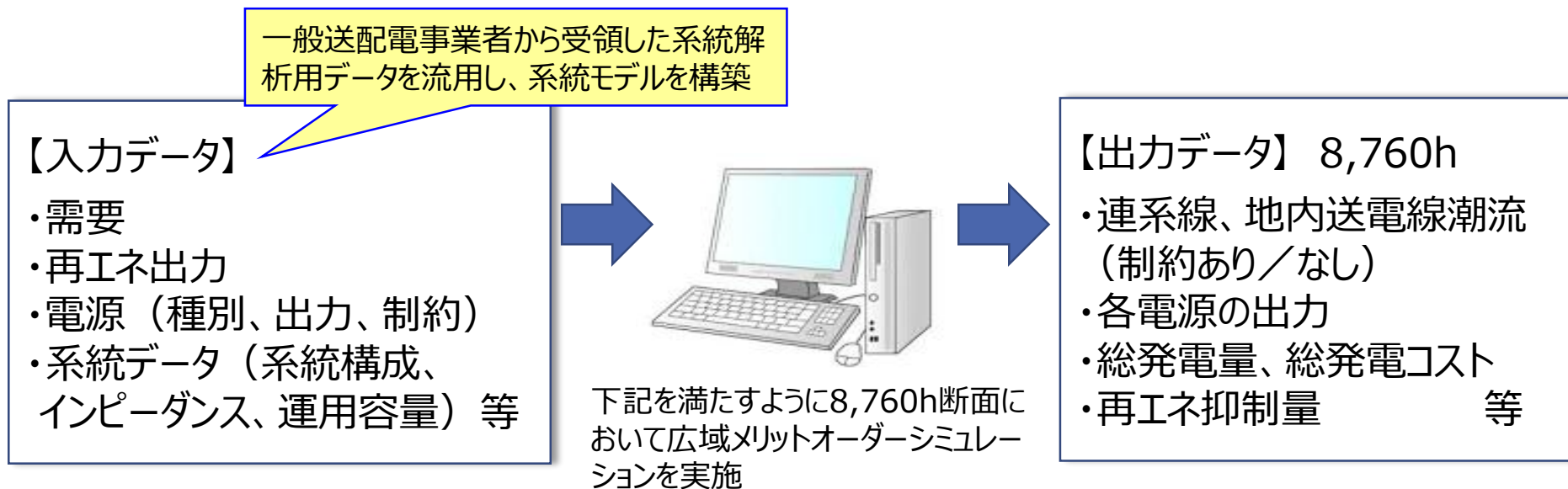
便益項目	長期展望における扱い
燃料費	○
CO2対策コスト	○
アデカシー面※1	○ (調達コストベース・停電コストベースの双方を算出し、少なくとも確実に見込める便益を評価)
送電ロス	○ (送電ロス費用を評価※2)
システムの安定性	◆ (信頼度基準を充足した上で、さらにシステムの安定性に寄与する効果を定性的に評価)
再エネ出力制御※3	◆
CO2排出量	◆
調整力	- (再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)
慣性力	- (再エネ大量導入に必要な社会コストとして示す)

※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

1. 費用便益評価手法

(2-1) メリットオーダーシミュレーションツールの概要

- 一定の前提条件のもと、8,760時間の系統状況を想定。
 - 系統制約のもと起動費を含む総発電コスト（燃料費+CO2対策コスト）が最小になる発電計画を作成
 - 各種運用制約条件等を考慮しつつ、週間単位で繰り返し計算



目的関数 : 起動費を含む総発電コストが最小
 制約（条件） : ① 地内送電線・連系線・変圧器運用容量
 ② 発電機最大・最小出力、DSS
 ③ 調整力確保
 ④ 揚水池容量制約
 ⑤ 経済揚水(週単位) 等

1. 費用便益評価手法

(2-2) メリットオーダーシミュレーションの動作イメージ

※ イメージを優先しており、正確性を欠くことに留意

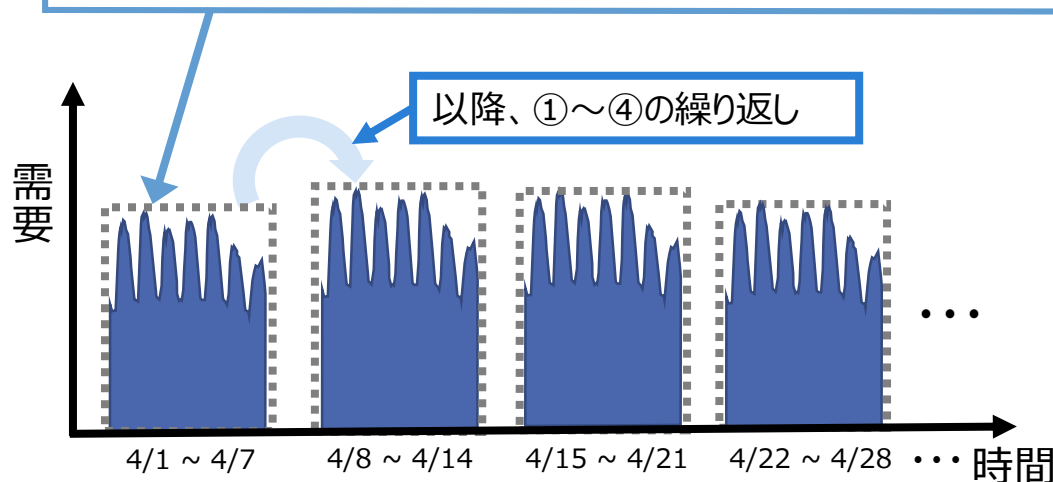
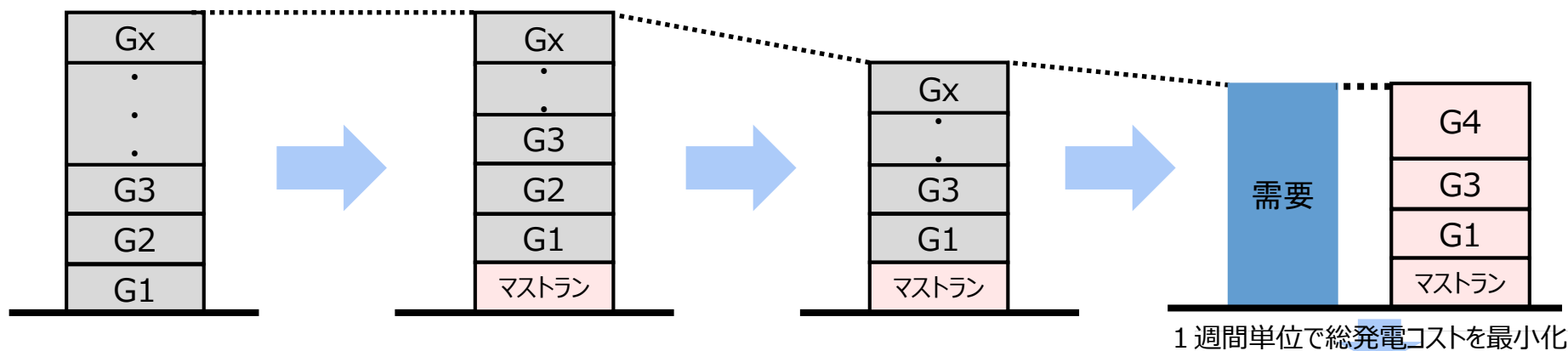
- 起動費を含む総発電コスト（燃料費+CO2対策コスト）が1週間単位で最小となるよう、送電線の運用容量等の制約を考慮してシミュレーションを行う。

①最大・最小出力、調整力等を考慮した各発電機の出力を設定

②マストラン電源を抽出

③DSS（停止～運転までの所定の時間）等を考慮して、発電機の稼働可否を判断

④メリットオーダーを基本としつつ、系統制約等を考慮し、各発電機の出力を決定（※）



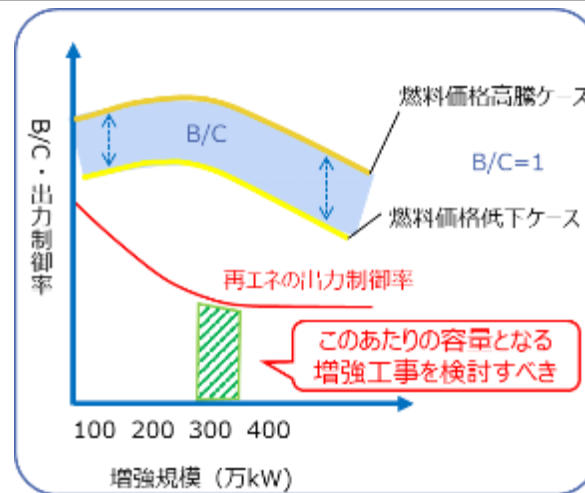
(※)例えば、需要低下時に、現在稼働中の発電機を停止し需要増に合わせて再度起動すべきか、運転し続けて将来の起動コスト支払いを回避すべきか等を判断。

1. 費用便益評価

(3-1) 燃料費+CO2対策コスト

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

費用便益評価のイメージ



※1 至近の燃料価格高騰影響として至近6か月平均を考慮

※2 発電コスト検証ワーキンググループで採用している2019年平均値の水準

※3 2019年平均値から現在の水準への増加分を加算した水準

燃料費+CO2対策コストの範囲

[円/kWh]

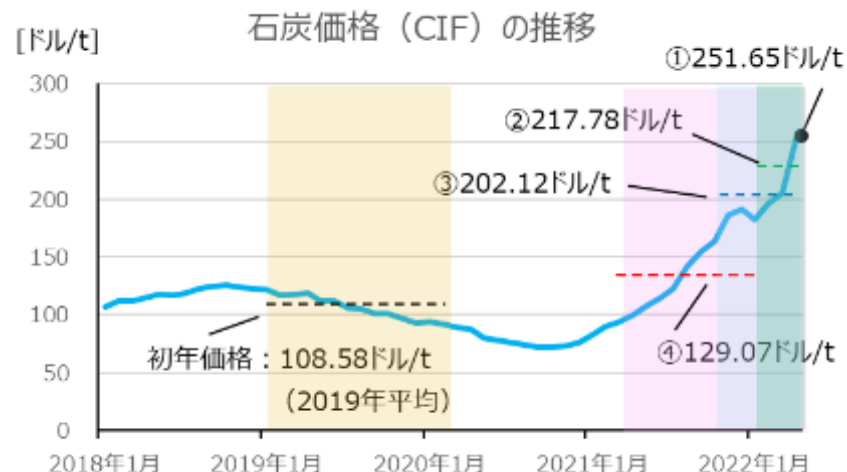
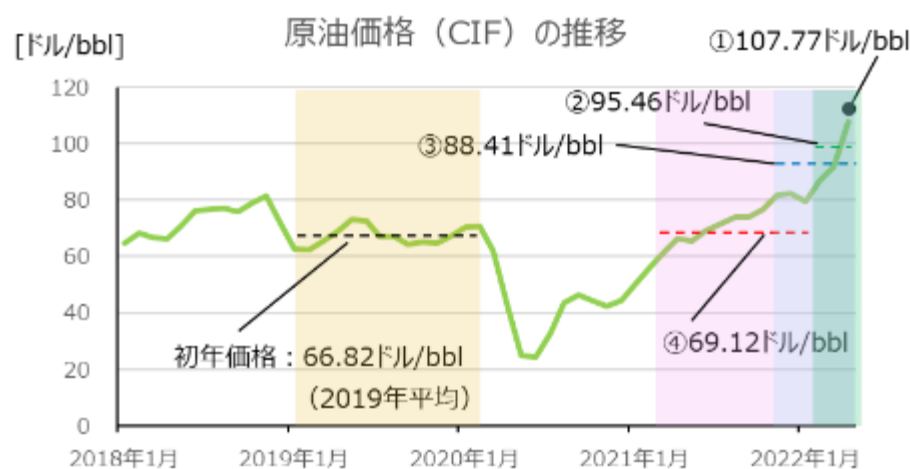
	石炭 (CCS)	LNG MACC 1500℃級 (CCS)	LNG ACC 1350℃級 (CCS)	水素 (混焼)	LNG CC 1100℃級 (CCS)	LNG CT コンベンショナル (CCS)	石油
燃料費+CO2対策コスト	7.7~12.5	7.9~14.6	8.0~14.8	9.0~16.3	9.3~17.2	10.9~20.1	16.6~29.4
燃料費	4.9~9.7	6.7~13.4	6.8~13.6	7.3~14.6	7.9~15.9	9.2~18.5	12.9~25.8
CO2対策コスト	CO2対策費用	0.7	0.3	0.3	1.7	0.3	3.7
	CO2輸送&貯留費用	2.1	0.9	0.9	—	1.2	—

発電コスト検証ワーキンググループ報告書（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及び所内率を入力して算出）

1. 費用便益評価

(3-2) 燃料価格の推移

- 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。**
- 長期展望の前提条件としては、今後の情勢変化により更なる変動の可能性を考慮し、各シナリオにおいて幅を持った分析を行い、将来の系統増強の可能性について、適切に評価を行う。



- 【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（2021年3月時点）
のデータをもとに算出
※為替レートは同時点の約116円/ドルで算出

1. 費用便益評価

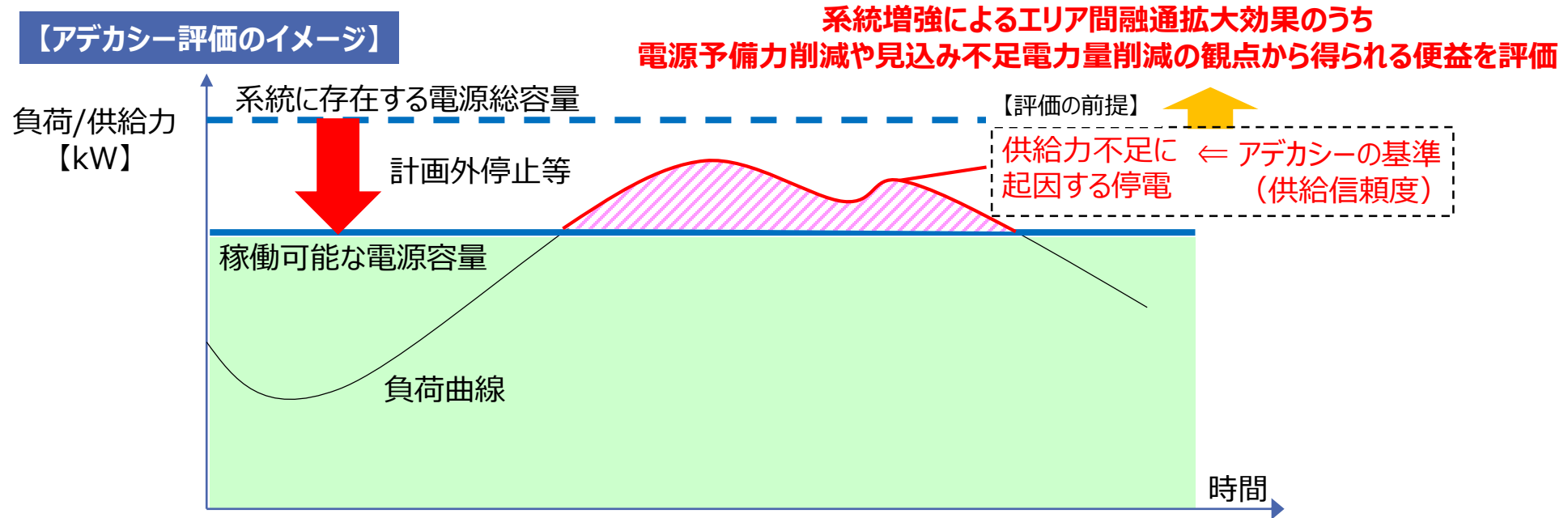
(4-1) アデカシー評価

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

アデカシー：需要に対して十分な電源予備力と送電余力を確保していること。

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

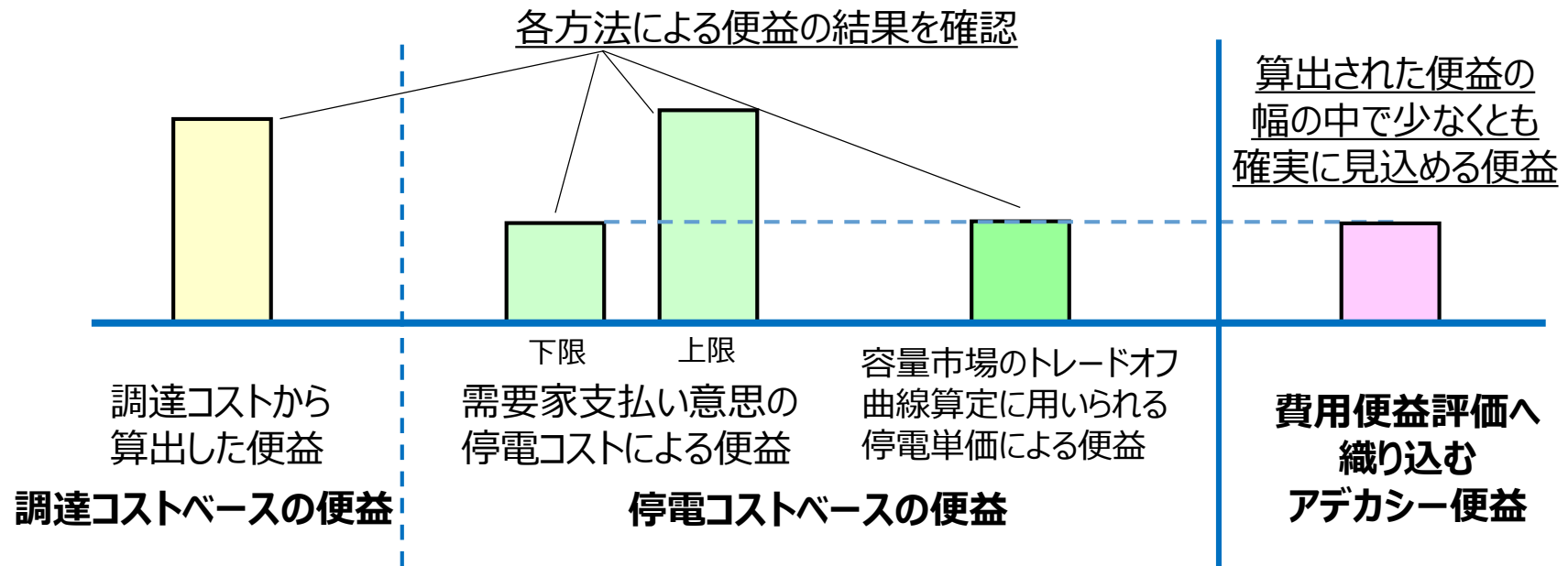
- **費用便益評価におけるアデカシー評価とは、系統増強によるエリア間融通拡大効果のうち電源予備力削減や見込み不足電力量削減の観点から得られる便益を貨幣価値換算するものである。**



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

(4-2) アデカシー便益の考え方

- 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見込み不足電力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。



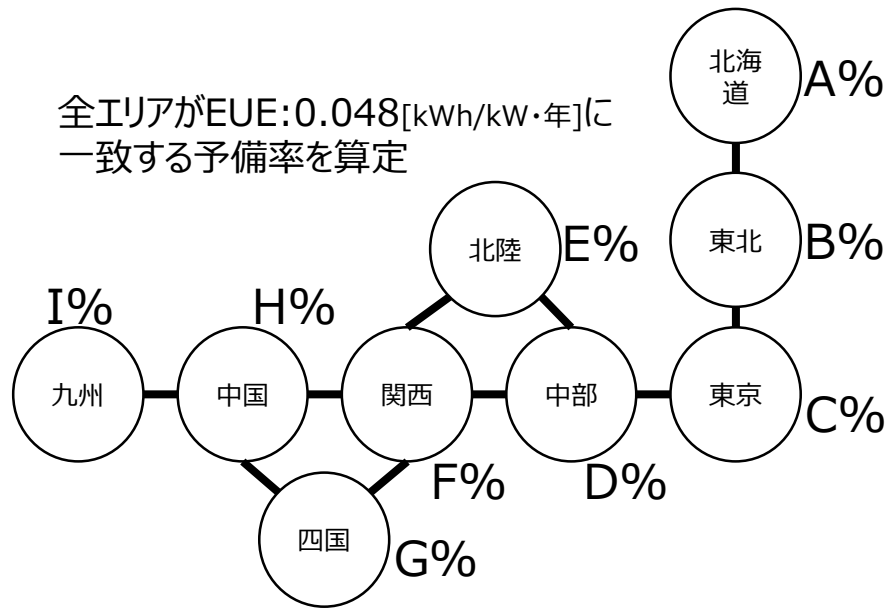
1. 費用便益評価

(4-3) 調達コストベースの便益算定

- 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。

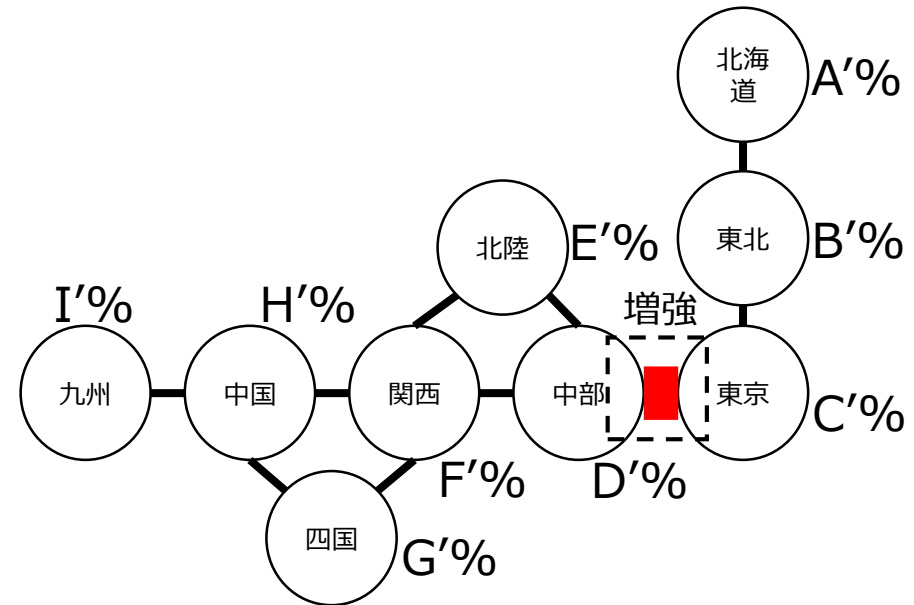
※需要1kWあたりの1年間における供給力不足量の期待値[kWh/kW・年]（見込み不足電力量）

全国 予備率:X% EUE:0.048 [kWh/kW・年]



増強

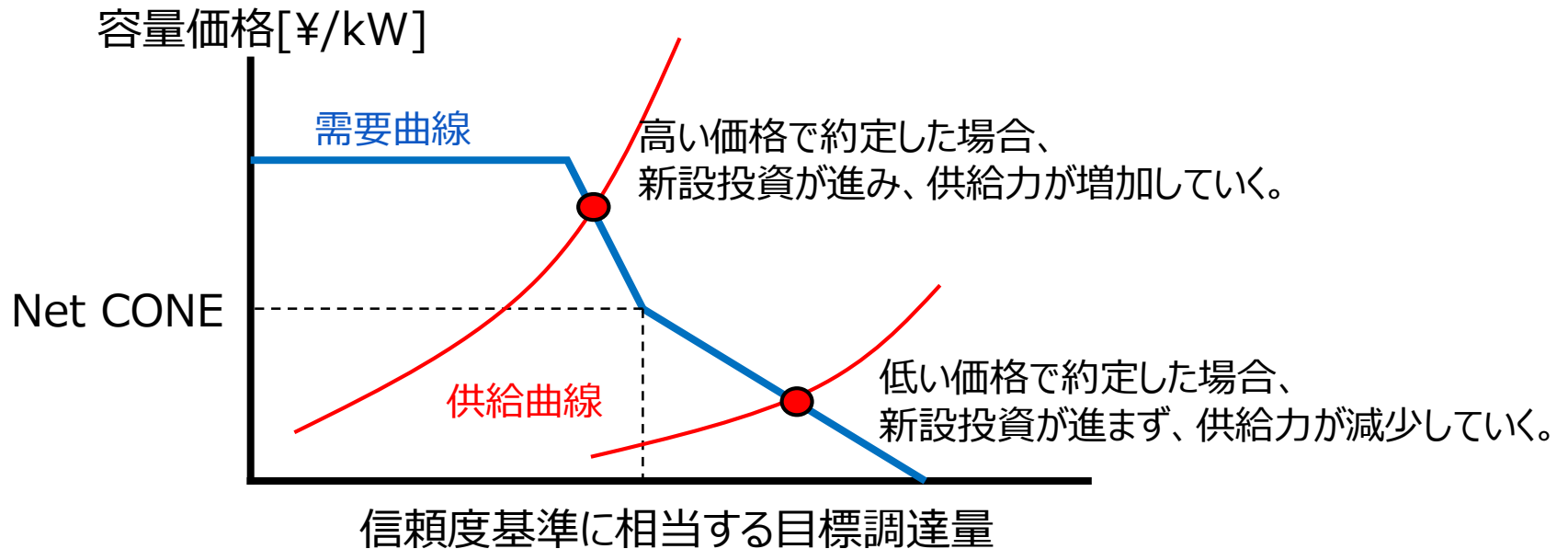
全国 予備率:X' % EUE:0.048 [kWh/kW・年]



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]

(4-4) 調達コストベースの便益算定における調達コスト単価

- Net CONE(Cost of New Entry)は、新規電源の建設及び維持・運営のための総コストをコスト評価期間で均等化したコストから、容量市場以外の収益を差し引いたものであり、信頼度基準に相当する目標調達量に対応する指標価格として設定される。
- 長期展望における調達コストベースの算定では、長期的な便益を見積もる観点から**容量市場のNet CONEをコスト諸元として算出**する。



1. 費用便益評価

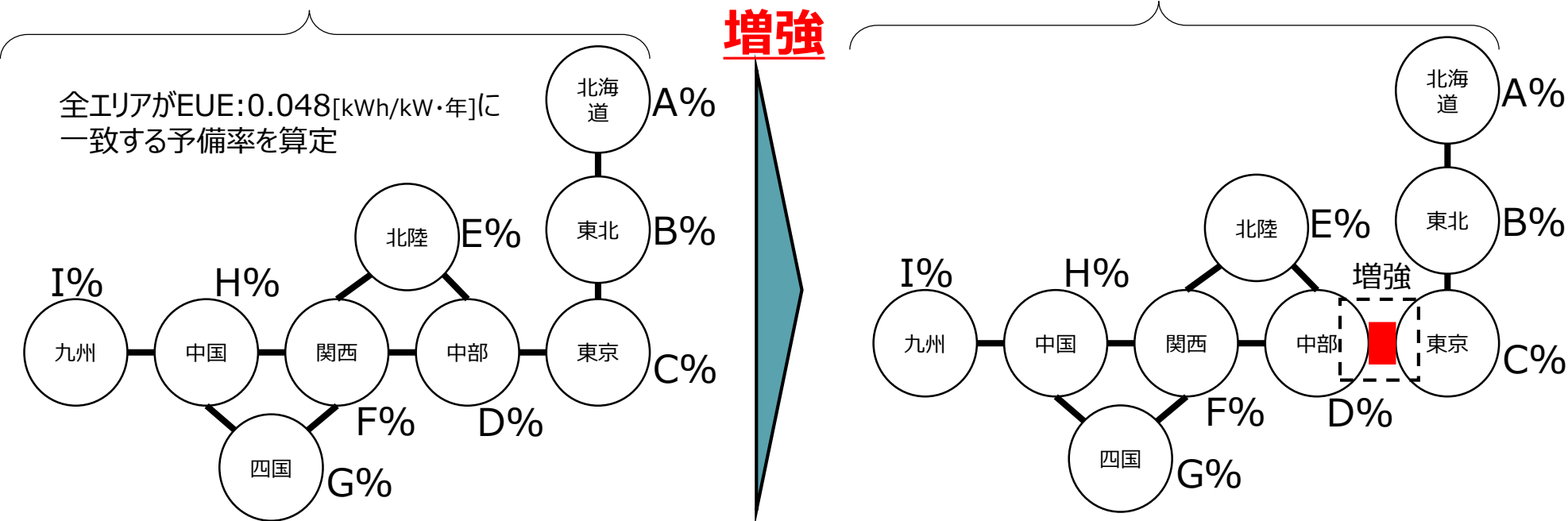
(4-5) 停電コストベースの便益算定

- 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見込み不足電力量 EUE を計算する。**削減された見込み不足電力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。**

*需要1kWあたりの1年間における供給力不足量の期待値[kWh/kW・年] (見込み不足電力量)

全国 予備率: $X\%$ $EUE:0.048$ [kWh/kW・年]

全国 予備率: $X\%$ $EUE:(0.048-\gamma)$ [kWh/kW・年]



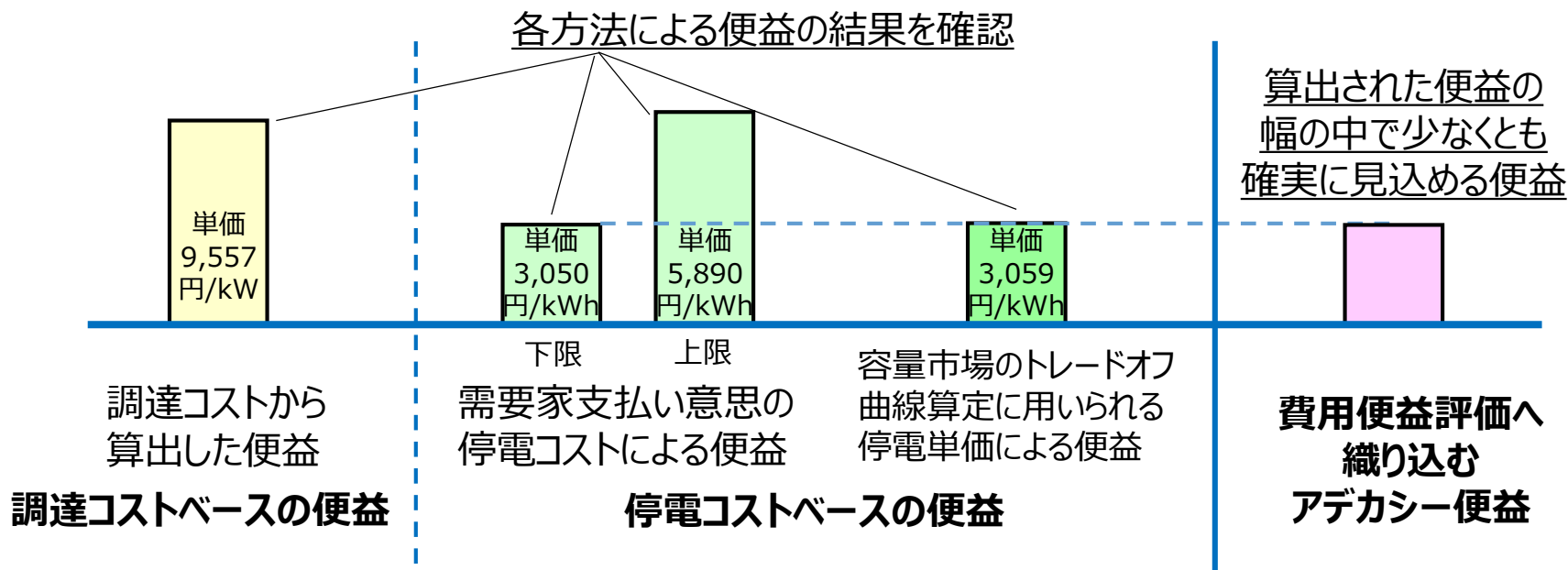
アデカシーの便益 = **増強により削減できた見込み不足電力量 γ [kWh/kW・年]** × 全国需要(年間H3)[kW]
× 停電コスト単価[¥/kWh]

1. 費用便益評価

(4-6) 停電コストベースの便益算定における停電コスト単価

- 停電コストベースの便益算定は、**ESCJ調査結果※や容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価を参照し**、停電コストベースのアデカシー便益を算定する。
- この場合、**ESCJ調査結果（下限）の停電コスト単価や容量市場のトレードオフ曲線算定に用いられる停電コスト単価を用いて算定された便益が**、今回のアデカシー評価において、**少なくとも確実に見込める便益**になる。

※ESCJの調査から約10年が経過しており、電力需要構造や電化依存度等の変化により停電コストに変化が生じていると推測されることから、今後、見直しに向けた検討が必要。



1. 費用便益評価

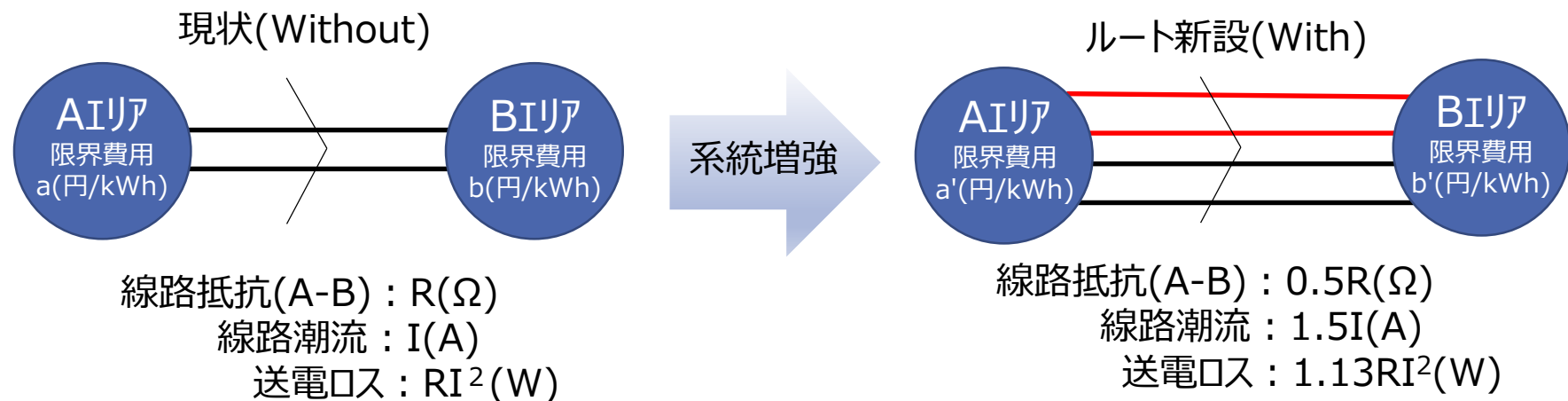
(4-7) EUE算定における諸元

- 長期展望のシナリオにおける再エネや需要等を反映して算定。
- 調達コスト単価は2022年度容量市場のNet CONE 9,557[¥/kW]とし、停電コスト単価は2013年ESCJ調査の3,050(下限)~5,890(上限) [¥/kWh]、及び2022年度容量市場のトレードオフ曲線の算定に用いられた停電コスト単価3,059[¥/kWh]を使用。

項目	説明
供給力	・夏季、冬季を除く各月の予備率は一定とし、年間の供給信頼度がEUE=0.048[kWh/kW・年]となる予備力を各エリアで算定。
電源ラインナップ	・長期展望の電源ラインナップを反映。
再エネ	・長期展望の再エネ設備量を反映。
需要	・長期展望の各シナリオにおける需要をベースラインとして設定*。
連系線	<ul style="list-style-type: none"> ・空き容量 + マージンの範囲内で応援できるものとする。 ・増強前の容量は、2030年度時点の運用容量の長期計画をベースに、時間帯による運用容量は2021年度当初計画の平常値を基に算出したものとする。 ・連系線作業による空き容量の減少は考慮していない。 ・マージンはB、Cマージンを考慮する。(北本、FC)
地内系統	・地内系統制約は未考慮。
電源の計画外停止率	・2020年度の調査結果を設定する。(2017~2019年度実績)
目的関数	・全国と各エリアの供給信頼度の基準値は同じ値を設定する。
確率変数のエリア間の相関	<ul style="list-style-type: none"> ・需要(気温影響による需要変動)、太陽光、風力、水力はエリア間の相関を考慮(全時間帯) ・需要(その他要因による需要変動)はエリア間で無相関(全時間帯)
エリア間の応援ロジック	・全エリア不足率一定ロジック

※将来的に導入が拡大すると想定される水素製造やDAC等の需要は、需給の状況に応じて一定程度可制御な運用も考えられるが、今回の検討においては、従来需要と同様の扱いとしていることに留意が必要。

- 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**送電ロス及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**。



(5-2) 送電ロスによる便益の算出方法

- 送変電設備の潮流や抵抗等から、各送変電設備で発生する送電ロスを1時間毎に算出。
- 1時間毎に、エリアで発生する送電ロスにエリアの限界費用を乗算することで、送電ロスに関する費用を算出。それを8,760時間及びエリアで合計し、送電ロスに関する費用を求める。
- **系統増強前後のそれぞれで送電ロスに関する費用を算出し、その差分を便益とする。**

送変電設備で発生するロス

$$\text{loss}(\text{Line}, \text{Tr}) = R \frac{P^2}{V^2 \cos^2 \varphi}$$

$$\text{loss}(\text{AC/DC converter}) = KP$$

R : 抵抗

P : 有効電力

V : 電圧

$\cos\varphi$: 力率

K : 交直変換ロス率

1年間の送電ロスに関する費用

$$C = \sum_{\text{Area } i} \left(\sum_{\text{time } h} S_{h,i} \cdot p_{h,i} \right)$$

s : エリアの限界費用

p : エリアの送電ロス

送電ロスによる便益

$$B = C - C'$$

C : 系統増強無しの場合の
1年間の送電ロスに関する費用

C' : 系統増強有りの場合の
1年間の送電ロスに関する費用

1. 費用便益評価

(6) CO2排出量の求め方

■ 2021年の発電コスト検証ワーキンググループのデータを参考に、シミュレーション結果から得られる各燃種の発電電力量からCO2排出量を算出※。

	石炭 (CCS)	MACC (CCS) 1500℃級	ACC (CCS) 1350℃級	CC (CCS) 1100℃級	CT (CCS) コンベンショナル	石油	水素
熱効率	40%	52%	50%	43%	38%	39%	52%
所内率	9.0%	4.7%	4.7%	4.7%	4.7%	4.8%	2.3%
炭素排出係数 (g-C/MJ)	24.3	13.9	13.9	13.9	13.9	20.1	12.5
送電端電力1kWhあたりのCO2排出量(kg)	0.89	0.37	0.38	0.45	0.51	0.71	0.32
(参考) CO2単価 (¥/kWh)	0.7	0.3	0.3	0.3	0.4	3.7	1.7

$$\text{送電端電力1kWhあたりのCO2[kg]} = \{ (3.6 \times \text{炭素排出係数}) / ((1 - \text{所内率}) \times \text{熱効率} \times 1000) \} \times (44/12)$$

※ シミュレーションで計算した各燃種の発電電力量に送電端電力1kWhあたりのCO2排出量を掛け合わせて算出

1. 費用便益評価

(7) 費用項目

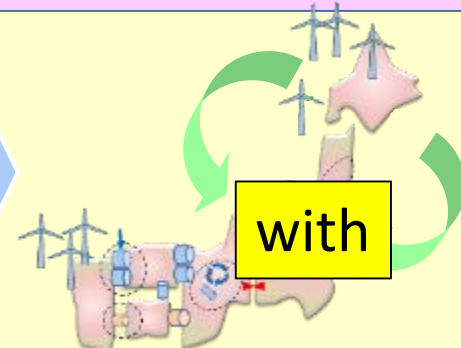
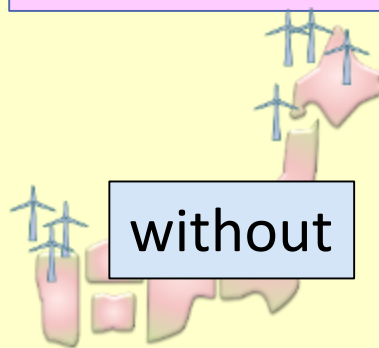
- 費用便益評価における費用には、系統整備が行われない場合（Without）と、系統整備が行われる場合（With）の総費用の差分を用いる。
- 総費用の差分（With-Without）は、系統整備に係るコスト（減価償却費、運転維持費等）となる。
- なお、電源はWithとWithoutで配置や導入量が変わらないことを前提としているため、電源開発コストは、総費用の差分（With-Without）に表れない。

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



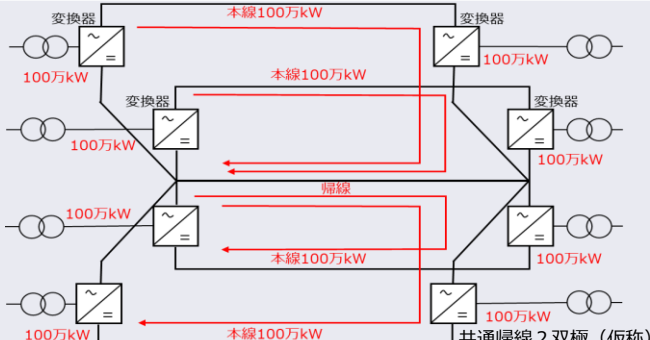
カーボンニュートラルを見据え2050年も視野に入れた検討



1. 費用便益評価

(8-1) HVDC単価

- HVDC送電の機器構成としては、対称単極と双極の組合せとなるが、将来大規模増強を予定している場合、**海底ケーブルは現時点で最大容量の1GW/条であることから、kW単価からは2GW単位の増強が経済的となり、最も安価な構成は4GW(400万kW)となる。**
- なお、1GWと2GWを比較すると、N-1事故発生時にも一部送電できることから、**供給信頼度の観点からは2GW単位で拡張することが望ましい。**

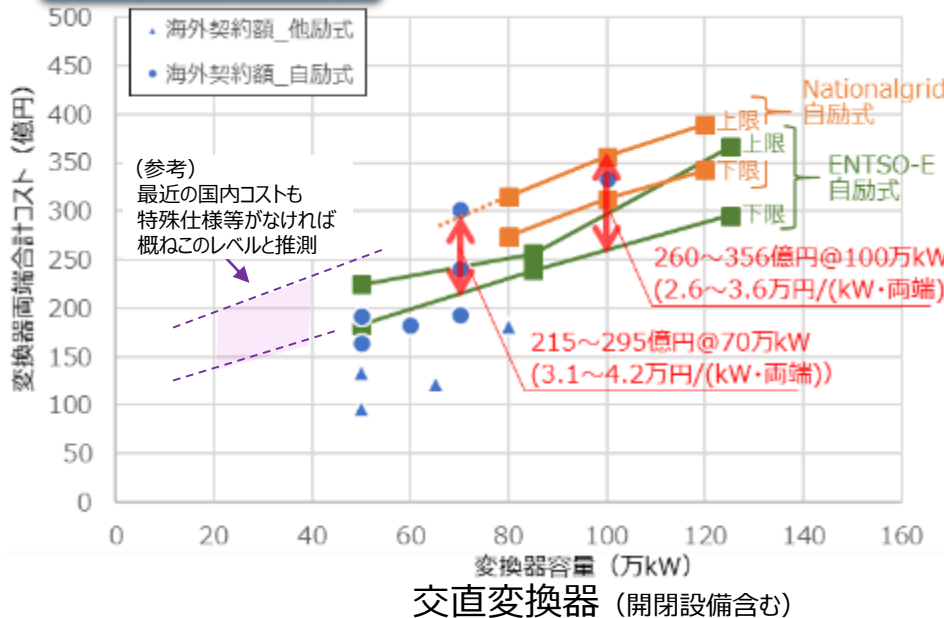
容量	機器構成	本線数	帰線数	1,000km あたり ケーブル費用[億円]	変換器費用 [億円]	合計費用[億円] (1万kW換算で比較したも の、1,000kmベース)
100万kW (1GW)		2	0	2,000 ~3,600	260 ~360	2,260~3,960 (22.6~39.6)
200万kW (2GW)		2	1	3,000 ~5,400	520 ~720	3,520~6,120 (17.6~30.6)
300万kW (3GW)	100万kWと200万kWの組合せ	4	1	5,000 ~9,000	780 ~1,080	5,780~10,080 (19.3~33.6)
400万kW (4GW)		4	1	5,000 ~9,000	1,040 ~1,440	6,040~10,440 (15.1~26.1)

距離を変えた費用算出の際は、
変換器費用を変えず、ケーブル費用のみ変えて算定することに留意

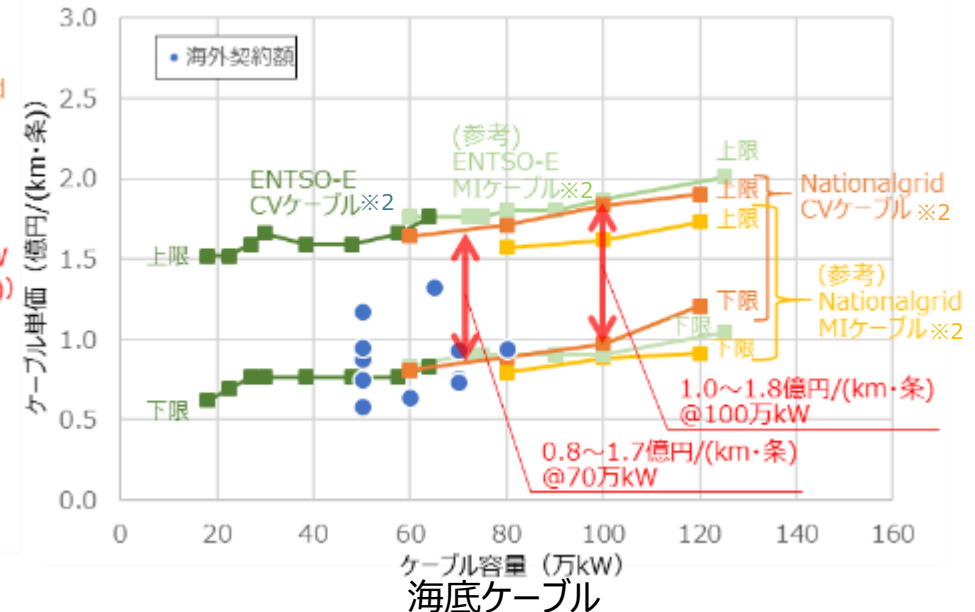
※500万kW以降は、100~400万kWの構成の組合せ。上記400万kWの機器構成は、双極2GWと対称単極2GWと比較検討が必要。
コストは、交直変換器と海底ケーブルのみを計上。実際は、土木・建築費用、揚陸点~変換所ルート工事費や地内増強等も必要となる。

- 各エリアでの増強コストについては、**広域機関が公表している標準的な単価**※1や、実績の少ない**HVDC送電コストにおいては海外文献を参考に試算**する。
- なお、上記コストはヒアリングを踏まえると、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**したものになること、また、**海底ケーブル工事は漁業補償費や水深等を考慮したルート変更によるコスト増**があることに留意が必要。
- このため、長期展望から整備計画を具体化するに当たっては、コスト増の可能性について確認が必要。

海外文献調査結果



※1 送変電設備の標準的な単価の公表について



【参考文献】 ENTSO-E, [Offshore Transmission Technology](#) P36, National Grid, [Electricity Ten Year Statement 2015 Appendix E](#) P80

- ・ 海外プロットは契約金額ベースであり、運開までに増額となっている可能性がある。
- ・ 為替は2020年平均値 (TTM) を使用 (107円/\$, 122円/€, 137円/£)
- ・ 交直変換器については、双極の場合、1極あたりの変換器容量、コストをプロットしており、土木・建築コストは含まれていない。

※2 CVケーブル：架橋ポリエチレンで絶縁されたビニルシース付のケーブル (別名：XLPEケーブル)
MIケーブル：絶縁紙に高粘度の絶縁油を含ませたケーブル

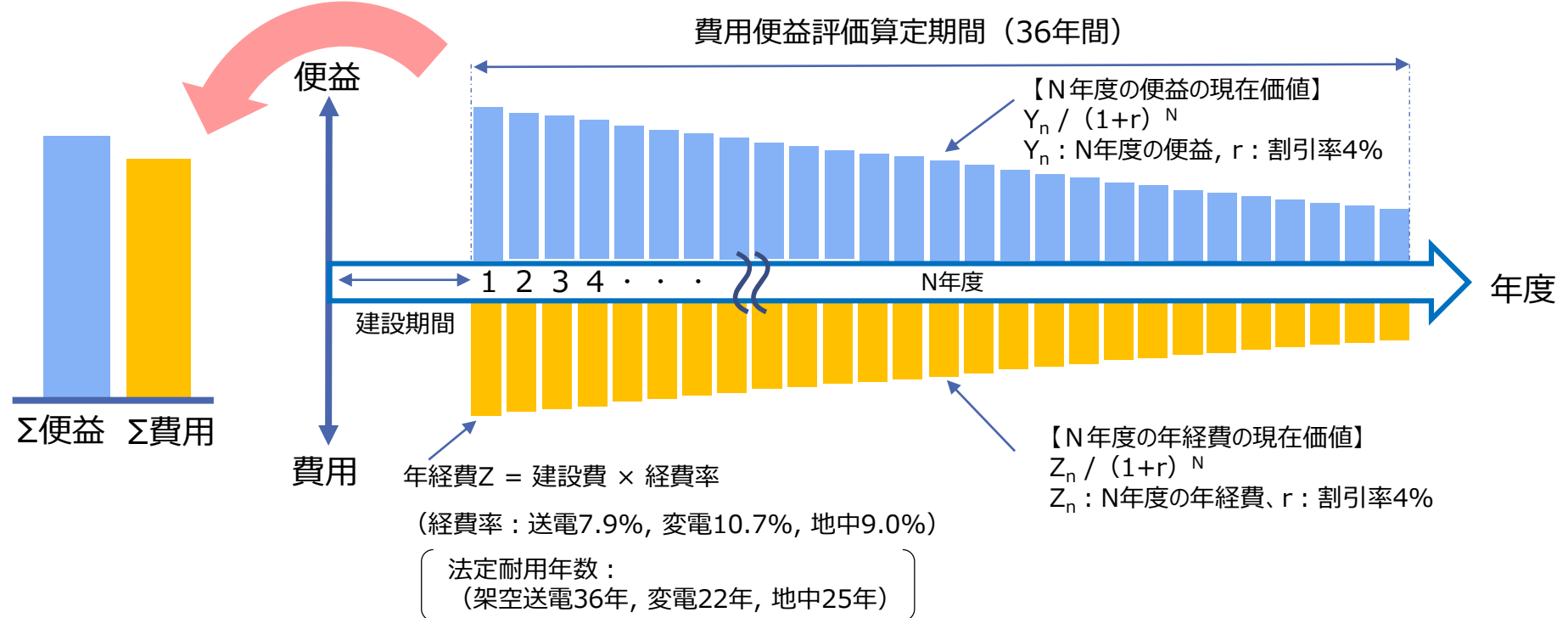
(注) ケーブル単価は材料である銅の市場価格と連動することに留意が必要

1. 費用便益評価

(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>

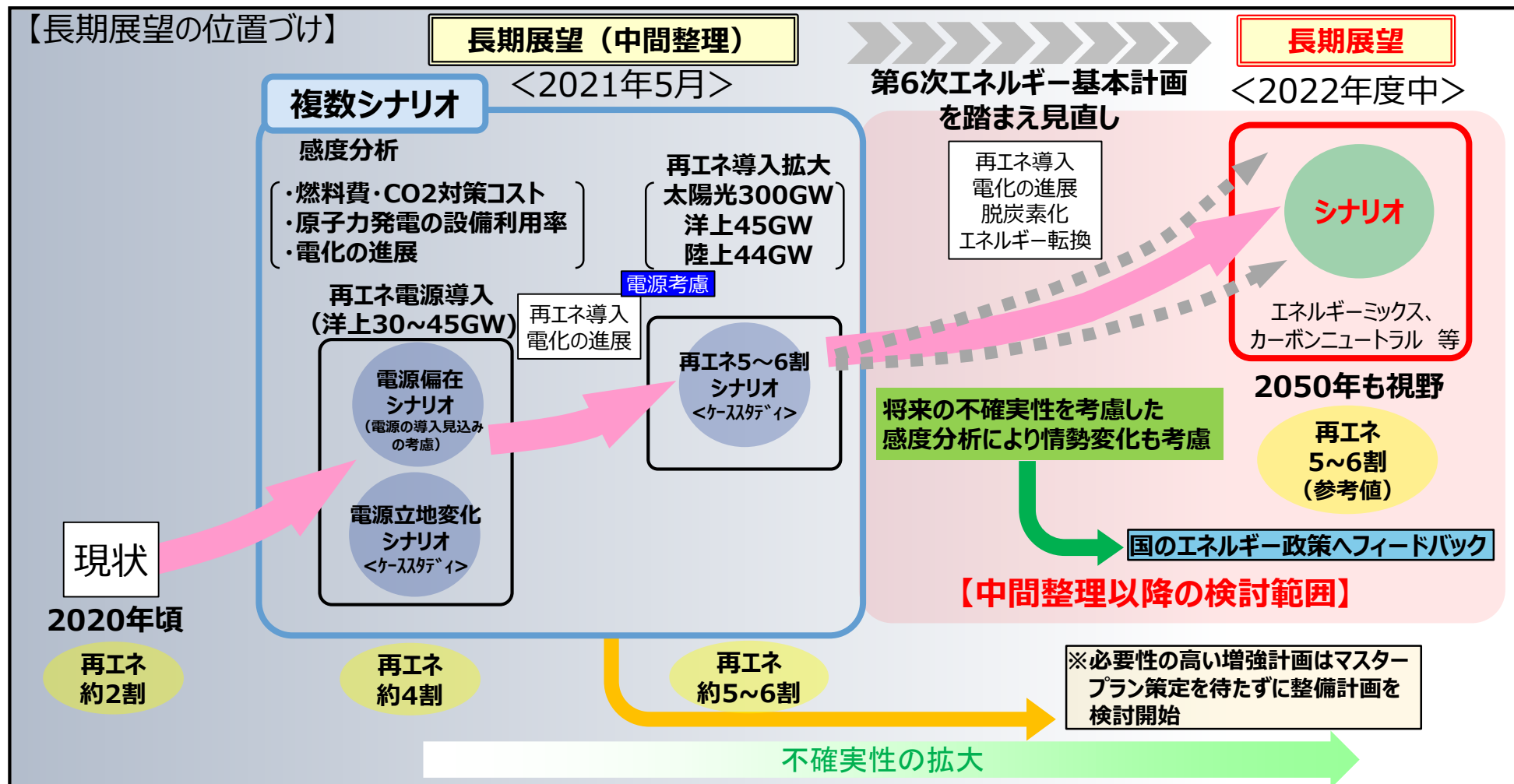


2. シナリオの考え方

2. シナリオの考え方

(1-1) 広域系統整備に関する長期展望の検討イメージ

- 長期展望のシナリオは、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政策的議論を踏まえ、広域連系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。

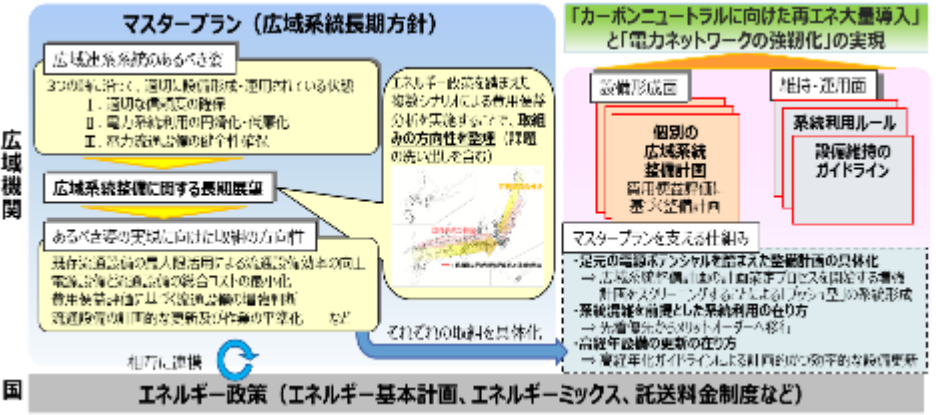


2. シナリオの考え方 (1-2) マスタープランの中間整理 (概要)

中間整理の位置づけ：これまでの議論に基づき、将来の不確実性を分析するために設定した複数シナリオによる分析結果と、その結果から導かれる第1次の系統増強案をとりまとめたもの。エネルギー政策に対し電力ネットワーク面での分析をフィードバックするものであり、最終的な系統増強の結論ではないことに留意が必要。

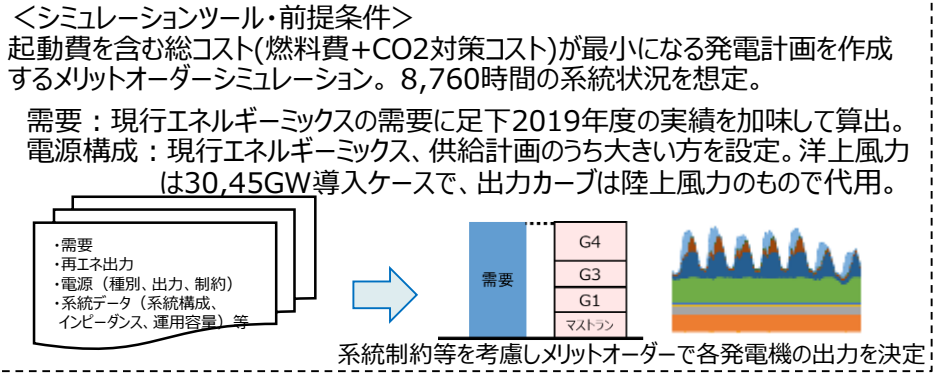
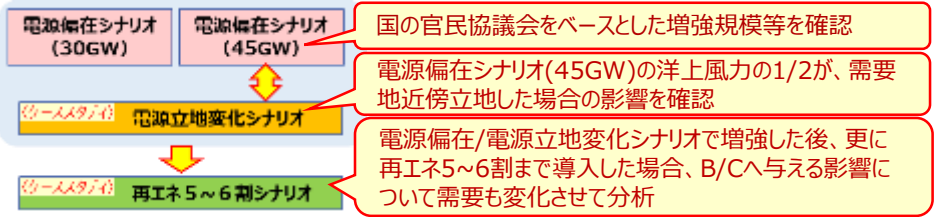
1. マスタープランの目的

マスタープランは、個別の系統整備計画を検討する際の考え方を示す長期方針であり本方針に基づく取組を具体化させることで、「カーボンニュートラルに向けた再エネ大量導入」と「電力ネットワークの強靱化」の実現を目指す。



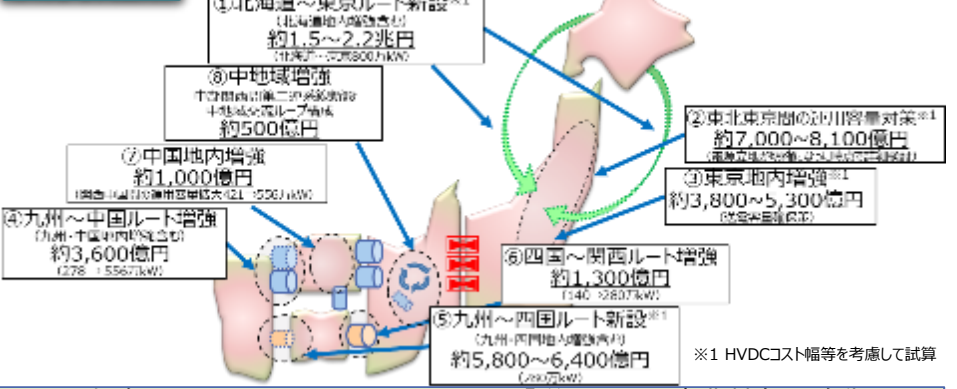
2. 広域系統整備に関する長期展望の分析 (取組の方向性を整理)

<複数シナリオ>「電源偏在シナリオ(2ケース)」と、ケーススタディ2シナリオで分析。



3. 分析結果

<電源偏在シナリオ(45GW)の検討結果>



- 電源偏在シナリオ(30GW,45GW)は、国の「洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会」の現実的なエリア別導入量に基づいて増強案を検討したもの。
- ケーススタディでは電源立地を既設備・需要に基づく設定としており、**実際は追加コスト等が発生する可能性がある**。また再エネ5~6割シナリオでは**再エネの余剰活用を含めた需要側対策も今後検討する必要がある**。

シナリオ分析項目	官民協議会ベース (電源の導入見込み考慮)		ケーススタディ	
	電源偏在シナリオ (30GW)	電源偏在シナリオ (45GW)	電源立地変化シナリオ (45GW)	再エネ5~6割シナリオ
系統増強の投資額 (NW増強コスト)	約2.2~2.7兆円 (約0.2~0.26兆円/年)	約3.8~4.8兆円 (約0.36~0.45兆円/年)	約1.5~1.7兆円 (約0.13~0.16兆円/年)	約2.0~2.6兆円 (約0.19~0.24兆円/年)
再エネ出力制御率 (増強後、太陽光・風力)	約2%	約4%	約4%	約39% (需要側の対策が必要)
再エネ比率	37%	42%	42%	53%

注) 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広域連系系統の増強コストのみを記載。また、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。HVDC送電の海底ケーブル工事は漁業補償費を含まず、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。

4. 感度分析及びその結果から得られたエネルギー政策への示唆・課題

- ケーススタディの分析では、偏在電源の一部緩和により増強コストを抑制できるため**エネルギー政策面で電源立地誘導なども含めて検討が進むことが期待される**。
- 「再エネ5~6割シナリオ」の分析では、全国的に再エネ出力制御が発生し(増強後39%)、また電力需要をパラメータとした感度分析では、電力需要の増加により再エネの余剰電力が有効活用され、B/Cが向上するため、**水素転換や蓄電池を考慮したシナリオなどの検討も進めていく**。
- 系統増強のリードタイムも踏まえると、**早期に整備計画として進めていくべきもの**については、**増強案の具体化についても検討を進める**。

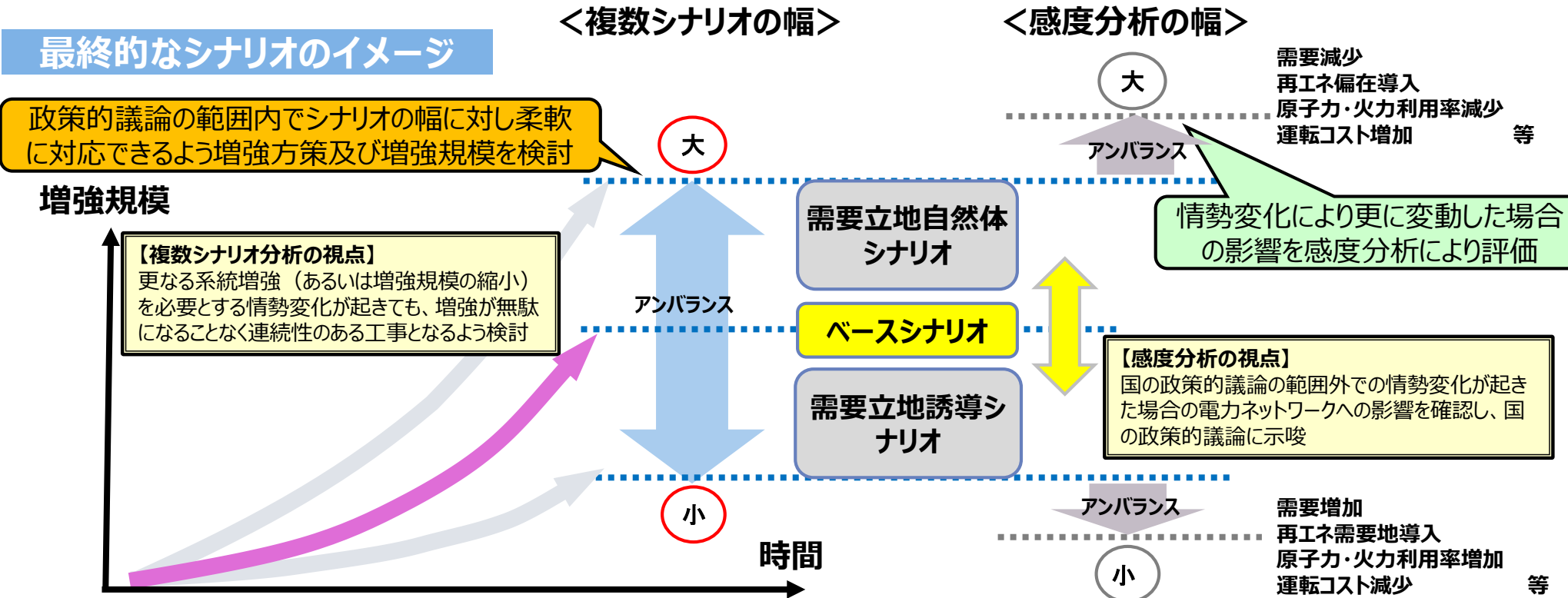
5. あるべき姿の実現に向けた取組の方向性

早期に整備計画として進めていくべき増強案を具体化するとともに、混雑を前提とした系統利用ルールや高経年設備更新に係るガイドラインの策定を進めていく。

2. シナリオの考え方

(2) 複数シナリオにおける幅の設定の考え方

- 系統増強は需要と電源の立地等のアンバランスを補強する形で行われるものであり、増強方策及び増強規模は**需要と電源の立地等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、**国の政策的議論から想定される選択肢の範囲として、増強方策及び系統増強の規模を見極める。**
- 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**変化に伴う電力ネットワークへの影響を感度分析**により確認し、**国の政策的議論への示唆**とする。



3. 長期展望の前提条件

3. 長期展望の前提条件

(1-1) 複数シナリオにおける需要及び電源の前提条件

- 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**再エネの最大限の導入に取り組むという国の政策的議論**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する。

<各シナリオの前提条件の比較>

		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要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
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) 長期展望は、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

3. 長期展望の前提条件

(1-2) 各シナリオに設定する国の政策目標

(参考) 2050年における各電源の整理

令和2年12月21日
基本政策分科会資料(抜粋)

- 2050年カーボンニュートラルを目指す上で、脱炭素化された電力による安定的な電力供給は必要不可欠。3E+Sの観点も踏まえ、今後、以下に限定せず複数のシナリオ分析を行う。議論を深めて行くに当たり、それぞれの電源の位置づけをまずは以下のように整理してはどうか。

確立した脱炭素の電源	再エネ	<ul style="list-style-type: none"> 2050年における主力電源として、引き続き最大限の導入を目指す。 最大限導入を進めるため、調整力、送電容量、慣性力の確保、自然条件や社会制約への対応、コストを最大限抑制する一方、コスト増への社会的受容性を高めるといった課題に今から取り組む。 こうした課題への対応を進め、2050年には発電電力量(※1)の約5～6割を再エネで賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。
	原子力	<ul style="list-style-type: none"> 確立した脱炭素電源として、安全性を大前提に一定規模の活用を目指す。 国民の信頼を回復するためにも、安全性向上への取組み、立地地域の理解と協力を得ること、バックエンド問題の解決に向けた取組み、事業性の確保、人材・技術力の維持といった課題に今から取り組んでいく。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、<u>化石+CCUS/カーボンリサイクル</u>と併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。
イノベーションが必要な電源	化石+CCUS	<ul style="list-style-type: none"> 供給力、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、化石火力の脱炭素化が課題。 CCUS/カーボンリサイクルの実装に向け、技術や適地の開発、用途拡大、コスト低減などに今から取組み、一定規模の活用を目指す。2050年には、再エネ、水素・アンモニア以外のカーボンフリー電源として、<u>原子力</u>と併せて約3～4割を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。
	火力 水素・アンモニア	<ul style="list-style-type: none"> 燃焼時に炭素を出さず、調整力、慣性力の利点を持つ一方で、大規模発電に向けた技術確立、コスト低減、供給量の確保が課題。今からガス火力、石炭火力への混焼を進め、需要・供給量を高め安定したサプライチェーンを構築にも取り組む。 産業・運輸需要との競合も踏まえつつ、カーボンフリー電源として一定規模の活用を目指す。水素基本戦略で将来の発電向けに必要な調達量が500～1000万トンとされていることを踏まえ、水素・アンモニアで2050年の発電電力量の約1割前後を賄うことを今後議論を深めて行くにあたっての参考値(※2)としてはどうか。

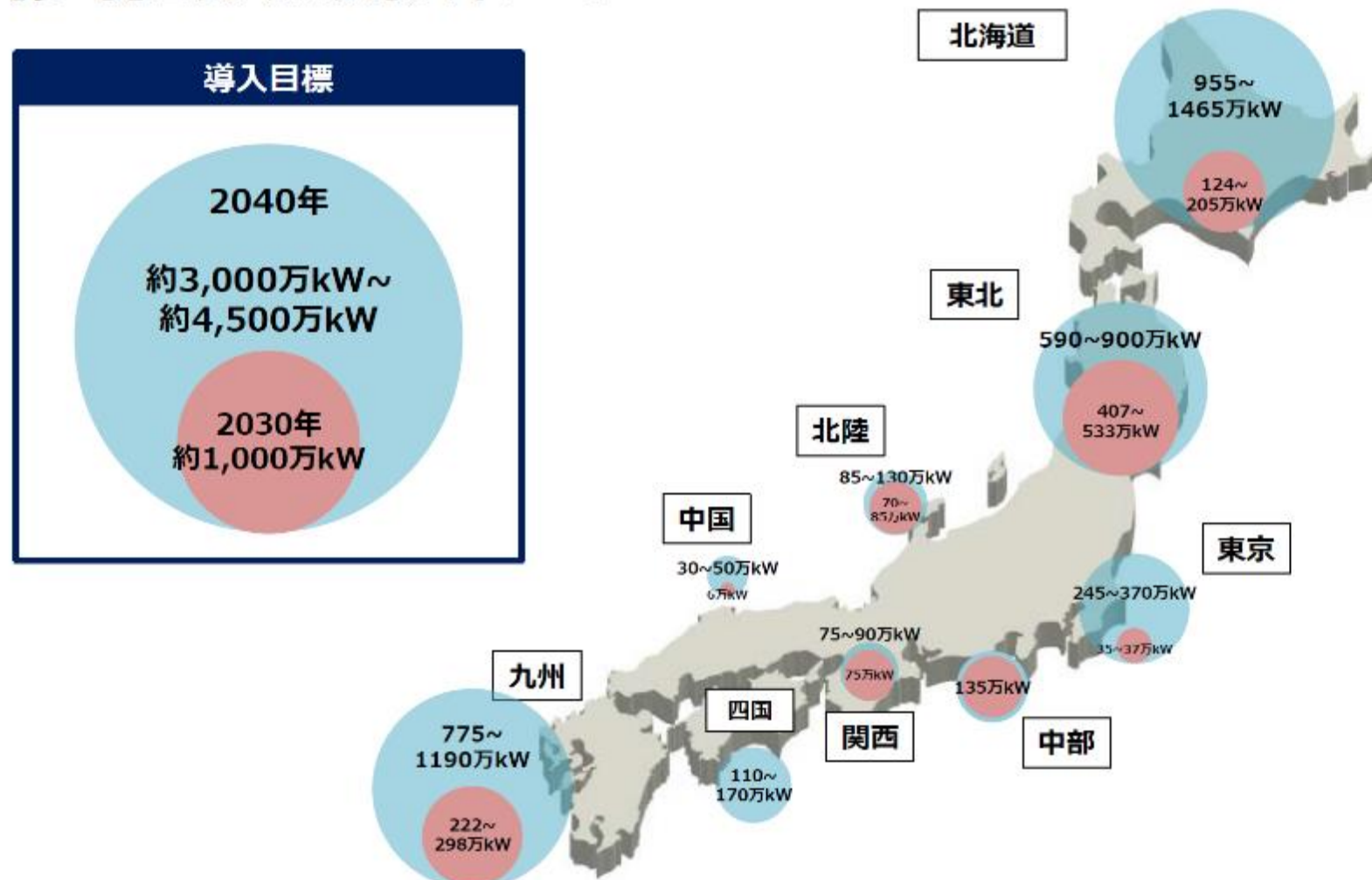
※1：2050年の発電電力量は、第33回基本政策分科会で示したRITEによる発電電力推計を踏まえ、約1.3～1.5兆kWhを参考値(※2)とする。

※2：政府目標として定めたものではなく、今後議論を深めて行くための一つの目安・選択肢。今後、複数のシナリオを検討していく上で、まず検討を加えることになるもの。

3. 長期展望の前提条件

(1-3) 官民協議会における洋上風力の導入目標

【参考】エリア別の導入イメージ



※2030年については、環境アセス手続中（2020年10月末時点・一部環境アセス手続が完了した計画を含む）の案件を元に作成。

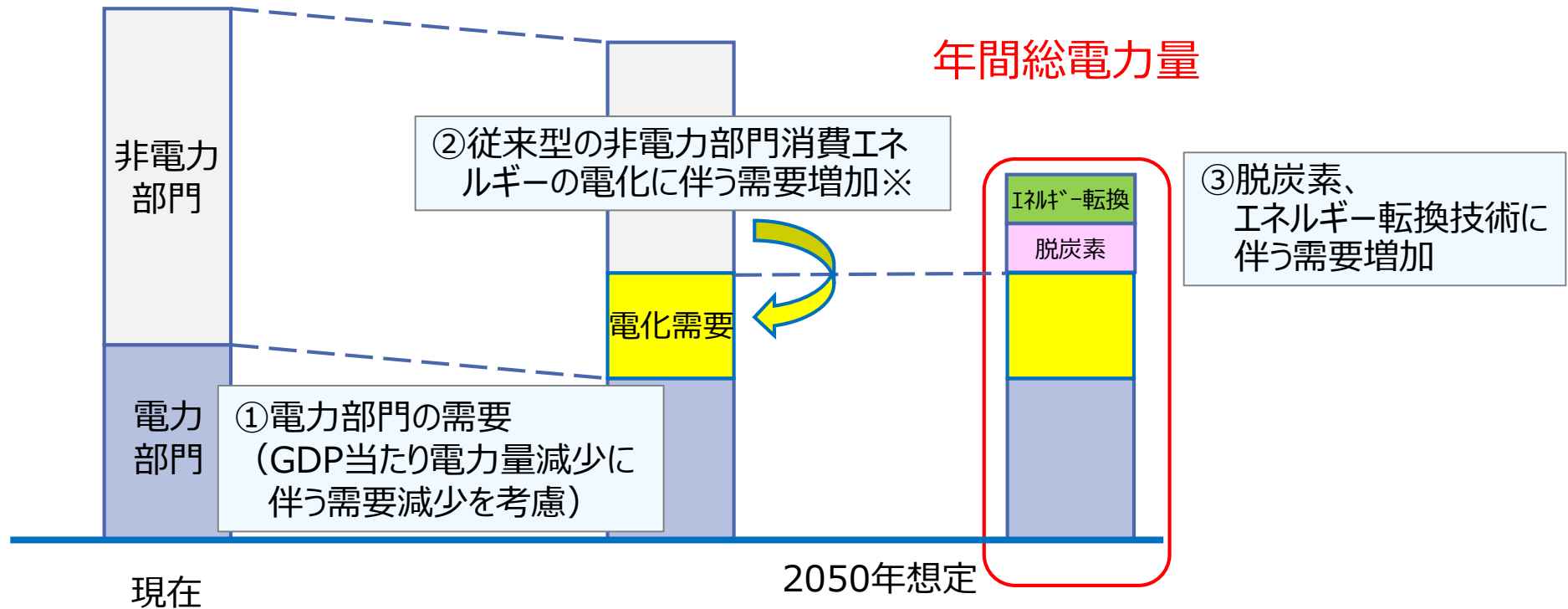
※2040年については、NEDO「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書」における、LCOE（均等化発電原価）や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況等を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。

3. 長期展望の前提条件 (2-1) 年間総電力量の想定方法

■ 2050年を見据えた電力需要は、供給計画の需要想定における経済見通しを基として、GDPやエネルギー消費の見通し、カーボンニュートラル実現を見据えた国の政策による電力需要の増加を反映するため、「①電力部門の需要（GDP当たり電力量減少に伴う需要減少を考慮）」、「②従来型の非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加」、「③脱炭素、エネルギー転換技術に伴う需要増加」の3分類で将来の年間総電力量を想定し、①～③を積上げることで年間総電力量とした。

最終エネルギー消費

年間総電力量



※産業部門の電化、輸送部門の電化、熱需要の電化などの合計値

3. 長期展望の前提条件

(2-2) 年間総電力量の想定方法_①GDP当たり電力量減少に伴う需要減少

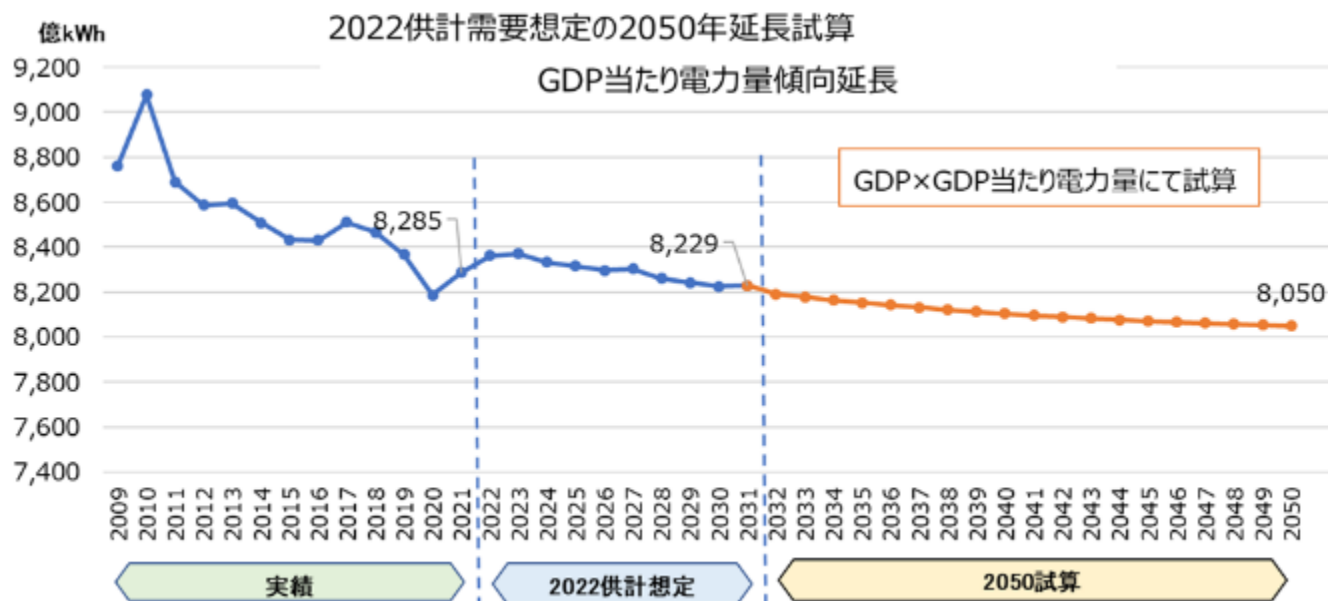
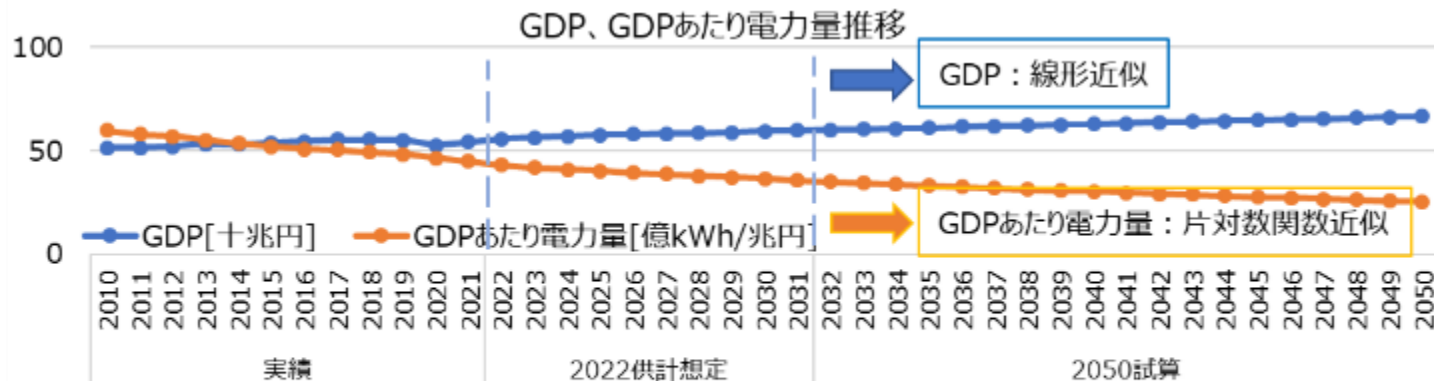
- GDPとGDP当たりの年間電力量の想定から将来の電力需要を算定する。
- 算定の結果、年間電力量8,050億kWhとなる。

<算定方法>

2022年度供給計画 需要想定における経済見通しを基に算定する。コロナ影響を排除するため、2025年以降2031年までの想定値の傾向より求める。

GDPについてはGDP想定値の線形近似から、2050年まで同程度の成長が続くと想定。

GDP当たり電力量については、将来的にエネルギー減少率のトレンドが徐々に飽和していくと仮定し、片対数近似により、2050年までの比率を想定する。



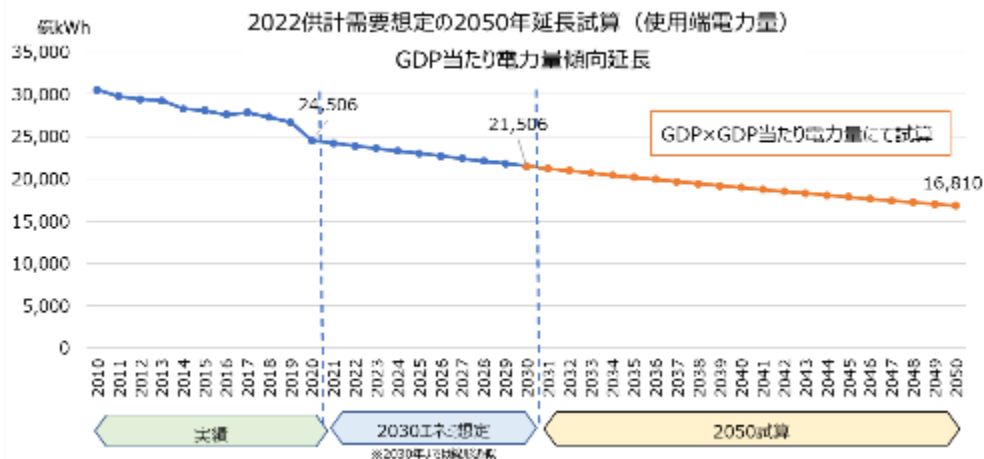
3. 長期展望の前提条件

(2-3) 年間総電力量の想定方法_②従来型の非電力部門消費エネルギーの電化に伴う需要増加

- 2050年の非電力部門の消費エネルギーについて、最終エネルギー消費の実績と2030年エネルギー需給見通しをベースにして、①と同様の手法で算定する。
- 2050年電化率を46%と想定し、非電力部門からの電化需要を算定すると、2,607億kWhとなった。

<2050年非電力部門の消費量想定（電化考慮前）>

非電力部門のエネルギー需要は、2020年までは最終エネルギー消費の電力部門以外の和とする。2030年のエネルギー需給見通しまでの間は線形近似とする。2031年以降は、①と同様に、GDPは線形近似、GDPあたり消費量は片対数関数近似で想定し、乗ずることで算定した。

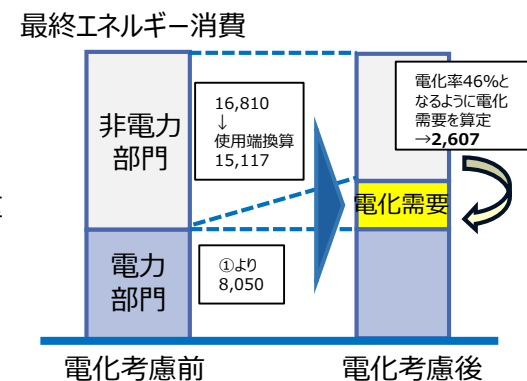


<電化率の想定>

各機関の想定では41%~54%の幅で示されている。ここでは平均的な数値として46%を想定する。

<非電力部門からの電化分想定>

電化率46%を満たすように、非電力部門からの電化需要を算定する。併せて、最終エネルギー消費の電力部門と使用端電力量の比率（至近3年平均：約90%）を乗ずることで、使用端換算の電化需要とする。



基本政策分科会（標準的なシナリオ）				ENTSO-E		IEA
RITE	国立環境研究所	デロイト・マツコンサルティング	日本エネルギー経済研究所	Global Ambition	Distributed Energy	Net Zero by 2050
46%	49~51%	41%	41%	47%	54%	49%

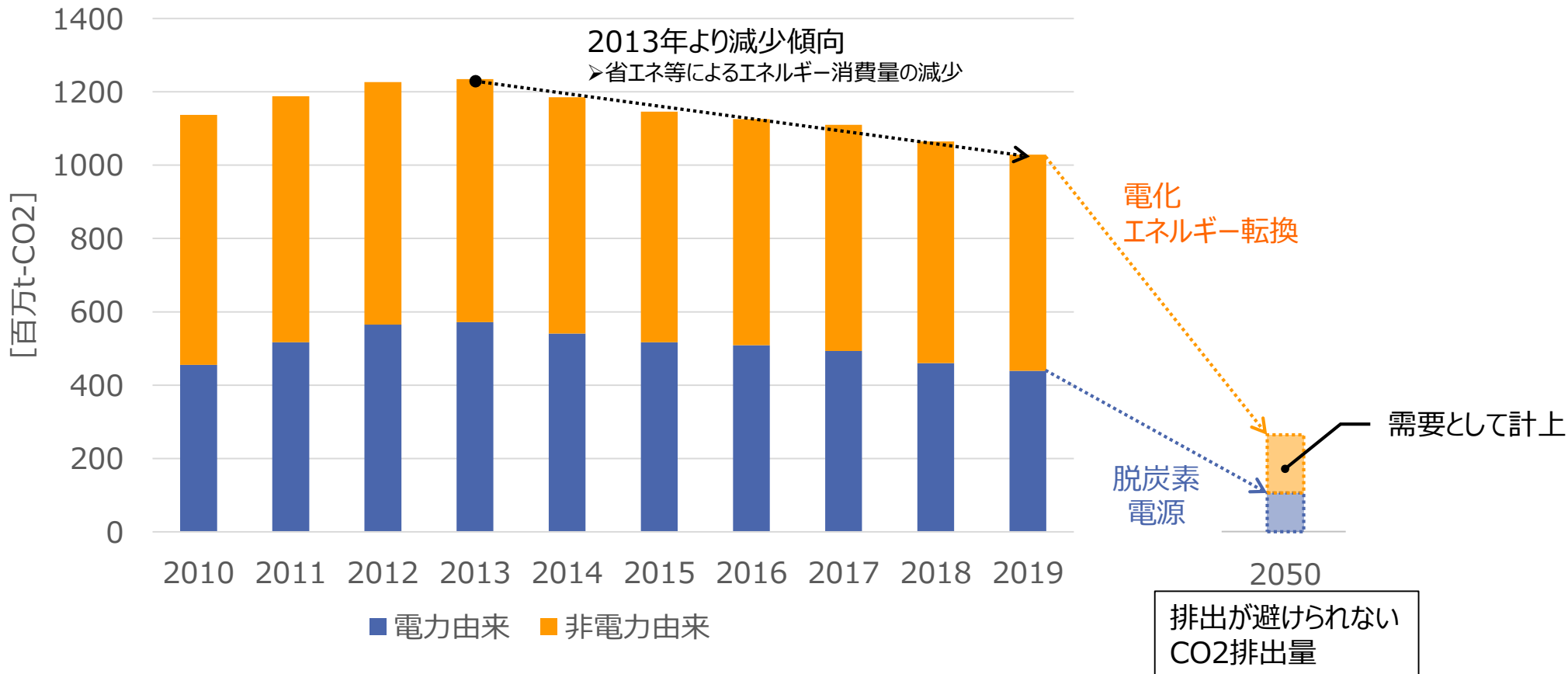
最終エネルギー消費実績：<https://www.meti.go.jp/press/2021/11/20211126002/20211126002-1.pdf>
 エネルギー需給見通し：https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/opinion/data/03.pdf
 ENTSO-E：<https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/benchmarking/>
 IEA：<https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>

3. 長期展望の前提条件

(2-4) 年間総電力量の想定方法_③脱炭素、エネルギー転換に伴う需要増加(脱炭素技術)

■ 脱炭素技術の需要は、非電力部門のカーボンニュートラルを見据えて、排出が避けられないCO2回収に必要となる需要を想定し計上する。(火力発電に伴い必要となるCO2回収需要は、発電所所内率として考慮)

エネルギー起源CO2排出量(実績値)



※総合エネルギー統計 (資源エネルギー庁) を基に作成

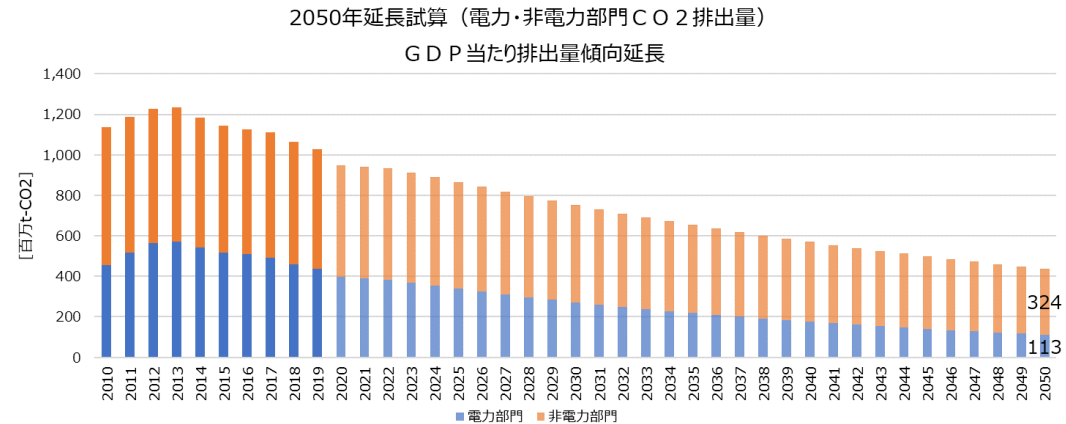
3. 長期展望の前提条件

(2-5) 年間総電力量の想定方法_③脱炭素、IT・IT-転換技術に伴う需要増加(脱炭素技術)

- 2050年のCO2排出量は、GDP当たり排出量実績の平均減少率を用いて引き延ばし、2050年では、電化によりCO2排出量の削減が想定されるため、非電力部門の電化による需要の減少率を用いて非電力部門のCO2排出量を268百万t-CO2と想定。
- 2050年の非電力部門のCO2排出量と、CO2回収に必要なエネルギー消費量182kWh/t-CO2より、脱炭素技術の年間需要を487億kWhと想定。

<2050年非電力部門のCO2排出量想定>

- 2013年~2019年のGDP当たりのCO2排出量実績の平均減少率を用いて2050年まで引き延ばした非電力部門の排出量:324百万t-CO2(電化考慮前)
- 非電力部門のCO2排出量324百万t-CO2に非電力部門の電化による需要の減少率を用いて、2050年非電力部門の排出量:268百万t-CO2(電化考慮後)



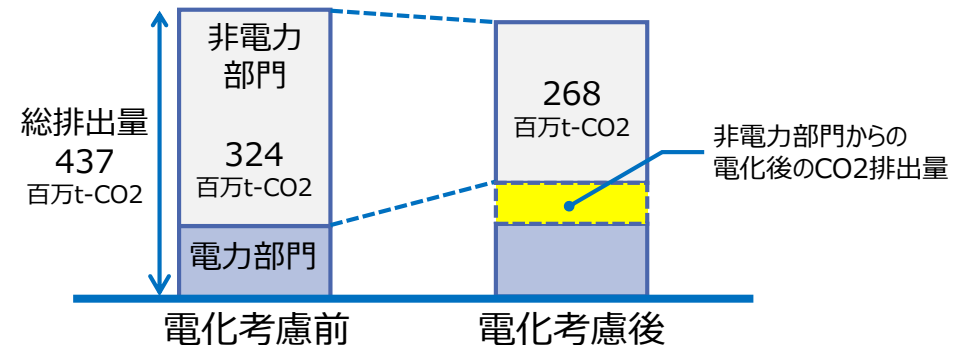
➢ 2010~2019年CO2排出量実績値は、「総合エネルギー統計(資源エネルギー庁)」および「2030年度におけるエネルギー需給見通し(関連資料)」を基に作成

<エネルギー消費量(/t-CO2)の想定>

各機関の想定では160~450kWh/t-CO2の幅で示されている。

基本政策 分科会	ICEFロードマップ2018 (Direct Air Capture of Carbon Dioxide)			
RITE	Climeworks	Carbon Engineering	Global Thermostat	APS 2011 NaOH case
182 kWh/t-CO2	450 kWh/t-CO2	366 kWh/t-CO2	160 kWh/t-CO2	194 kWh/t-CO2

<非電力部門の電化によるCO2排出量>



3. 長期展望の前提条件

(2-6) 年間総電力量の想定方法_③脱炭素、Iレキ`-転換技術に伴う需要増加(Iレキ`-転換)

36

- エネルギー転換技術は、国内の再エネ由来水素製造(水電解装置)に必要な需要とし、2050年の国内再エネ由来製造に必要な電力需要は、国の政策目標より、再エネ由来水素製造量を280万トン/年と想定し、水素製造エネルギー消費量の目標値4.3kWh/Nm³を使用し、1,340億kWhとする。

(2) 水素・燃料アンモニア産業

i) 水素

水素は、発電・輸送・産業等、幅広い分野で活用が期待されるカーボンニュートラルのキーテクノロジーである。日本は世界で初めて水素基本戦略を策定し、複数の分野で技術的に先行して

途中省略

そのためには、導入量拡大を通じて、2030年に供給コスト30円/Nm³(現在の販売価格の1/3以下)、2050年に水素発電コストをガス火力以下(20円/Nm³程度以下)にする等、化石燃料に十分な競争力を有する水準となることを目指す。目標量に関しては、再エネポテンシャルや市場規模等、それぞれの国・地域が置かれている状況が異なることを認識しつつも、国内水素市場を早期に立ち上げる観点から、2030年に水素導入量を最大300万トンとすることを目指す²⁸。うち、クリーン水素(化石燃料+CCUS/カーボンリサイクル、再生可能エネルギー等から製造された水素)の2030年供給量はドイツが2020年6月に発表した国家水素戦略で掲げる再エネ由来水素供給量(約42万トン)以上を目指す。加えて、2050年には2,000万トン程度の供給量を目指す。

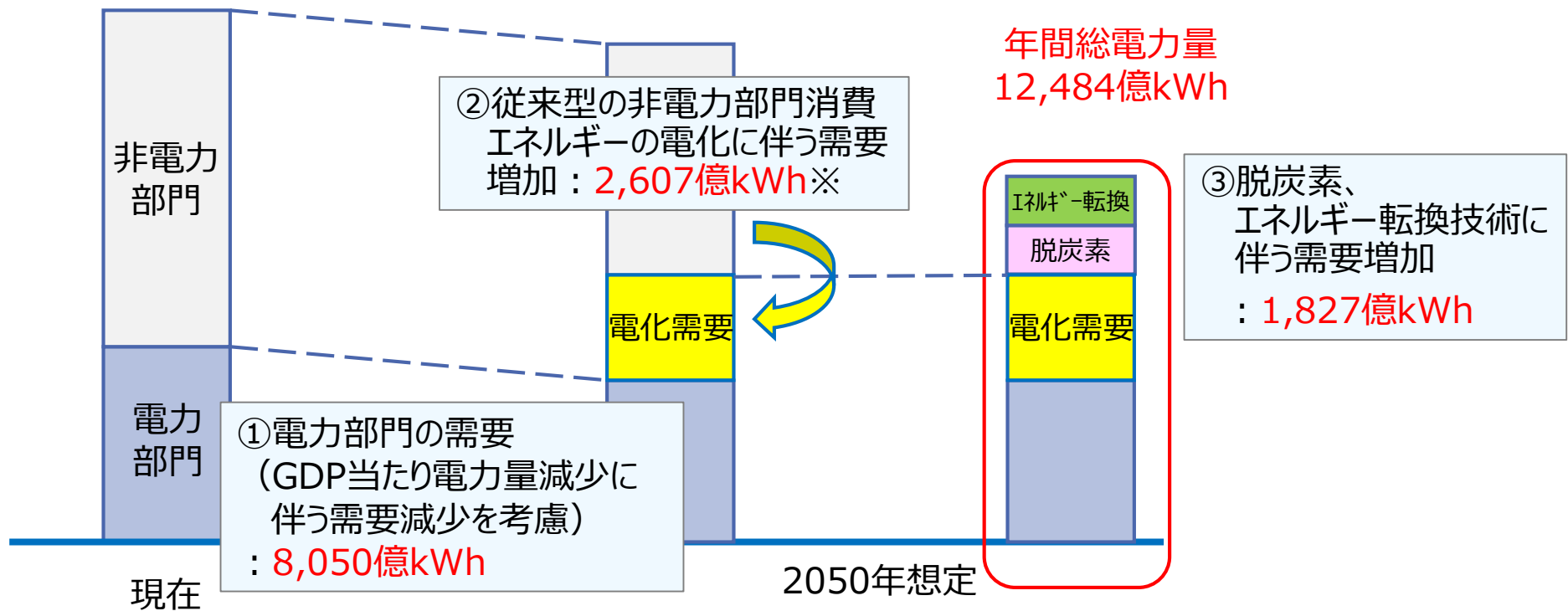
- 2030年水素導入目標量:最大300万トン。うち、再エネ由来水素供給量の目標値:約42万トン/年(比率14%)
- 2050年水素導入目標量:2,000万トン程度 ⇒ 280万トン/年と仮定して、1,340億kWh

3. 長期展望の前提条件

(2-7) 年間総電力量の想定方法_年間総電力量の想定結果

■ ①～③の想定を積み上げることにより、年間総電力量は12,484億kWhと想定する。

最終エネルギー消費



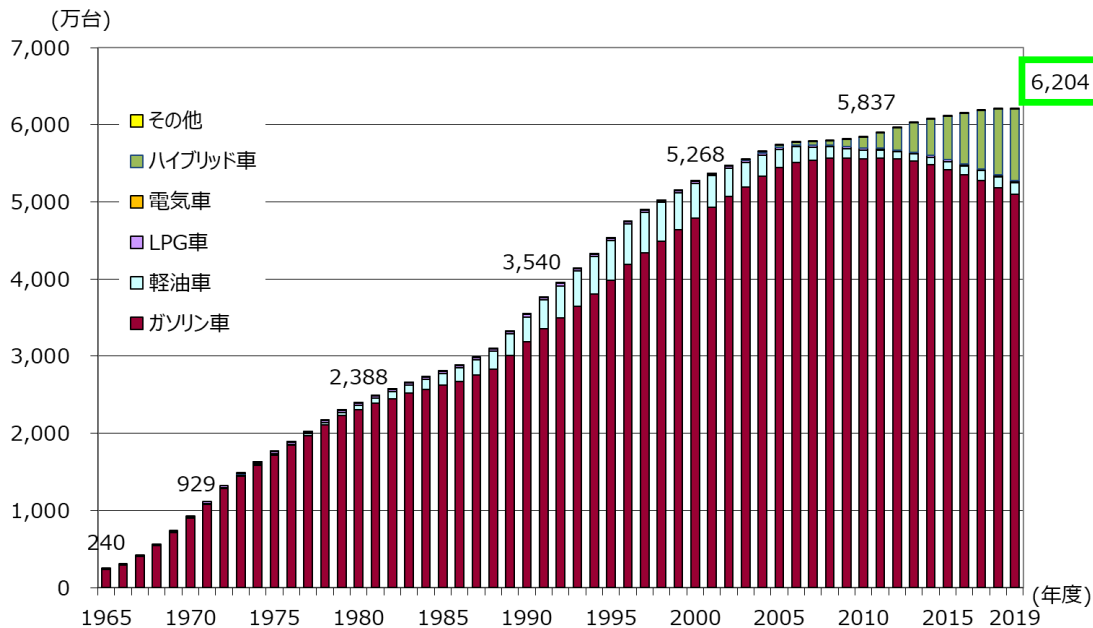
※産業部門の電化、輸送部門の電化、熱需要の電化などの合計値

3. 長期展望の前提条件

(3) 従来型の非電力部門消費エネルギーの電化(EV、PHEVの年間需要)

- EV、PHEVは、充電時間のシフトなど一定程度の制御が可能な負荷であり、普及拡大により再エネの余剰に合わせるなど需要の最適化に寄与することが期待される設備である。
- このような効果を反映するため、旅客自動車の保有台数実績をもとに、理論上、取り得る値の最大値として、保有台数の全台がEV、PHEVに置き換わると仮定して、2050年の年間需要（約450億kWh）と想定し、負荷需要カーブに織り込む。

旅客自動車の車種別保有台数の推移



<年間需要の算出>

諸 元	
保有台数	6,204万台
EV、PHEV普及率	100%
1台・日消費量	2kWh

年間需要：約450億kWh

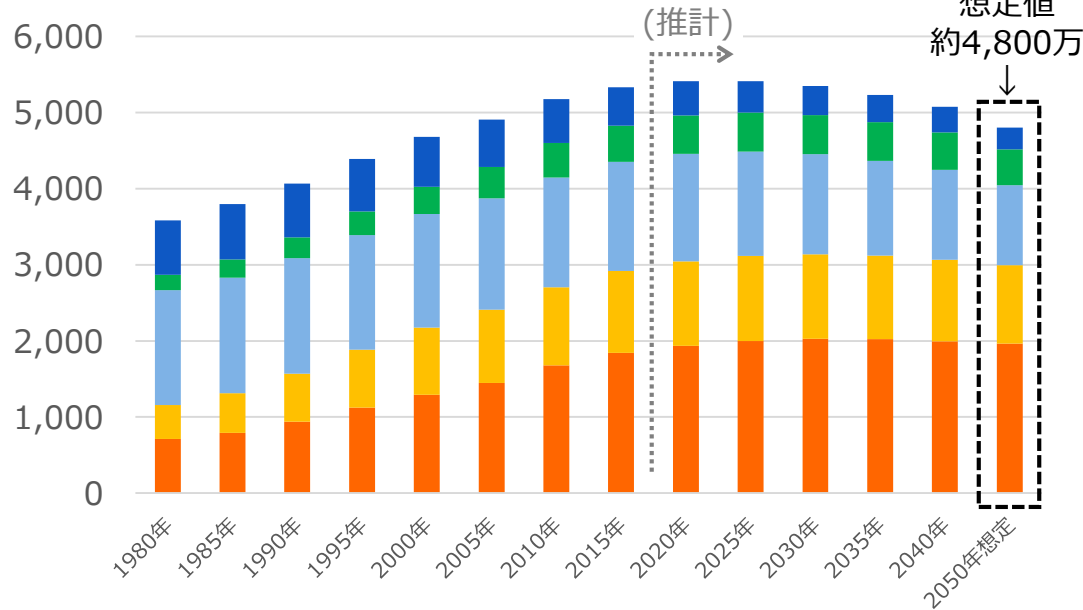
※普及率や消費量の不確実性については実態に応じ感度分析で影響確認

3. 長期展望の前提条件

(4-1) 従来型の非電力部門消費エネルギーの電化(ヒートポンプの年間需要)

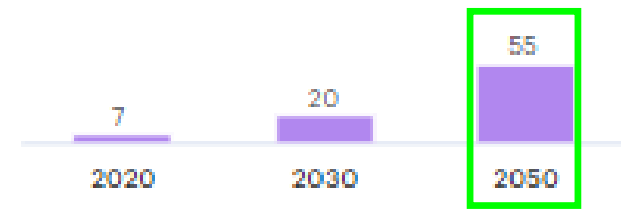
- ヒートポンプについても、貯湯時間のシフトなど一定程度の制御が可能な負荷であり、普及拡大により再エネの余剰に合わせるなど需要の最適化に寄与することが期待される設備である。
- このような効果を反映するため、「日本の世帯数の将来推計(全国推計)」より、2050年の世帯数を約4,800万世帯と想定し、IEA想定を導入率55%から2,640万台と算定。
- ヒートポンプの年間需要については、1台・1日あたり2.9kWh(貯湯容量370L、0.96kW、3h稼働)と仮定して、約278億kWhと想定し、負荷需要カーブに織り込む。

世帯数推移



■ 単独 ■ 夫婦のみ ■ 夫婦と子 ■ ひとり親と子 ■ その他

※ 1980年～2040年の値については、国立社会保障・人口問題研究所「日本の世帯数の将来推計(全国推計)」の表2. 家族類型別一般世帯数および割合の値を使用。



Heat pumps for heating (% of energy demand for heating)

出典：IEA Net Zero by 2050-Analysis

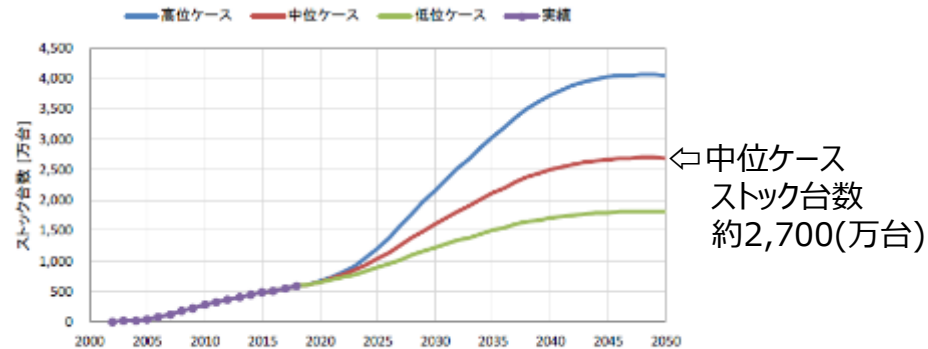


図 2-10 家庭用 HP 給湯機のストック台数の推計結果

出典：一般財団法人 ヒートポンプ・蓄熱センター令和2年度ヒートポンプ普及見通し調査

3. 長期展望の前提条件 (4-2) 貯湯容量ごとの出荷台数

■ 貯湯容量370Lについては、以下の資料を参考とし、一般地仕様・寒冷地仕様ともに、貯湯容量ごとの出荷台数が多い370Lを選択。

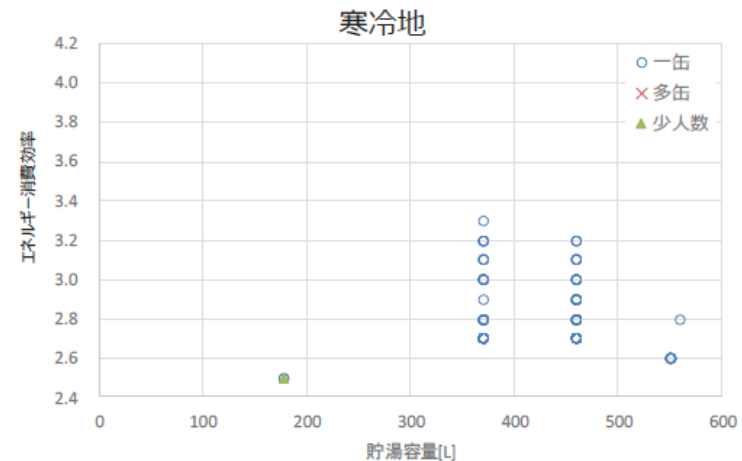
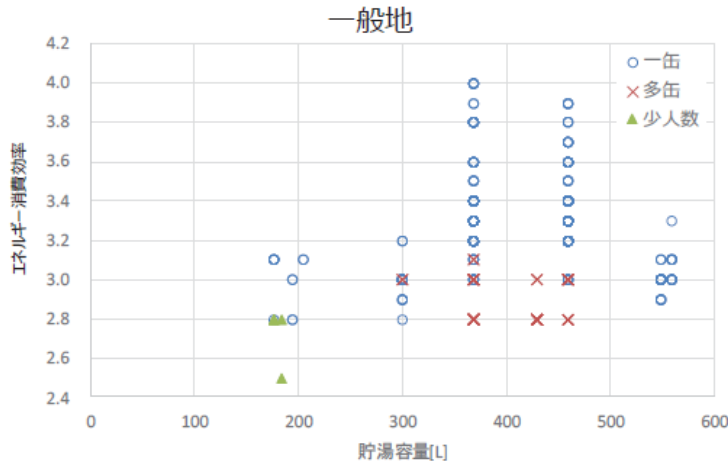
(参考) 貯湯容量ごとの出荷台数

- 貯湯容量ごとの出荷台数は、一般地仕様・寒冷地仕様とも、370L及び460Lが多い。

貯湯容量別の出荷台数

現行区分	240L未満				320L未満	550L未満			550L以上	合計	
上市製品の貯湯容量[L]	177	185	195	205	300	370	430	460	550	560	
出荷台数											
一般地	*	*	*	*	3,686	237,990	*	140,553	*	2,735	397,758
寒冷地	*	0	0	0	0	18,238	0	15,574	*	*	34,714

出所) 2017年度報告徴収より作成。*製造社数が2社以下の出荷台数については非公開とした。



出所) 2017年度報告徴収より作成。
※上記分布は、製品のラインナップを示したものの。

3. 長期展望の前提条件

(4-3) 貯湯容量370Lにおける消費電力(平均値)

- 貯湯容量370Lの消費電力0.96kWについても、以下の資料を参考とし、貯湯容量370Lの消費電力0.96kWを選択。

2-4-2. 貯湯容量と効率の関係（技術的な要因）

- 現行区分320L未満の小容量機器については、程度の差はあるものの前述の少人数世帯向け機器と同様の理由により効率が低下する。
- 現行区分320L以上の機器については、住宅への設置性等から製品サイズには一定の制約があるため、貯湯容量が大きくなるほど加熱能力に対して相対的に小さいヒートポンプユニット（HPユニット）を使用することになり効率は低下する。

■ 主な効率低下要因（現行区分320L以上の機器）

- 夜間にお湯を使用してから翌朝使用するまでの一定時間内にタンク内の水を沸き上げる必要があるため、貯湯容量が大きくなるほど熱源となるHPユニットの加熱能力を大きくする必要がある。
- 一方で住宅への設置性や生産性等の理由により、HPユニットのサイズには一定の制約がある。
- このため、貯湯容量が大きい製品ではHPユニットの圧縮機の回転数を上げて加熱能力の増加に対応するため消費電力が増加し効率は低下する。

HPユニット カタログ仕様とエネルギー消費効率（COP値）（一般地モデル）

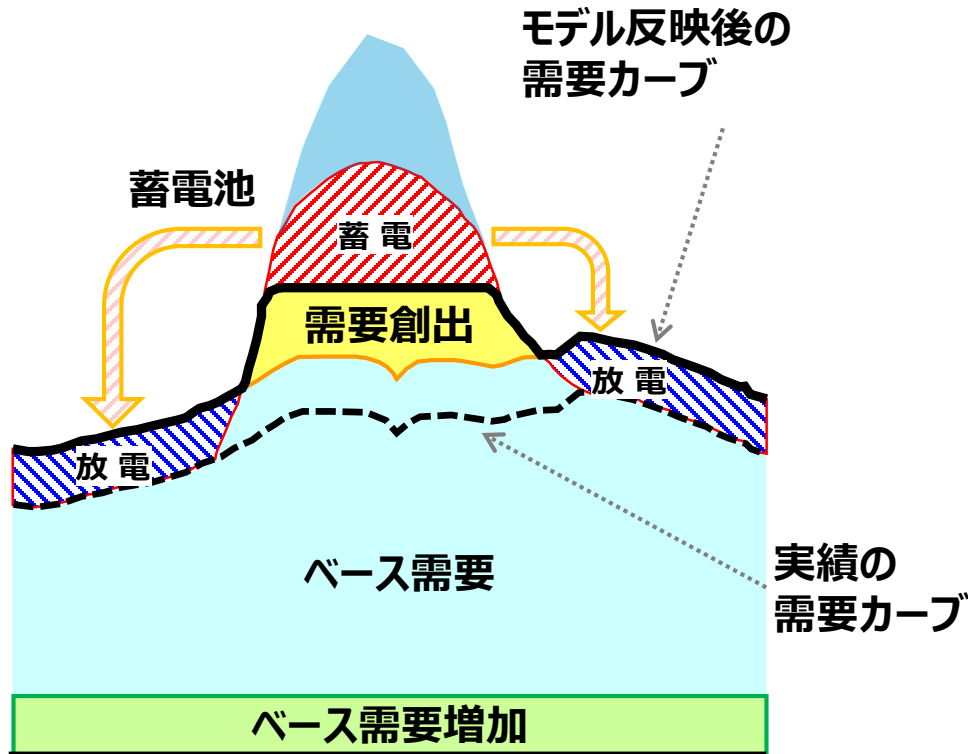
貯湯容量		中間期標準加熱性能		HPユニット外形寸法(mm)			質量(kg)	エネルギー消費効率(COP)	
		加熱能力(kW)	消費電力(kW)	高さ	幅	奥行		加熱能力/消費電力	比率(対370L)
370L	平均値	4.50	0.960	688	803	299	47	4.688	—
	COPトップ機	4.50	0.885	690	820	300	55	5.085	—
460L	平均値	6.00	1.326	689	803	299	49	4.526	96.6%
	COPトップ機	6.00	1.230	690	820	300	55	4.878	95.9%
550L以上	平均値	7.34	1.713	714	798	296	53	4.285	91.4%
	COPトップ機	7.00	1.570	672	799	299	54	4.459	87.7%

出所) 日本冷凍空調工業会、全社平均値 (2018年3月時点)

3. 長期展望の前提条件 (5) 需要カーブのモデル化

■ カーボンニュートラル実現を見据えた需要側対策を考慮すると、需要カーブの形状が実績と比べて変わるため、変化要因となる需要を「ベース需要増加」、「再エネ余剰時の需要創出」、「蓄電池」の3つにモデル化することで需要カーブを形成する。

需要カーブのモデル化イメージ



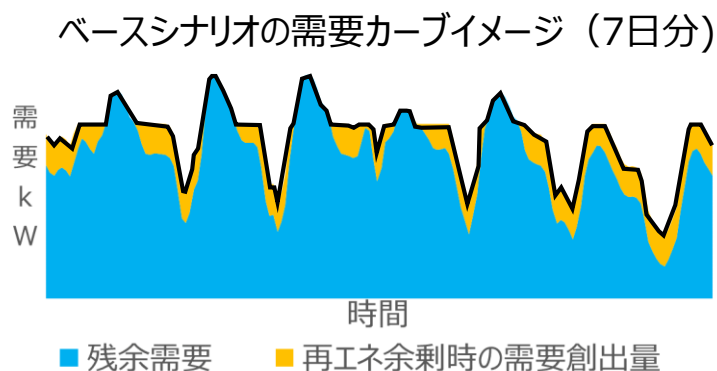
	具体的なモデル化
ベース 需要増加	<p>ベース需要増加</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 8,760時間一律で稼働する箱型需要容量等は、政策的議論等から想定
再エネ 余剰活用	<p>再エネ余剰時の需要創出</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 再エネ余剰電力の発生時間帯を活用して創出される需要 ➤ 電化シフト ➤ 容量等は、政策的議論等から想定 <p>蓄電池</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ 貯蔵技術により、余剰時に蓄電し、不足時に発電 ➤ 揚水と同様のモデルとして計算 ➤ 容量等は、政策的議論等から想定

3. 長期展望の前提条件

(6) 価格弾力性

- 将来の電化シフトや再エネ余剰を活用する需要は、可制御な需要になると考えられるため、EVやHP、DAC、水素製造といった需要について、可制御とする割合を変化させて需要カーブに反映させる（需要カーブの再形成）ことで、電力需要の価格弾力性を表現する。

長期展望における価格弾力性の想定



①再エネ余剰時の
需要創出の反映

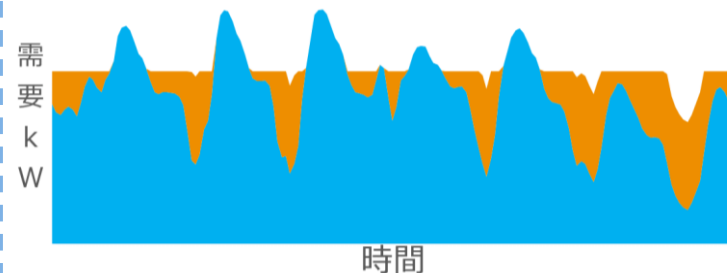


②負荷率の変更の反映



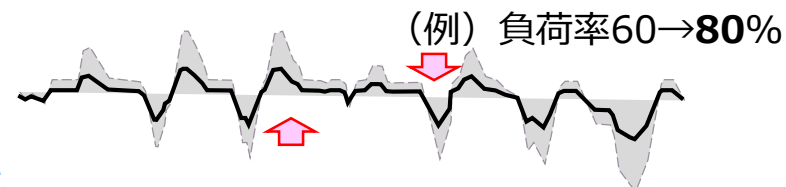
各シナリオの需要カーブに反映

需要創出量kWh、創出用設備kW
を増加させた場合のイメージ



例：水素製造、HP・EV電化需要の増加

負荷率を改善した場合の需要カーブイメージ



例：需要シフト

3. 長期展望の前提条件

(7) 各シナリオにおける需要のエリア配賦

■ 個別に想定した需要のエリア配賦は、公表されている実績値等を用いて、将来、実現性の高そうなエリアに配賦する。

エリア配賦

需要モデル		需要値 (億kWh)	エリア配賦		
			需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要立地自然体シナリオ
③ 脱炭素、エネルギー転換に伴う需要増加	エネルギー転換(国内水素製造)	1,340	80%再エネ設備量比率 20%需要実績比率	20%再エネ設備量比率 80%需要実績比率	100%需要実績比率
	脱炭素技術(DAC)	488	80%CO2貯留ポテンシャル比率 20%需要実績比率	20%CO2貯留ポテンシャル比率 80%需要実績比率	100%需要実績比率
② 電化に伴う需要増加	ヒートポンプ	277	世帯数比率	世帯数比率	世帯数比率
	EV・PHEV	450	自動車保有台数比率	自動車保有台数比率	自動車保有台数比率
	従来需要(電化)	1,880	実績需要比率	実績需要比率	実績需要比率
① 従来需要	従来需要	8,050			

エリア比率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要実績比率	4%	9%	32%	15%	3%	16%	7%	3%	10%	1%
自動車保有台数比率	5%	11%	27%	16%	3%	15%	7%	4%	12%	1%
世帯数比率	4%	8%	36%	12%	2%	18%	6%	3%	10%	1%
CO2貯留可能量比率	25%	18%	4%	1%	8%	3%	17%	3%	19%	2%
再エネ設備導入量比率	8%	18%	20%	12%	2%	8%	8%	5%	19%	0.4%

3. 長期展望の前提条件

(8) 各エリアの電源設備量 (各シナリオ共通)

■ 前提条件の考え方を機械的に適用し、電源設備量を下表のとおり設定した。

単位：MW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
陸上風力	6,290	18,246	3,890	1,221	1,789	2,404	2,144	1,950	3,039	27	41,000
洋上風力	14,342	8,824	3,647	2,025	1,276	1,150	500	1,650	11,634	0	45,048
太陽光	8,305	33,780	60,231	38,999	4,970	23,097	26,285	13,496	49,404	1,432	260,000
水力	1,375	3,566	4,291	4,437	2,980	3,378	1,027	934	1,966	2	23,956
バイオ	473	2,077	1,415	720	318	627	748	545	999	78	8,000
地熱	209	585	136	102	2	0	10	0	455	0	1,499
揚水	800	460	11,653	4,102	110	4,581	2,123	615	2,300	0	26,744
原子力	1,491	5,518	7,112	2,517	1,898	2,360	1,373	890	2,360	0	25,519
CCS付石炭 ^{※1}	143	1,163	7,521	1,211	35	2,200	2,171	809	1,472	0	16,725
CCS付LNG (MACC) ^{※1}	1,139	3,672	15,988	6,356	425	7,839	0	423	1,262	0	37,103
CCS付LNG (ACC) ^{※1}	0	686	4,498	0	0	0	285	296	0	0	5,765
CCS付LNG (CC) ^{※1}	0	599	1,680	0	0	158	0	0	0	0	2,437
CCS付LNG (コンベ) ^{※1}	109	116	47	0	500	840	0	0	20	80	1,714
石油	15	90	991	480	0	151	285	0	286	0	2,298
CO2分離回収型石炭 ^{※2}	1,200	6,750	638	2,100	1,950	590	2,700	701	4,888	624	22,141
CO2分離回収型LNG ^{※2}	1,900	1,815	8,704	8,425	500	5,863	2,940	1,250	4,110	958	36,464
水素・アンモニア ^{※2}	991	1,202	7,585	2,539	700	2,737	269	2,963	1,093	440	20,518
系統用蓄電池 ^{※3}	422	1,004	2,552	1,457	294	1,397	634	331	1,084	131	9,306

注) 経年状況を踏まえ機械的に設定した設備量となるため、情勢変化による需要や電源の動向によって、結果は変わり得ることに留意が必要

※1 経年45未満の既設火力(石油除く)がCCS併設に改造されると仮定。なお分析上、現状の燃料種を機械的に適用している。

※2 経年45年以上の既設火力がリプレイスすると仮定(石炭⇒CCS付石炭、LNG、石油⇒CCS付LNG、水素・アンモニアは後年度から積み上げ)

※3 本検討では、系統運用のための蓄電池を想定しており、導入量の推計においてはEV・PHEVのバッテリー容量を積み上げた数値をもとに試算。

3. 長期展望の前提条件 (9) 燃種毎の出力設定等

■ 長期展望における燃種毎の出力設定については、下表のとおり。

	発電種別	出力計算式	所内率※1	出力範囲
再エネ	太陽光	時間毎の固定値 (+出力抑制分 該当断面)	—	—
	風力	時間毎の固定値 (+出力抑制分 該当断面)	—	—
	地熱	エリア毎設備量 * (1-所内率)	11.0%	—
	バイオマス	エリア毎設備量 * (1-所内率)	16.0%	—
	一般水力	時間毎の固定値 (+出力抑制分 該当断面)	—	—
蓄電設備	揚水 ・ 蓄電池	エリア毎設備量 * (1-所内率) * 出力範囲	0.4%	【範囲】 -100% (充電) ~ 100% (放電) ※充放電効率 (揚水) : 70% ※充放電効率 (蓄電池) : 90%
水素・アンモニア		ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	2.3%	0,70~100%※2
原子力		ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	4.0%	0,100%
火力	石炭⇒CO2分離回収型へ	ユニット毎設備量 * (1-所内率) * 稼働率 * 出力範囲	9.0%	0,30~100%※3
	MACC		4.7%	0,20~100%※3
	ACC		4.7%	
	CC		4.7%	
	Conv		4.7%	
	石油		4.8%	0,30~100%※3

※1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書 (2021年9月) における「各電源の諸元一覧」より

※2 年間発電量が2050年kWh比率で1割程度となるように調整

※3 「再生可能エネルギー技術報告書 (第2版)」 (NEDO) (2014年2月) より

3. 長期展望の前提条件 (10) 火力等の運転条件

■ 長期展望における火力等の運転条件については、下表のとおり。

燃種	燃料費+CO2対策コスト単価※1 (円/kWh)	変化率制約	調整力抛出能力	起動費※2	起動停止時間※3	一日あたりの起動回数上限※3						
石炭 (CCS)	7.7~12.5	制約なし	(稼働時出力-最低出力)を下げ代, (最大出力-稼働時出力)を上げ代としてそれぞれ抛出可能とする	0.03~13.9百万円 (0.2~107万kW)	8時間	1回						
MACC (CCS)	7.9~14.6			1.0~3.0百万円 (0.4~200万kW)	4時間	2回						
ACC (CCS)	8.0~14.8				4時間	2回						
CC (CCS)	9.3~17.2			4時間	2回							
Conv (CCS)	10.9~20.1			8時間	1回							
石油	16.6~29.4			3.0~11.6百万円 (0.09~43万kW)	8時間	1回						
水素・アンモニア	9.0~16.3			1.0~2.1百万円 (2.8~105万kW)	4時間	2回						
最大稼働率※4	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
石炭	74.4%	72.4%	79.9%	93.0%	96.3%	91.6%	83.3%	84.8%	91.0%	96.1%	96.0%	88.3%
MACC	85.5%	82.3%	87.5%	95.2%	98.0%	94.0%	86.1%	88.3%	94.0%	97.7%	98.6%	94.3%
ACC	85.2%	82.9%	88.4%	96.0%	96.8%	92.6%	88.5%	91.0%	95.0%	97.3%	96.7%	90.8%
CC	77.9%	75.5%	87.4%	95.3%	97.3%	89.3%	78.0%	81.0%	89.8%	90.3%	90.5%	85.5%
Conv	81.7%	77.9%	83.1%	94.6%	97.1%	89.1%	81.5%	83.7%	91.2%	93.0%	93.1%	87.7%
石油	84.6%	81.9%	81.1%	92.0%	92.4%	87.7%	79.5%	85.0%	92.6%	96.5%	96.7%	91.2%
水素・アンモニア	85.5%	82.3%	87.5%	95.2%	98.0%	94.0%	86.1%	88.3%	94.0%	97.7%	98.6%	94.3%

※1 発電コスト検証ワーキンググループ報告書(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

※2 「長期エネルギー需給見通しを前提としたアデカシー確保に関する定量的評価」から設定(2016, 電力中央研究所)

※3 第38回調整力等委員会 資料3-2

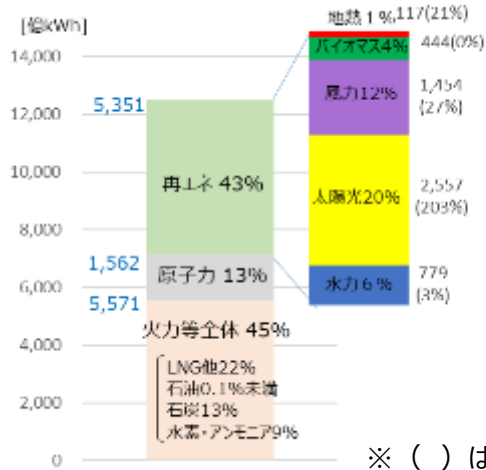
※4 最大稼働率=100%-過去五カ年平均補修率。

3. 長期展望の前提条件

(1 1) 各シナリオにおける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、需要立地誘導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

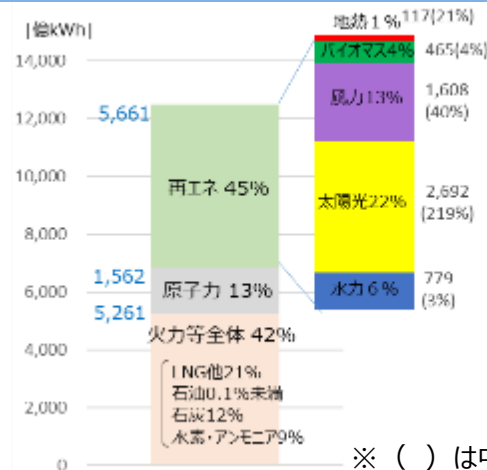


再エネ比率 43%
再エネ出力制御率

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

需要立地誘導シナリオ

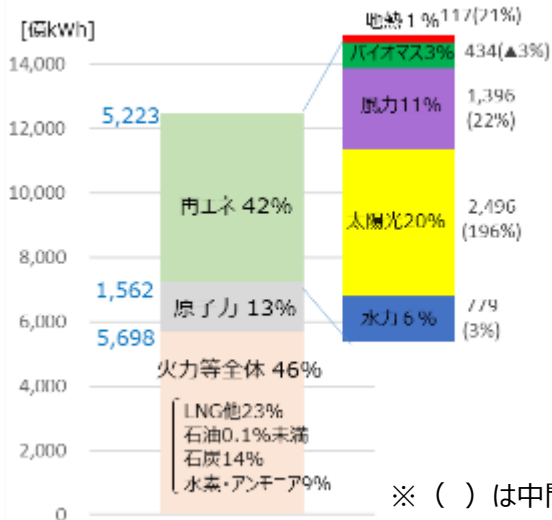


再エネ比率 45%
再エネ出力制御率

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

需要立地自然体シナリオ

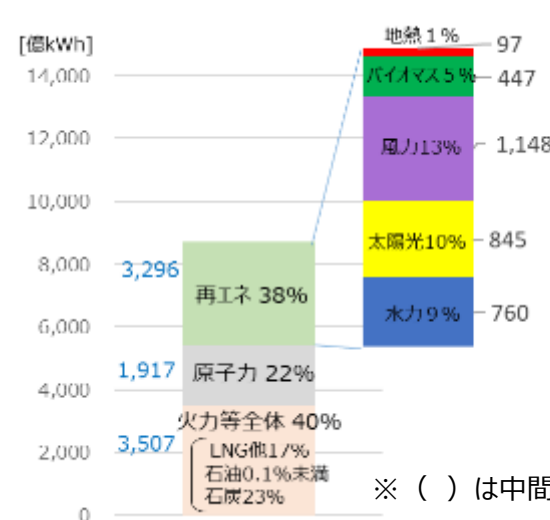


再エネ比率 42%
再エネ出力制御率

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%

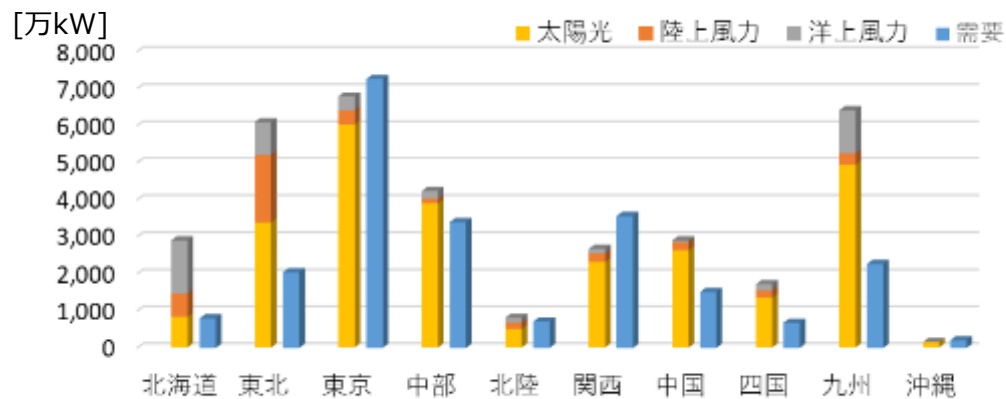
※ () は中間整理からの増加率 ※系統増強前

3. 長期展望の前提条件

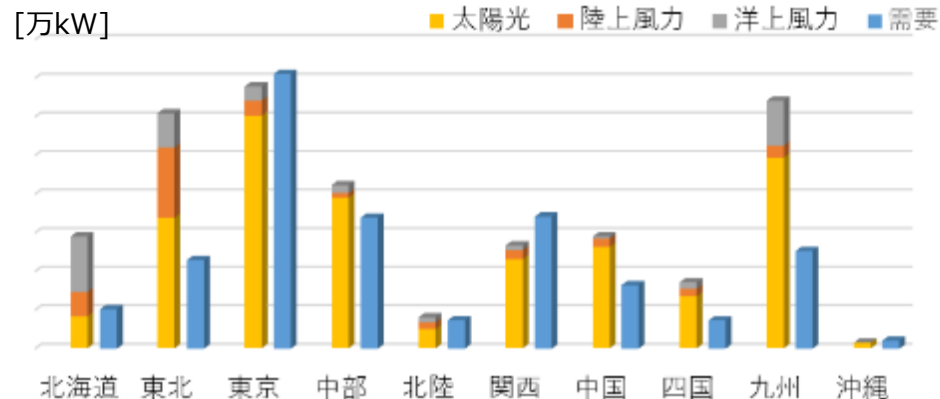
(12) 各シナリオにおける需要と再エネ電源（太陽光・陸上風力・洋上風力）

■ 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。

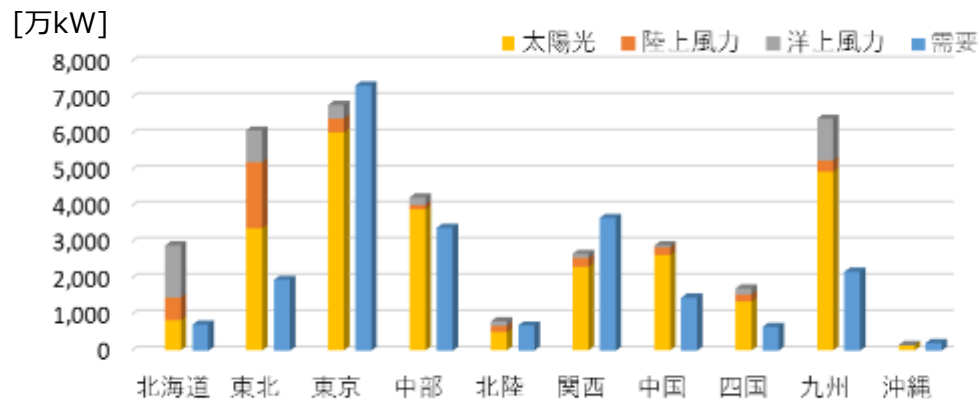
ベースシナリオ



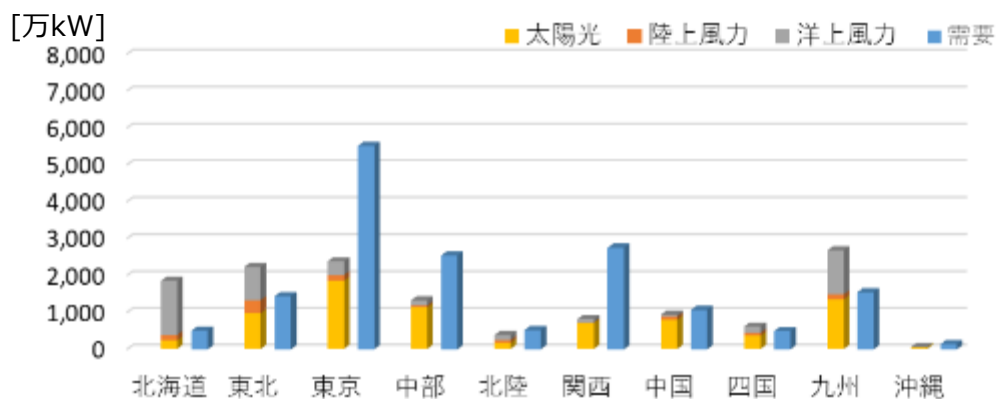
需要立地誘導シナリオ



需要立地自然体シナリオ



(参考) 中間整理 (45GWシナリオ)



4. 東地域の増強方策

4. 東地域の増強方策

(1) 東地域における系統増強の考え方

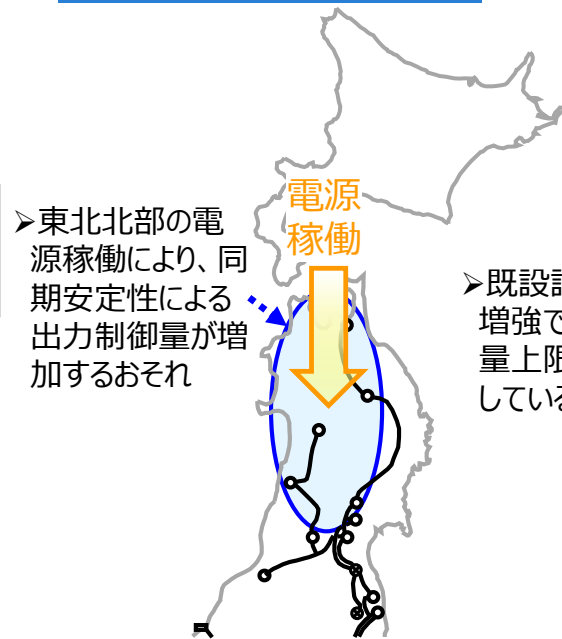
- 東地域においては、北海道・東北地内に需要を大幅に上回る再エネ導入量が想定されることから、再エネを有効活用するためには大消費地への送電が必要となる。
- 加えて、メリットオーダーにより再エネの発電量が増加した場合、北海道地内の調整力確保、東北地内の同期安定性維持等の制約により、再エネの出力制御量が増加する懸念がある。
- 北海道エリアの洋上風力などを本州の大消費地へ送電するためには、いずれにしても海域を横断することが必須であり、北海道道南エリア及び東北北部エリアの陸域の既存送電設備が容量上限に達していることも勘案すれば、長距離大容量かつ海底ケーブル送電に優位性のあるHVDCにより大消費地まで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

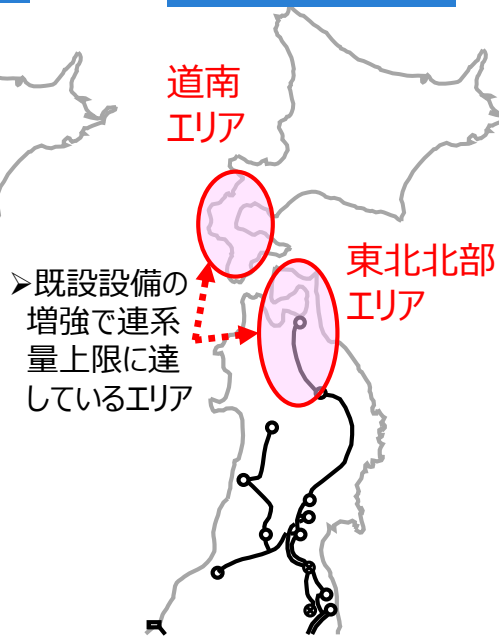
② HVDC送電ルート（北海道～本州）の必要性

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

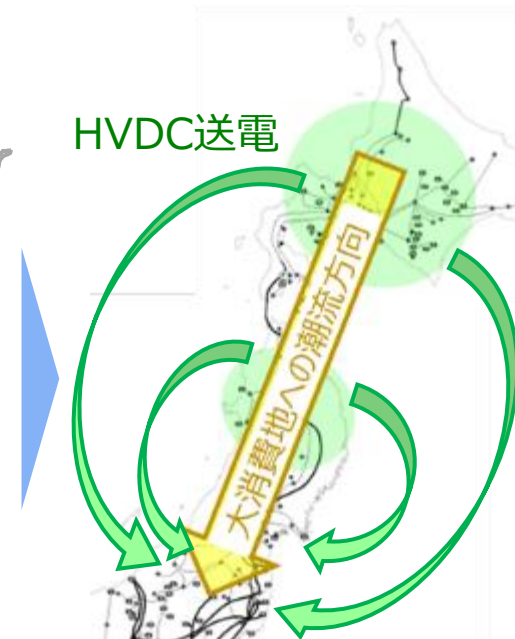
同期安定性による制約



増強困難エリア



HVDC送電



4. 東地域の増強方策

(2) 再エネ大量導入に伴う系統課題

■ 東地域は、北海道・東北エリアに、他エリアと比較して大量の再エネが導入することが想定され、その再エネの電気を大消費地である東京エリアへ送るためには、再エネ導入に伴う系統課題を考慮した系統増強が必要となる。

東地域系統課題

➢ バースシナリオの需要と再エネ設備量比較
【エリア】

需要(万kW)

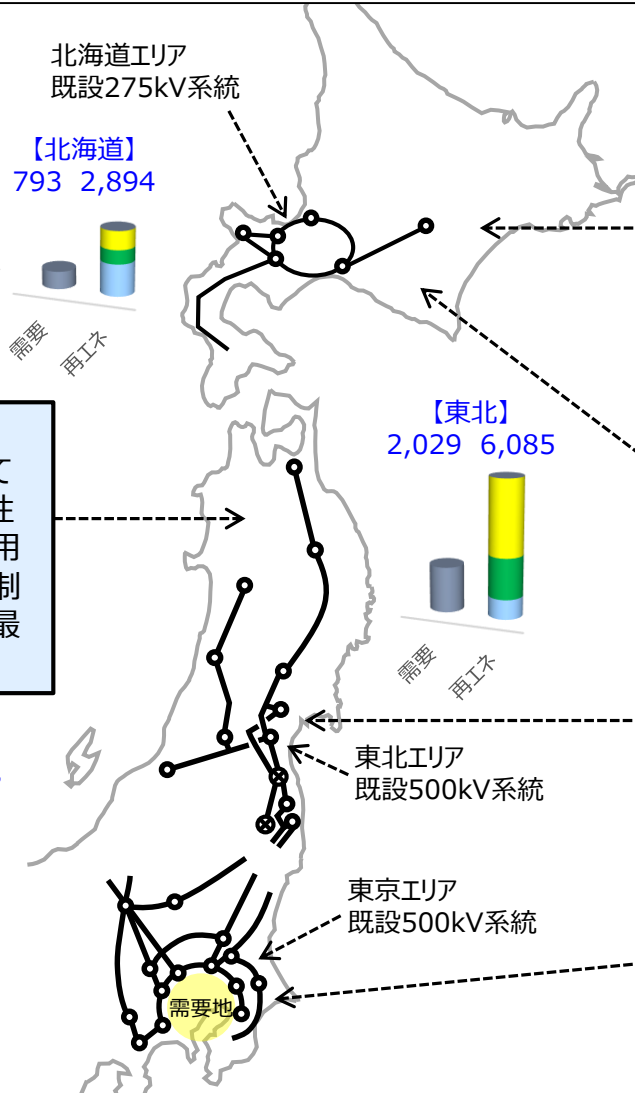
■ H3需要

再エネ設備量合計(万kW)

■ 太陽光

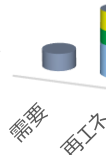
■ 陸上風力

■ 洋上風力



北海道エリア
既設275kV系統

【北海道】
793 2,894



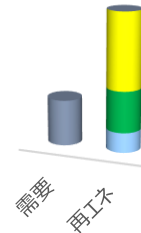
【北海道地内系統】

- 道北・道東・道南に大量の再エネ導入が想定され、既設系統の増強だけでは対応が難しいため、道央に向けた275kV送電線等の新設による増強が必要。
- 北海道地内系統とHVDCを接続する場合、容量200万kWや400万kWといった大容量HVDCを接続するとHVDC脱落時に、基準を超過する周波数影響を受けるため、北海道地内系統とHVDCは、周波数影響を許容可能な容量(今回の検討では100万kW)で制約した単位での接続が必要。

【東北地内系統】

- 東北北部において長期展望で想定している再エネが導入されると、同期安定性の制約により東北東京間連系線の運用容量が低下する。低下することで出力制御など制約が生じるため、既存システムを最大限活用した対策が必要。

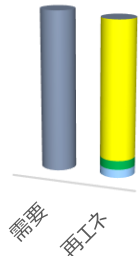
【東北】
2,029 6,085



【北海道・東北地内系統】

- 大量の再エネ導入が想定されるエリアでは、連系に伴い大規模な地内系統の増強が必要となるが、混雑している系統を一つ一つ増強すると増強規模が拡大する。そのため、電源近傍にHUB設備(連系変圧器・開閉設備)を新設し、電源を集約して設備容量が大きい広域連系系統(最上位電圧から上位二階級)に連系する対策が有効となる。

【東京】
7,211 6,777



東北エリア
既設500kV系統

東京エリア
既設500kV系統

【東京地内系統】

- 東京地内では、北海道・東北エリアの再エネ潮流を受け入れるとき、地内の発電量が減るなど、地内の潮流が変化することになるため、これに対応した地内増強が必要となる。

4. 東地域の増強方策

(3) ベースシナリオの系統課題を踏まえた増強方策

■ 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の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、長期展望から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。

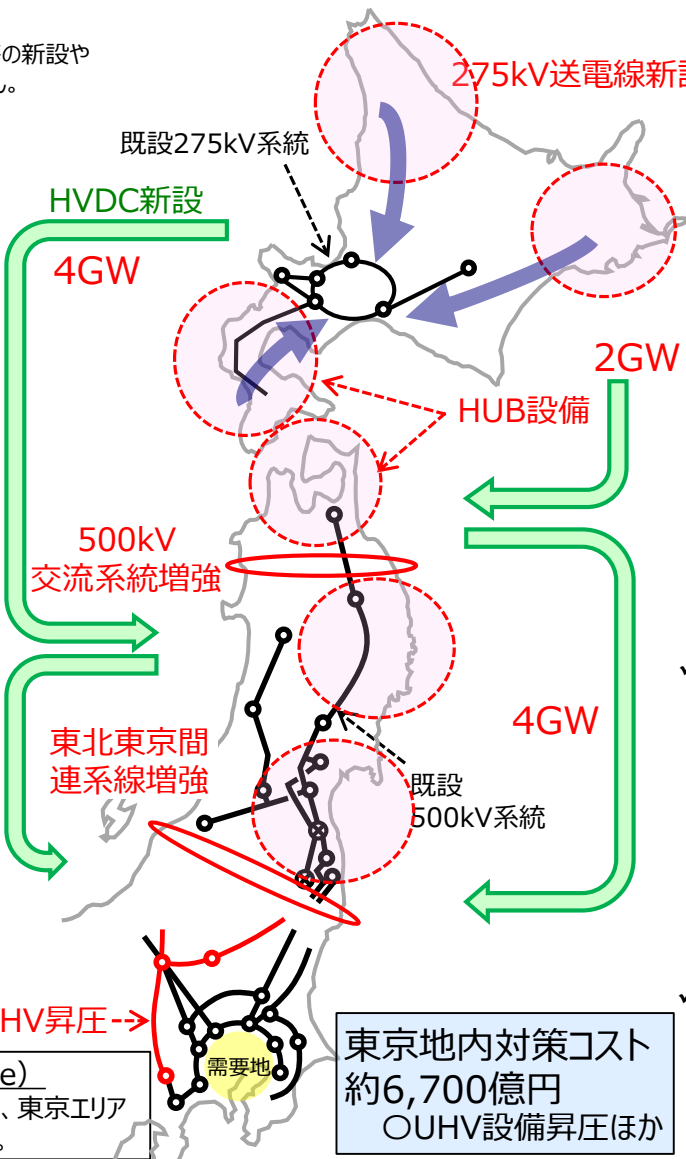
➢北海道～東京間のHVDC直送案も考えられるが、東北の再エネの導入見込みも多く、交流系統の増強だけでなくHVDCも活用した大需要地への送電を検討していく。(長距離HVDCルート断時のリスクも分散)

✓洋上風力の導入見込みが多い、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。長期展望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、長期展望から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の導入見込み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、長期展望から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。長期展望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。

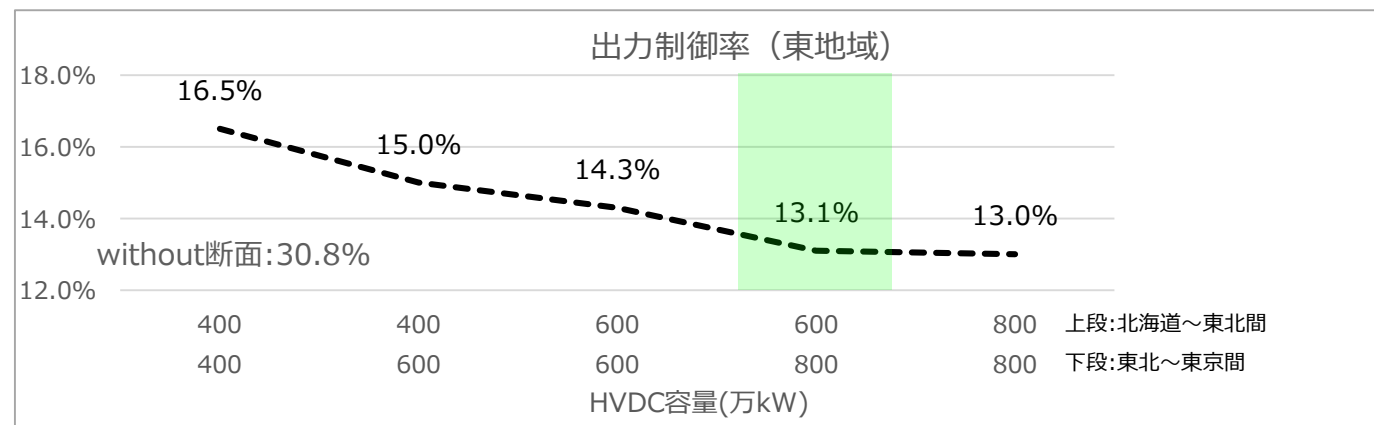
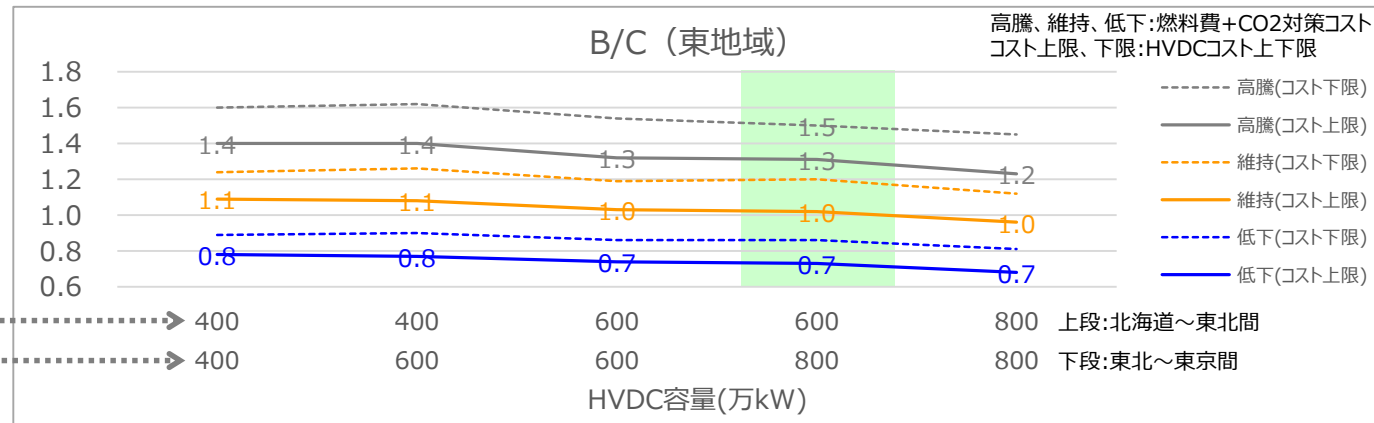
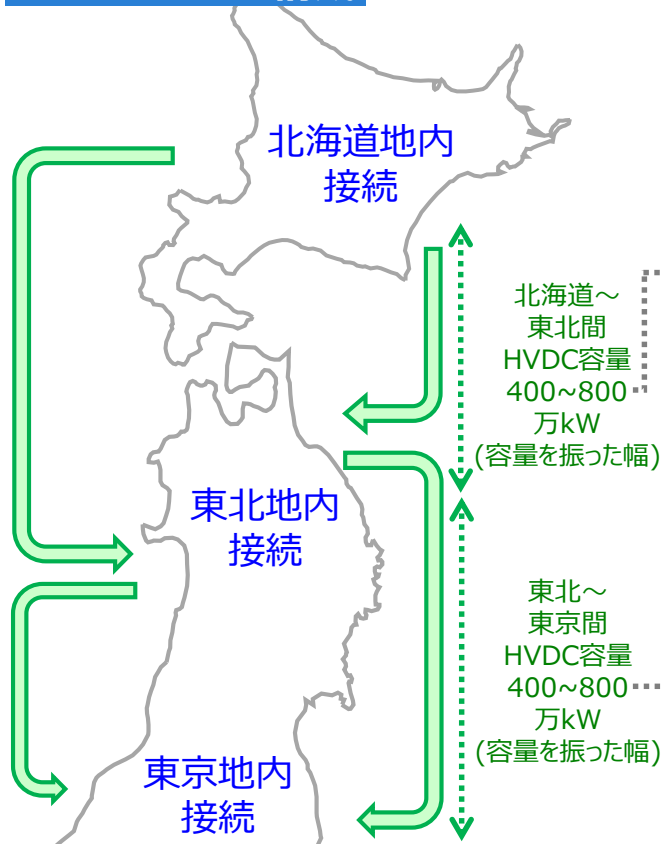
東京地内対策コスト
約6,700億円
○UHV設備昇圧ほか

✓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、電源の導入見込み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。

4. 東地域の増強方策 (4-1) ベースシナリオの費用便益評価

■ ベースシナリオにおけるHVDC構成は、各エリアの再エネの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、長期展望から整備計画を具体化していく中で、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の構成及び容量等を詳細検討していく。

東地域HVDC構成



4. 東地域の増強方策

(4-2) ベース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6,700億円
小 計				約51,200～ 約60,600億円	

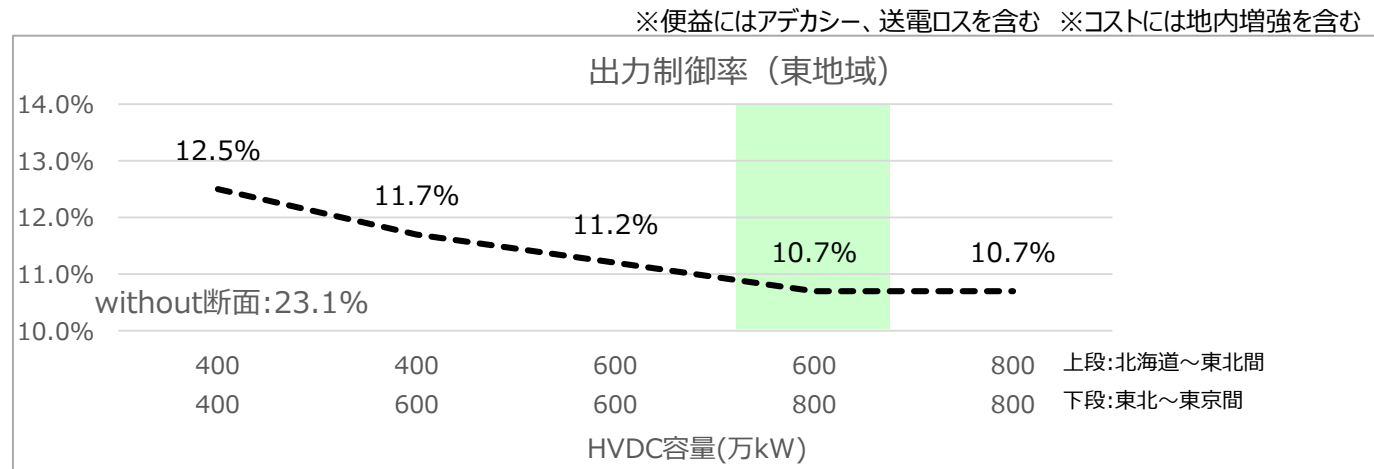
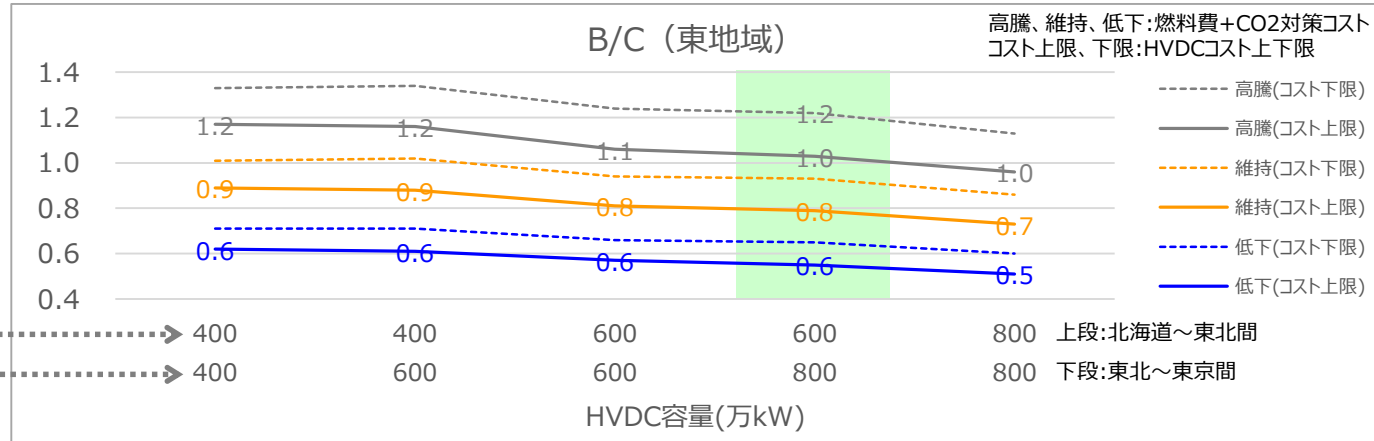
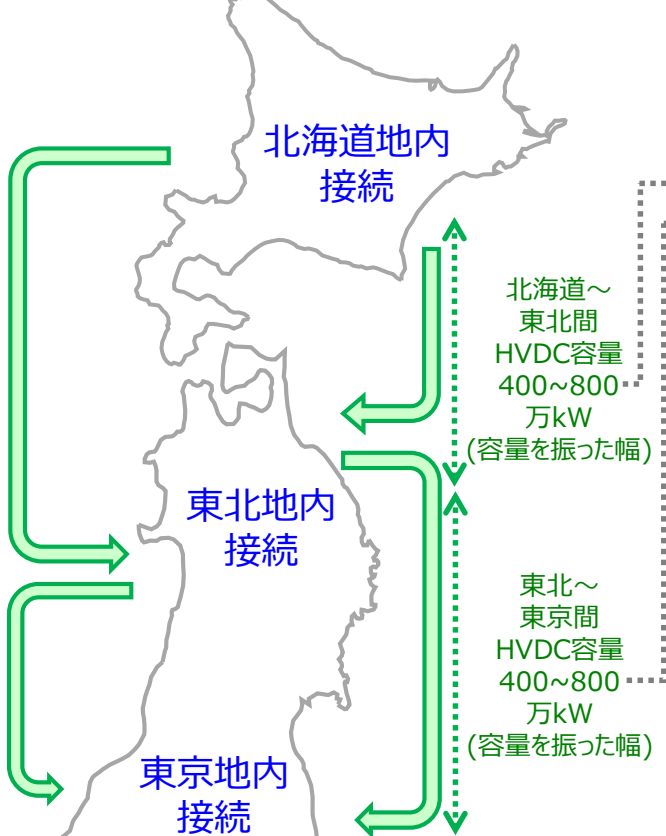
4. 東地域の増強方策

(5-1) 需要立地誘導シナリオ費用便益評価

- 需要立地誘導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、各エリアの再エネの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



✓ 長期展望から整備計画を具体化していく中で、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の構成及び容量等を詳細検討していく。

4. 東地域の増強方策

(5-2) 需要立地誘導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

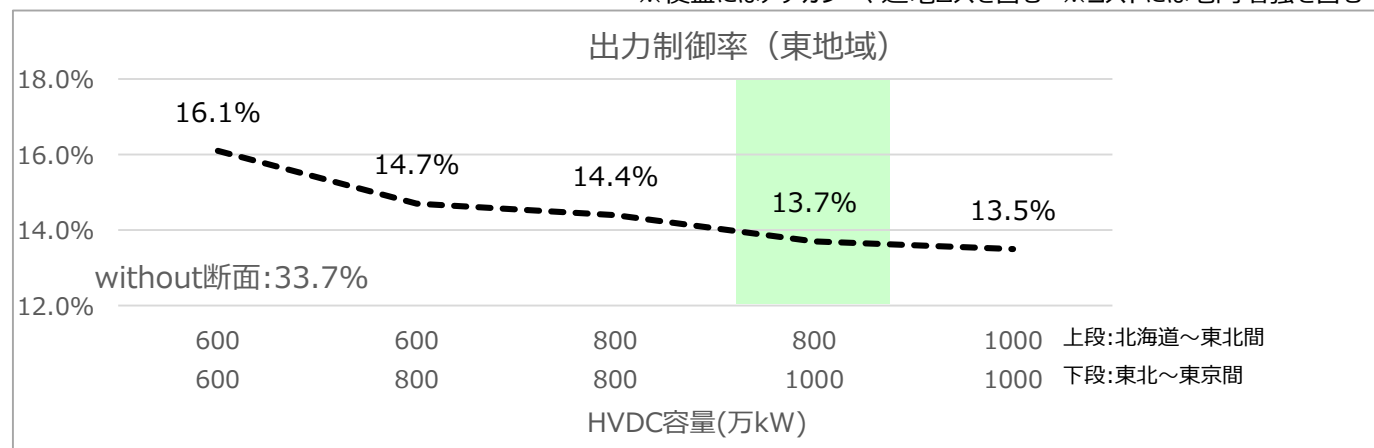
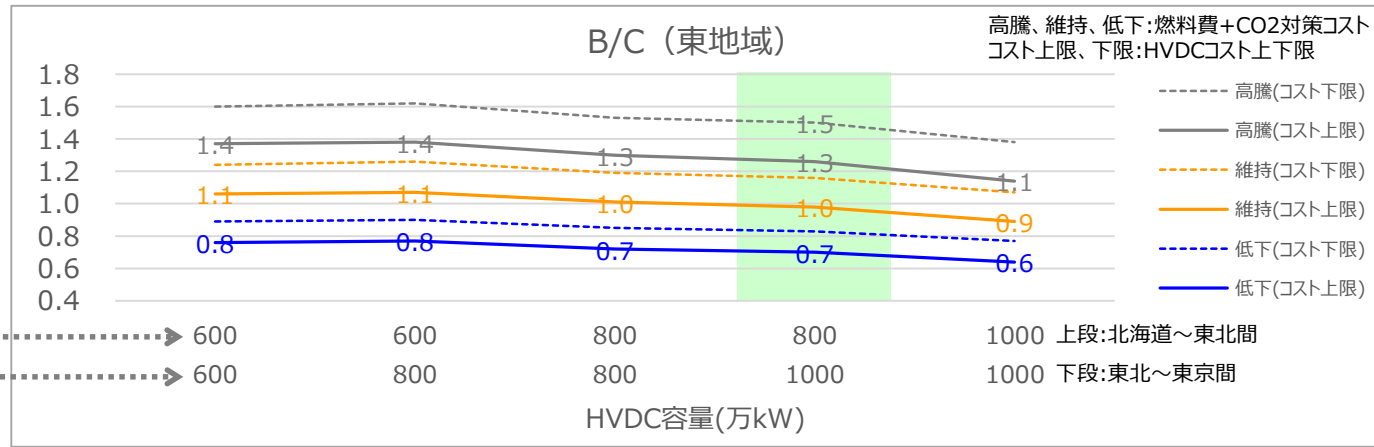
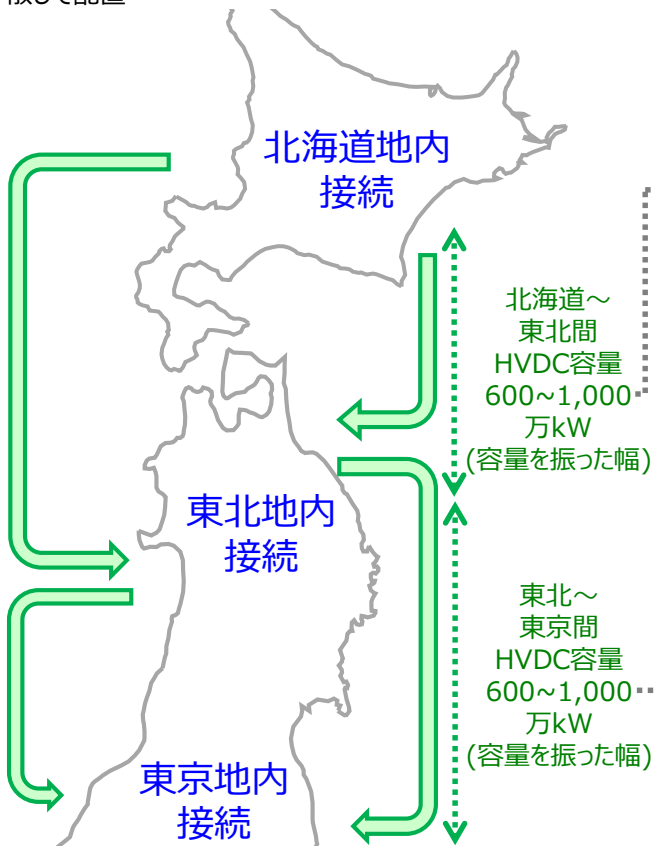
4. 東地域の増強方策

(6-1) 需要立地自然体シナリオ費用便益評価

- 需要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及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分200万kW程度の拡大が必要。

東地域HVDC構成

HVDC構成は、各エリアの再エネの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



✓ 長期展望から整備計画を具体化していく中で、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の構成及び容量等を詳細検討していく。

4. 東地域の増強方策 (6-2) 需要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

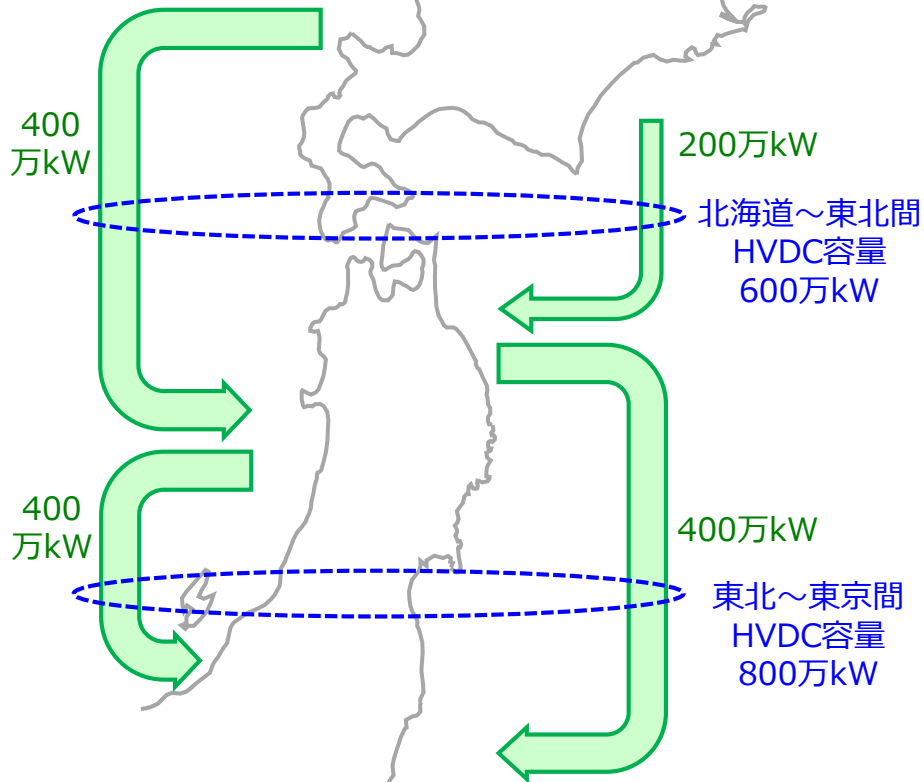
4. 東地域の増強方策

(7) 各シナリオにおけるHVDC構成

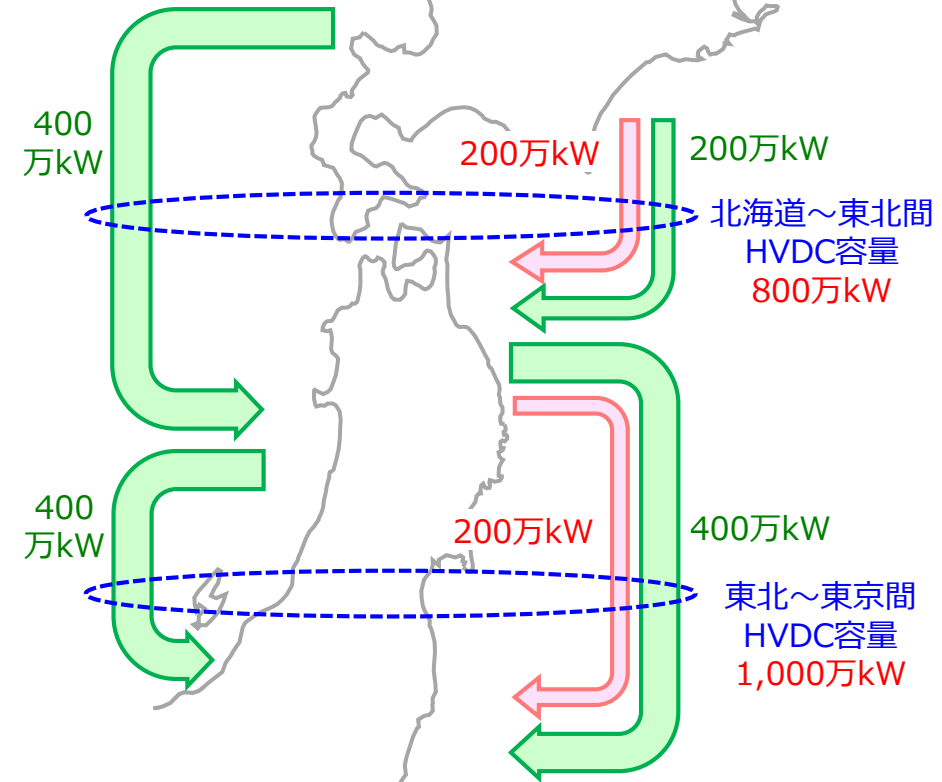
- ベースシナリオと需要立地誘導シナリオにおける有力なHVDC増強規模は同じとなった。
- 需要立地自然体シナリオは、北海道～東北間、東北～東京間の各区間でベースシナリオのHVDC増強規模から追加で200万kWの増強が必要となった。

ベースシナリオ

需要立地誘導シナリオ



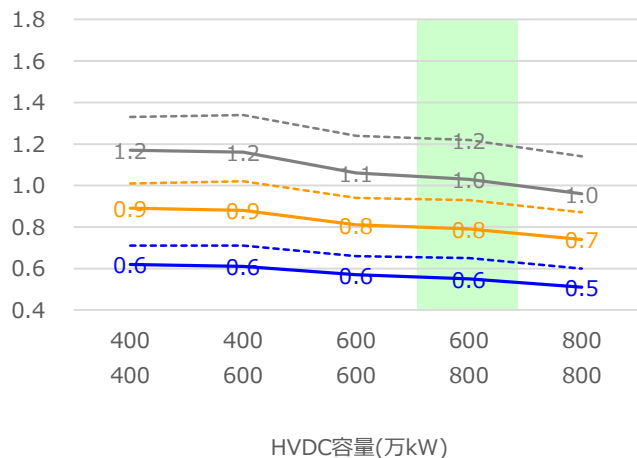
需要立地自然体シナリオ



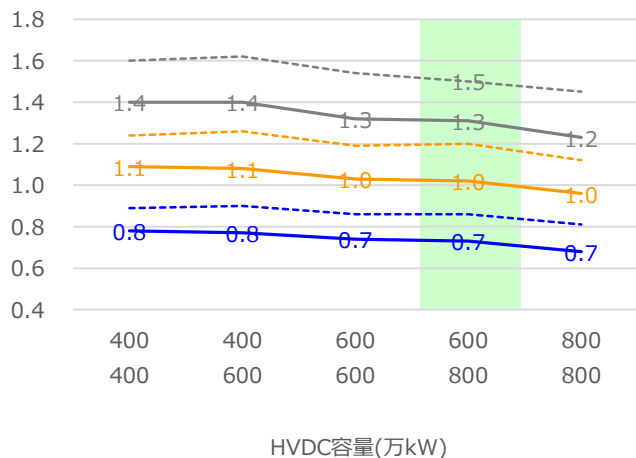
4. 東地域の増強方策

(8) 各シナリオにおけるB/C、出力制御率

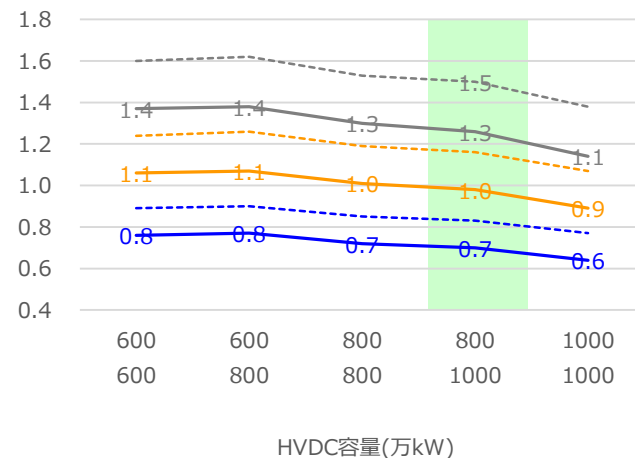
B/C(需要立地誘導)



B/C(ベースシナリオ)



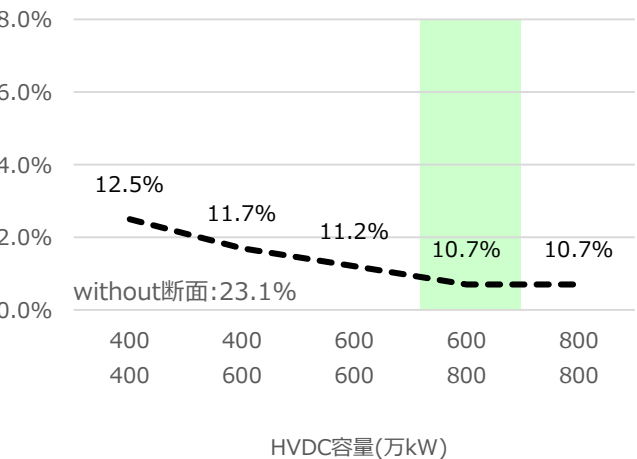
B/C(需要立地自然体)



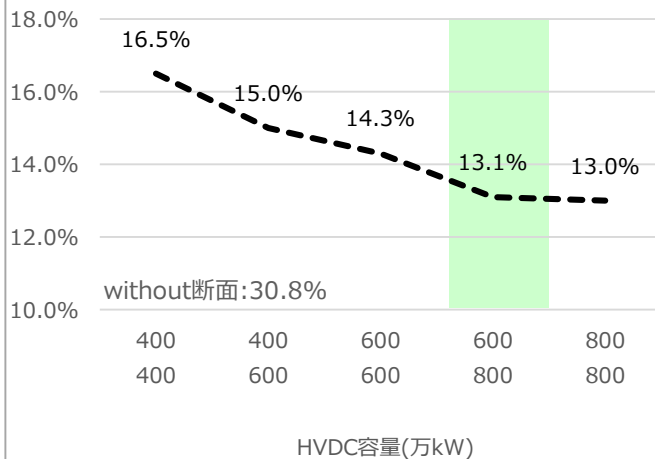
— :低下(コスト上限) - - - :低下(コスト下限) — :維持(コスト上限) - - - :維持(コスト下限) — :高騰(コスト上限) - - - :高騰(コスト下限)

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

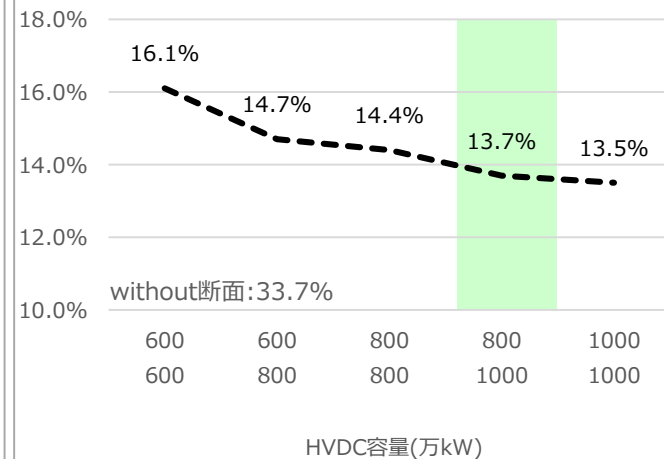
出力制御率(需要立地誘導)



出力制御率(ベースシナリオ)



出力制御率(需要立地自然体)



4. 東地域の増強方策

(9) 各シナリオにおける費用便益評価内訳

■ 需要立地自然体シナリオにおけるHVDCの増強規模拡大や、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において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増強タイミングの見極めを行っていく。

費用便益項目		評価結果		
		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要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	800万kW 1,000万kW
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

5. 中西地域の増強方策

5. 中西地域の増強方策

(1) 中西地域における系統増強の考え方

- **九州エリアにおける再エネを大消費地に送るためには、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 関中連系線及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



5. 中西地域の増強方策

(2) 再エネ大量導入に伴う系統課題

九州エリアの再エネを大消費地へ送るためには、関門連系線の周波数制約や中西地域の同期安定性等の様々な系統課題が存在する。

中西地域の系統課題

【関西中国間連系線】

運用容量を拡大するためには、中国地内の増強やルート新設等の大規模な増強工事が必要

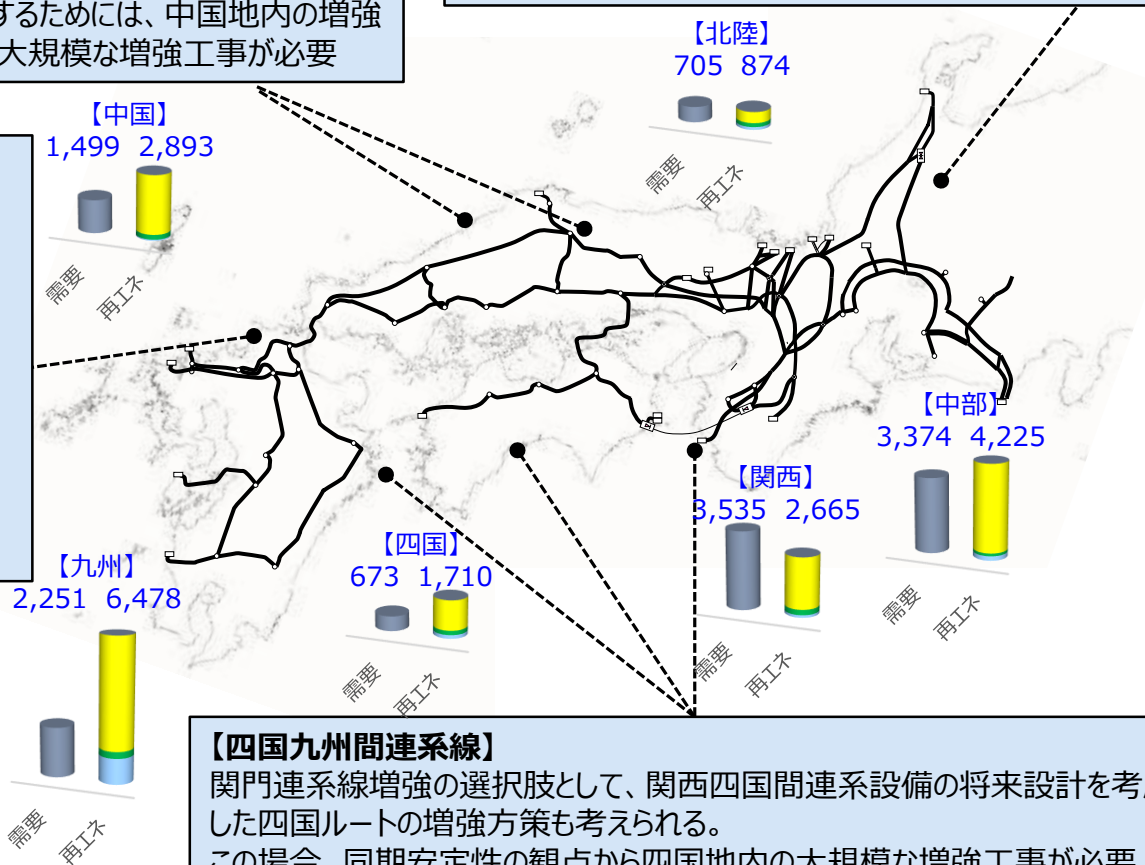
【中国九州間連系線】

運用容量を拡大するためには、交流連系・直流連系ともに以下の課題解決が必要

- ✓ 交流連系の課題
 - ・長距離交流海底ケーブルの製造・敷設に関し技術開発を要す
- ✓ 直流連系の課題
 - ・周波数制約が継続すると考えられ、費用便益が低下する可能性
 - ・交流系統事故時の交直ルート同時停止リスク対応

【中地域】

既に計画決定されている中部関西間第二連系線や一般送配電事業者から提案のあった中地域交流ループについて、長期展望においてあらためて効果を確認する必要がある



➤ ベースシナリオの需要と再エネ設備量比較

- 【エリア】
- 需要(万kW)
 - H3需要
 - 再エネ設備量合計(万kW)
 - 太陽光
 - 陸上風力
 - 洋上風力

【四国九州間連系線】

関門連系線増強の選択肢として、関西四国間連系設備の将来設計を考慮した四国ルートの増強方策も考えられる。
この場合、同期安定性の観点から四国地内の大規模な増強工事が必要

5. 中西地域の増強方策

(3) 系統課題を踏まえた増強方策

- 既に2022年7月より計画策定プロセスが開始されている関門連系線及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。
- 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。将来、電源や需要の構造変化が生じる可能性もあるため、具体的な増強規模や設備形態については、計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で検討を深める。
- 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

✓ 長距離交流海底ケーブルの製造・敷設に関する技術開発を要するため、工事費増となる可能性があるが、交流連系は比較的大きな運用容量拡大効果が期待できるため、運転コスト及び工事費次第では $B/C > 1$ となる可能性がある

✓ 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上昇の効果が確認できたことから、実施に向け検討を深める

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

中部地内増強
約30億円
○500kV変電所増強

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

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

九州地内増強
約100億円
○500kV変電所増強

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

✓ 四国地内の同期安定性の維持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及びHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる可能性がある

※四国ルートの場合は約200億円

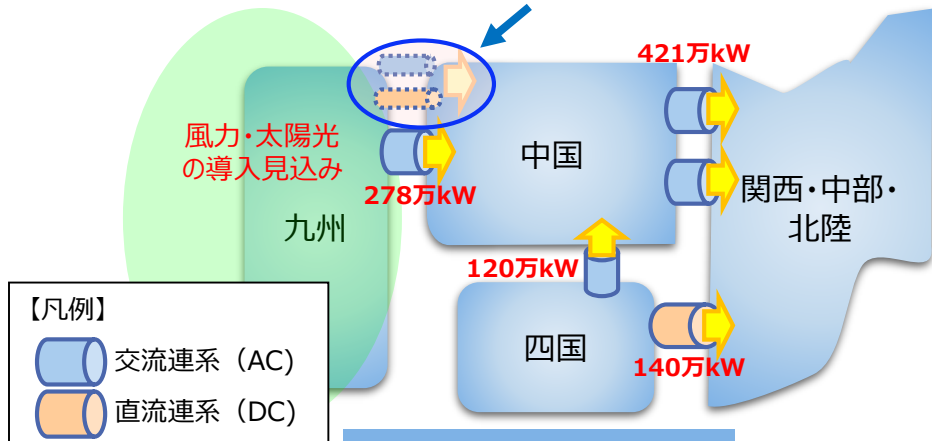
5. 中西地域の増強方策

(4-1) 中国ルート(交流連系)の費用便益評価

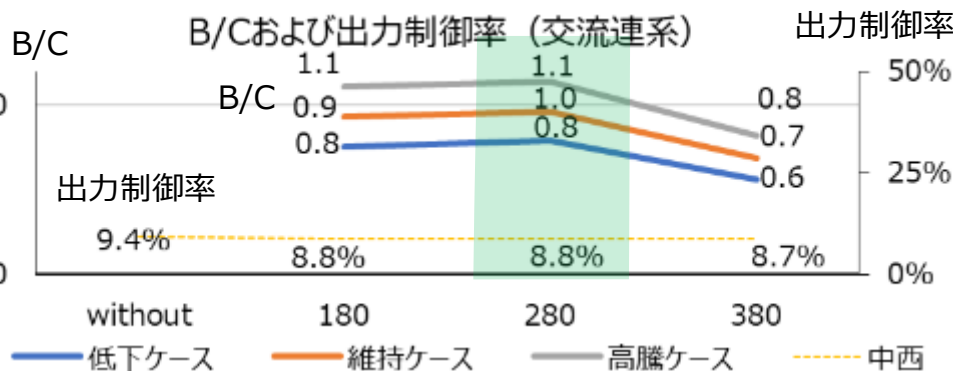
- どのシナリオにおいても、関門連系線の運用容量を拡大した場合、280万kW程度まではB/Cが増加する傾向が見られ、運転コスト次第では $B/C > 1$ となる。
- このため、関門連系線の増強規模は280万kW程度を目安とすることが適当である。

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

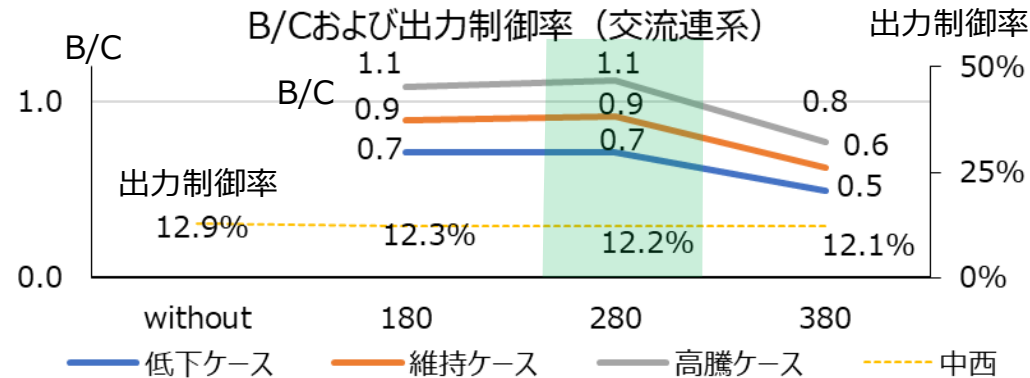


需要立地誘導シナリオ

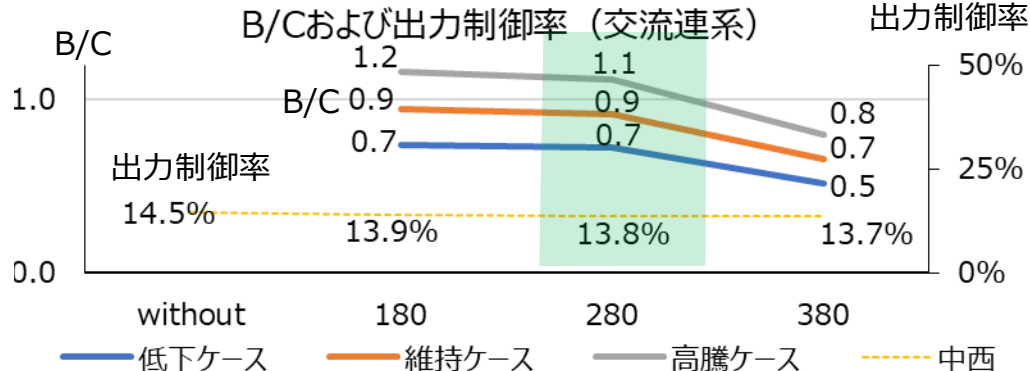


高騰、維持、低下:燃料費+CO2対策コスト
 コスト上限、下限:HVDCコスト上下限

ベースシナリオ



需要立地自然体シナリオ

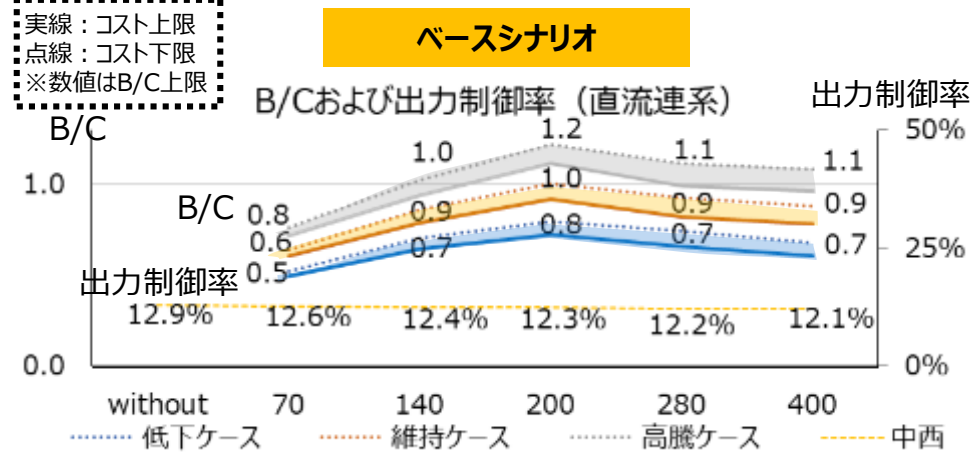


※便益にはアデカシー、送電ロスを含む
 ※コストには地内増強を含む(代表ケースで抽出し、各増強規模に適用)

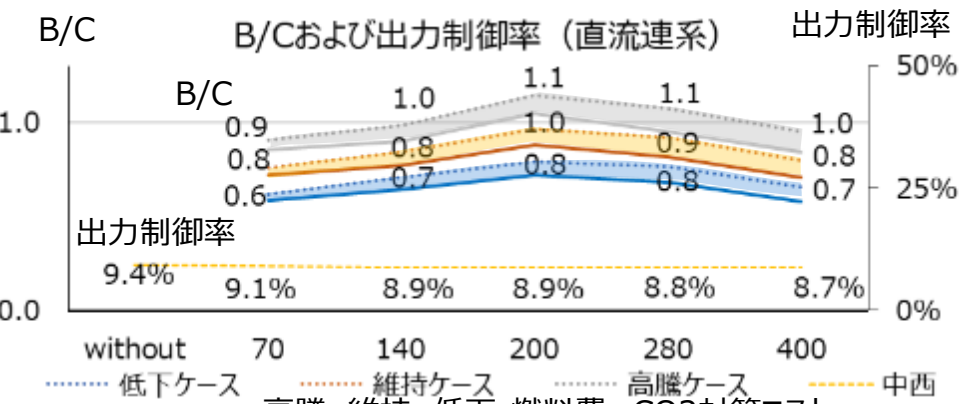
5. 中西地域の増強方策 (4-2) 中国ルート(直流連系)の費用便益評価

- どのシナリオにおいても、交流連系の場合と同様、運転コスト及びHVDCコスト次第では $B/C > 1$ となる。
- 長期展望においては、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、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、直流連系の選択肢や増強規模も含め検討する。

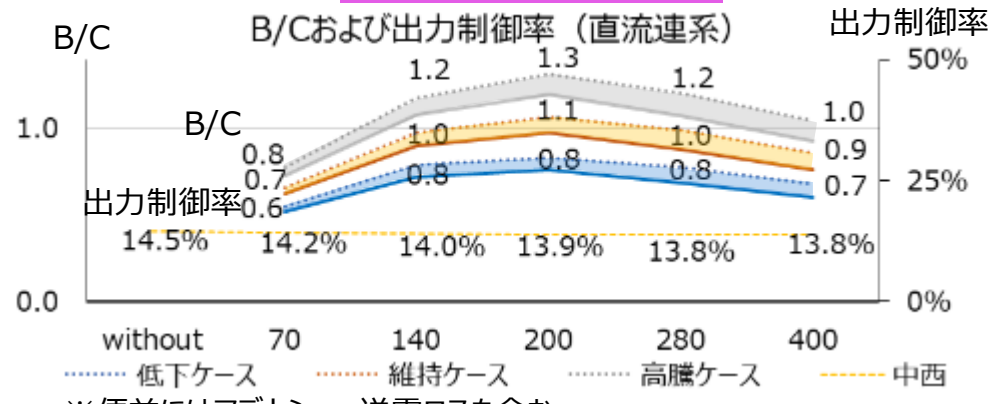
関門連系線の増強規模



需要立地誘導シナリオ



需要立地自然体シナリオ



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

※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)

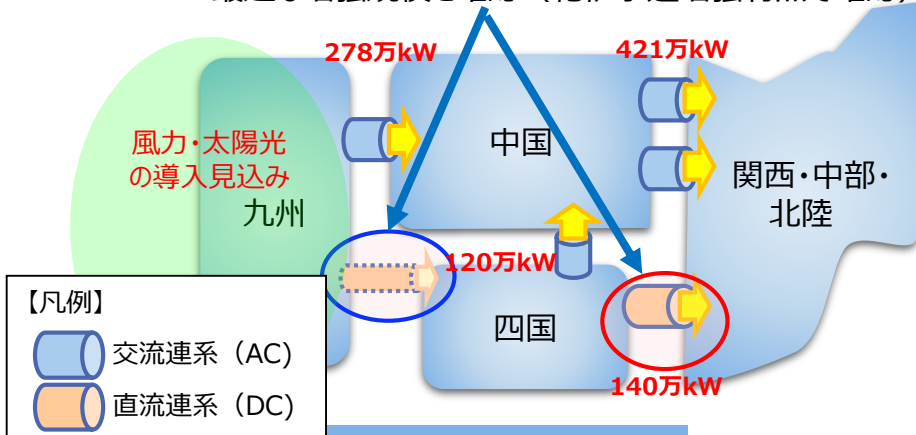
5. 中西地域の増強方策

(4-3) 四国ルート(紀伊水道増強なし)の費用便益評価

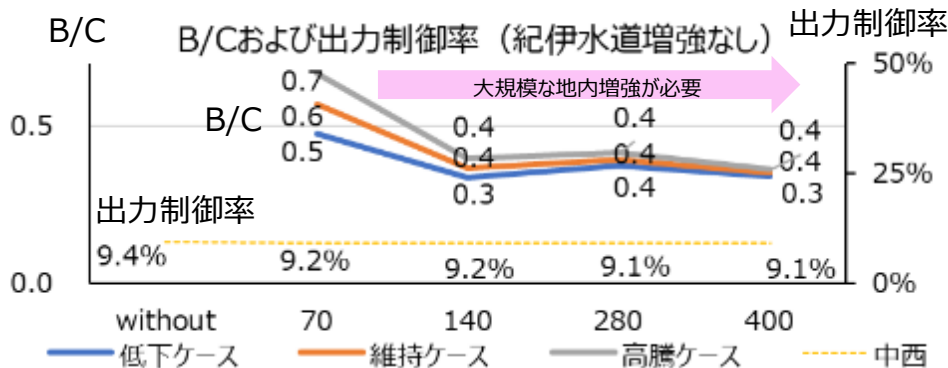
■ どのシナリオにおいても、関西四国間連系設備の制約のもとで九州～四国ルートに新ルートを構築した場合、B/Cが1を下回る。

関門連系線の増強規模

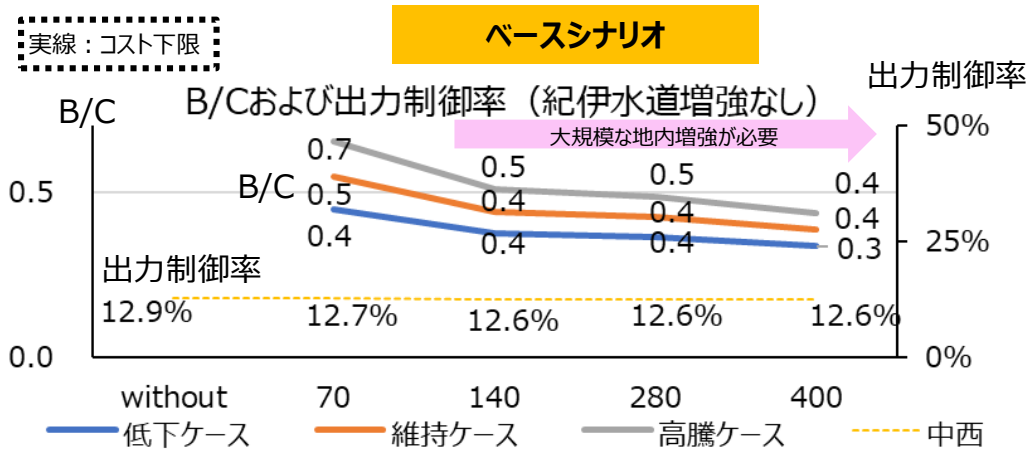
四国地内増強を含む関西～四国ルート制約での最適な増強規模を確認(紀伊水道増強有無で確認)



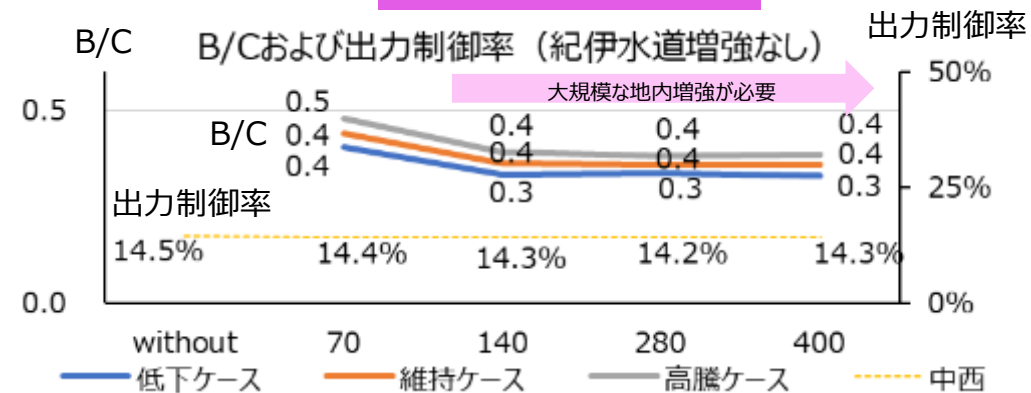
需要立地誘導シナリオ



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



需要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)

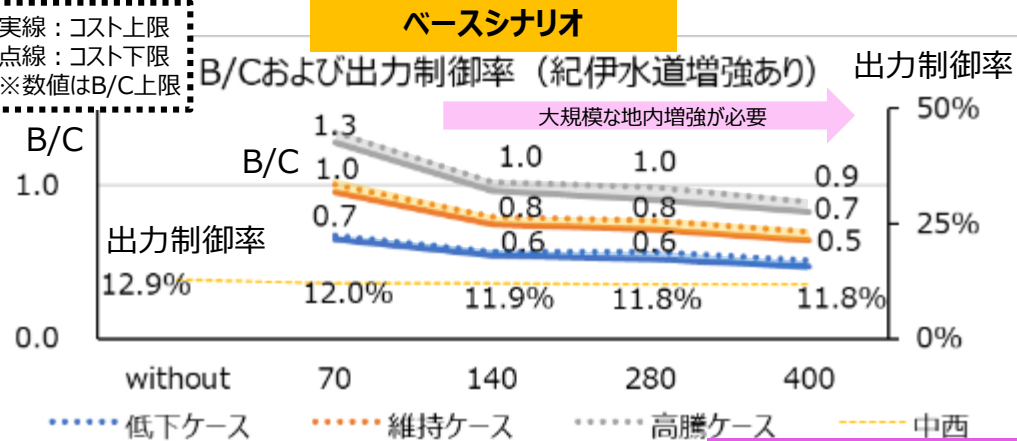
5. 中西地域の増強方策

(4-4) 四国ルート（紀伊水道増強あり）の費用便益評価

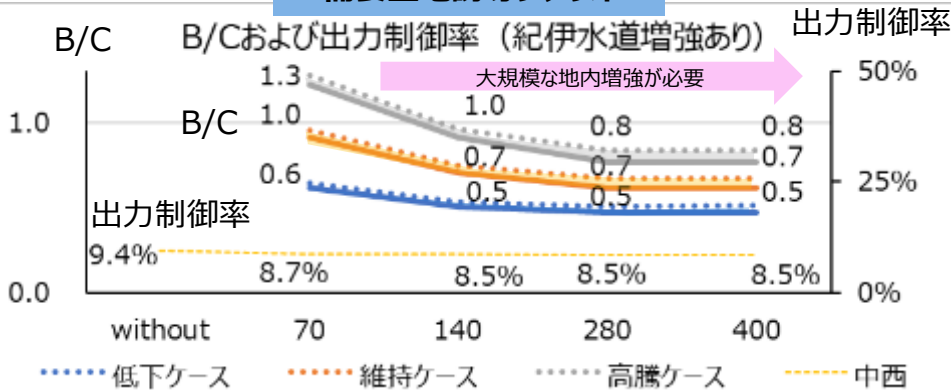
- 九州～四国間のHVDCルート新設に加え、さらに既設の関西四国間連系設備を増強（昇圧）した場合、運転コスト及びHVDCコスト次第では、ベースシナリオ、需要立地自然体シナリオにおいては280万kW程度、需要立地誘導シナリオにおいては140万kW程度でB/C > 1となる。
- このため、今後の計画策定プロセスにおいて整備計画を具体化していく中で、需要等の動向を見極めながら、一つの選択肢として紀伊水道増強を含めた九州～四国ルートも考慮する。

関門連系線の増強規模

実線：コスト上限
点線：コスト下限
※数値はB/C上限

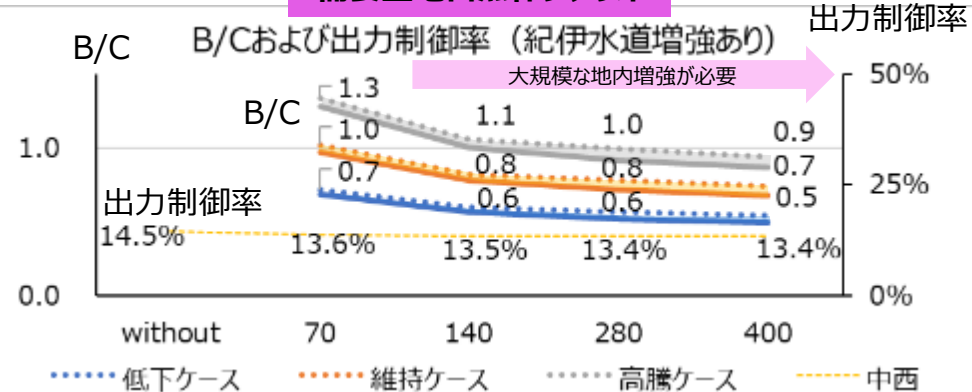


需要立地誘導シナリオ



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

需要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）

5. 中西地域の増強方策

(5) 中地域の費用便益評価

- 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がさらに上昇する。

中地域増強の効果確認

中地域増強前後のB/C及び出力制御率

		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	
需要立地誘導 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%
需要立地自然体 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）

5. 中西地域の増強方策

(6) 各シナリオにおける中西地域の工事費内訳（選択肢含む）

増強対象			工事概要	工事費計	
中西地域	連系線増強	増強方策	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
		選択肢	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
			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
	地内増強	増強方策	関西四国間連系設備 （140⇒280万kW）	➢ HVDC変換器増設（140万kW, ±500kV昇圧）	約1,300億円
			中国地内 （関西中国間の運用容量拡大）	➢ 500kV送電線新設（約70km）	約1,000億円
			中部地内	➢ 500kV変電所増強	約30億円
	選択肢※2	増強方策	九州地内	➢ 500kV変電所増強	約100億円
			中部地内	➢ 500kV変電所増強	約30億円
			四国地内	➢ 500kV送電線増強	約1,600億円
		九州地内	➢ 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 需要立地誘導シナリオの場合は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

5. 中西地域の増強方策

(7) 各シナリオにおける費用便益評価内訳

- 関門連系線の増強及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及び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、需要立地誘導シナリオでは、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、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、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増強タイミングの見極めを行っていく。

費用便益項目		評価結果		
		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要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つつ、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

6. FC及び全国の増強方策

6. FC及び全国の増強方策

(1) 費用便益評価

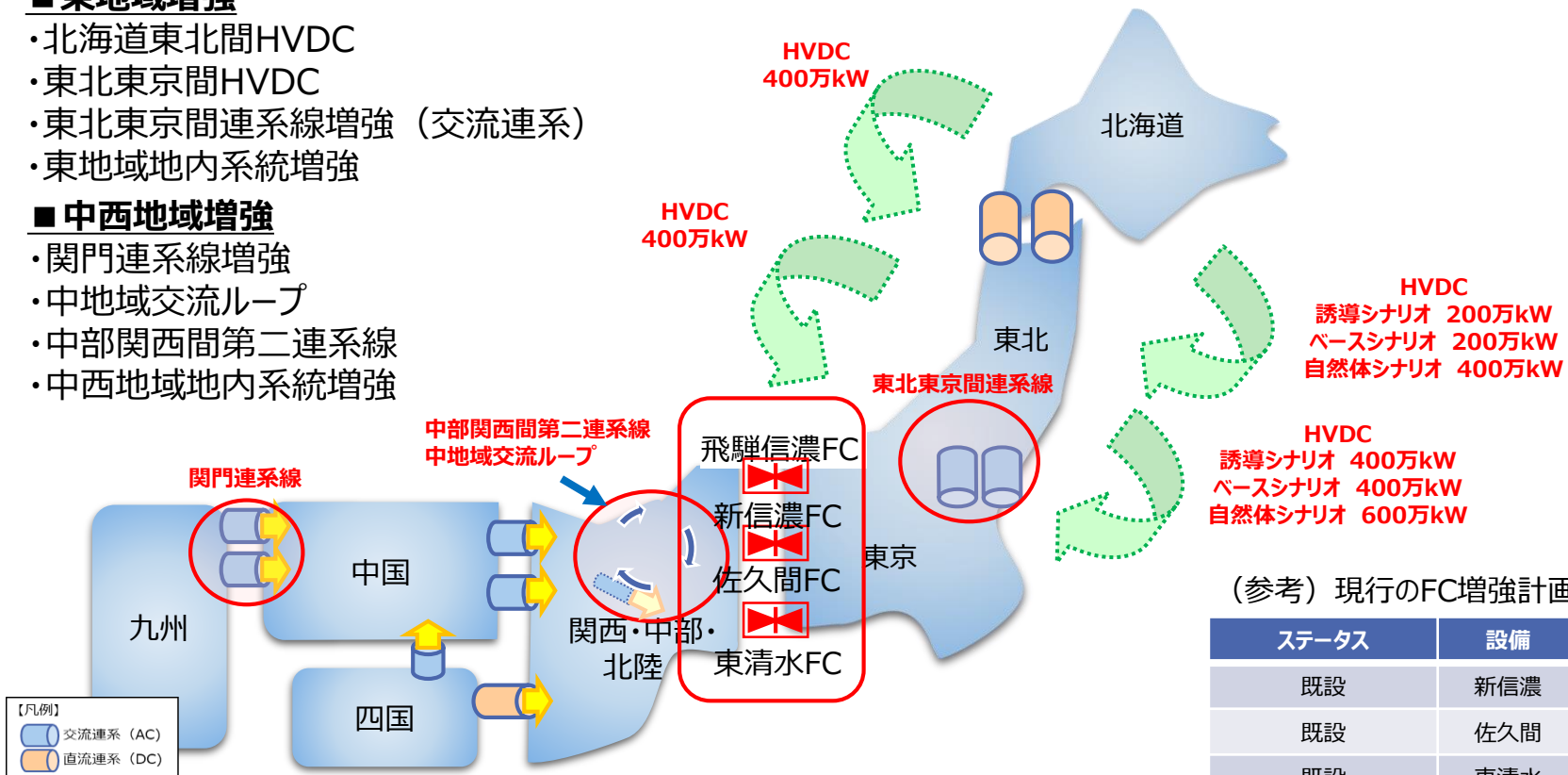
■ 各シナリオにおける東地域と中西地域の有望な増強システムを組み合わせ、FC容量を300万kWからさらに+90万kW～+270万kWの増強を織り込んで費用便益評価を行った。

■ 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

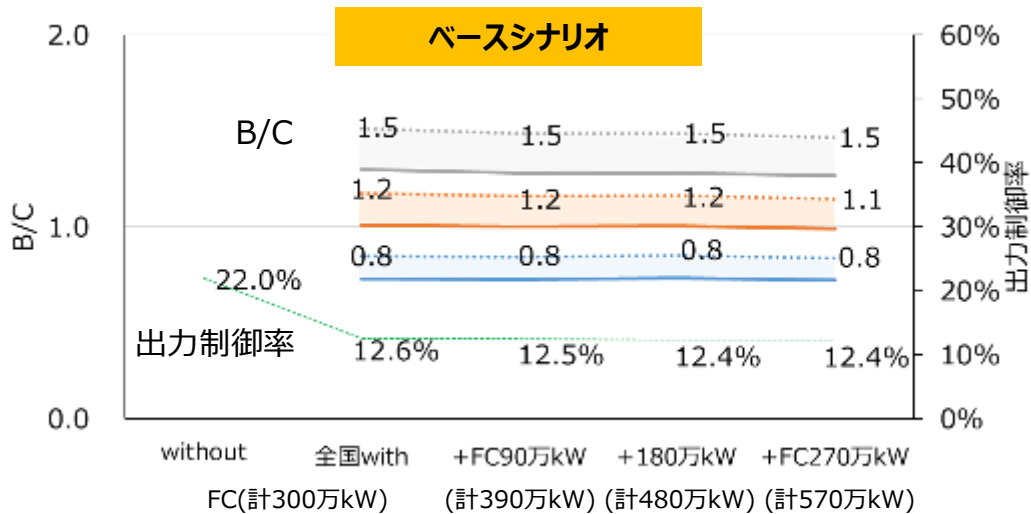
ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
既設	飛騨信濃	90万
2027年度未予定	佐久間	+30万増強
2027年度未予定	東清水	+60万増強
合計容量		300万

6. FC及び全国の増強方策

(2) 各シナリオにおける費用便益評価結果

■ どのシナリオにおいても、FCを最大+270万kWまで増強する範囲及び運転コスト等の幅の中で、日本全体でB/C>1となることを確認した。

FCの増強規模

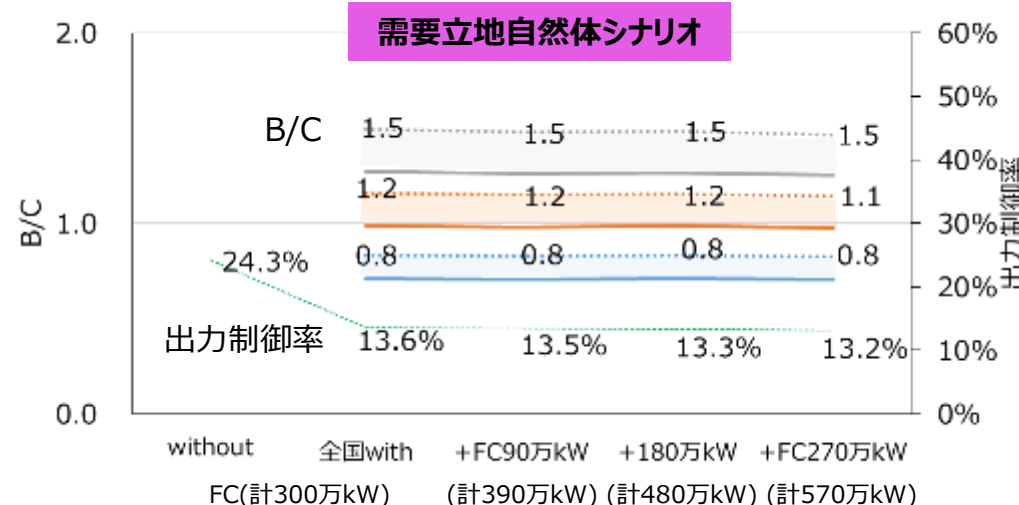
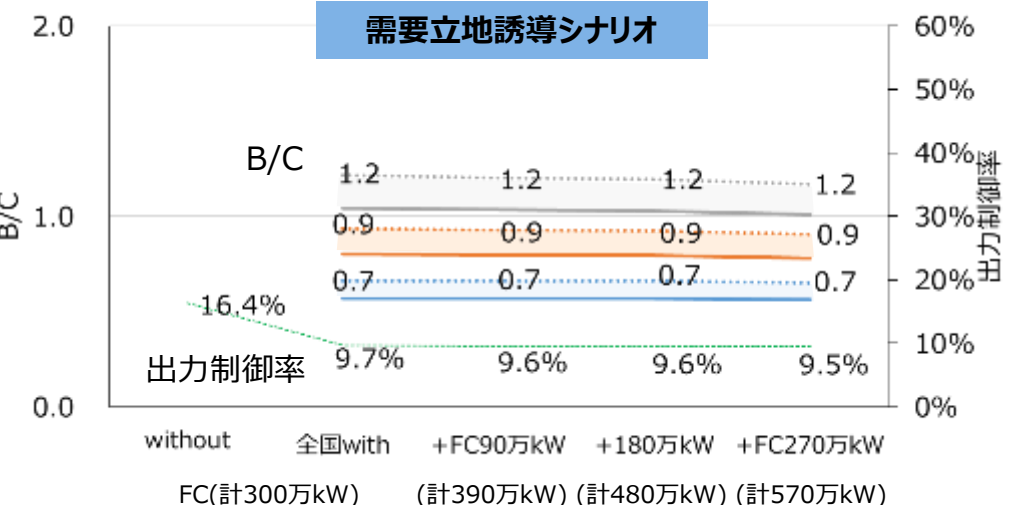


高騰、維持、低下:燃料費+CO2対策コスト
コスト上限、下限:HVDCコスト上下限

実線:コスト上限
点線:コスト下限
※数値はB/C上限

- 高騰ケース (コスト下限)
- 高騰ケース (コスト上限)
- 維持ケース (コスト下限)
- 維持ケース (コスト上限)
- 低下ケース (コスト下限)
- 低下ケース (コスト上限)
- 全国

※便益にはアデカシー、送電ロスを含む



(3) FC増強の必要性

- **平時においては、今回のメリットオーダーシミュレーションによる費用便益評価のように、再エネの導入見込み量の多い地域から大消費地への潮流基調（北海道→東京方面、九州→中部・関西方面）の中で、更に再エネ余剰があれば東西融通を行う効果が期待できるものと考えられる。（費用便益評価の中で考慮済み）**
- 一方で、**東日本大震災のような大規模災害等が発生した際には、前回のFC増強検討（210万kW⇒300万kW）の経緯も踏まえれば、電源が脱落している被災エリアに向けて、周波数が異なるエリアからのFCを介した融通量を増加させることが可能**となる。今回のシナリオ検討では、省エネや節電の定着を見込むものの、同時にそれを上回るような他のエネルギーからの電化需要を見込んでいることも勘案すれば、万一の災害時における余剰エリアの電源の活用により、**被災エリアの需給バランスを保つなど、災害時の安定供給を図るという効果も期待できる**ものの、その評価手法を確立できていないことから、**今回の費用便益評価の中では考慮していない。**
- 今後の再エネ大量導入による電源構成の変化や、既設電源の発電機会の減少を想定すると、**長期的には、東西の需要や気象条件の変化に対する電源立地等のアンバランスが生じる可能性が増える**ことも考えられる。
- こうした将来の不確実性も踏まえれば、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となるが、日本全体で見たB/Cが運転コスト等次第では+270万kWまでは1を超えていることから、**長期展望においては、B/Cの視点から+270万kW増強を目安として位置付けることとした。**なお、具体的な増強規模や増強タイミングについては、今後、政策的な観点も踏まえながら検討を進めていく。

6. FC及び全国の増強方策

(4) 各シナリオにおける費用便益評価内訳

- 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増強タイミングについては、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		
		需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要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

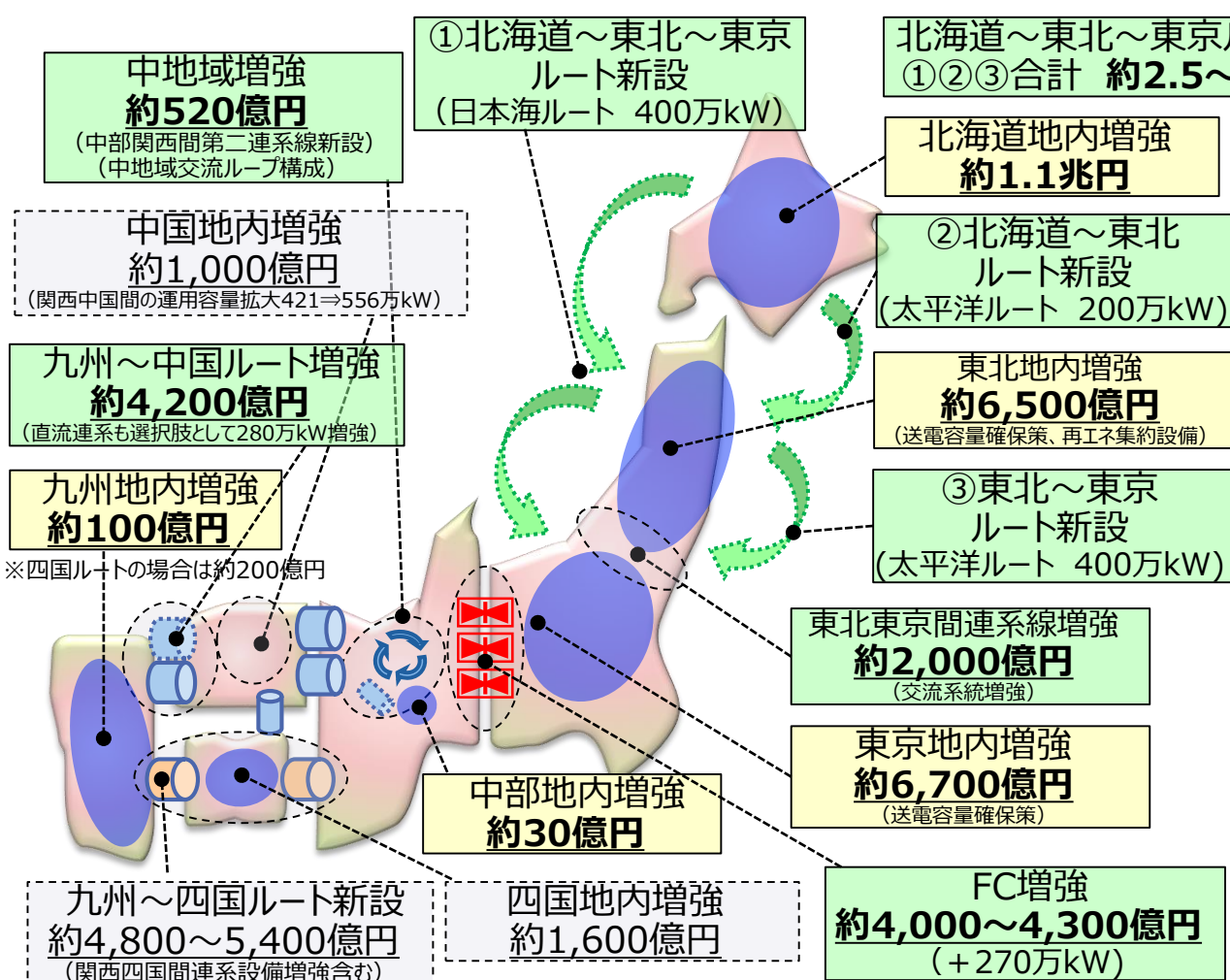
※4 システム増強による供給力確保量の節減効果

※5 評価期間は36年に設定

7. 全国の増強方策

7. 全国の増強方策

(1) 地域間連系線及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	地域間連系線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、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値

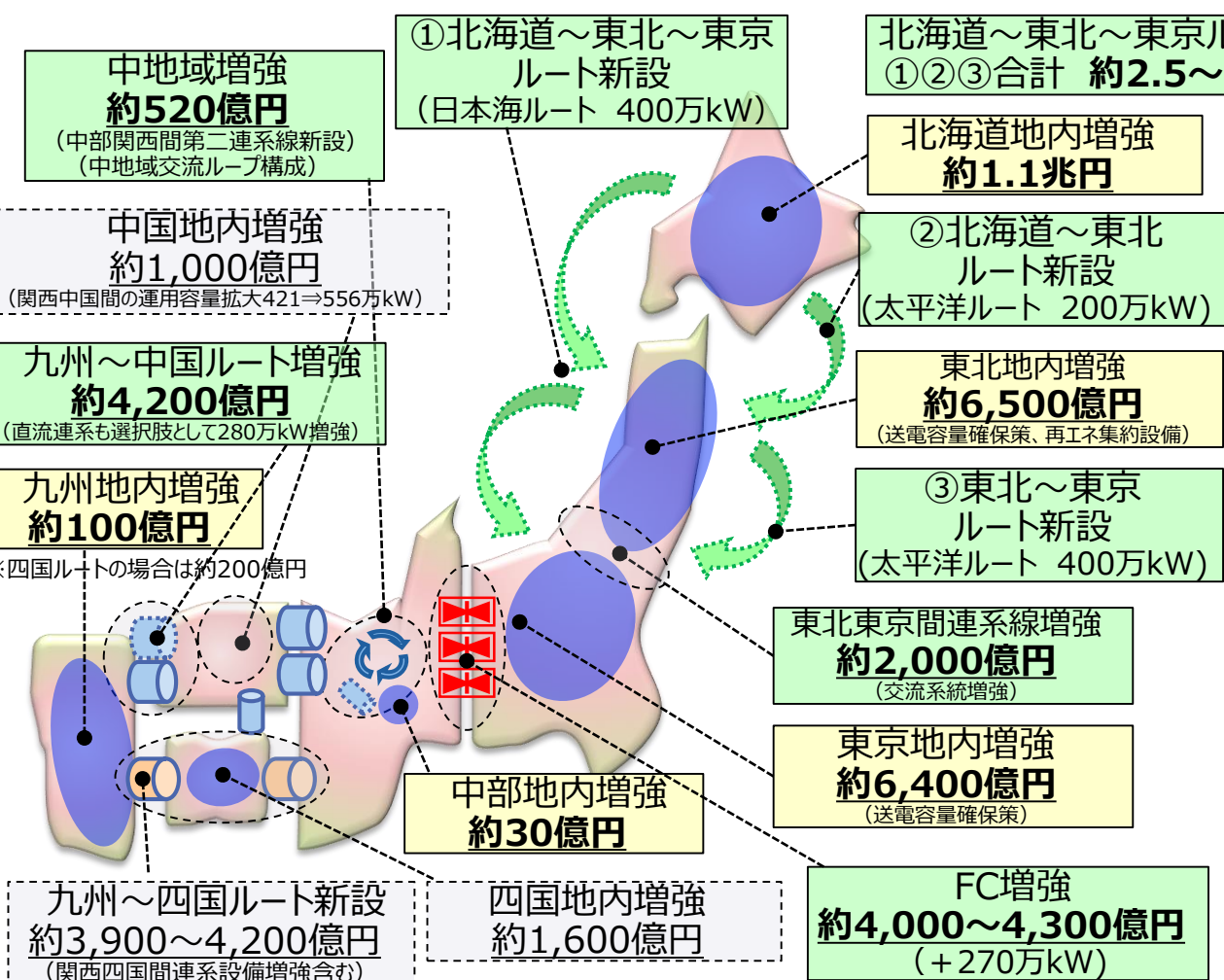
※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出
 架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

【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及び上位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、調整力確保及び慣性力・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長期展望の対象外とした。
- ・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り込んだ。
- ・地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要及び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の導入見込みで変更有無を確認の上、計画策定プロセスに向けた検討着手のタイミングと併せて見極める必要がある。

7. 全国の増強方策

(2) 地域間連系線及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	地域間連系線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、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値

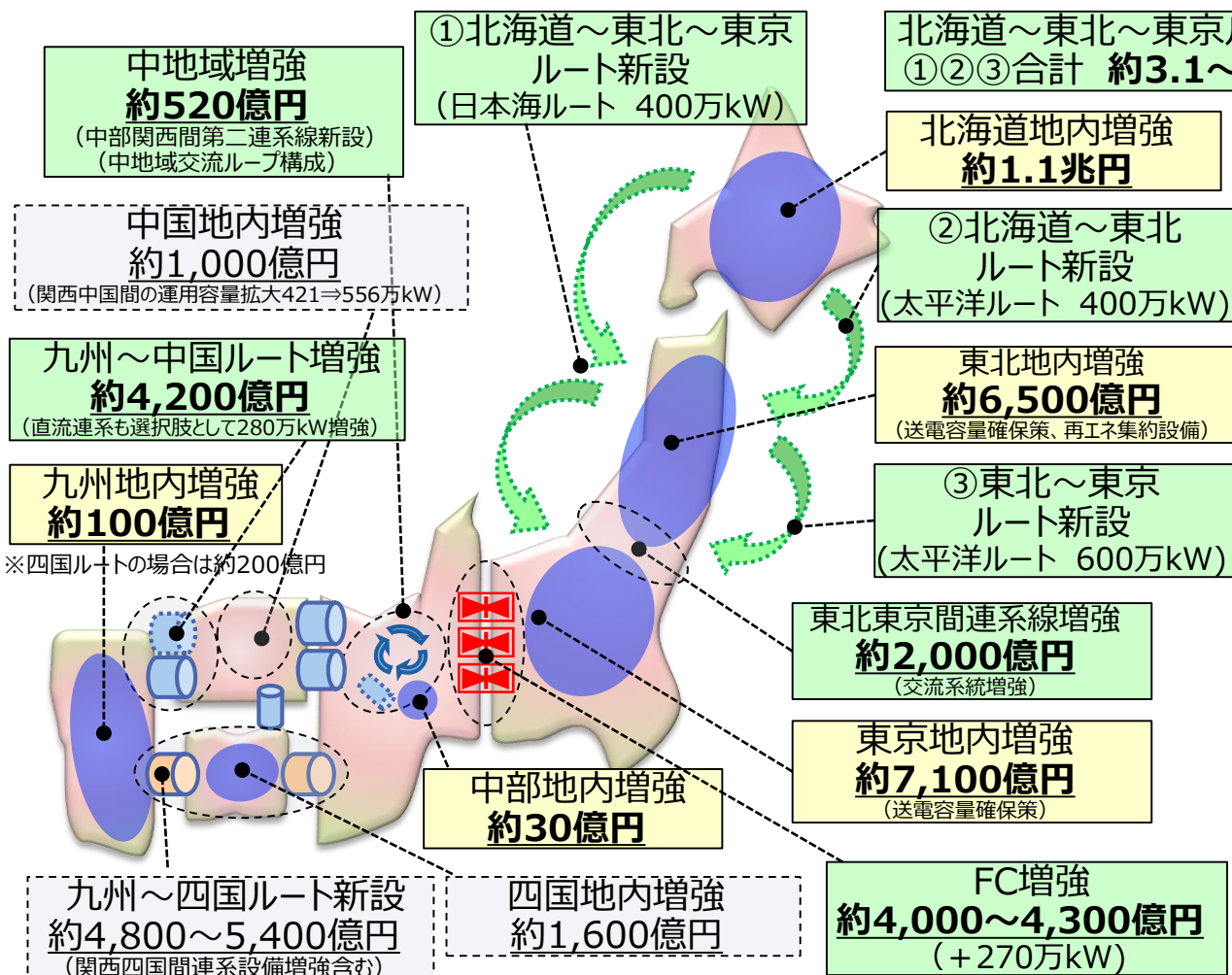
※1 HVDCコスト幅等を考慮して試算
 ※2 費用をもとに以下の年経費率にて算出
 架空送電 (7.9%)、地中送電 (9.0%)、変電 (10.7%)

【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及び上位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、調整力確保及び慣性力・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長期展望の対象外とした。
- ・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り込んだ。
- ・地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要及び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の導入見込みで変更有無を確認の上、計画策定プロセスに向けた検討着手のタイミングと併せて見極める必要がある。

7. 全国の増強方策

(3) 地域間連系線及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6.7～7.9兆円	
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	地域間連系線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及び上位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、調整力確保及び慣性力・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長期展望の対象外とした。
- ・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り込んだ。
- ・地内基幹系統の増強箇所は、今後の需要及び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の導入見込みで変更有無を確認の上、計画策定プロセスに向けた検討着手のタイミングと併せて見極める必要がある。

7. 全国の増強方策

(4) 各シナリオにおける地域間連系線及び地内増強方策まとめ

- 各シナリオの分析の結果、需要立地の誘導により、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、需要立地自然体シナリオでHVDCの増強規模拡大や、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、中地域増強及びFC増強）は、どのシナリオも共通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、長期展望から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増強タイミング等の見極めを行っていく。

分析項目	シナリオ	需要立地誘導シナリオ	ベースシナリオ	需要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広域連系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、調整力確保及び慣性力・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

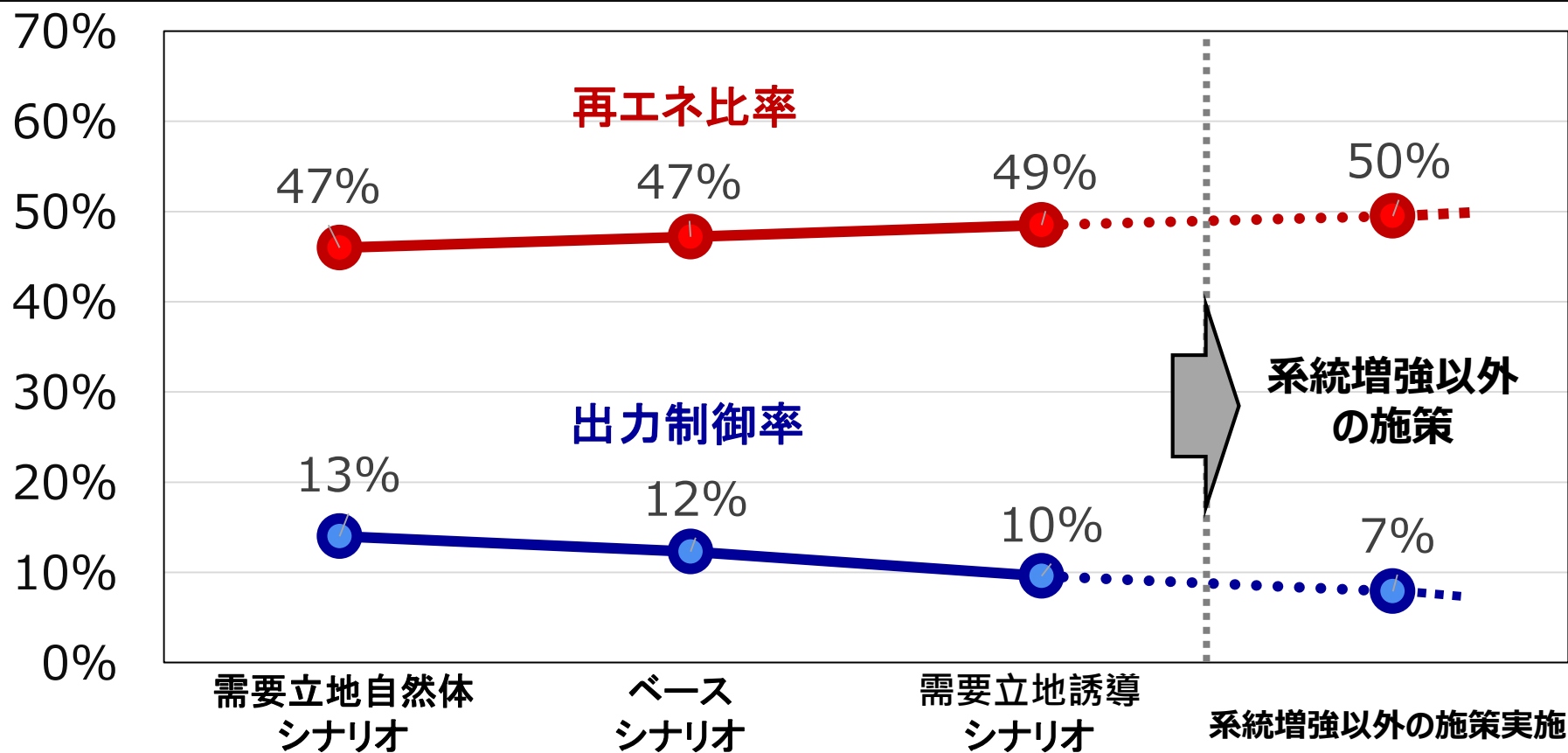
※4 () は系統増強以外の施策として、電源側の立地の誘導等を行った場合の参考値

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政策的議論を踏まえて、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

7. 全国の増強方策

(5) 系統増強以外の施策を実施した場合の再エネ比率及び出力制御率

- **系統増強と合わせて需要立地を誘導**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。



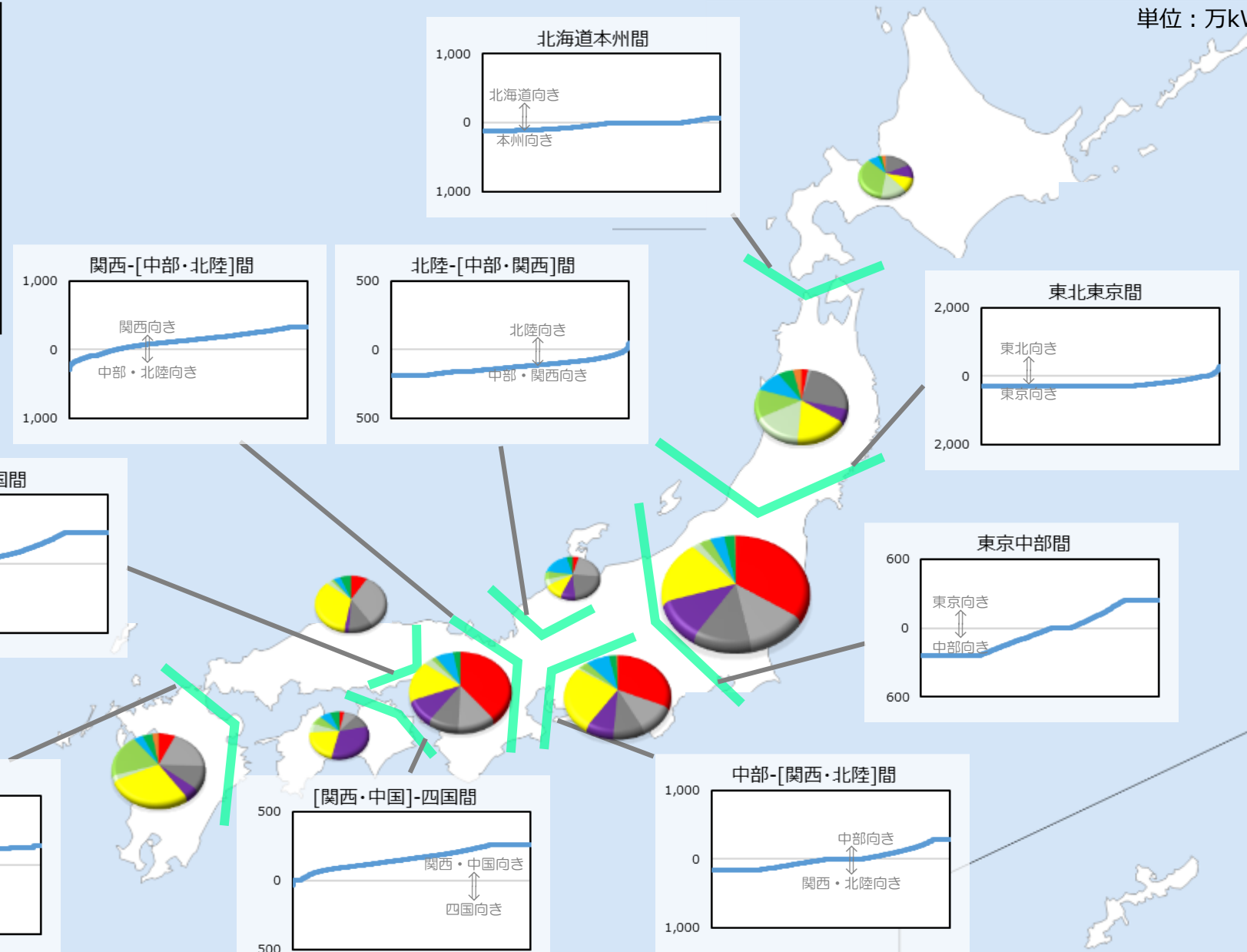
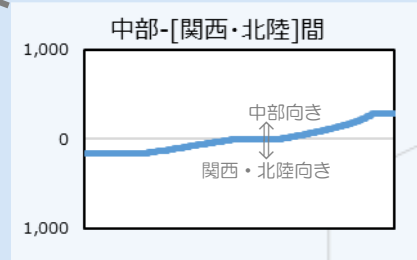
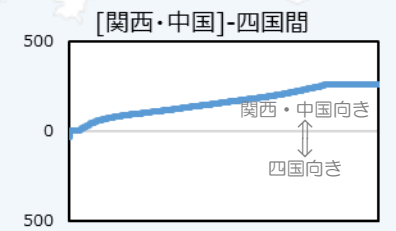
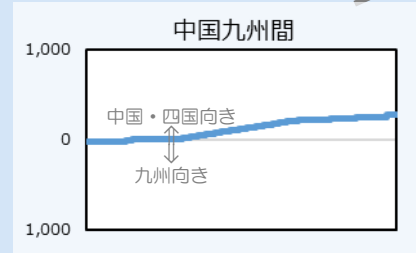
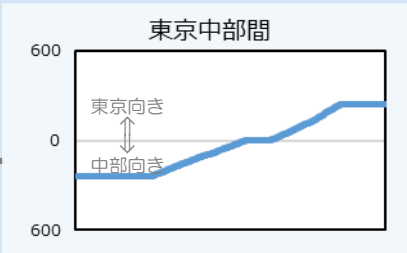
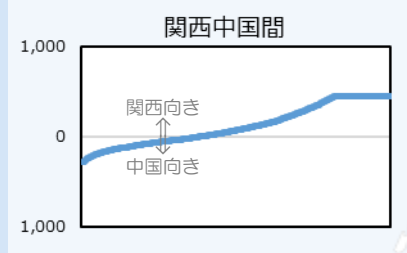
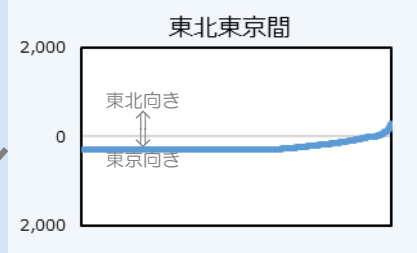
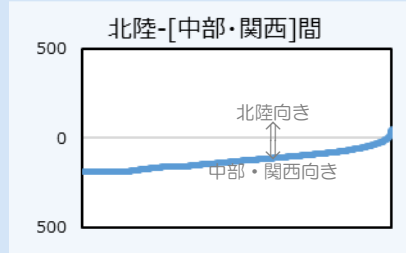
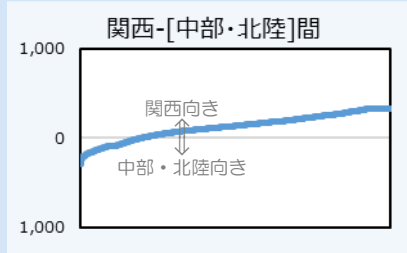
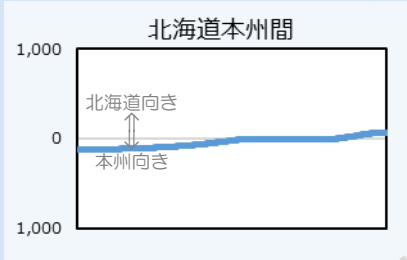
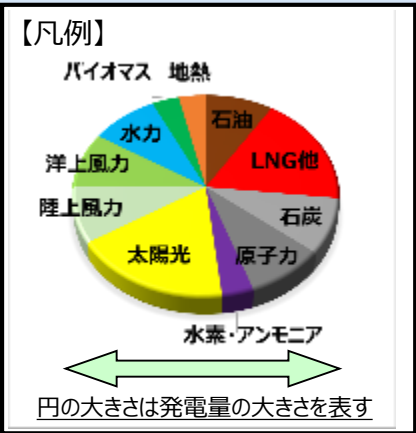
(備考) 2020年における欧州各国の風力発電の出力制御率：英国4.8%、アイルランド12.1%、ドイツ4.7%、スペイン0.3%、デンマーク8.2%

※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

7. 全国の増強方策

(6-1) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強前)

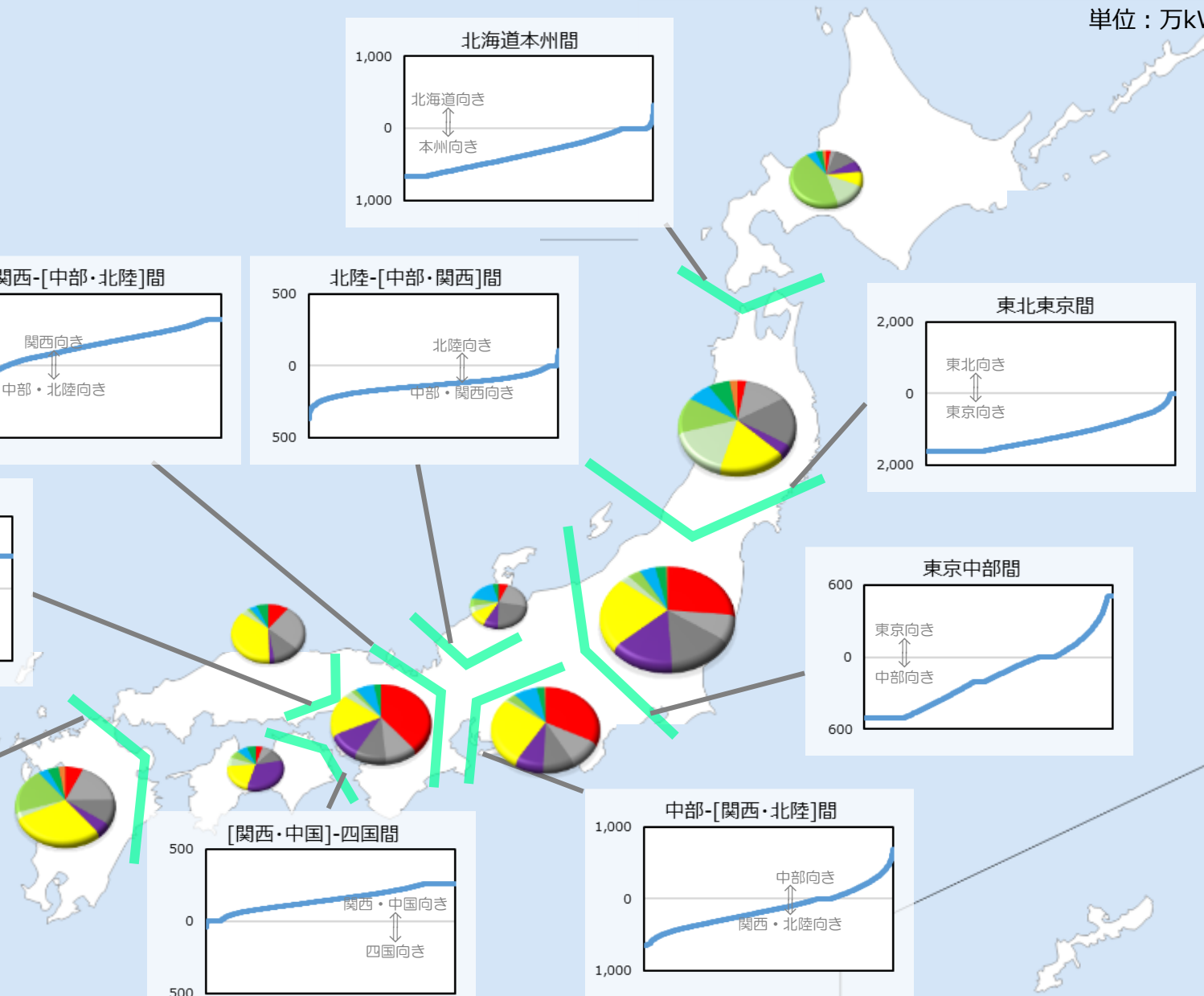
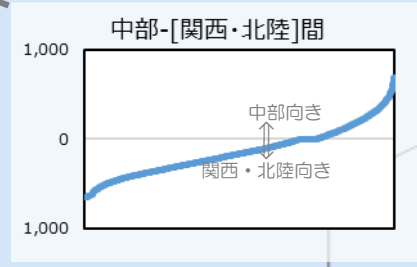
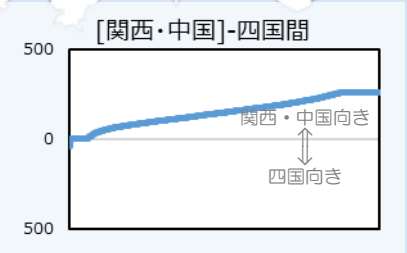
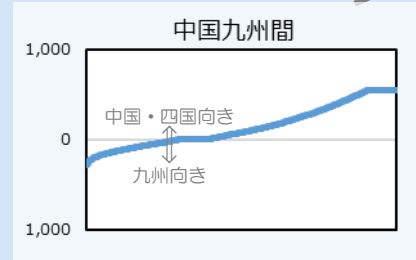
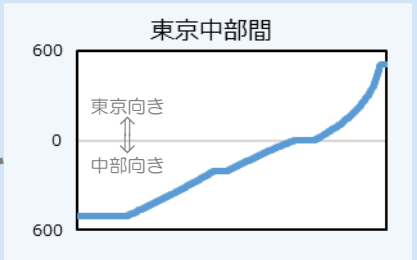
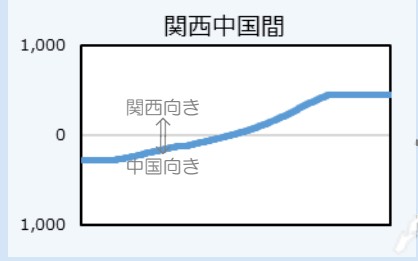
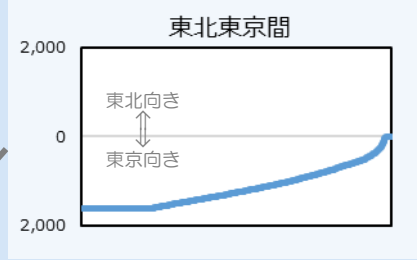
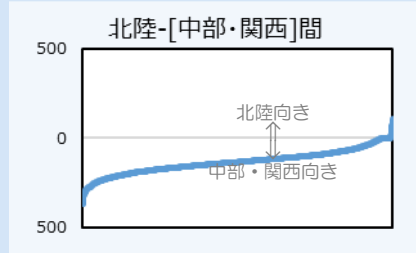
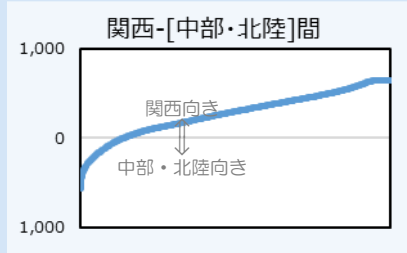
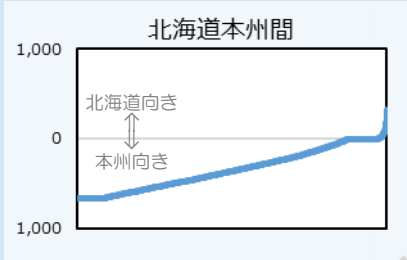
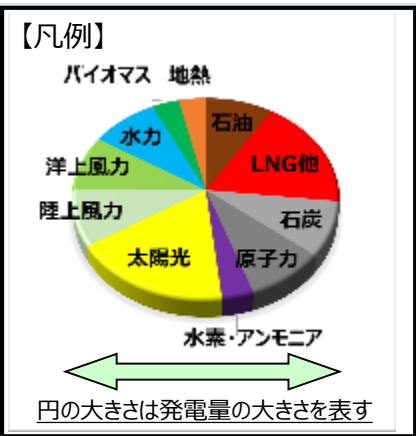
単位：万kW



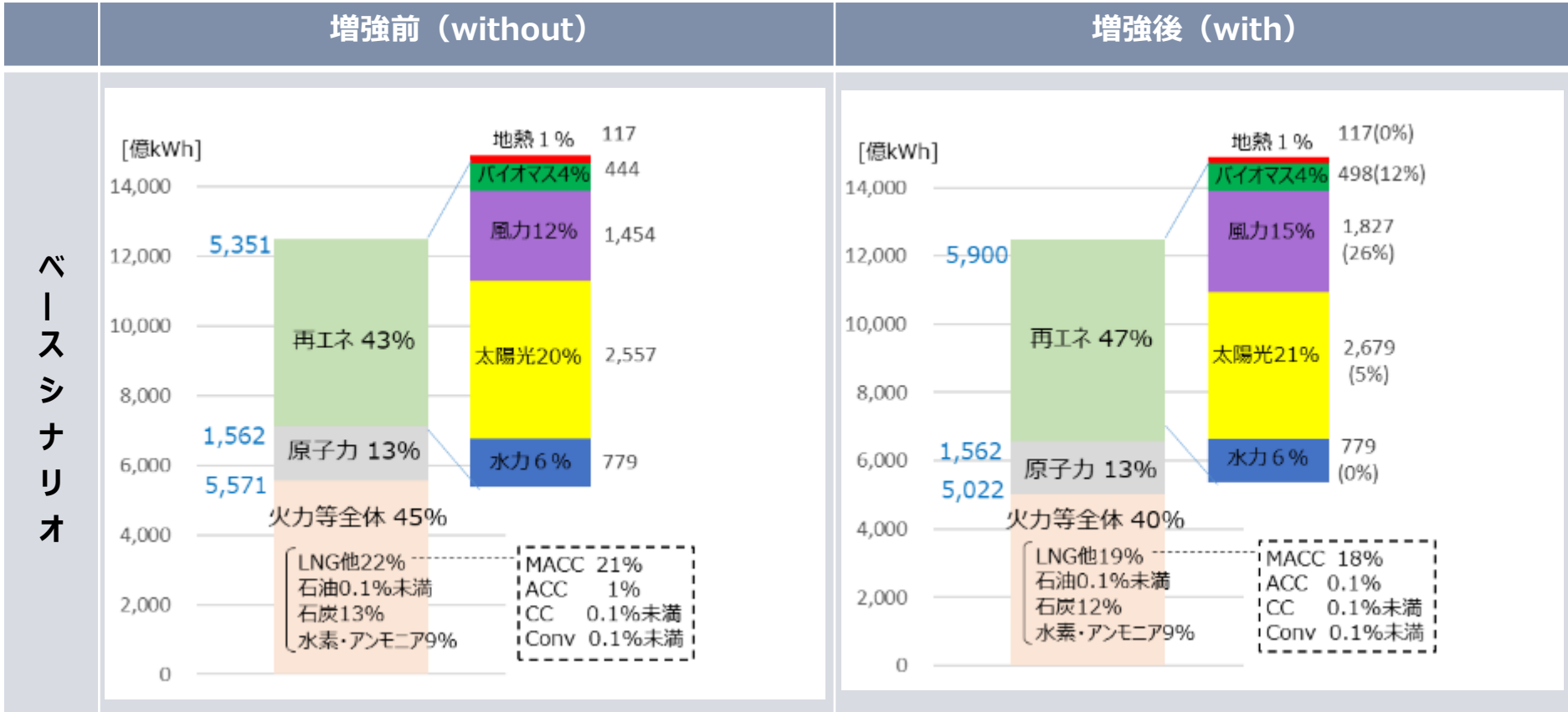
7. 全国の増強方策

(6-2) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強後)

単位：万kW



7. 全国の増強方策 (6-3) 燃種別発電量 (増強前後)

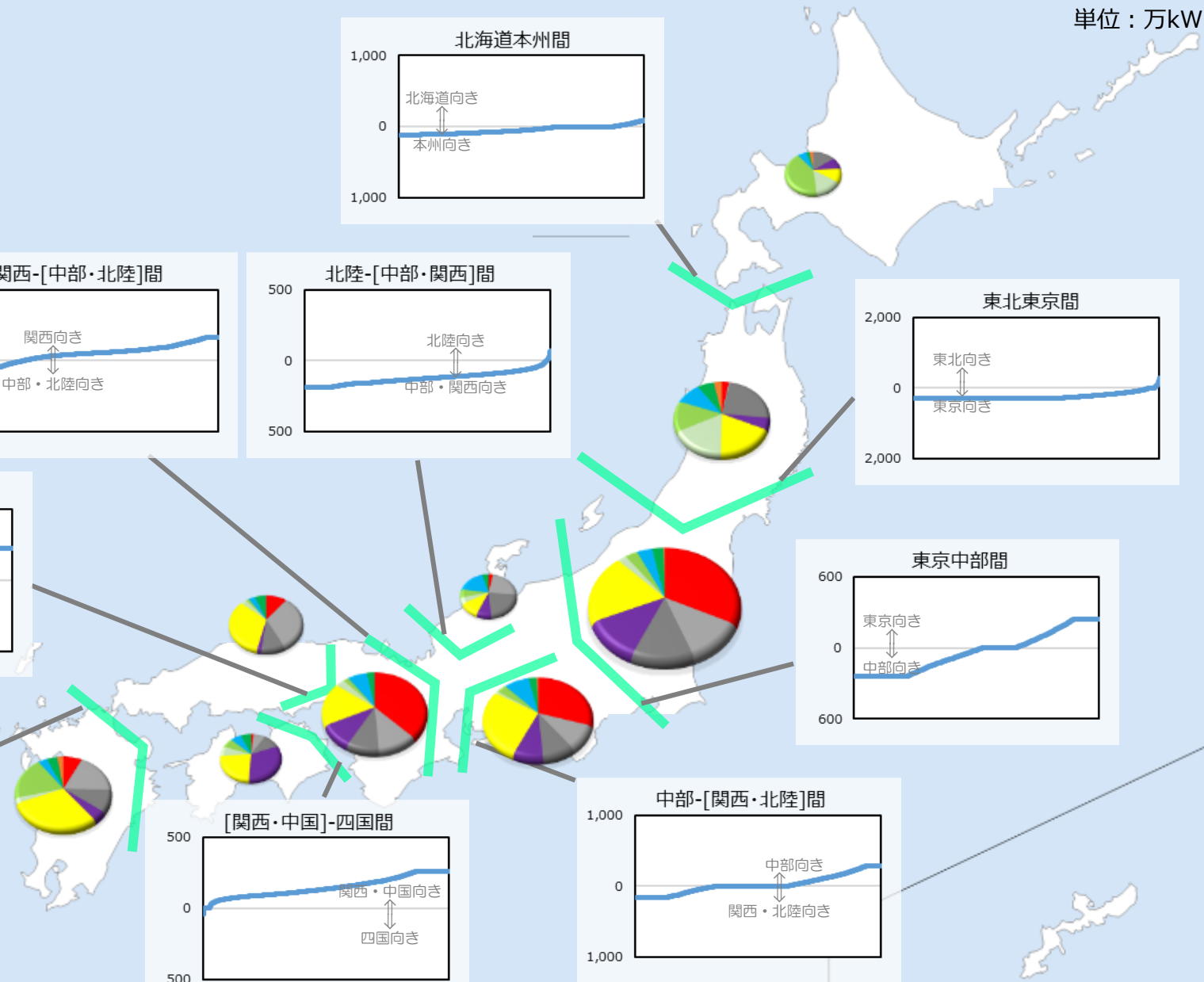
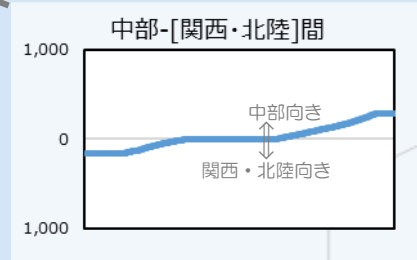
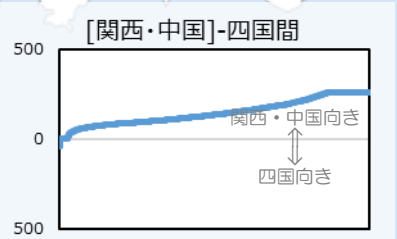
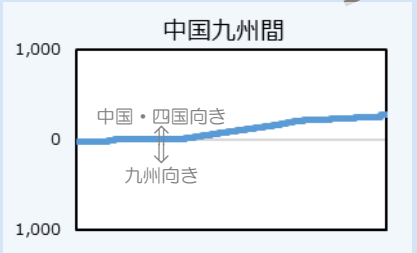
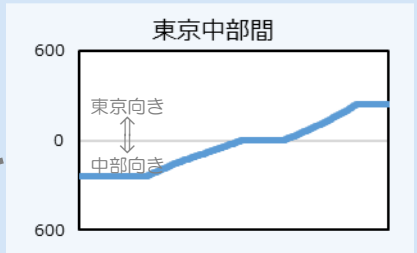
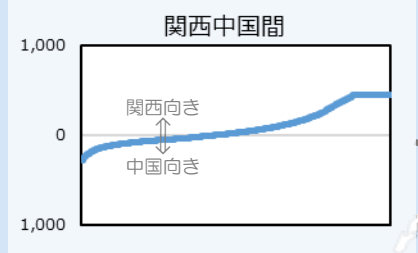
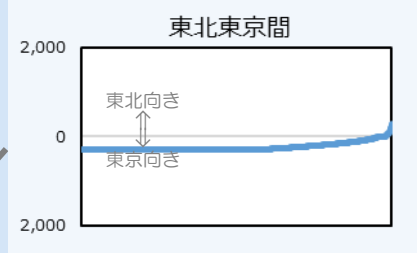
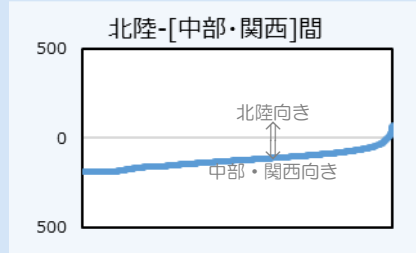
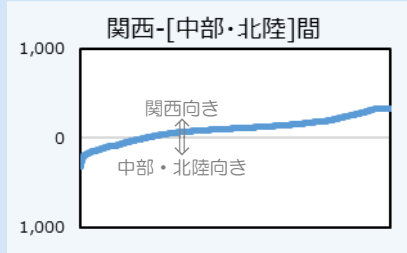
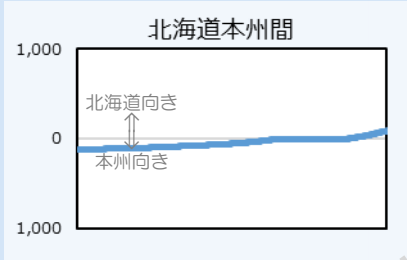
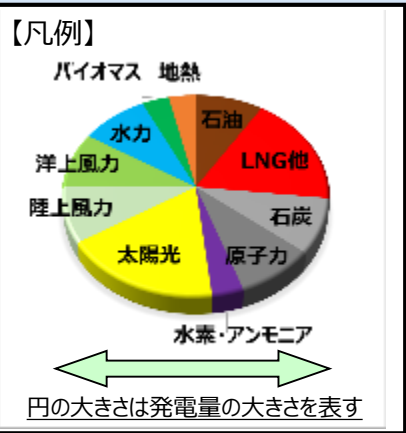


注) 四捨五入により合計が合わない場合がある
 ※ () はwithoutからの増加率を表す

7. 全国の増強方策

(7-1) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強前)

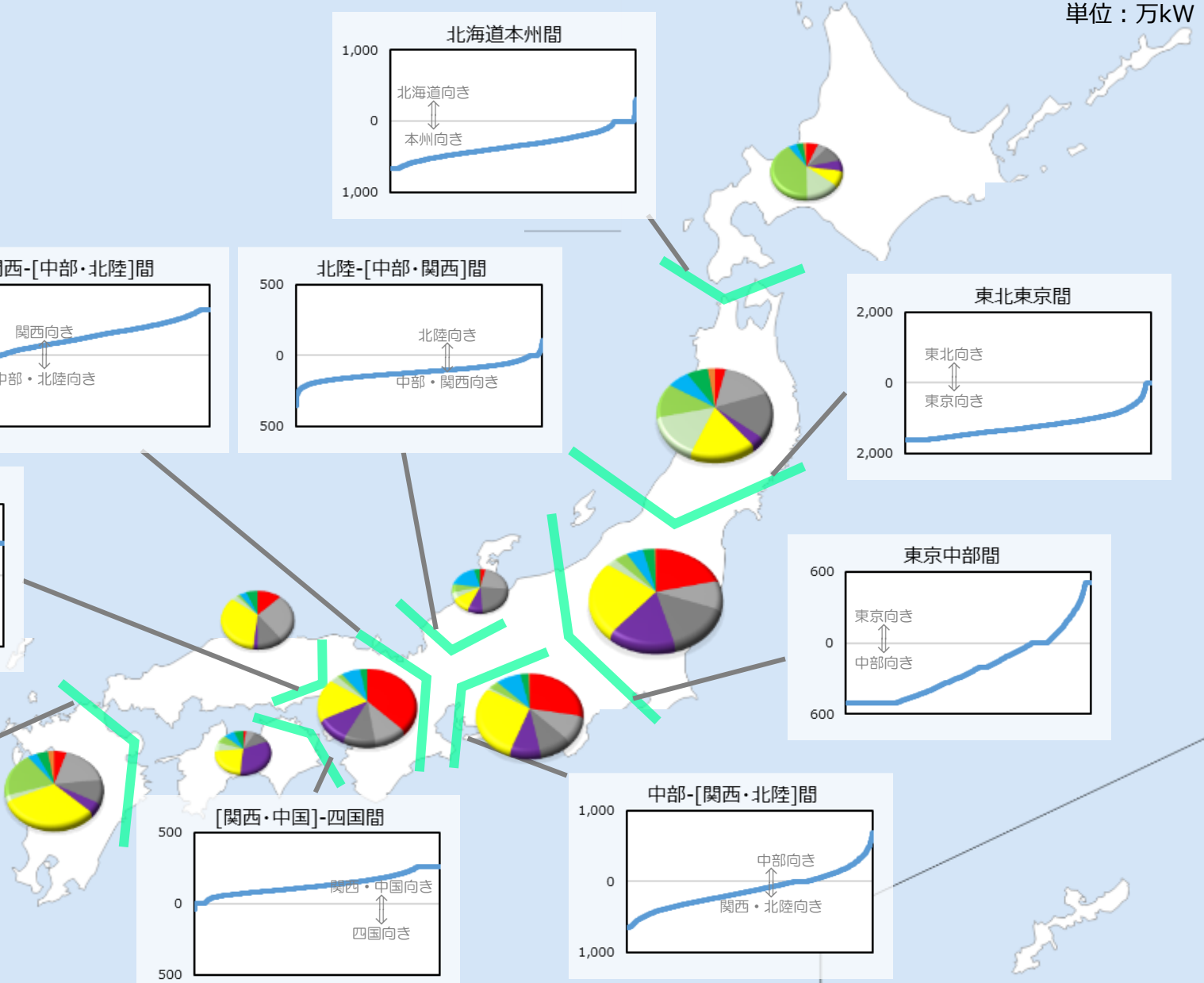
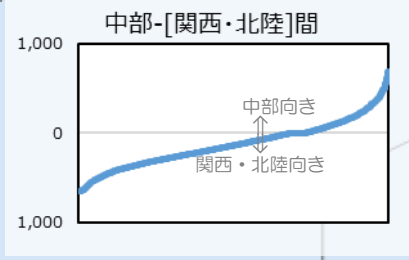
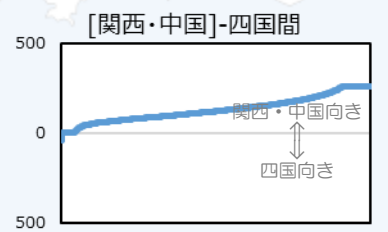
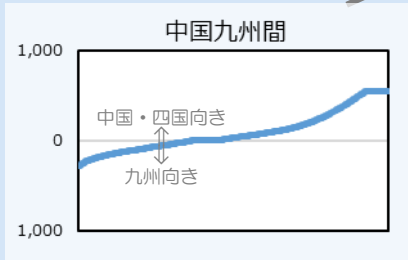
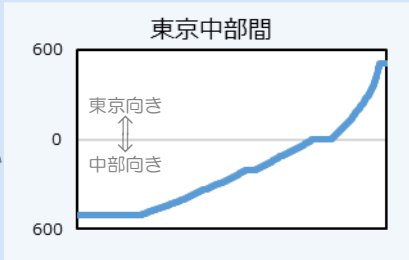
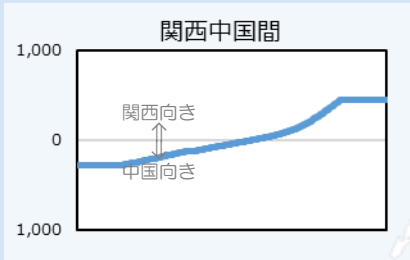
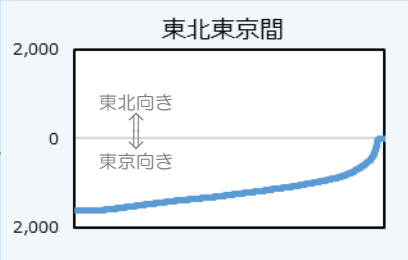
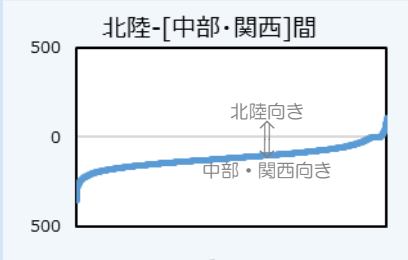
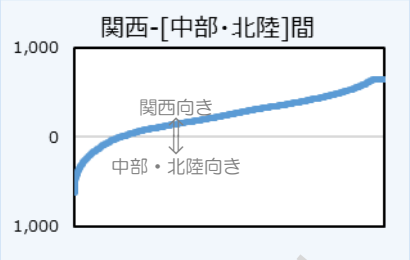
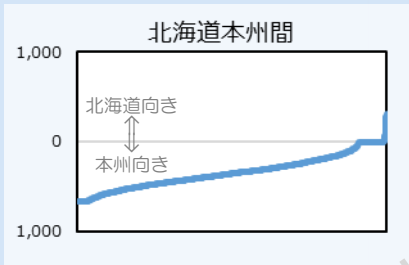
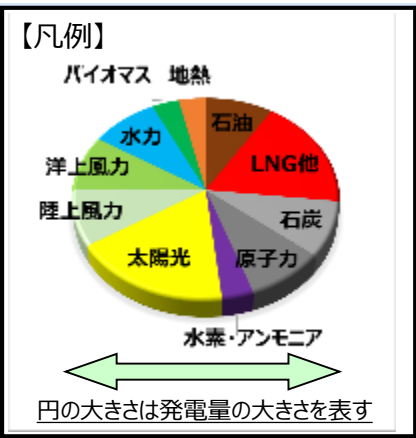
単位：万kW



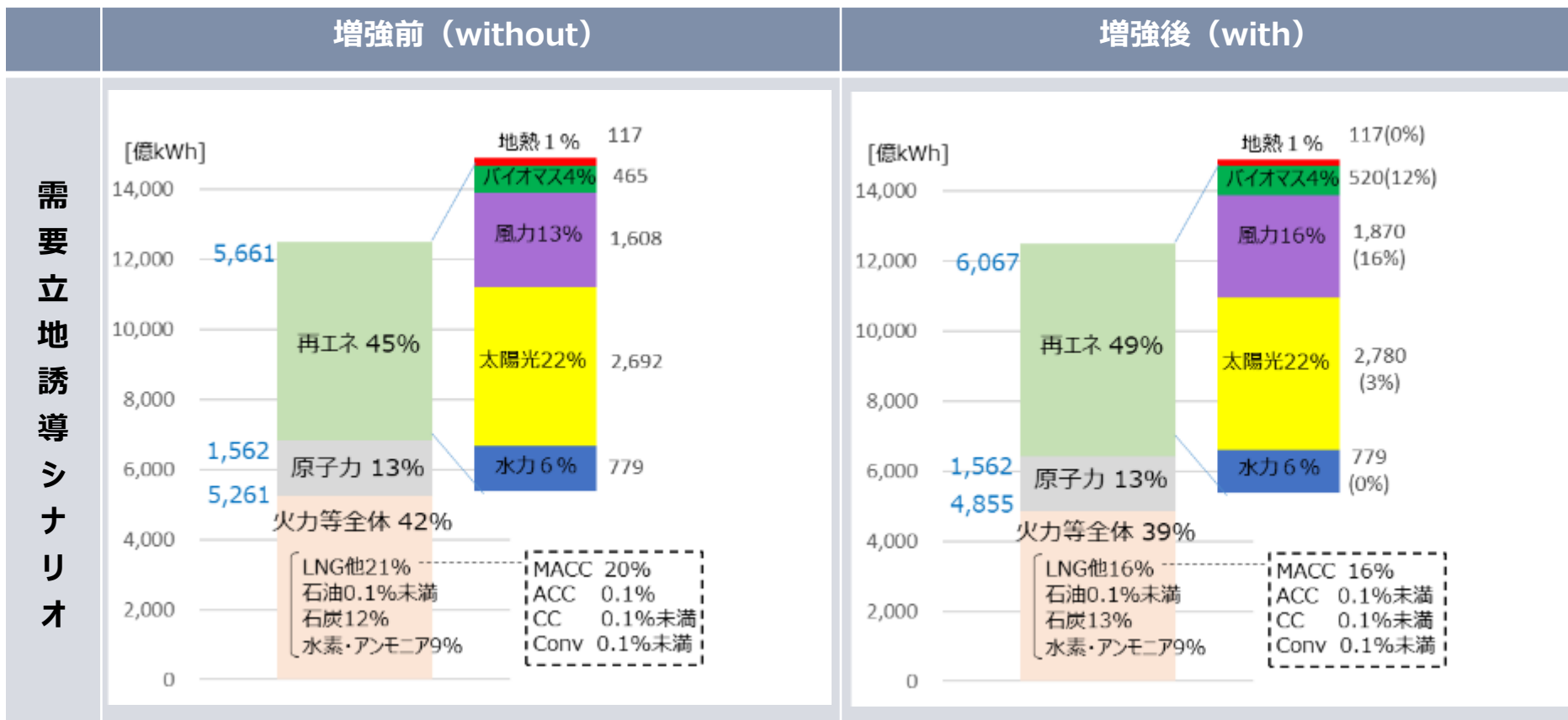
7. 全国の増強方策

(7-2) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強後)

単位：万kW



7. 全国の増強方策 (7-3) 燃種別発電量 (増強前後)

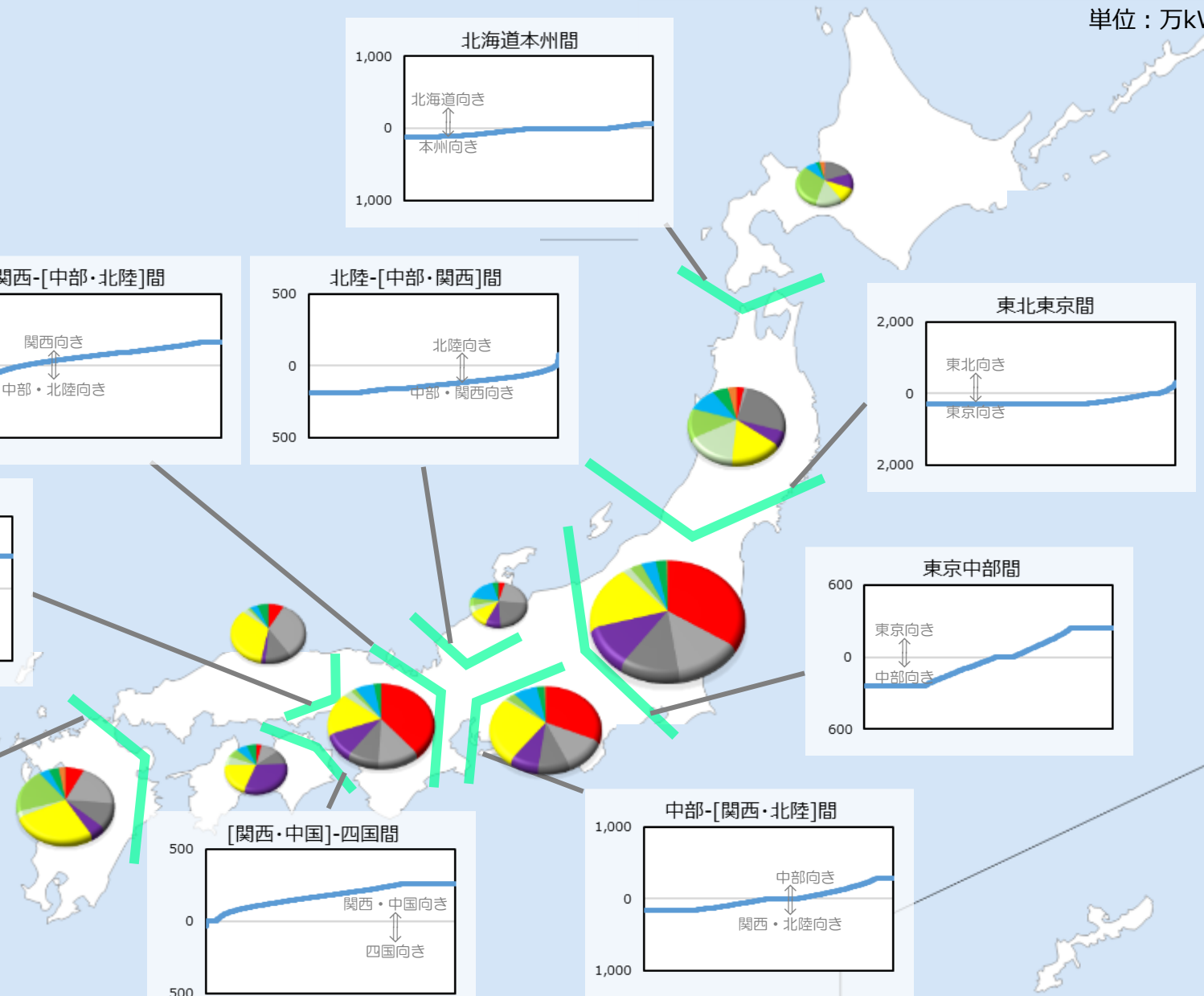
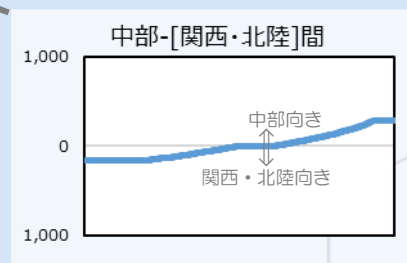
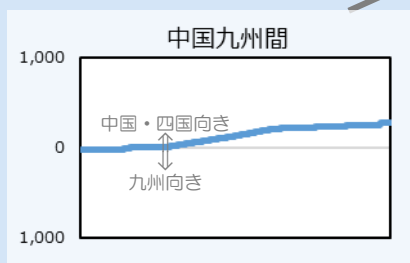
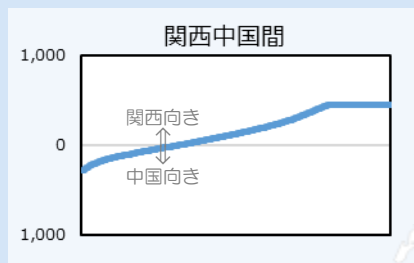
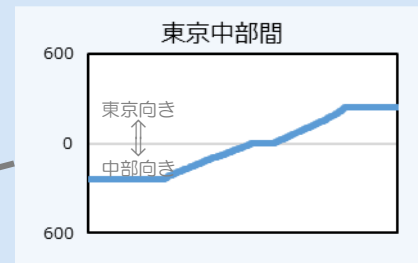
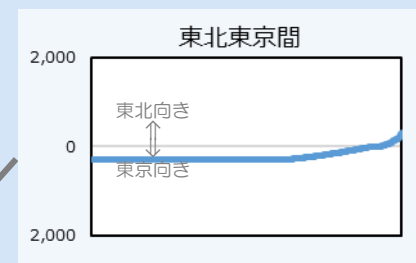
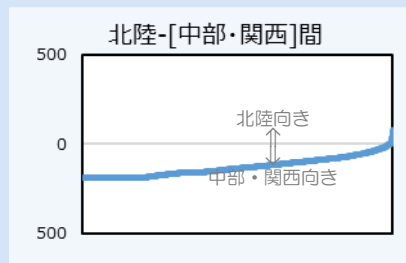
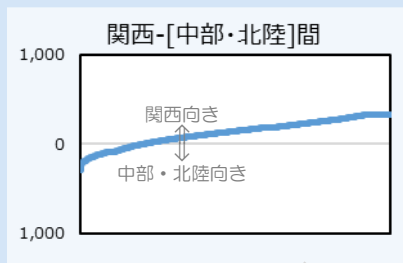
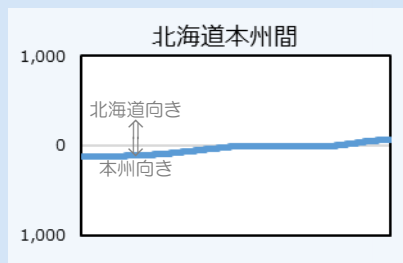
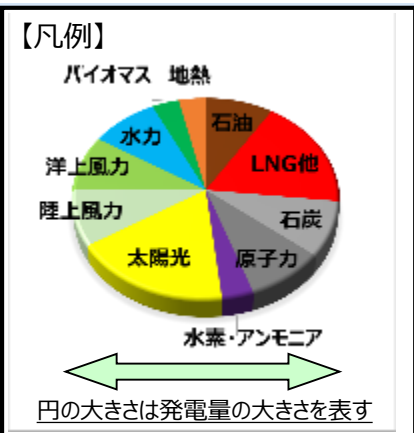


注) 四捨五入により合計が合わない場合がある
※ () は増強前からの増加率を表す

7. 全国の増強方策

(8-1) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強前)

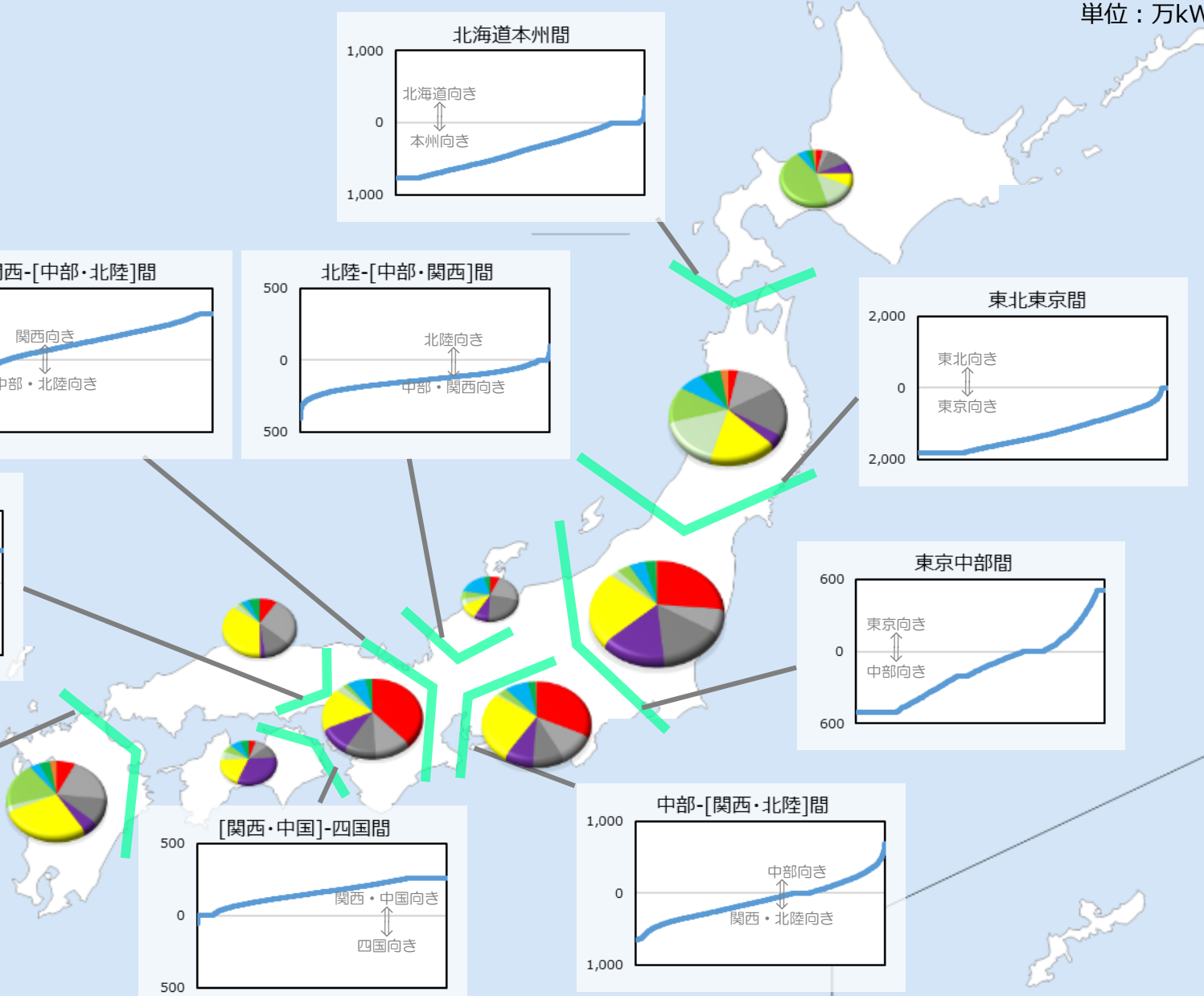
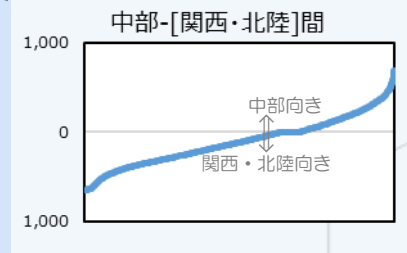
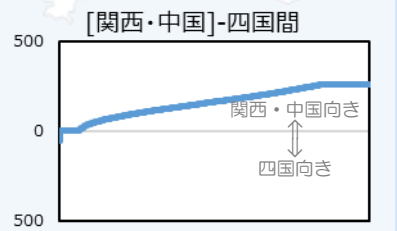
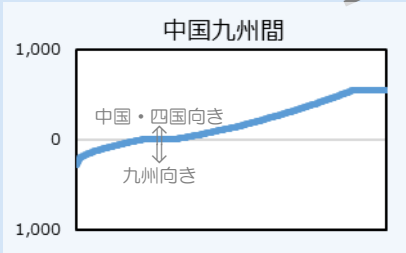
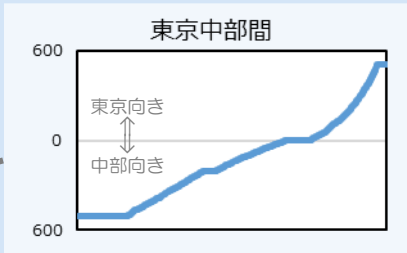
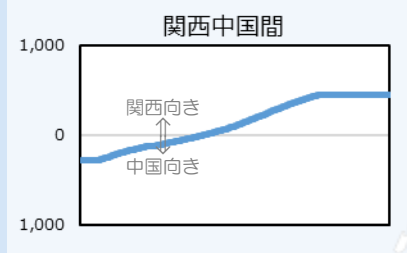
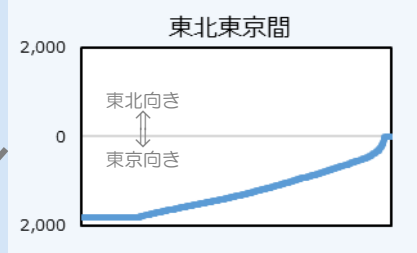
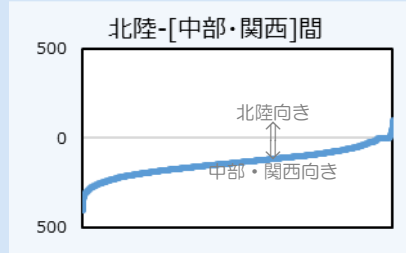
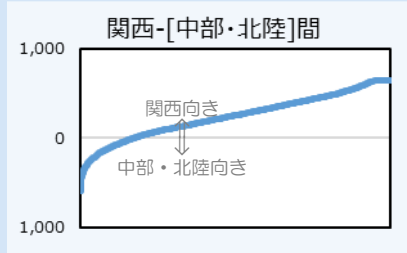
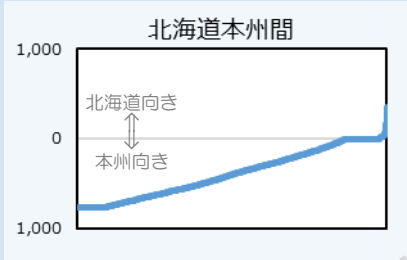
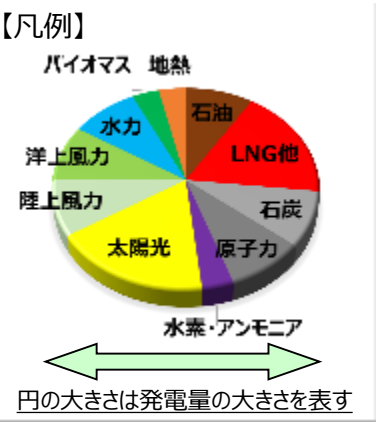
単位：万kW



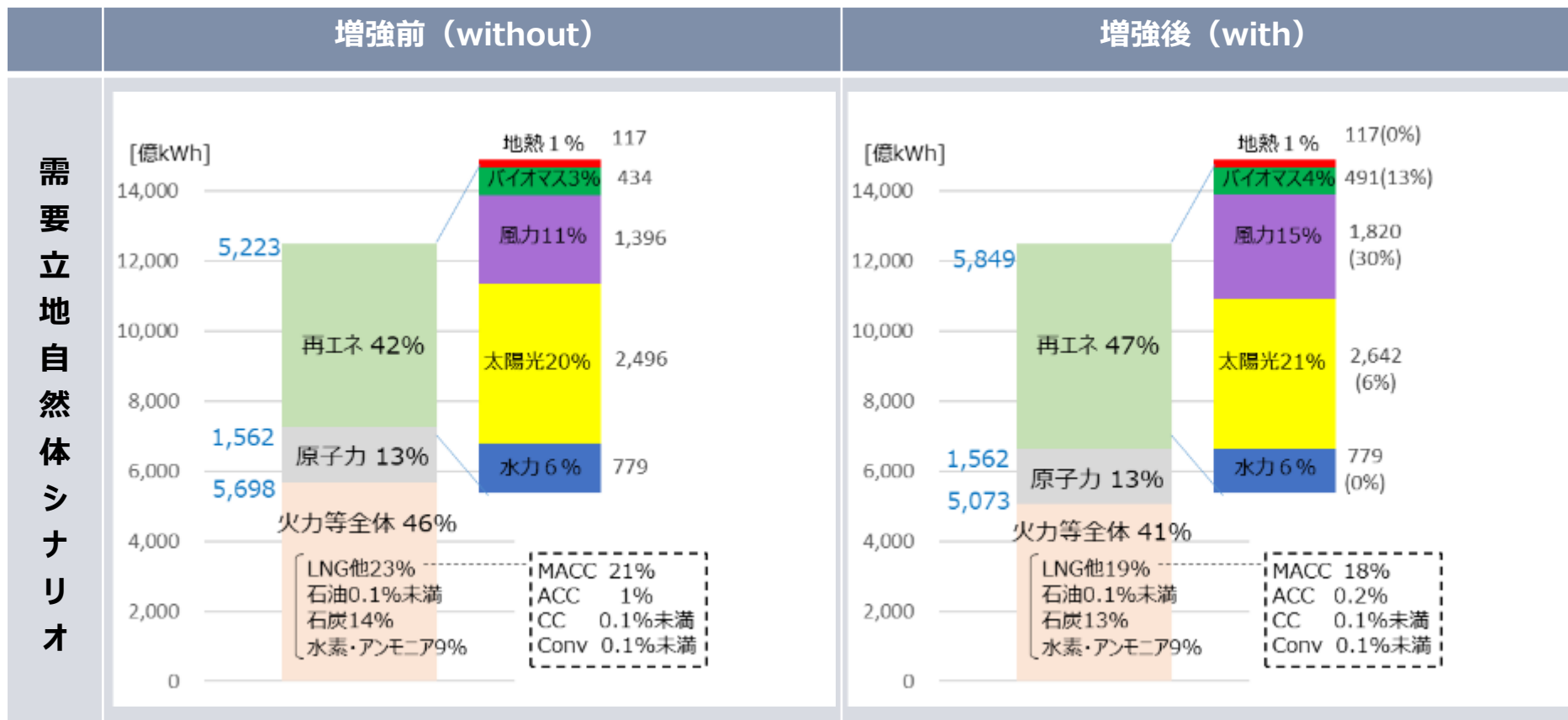
7. 全国の増強方策

(8-2) エリア別 燃種別発電量・連系線潮流 (増強後)

単位：万kW



7. 全国の増強方策 (8-3) 燃種別発電量 (増強前後)



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

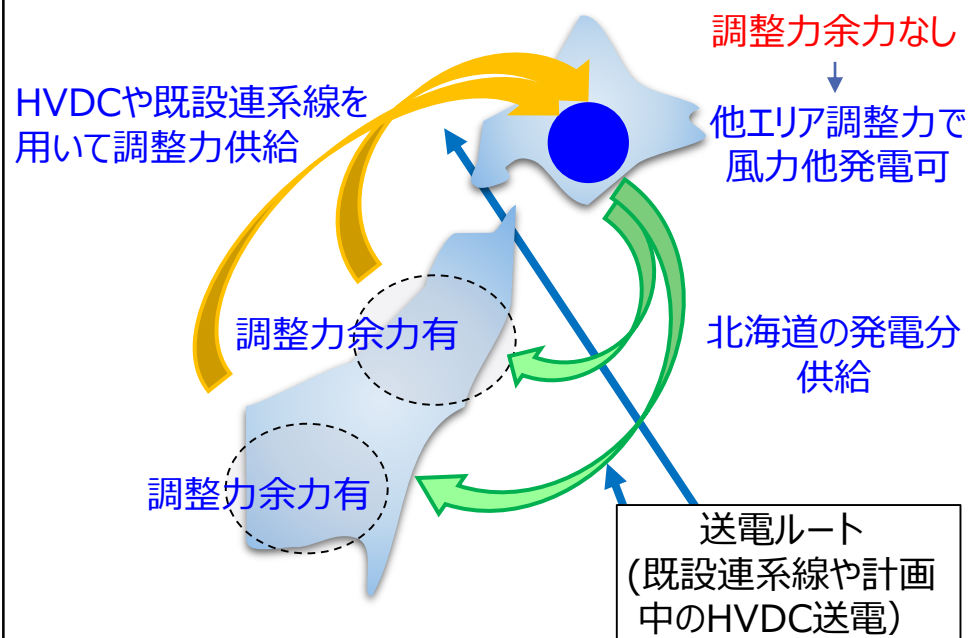
8. 調整力・慣性力

8. 調整力・慣性力

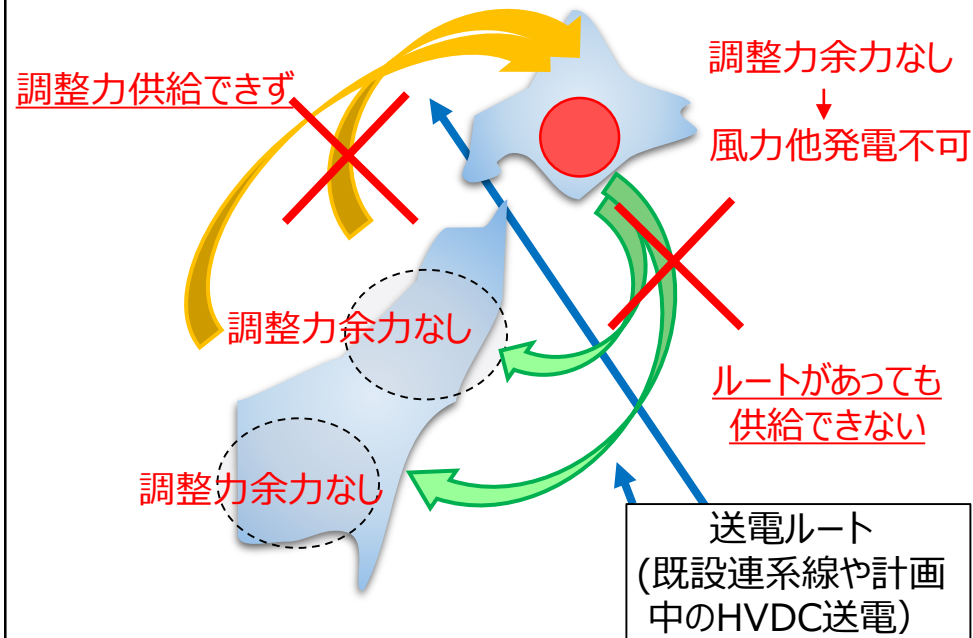
(1) 将来の調整力不足への検討

- 再エネ（太陽光・風力発電）の導入量は年々増加しており、将来においては、再エネが主力電源化し火力等の運転台数の減少が想定され、調整力不足が生じる可能性がある。
- このような状況を想定すると、将来的には広域的に調整力が不足することも想定され、例えば北海道エリアなど調整力が不足するエリアが他エリアから調達しようとしても調達できない可能性も考えられる。
- したがって、将来における調整力の必要量や対策等について、北海道エリアを事例とし、東北及び東京エリアも含めた東エリアで広域的に検討を行った。

＜広域的に調整力余力がある状況＞



＜広域的に調整力余力がない状況＞



8. 調整力・慣性力

(2) 調整力に関する対応コスト

- 再エネ導入量が増大する長期展望のシナリオにおける調整力必要量を、再エネ設備量及び再エネの時間内変動・予測誤差・出力制御等を踏まえて推計し、それをもとにシミュレーションを実施し検討を行った。
- その結果、現状よりも多くの調整力が必要となり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、そのコストは数千億円/年程度の規模感となった。
- 系統整備が行われる場合（With）の条件においては、調整力の広域調達等の影響により Δ kW費用は減少する結果となった。一方、系統増強に伴い再エネの出力制御量が減少して発電量が増加することから、その予測誤差等が増えることで、結果的にkWh費用は増加する結果となった。その結果、全体の調整力費用はWithの方が増加する傾向となった。

※ 1 ※ 2 ※ 3

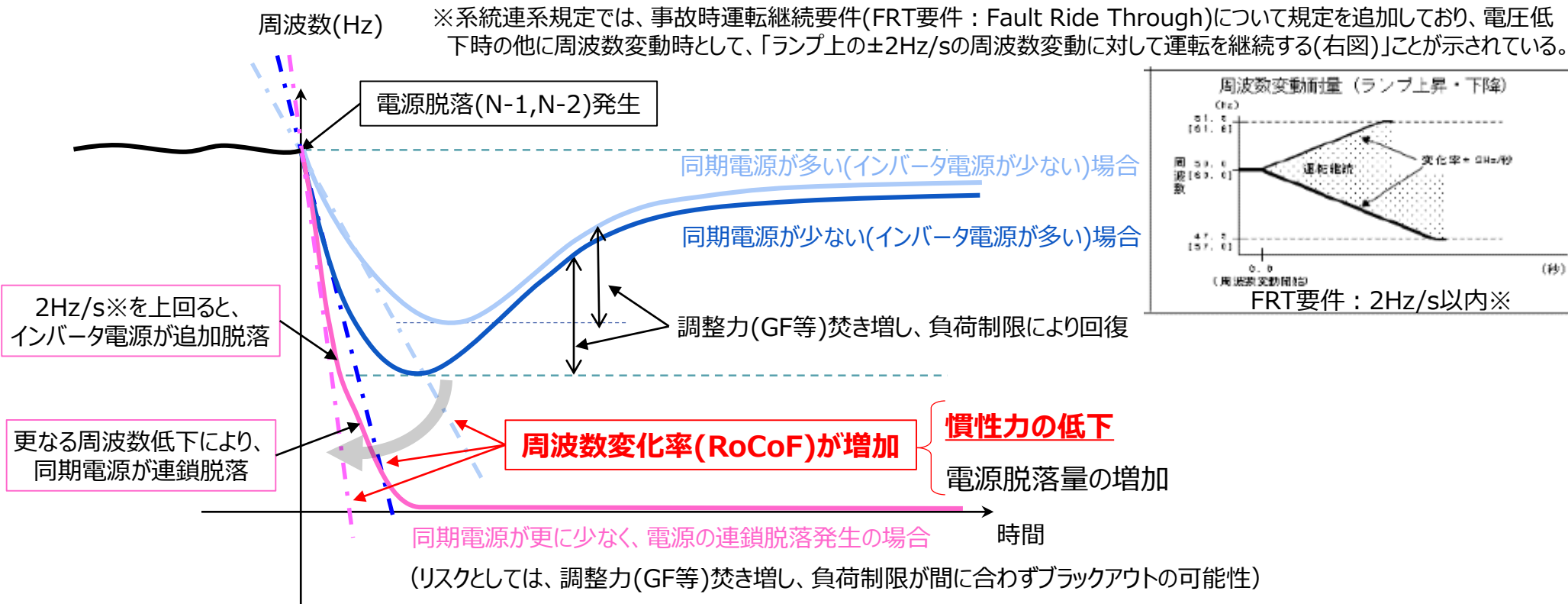
費用【億円/年】	ベースシナリオ Without	ベースシナリオ With
Δ kW費用	630	572
調整力kWh費用	2,902	3,652
合計	3,532	4,224

- ※ 1 ベースシナリオ（Without及びWith）での試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、結果が変わることに留意
- ※ 2 発電費用（起動費、燃料費）についてはベースシナリオ（Without及びWith）の想定値を使用
- ※ 3 上げ調整単価、下げ調整単価は2019年度から変更が無いという前提での試算結果であり、2019年度の調整力kWh費用を将来の変動実績相当で乗算した試算結果であることに留意

8. 調整力・慣性力

(3) 慣性力に関する技術的課題 (1/2)

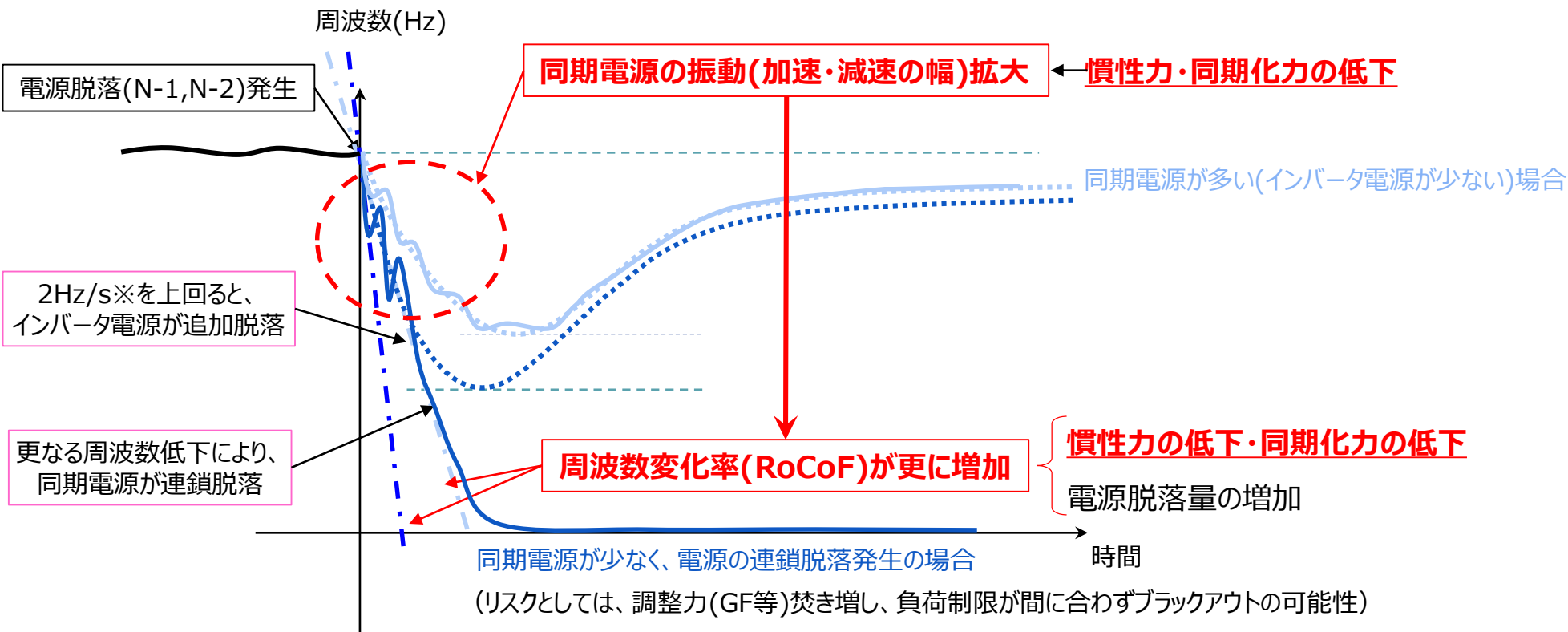
- 「再エネ主力電源化」に向けた日本の主な技術的課題としては、インバータ電源(非同期電源)の増加及び同期電源の減少による慣性力の低下により、電源脱落時の周波数変化率RoCoFが増加するという試算結果が得られた。
- 周波数変化率RoCoFが増加し、FRT要件の 2Hz/s ※を超過すると、インバータ電源等が運転継続せず、停止してしまう可能性があり、インバータ電源の停止により、周波数が更に低下し、その周波数の更なる低下により、同期電源が運転継続できず、解列してしまう可能性がある。(電源の連鎖脱落の可能性あり。)



8. 調整力・慣性力

(4) 慣性力に関する技術的課題 (2/2)

- さらに、電源脱落時の同期電源の動きを確認した結果、前述の慣性力の低下の影響に加えて、インバータ電源(非同期電源)の増加及び同期電源の減少による同期化力の低下により、電源脱落時の同期電源の振動(加速・減速の幅⇒周波数変化)が大きくなり、周波数変化率RoCoFが更に増加するという試算結果が得られた。



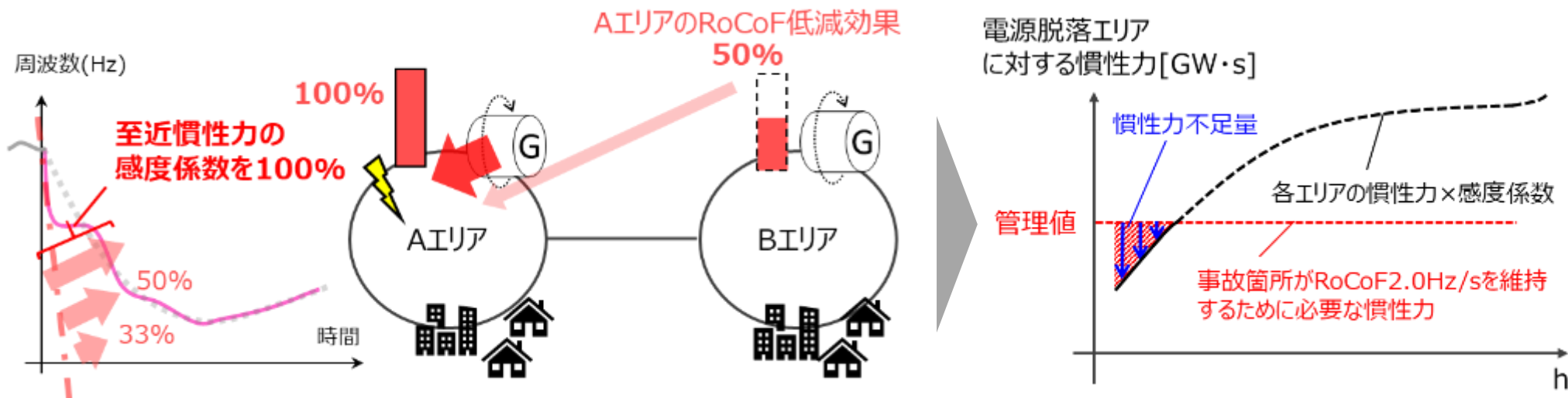
※系統連系規定では、事故時運転継続要件(FRT要件：Fault Ride Through)について規定を追加しており、電圧低下時の他に周波数変動時として、「ランプ上の±2Hz/sの周波数変動に対して運転を継続する」ことが示されている。

8. 調整力・慣性力

(5) 慣性力不足の確認方法・感度係数

- 慣性力の電源脱落エリアへのRoCoF低減効果は、電源脱落地点との電氣的距離により異なり、電源脱落地点との電氣的距離が近ければ感度係数が大きくなり、電氣的距離が遠ければ小さくなると考えられる。
- このため、電源脱落エリアの慣性力のRoCoF低減効果を基準(100%)として、各エリアの慣性力の電源脱落エリアへのRoCoF低減効果を示す割合を「感度係数」と呼ぶこととし、代表断面※における各エリアの感度係数に各エリアの慣性力を乗じることで、エリア全体の電源脱落エリアに対する慣性力の換算値として算出することとした。
- また、代表断面においてRoCoF2.0Hz/sとなる慣性力を管理値とし、感度係数を用いて算出される電源脱落エリアに対する慣性力デューレーションとの差分を慣性力不足量として算出した。

※各発電機そのものが持つ慣性力（発電機Msys）の合計が最小となる断面を、RoCoF最大となる断面と推定し代表断面と設定。



8. 調整力・慣性力

(6) 慣性力に関する対策コスト

- 再エネ導入量が増大する長期展望のシナリオにおいては、インバータ電源（非同期電源）の増加に伴い、同期発電機の並列台数減少による慣性力の低下が懸念される。
- 将来の代表断面における周波数変化率(RoCoF)や感度係数をシミュレーションにより算出し、それを踏まえて慣性力の確保状況を確認した。その結果、慣性力が不足する時間があり、系統整備が行われない場合（Without）の条件において、その対策コストは数百億円/年程度の規模感となった。
- 系統整備が行われる場合（With）、広域連系系統の増強による同期化力の向上や潮流状態等による同期化力の変化によって、慣性力の対策コストはWithの方が減少する傾向となった。

※1,2,3		ベースシナリオWithout	ベースシナリオWith
北海道 エリア	日数/年	0日	0日
	対応策	なし	なし
	コスト	0億円/年	0億円/年
東北・東京 エリア	日数/年	11日	0日
	慣性不足量※4	157GW・s・日	なし
	対応策	電源	なし
	コスト	4.9~19.1億円/年	0億円/年
中西6 エリア	日数/年	76日	4日
	慣性不足量※4	812GW・s・日	25GW・s・日
	対応策	電源、同期調相機	電源
	コスト	69.4~233.0億円/年	2.1~8.2億円/年
合計	コスト	74.3~252.1億円/年	2.1~8.2億円/年

※1 対策費用の諸元は、第64回調整力等委員会と同様。
同期電源：費用が270万~1,050万円/GW・s・日、
費用対効果逆転日数が176日~45日以下
同期調相機：費用が4.75億円/GW・s・年

※2 需要や供給力の想定が変われば、算定結果も異なることに留意が必要
※3 発電機Msys最小断面(代表断面)による結果であり、前提条件が見直されれば、
算定結果も異なることに留意が必要
※4 各日の慣性力不足最大値をその日の不足量として算出

- 今回の調整力・慣性力に関する算定については、対策コストの規模感を把握するために様々な前提を置いた上での試算であるため、前提条件が変化すれば算定結果も異なることに留意が必要である。
- 系統増強の有無により調整力・慣性力確保に係るコストが変わり得るため、今後の調整力・慣性力に関する技術面や制度面等の議論を踏まえて、費用便益評価への織り込みを必要に応じて検討していく。
- なお、再エネ大量導入に伴う調整力・慣性力の確保に向けて、火力・揚水以外の調整力リソースの活用やインバータ電源による疑似慣性力等についても検討が進められており、これらの検討を踏まえ、再エネ大量導入に必要な社会コストの低減にも取り組んでいく必要がある。

9. 感度分析

9 感度分析

(1) 感度分析の考え方

■ 感度分析は、シナリオの政策的論点を踏まえた範囲に加えて、社会情勢といった不確実性を含む要因による系統増強への影響を確認するため、各シナリオにおける系統増強の方策は固定した上で、需要と電源のそれぞれにおいて、一定の変化を各シナリオのWithout及びWithの双方に発生させることにより、その変化によるB/C、再エネ出力制御率※¹及び再エネ比率※²への影響を分析した。

※ 1 再エネ出力制御率 = (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 再エネ比率 = 太陽光発電・風力発電・地熱発電・水力発電・バイオマス発電の年間発電量(kWh)/総発電量(kWh)

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※ ³	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※ ⁴		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※ ⁴		感度分析
		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※ ⁴		感度分析
	ロケーション	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	導入見込みを踏まえた立地誘導	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	感度分析	

※ 3 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

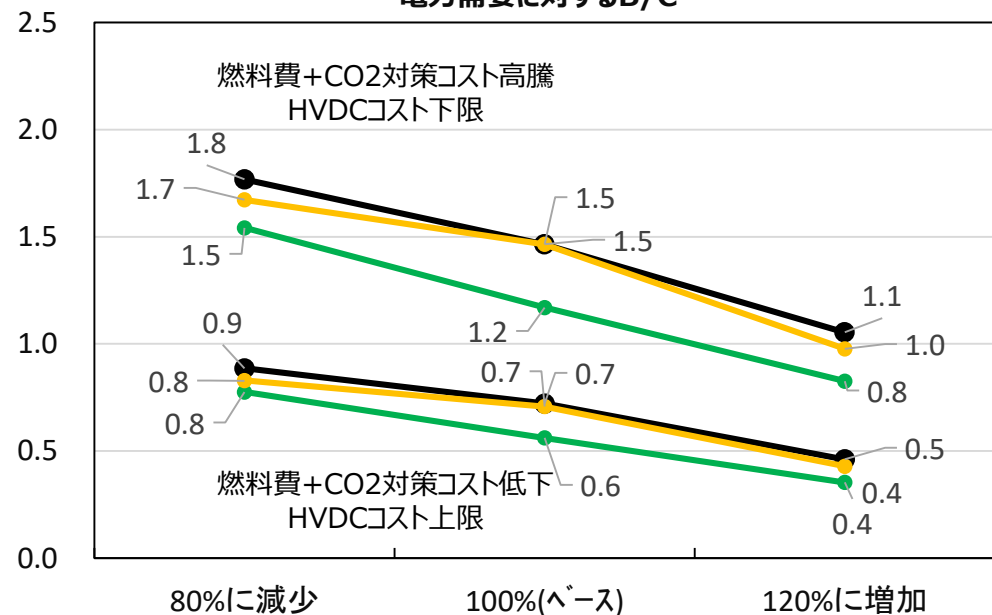
※ 4 個別電源が接続する系統により増強規模への影響は一概に評価できず、それぞれの増減によりアンバランスを打ち消す方向となる
注) 自然変動電源の出力特性の年度間のバラつきについては、引き続き取り扱いを検討する

9 感度分析

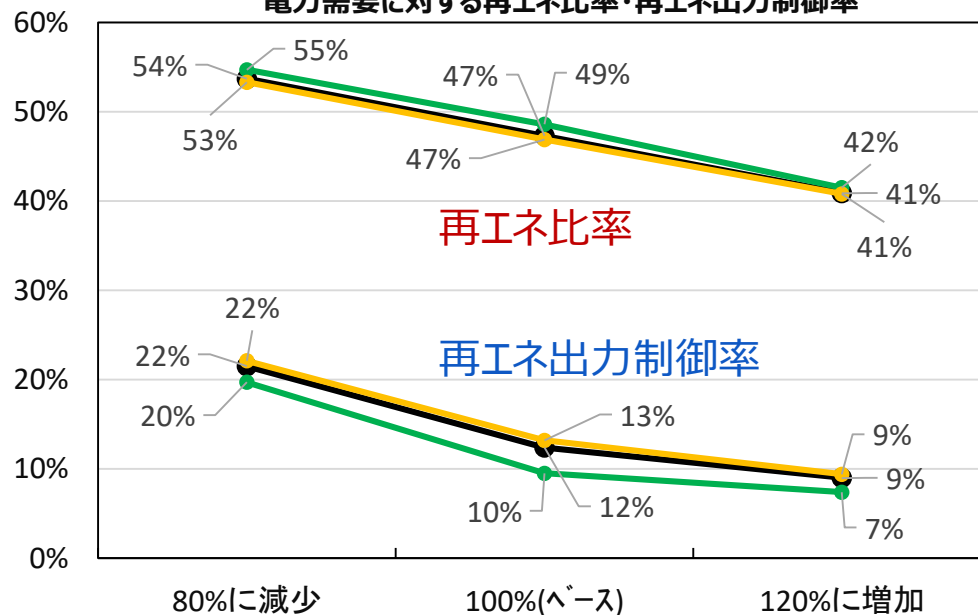
(2-1) 分析結果：電力需要

- 電力需要(kWh)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、電力需要(kWh)の増加に応じて、近傍の需要で消費される再エネが増加したため、再エネ出力制御率は低下した。これにより、連系線利用率が減少したため、B/Cも低下した。
- 再エネ比率は、火力等の再エネ以外の発電量が増加したことから相対的に低下した。

電力需要に対するB/C



電力需要に対する再エネ比率・再エネ出力制御率



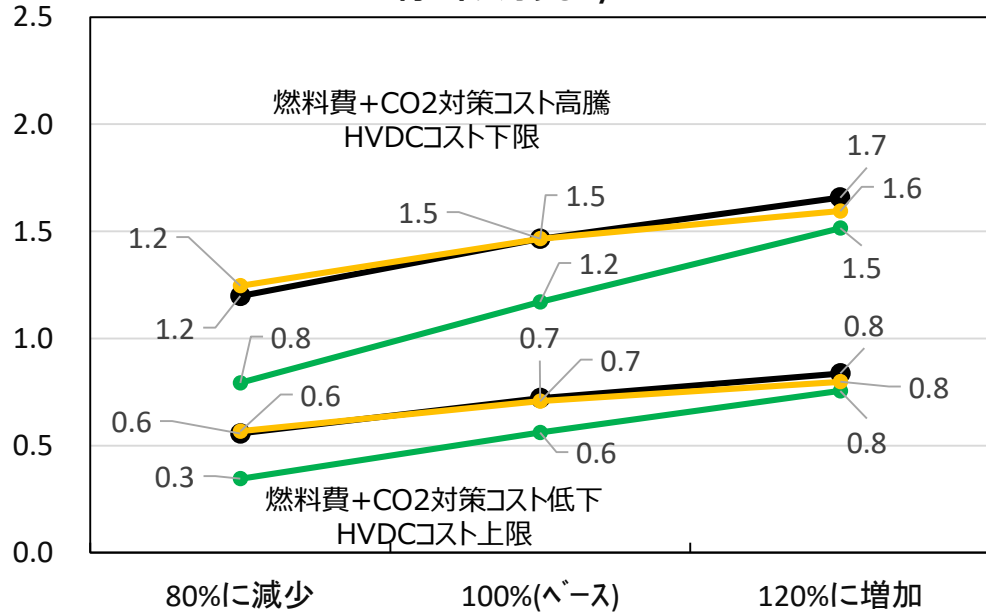
● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

9 感度分析

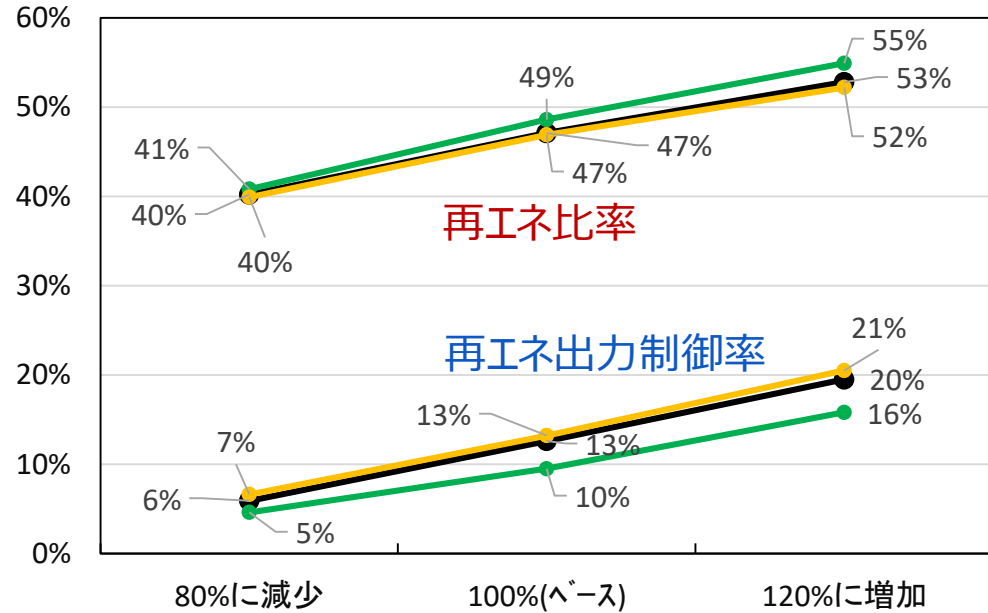
(2-2) 分析結果：再エネ

- 再エネ(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、再エネ(kW)の増加に応じて、再エネ比率が増加し、火力等との差替の機会が増加することから、B/Cも上昇した。
- 再エネ出力制御率は、需給上及び系統制約上の再エネ抑制が増えることから上昇した。

再エネに対するB/C



再エネに対する再エネ比率・再エネ出力制御率



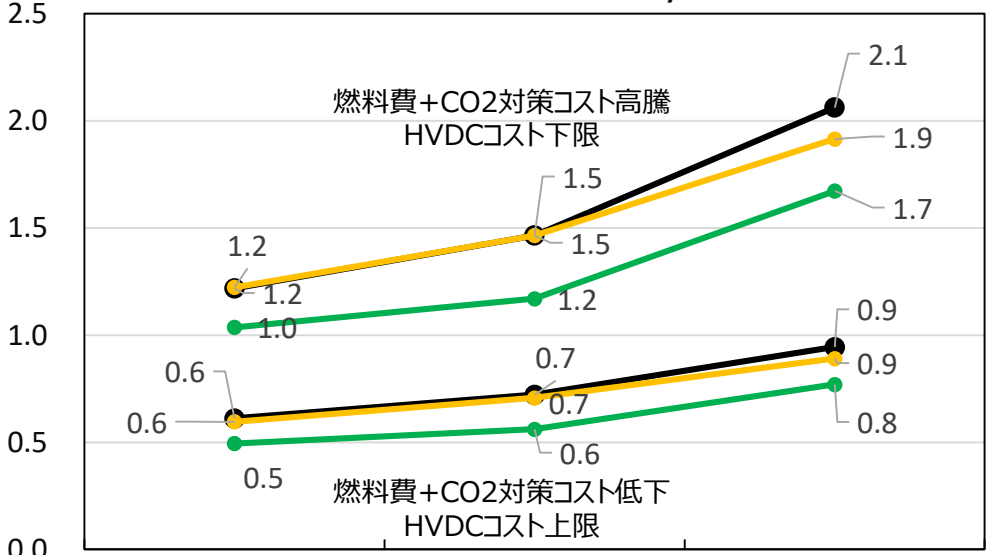
● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

9 感度分析 (2-3) 分析結果：太陽光発電ロケーション

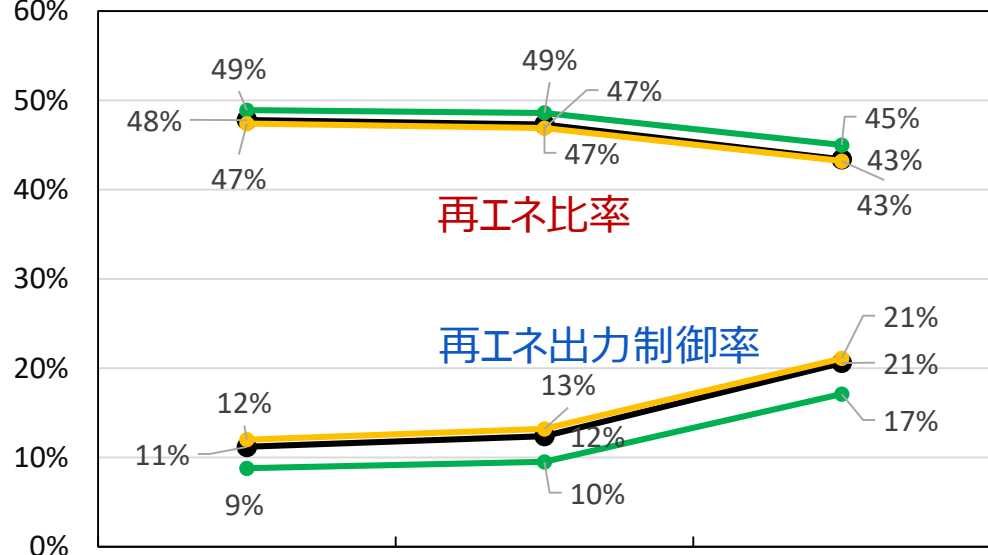
- 太陽光発電のロケーションを変化※させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、需要地近傍に配置した場合、地産地消が進むため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/Cが低下した。

※本分析では、9エリアの太陽光発電 (kW)を需要比率で配置した場合(需要地近傍)及び無居住化面積比率(次スライド参照)で配置した場合(偏在)をそれぞれ評価した。

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・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

9 感度分析 (2-4) 無居住化面積

- 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。

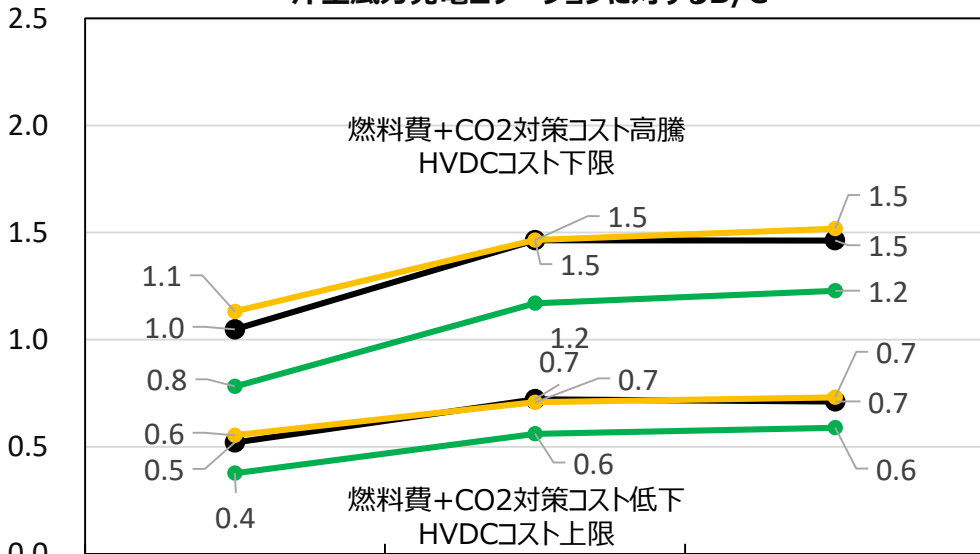


9 感度分析 (2-5) 分析結果：洋上風力発電ロケーション

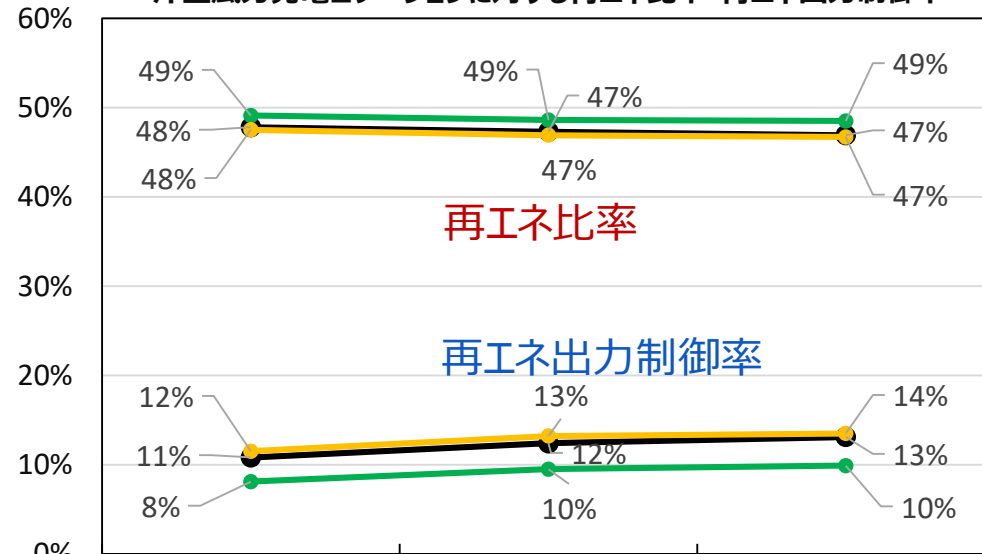
- 洋上風力発電のロケーションを変化※させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、需要地近傍に配置した場合、地産地消が進むため、再エネ比率が上昇し、再エネ出力制御率は低下した。また、連系線利用率が減少するため、B/Cが低下した。
- 東京、中部、関西の洋上風力発電の一部をそれ以外のエリアに偏在して配置した場合、配分量が相対的に小さいため、B/C等への影響は限定的であった。

※需要地近傍の場合として、2040年までに30GW~45GWの案件形成を目標としている洋上風力発電導入量（次スライド参照）のうち、30GWと45GWの差分である15GW分を東京、中部、関西の3エリアに需要比率で分配し、偏在の場合として、同15GW分を北海道、東北、北陸、中国、四国、九州に45GW時点での設備量比率で分配し、この2つの場合の分析を行った。

洋上風力発電ロケーションに対するB/C

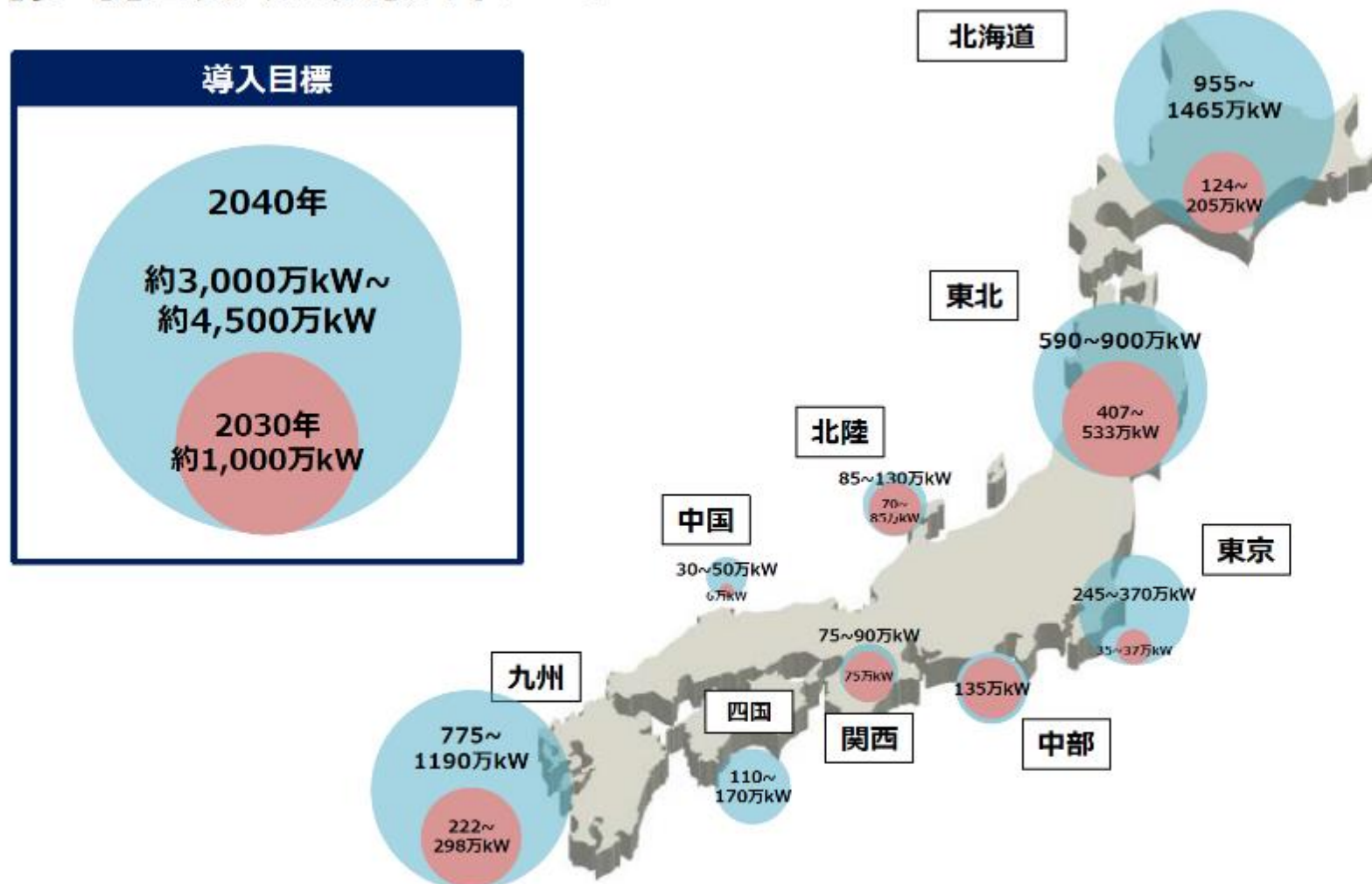


洋上風力発電ロケーションに対する再エネ比率・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

【参考】エリア別の導入イメージ



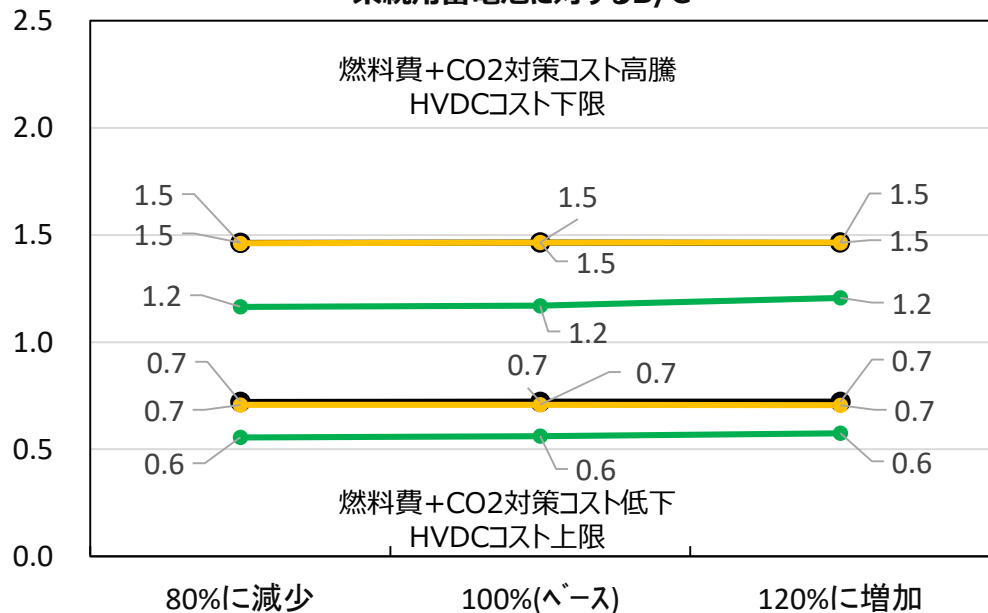
※2030年については、環境アセス手続中（2020年10月末時点・一部環境アセス手続きが完了した計画を含む）の案件を元に作成。

※2040年については、NEDO「着床式洋上ウインドファーム開発支援事業（洋上風力発電の発電コストに関する検討）報告書」における、LCOE（均等化発電原価）や、専門家によるレビュー、事業者の環境アセス状況を考慮し、協議会として作成。なお、本マップの作成にあたっては、浮体式のポテンシャルは考慮していない。

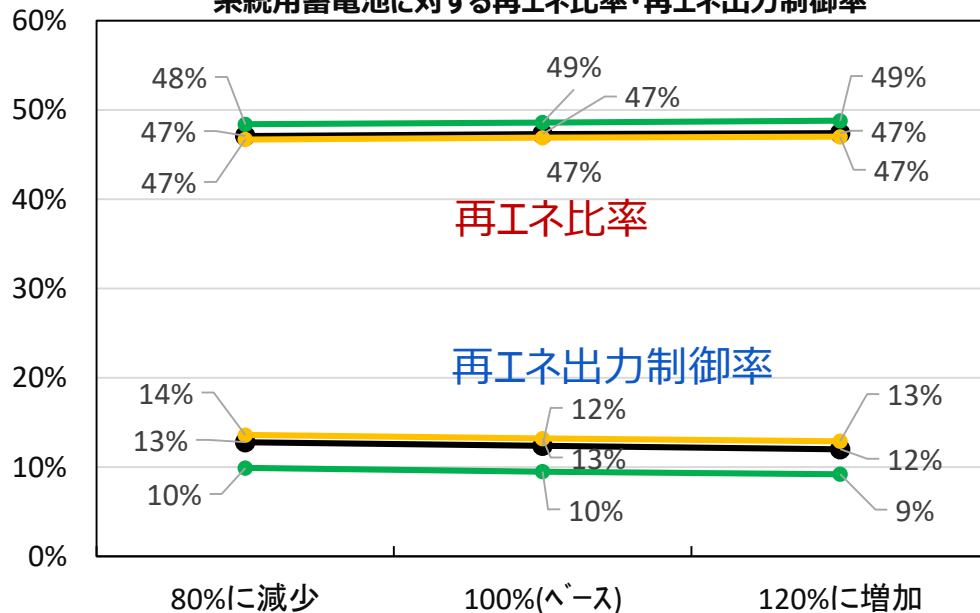
(2-7) 分析結果：系統用蓄電池

- 系統用蓄電池※1を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、系統用蓄電池を変化させても、全国的な効果の大きさは限定的ではあったものの、系統用蓄電池を増加させた場合、再エネ出力制御率は減少傾向、再エネ比率・B/Cは増加傾向になった。

系統用蓄電池に対するB/C



系統用蓄電池に対する再エネ比率・再エネ出力制御率



● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

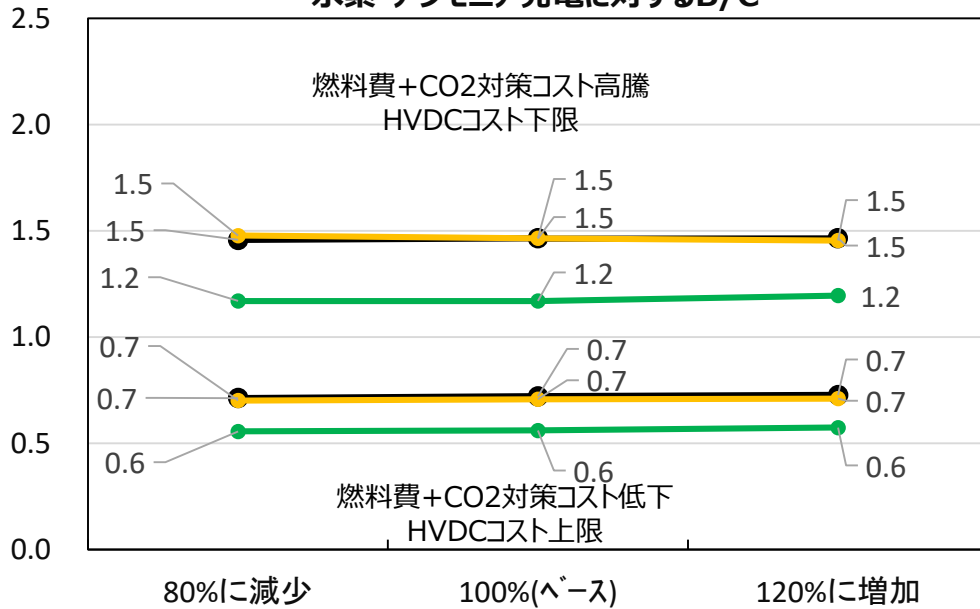
※1 本検討では、系統運用のための蓄電池を想定しており、導入量の推計においてはEV・PHEVのバッテリー容量を積み上げた数値をもとに試算。

9 感度分析

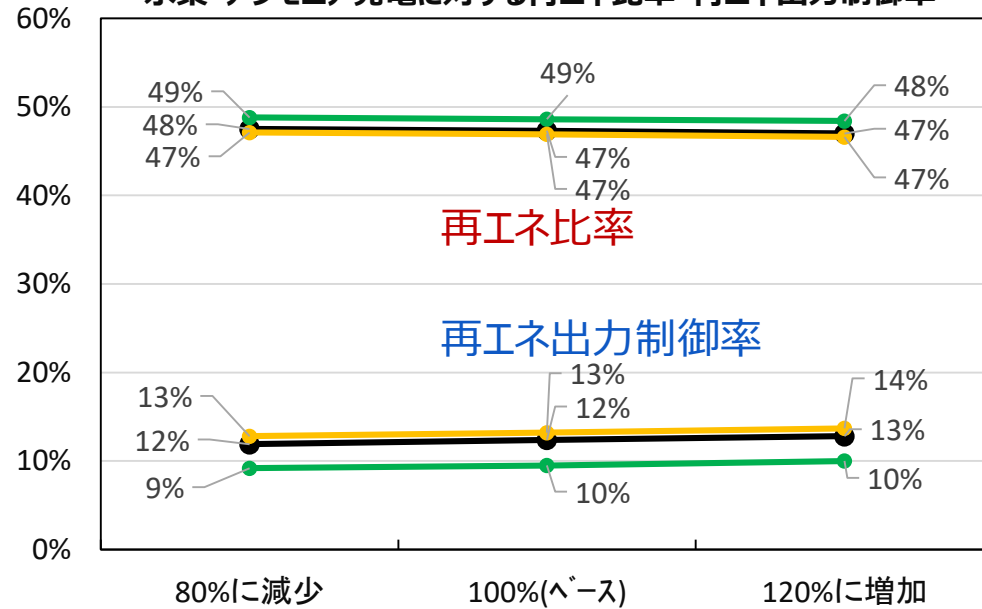
(2-8) 分析結果：水素・アンモニア発電

- 水素・アンモニア発電(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、水素・アンモニア発電は、本燃種以外の火力で代替されるため、水素・アンモニア発電(kW)が再エネ比率・再エネ出力制御率へ与える影響は限定的であった。また、燃料費の差が小さいため、B/Cについても大きく変動しなかった。

水素・アンモニア発電に対するB/C



水素・アンモニア発電に対する再エネ比率・再エネ出力制御率

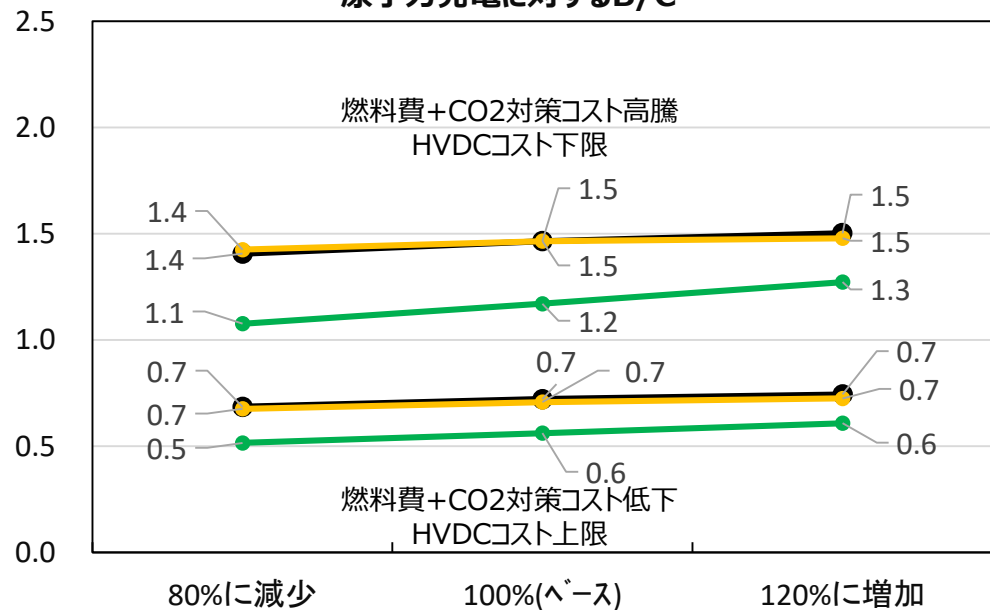


● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

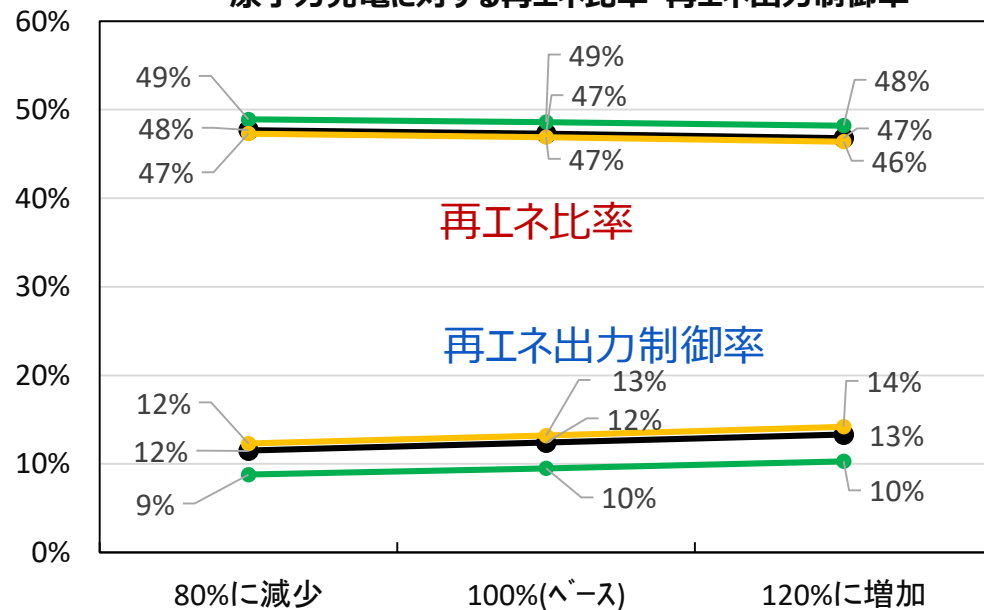
9 感度分析 (2-9) 分析結果：原子力発電

- 原子力発電(kWh)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、再エネの出力制御は限られた時間断面に集中しており、原子力発電(kWh)を変化させた際の再エネ比率・再エネ出力制御率への影響は限定的であった。
また、原子力発電(kWh)を減少させた場合、その多くが火力で代替され、B/Cは減少傾向になった。

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・再エネ出力制御率



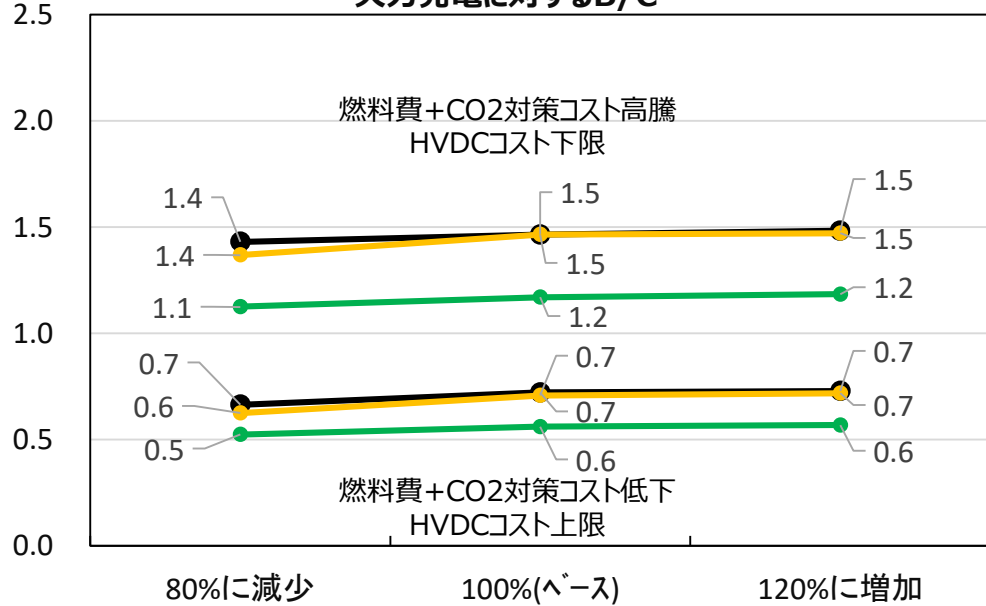
● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

9 感度分析

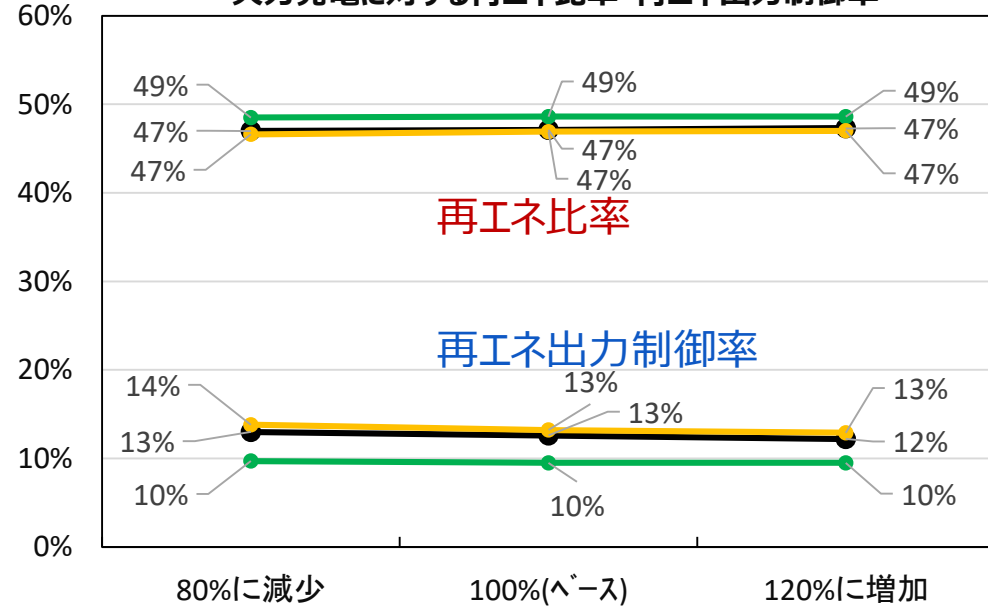
(2-10) 分析結果：火力発電

- 火力発電(kW)を±20%の変動幅で変化させた場合、需要立地誘導シナリオ・需要立地自然体シナリオとも、ベースシナリオとほぼ同様の傾向を示すことが確認できた。
- 本分析では、火力発電(kW)を変化させても、火力間で代替されるため、再エネ比率・再エネ出力制御率へ与える影響は限定的であった。また、今回の感度分析の幅においては、燃料費の差が小さいため、B/Cについても大きく変動しなかった。

火力発電に対するB/C



火力発電に対する再エネ比率・再エネ出力制御率



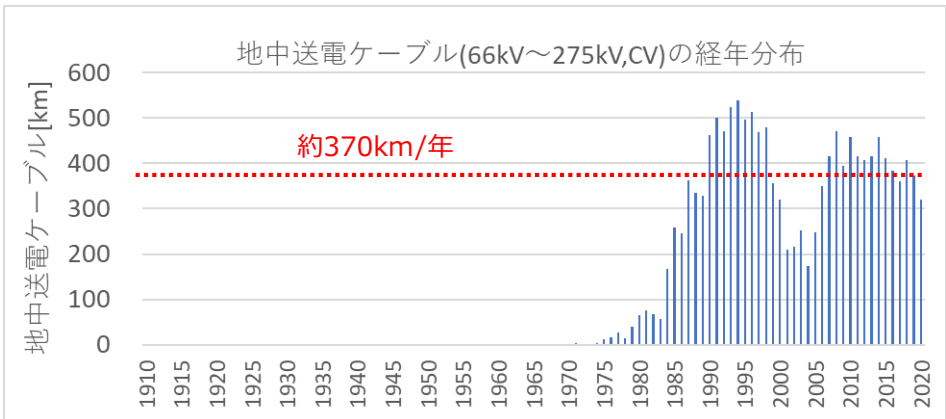
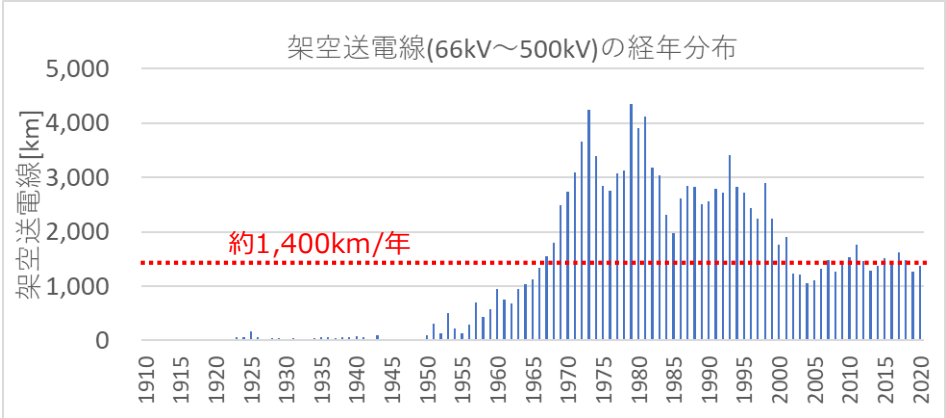
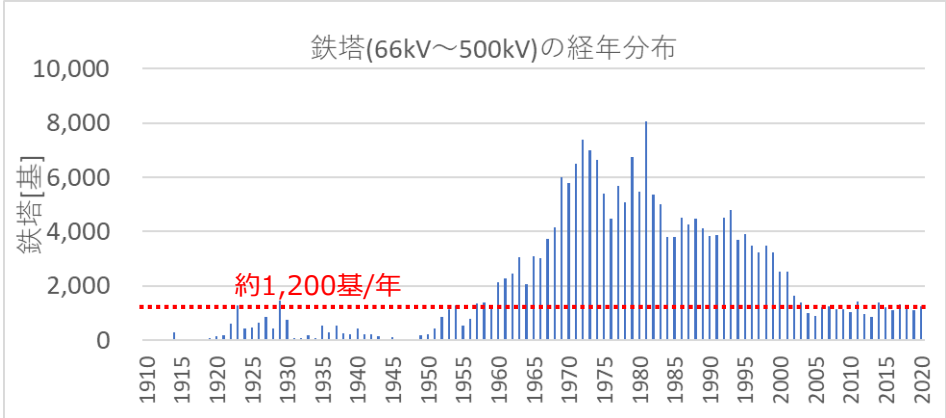
● 需要立地誘導シナリオ ● ベースシナリオ ● 需要立地自然体シナリオ

10. 流通設備の経年状況

1 0. 流通設備の経年状況 (1-1) 送電設備の経年分布

■ 主要な送電設備※1の経年分布は以下の通り。

..... 至近年の取替及び新設の実績 (2016~2020年度平均)

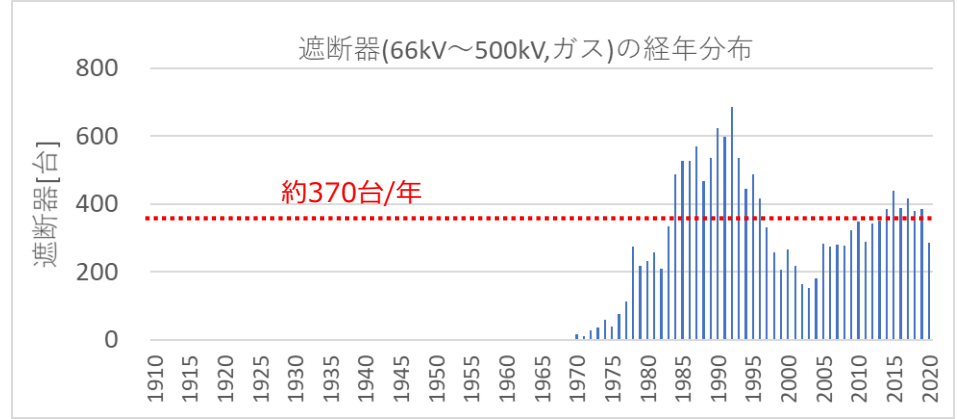
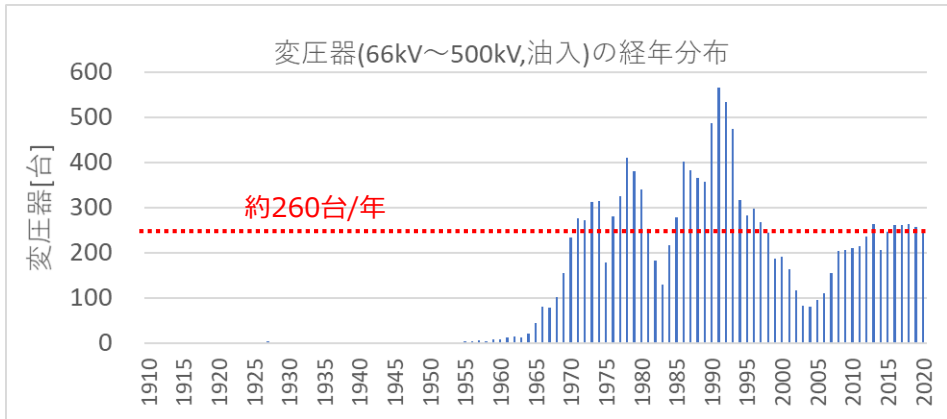


※1 一般送配電事業者10社の設備 (2020年度末時点)

1 0. 流通設備の経年状況 (1-2) 変電設備の経年分布

■ 主要な変電設備※1の経年分布は以下の通り。

..... 至近年の取替及び新設の実績 (2016~2020年度平均)

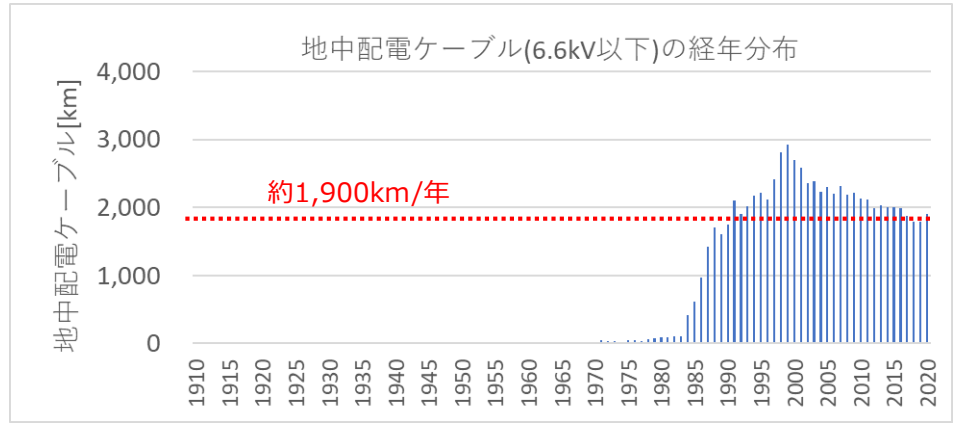
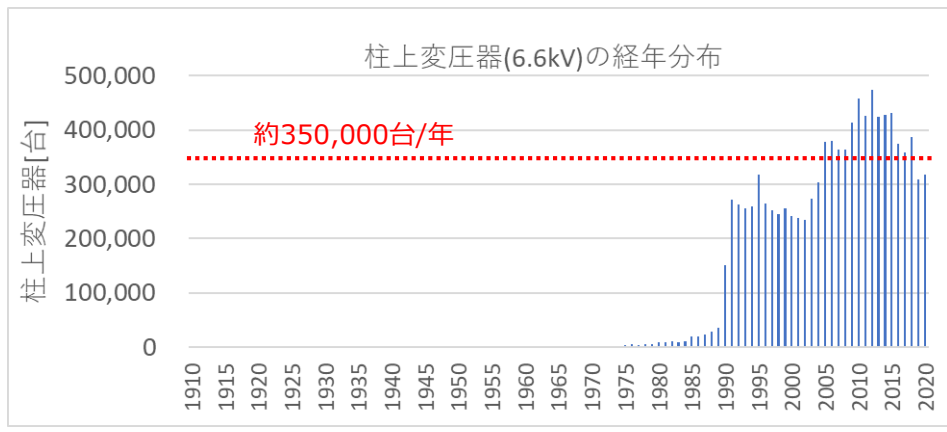
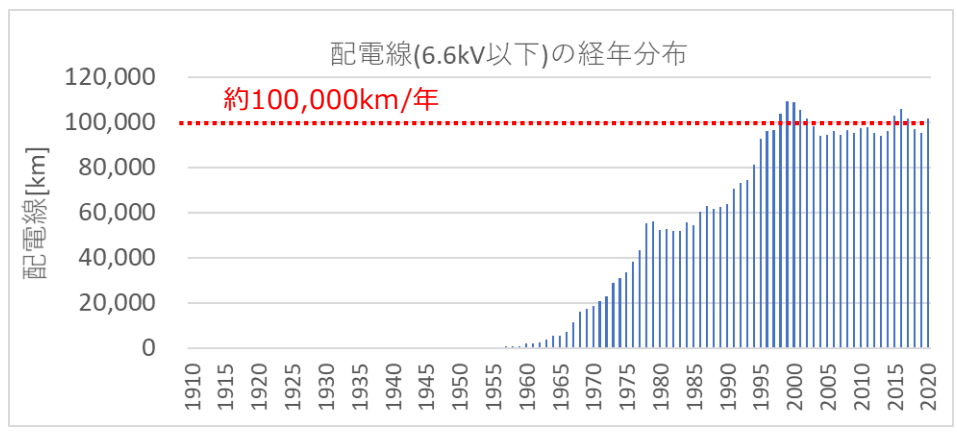
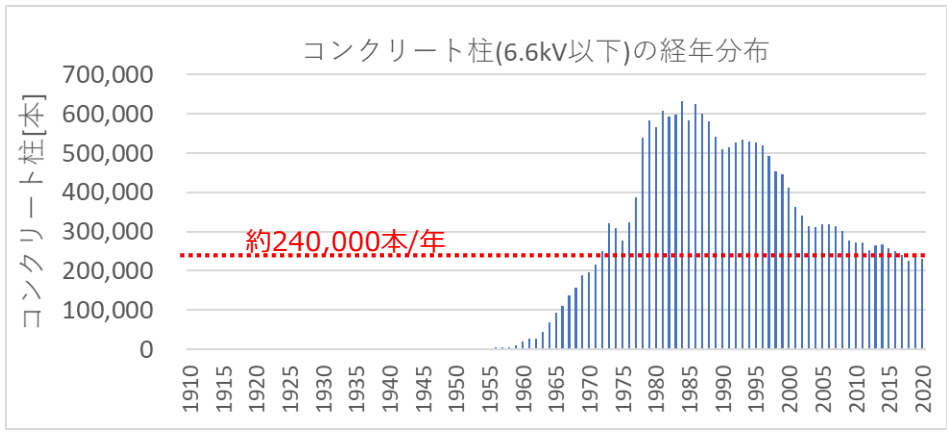


※1 一般送配電事業者10社の設備 (2020年度末時点)

1 0. 流通設備の経年状況 (1-3) 配電設備の経年分布

■ 主要な配電設備※1の経年分布は以下の通り。

..... 至近年の取替及び新設の実績 (2016~2020年度平均)



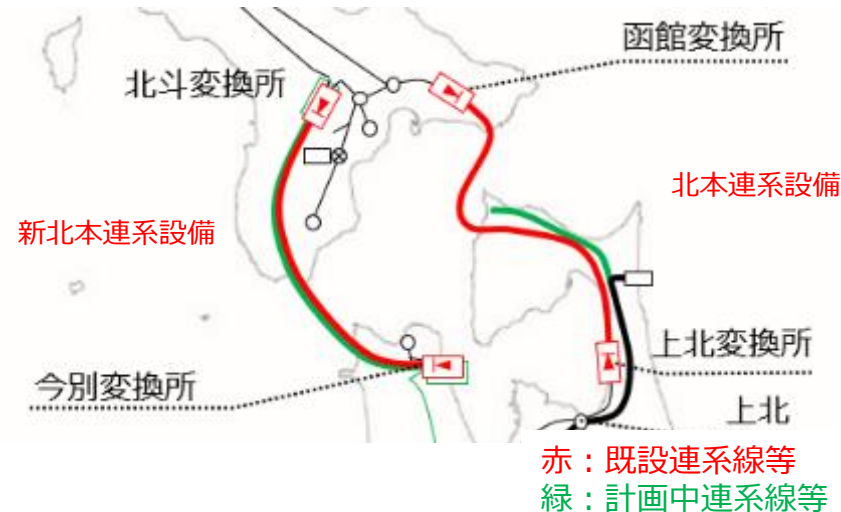
※1 一般送配電事業者10社の設備 (2020年度末時点)

■ 北海道本州間連系設備

(北本連系設備)

- 既設設備の内、**本線架空線部は経年劣化が確認されており、計画的に電線張替を実施している。**※
- 第1極交直変換器については、1979年運開以来、43年を経ており、**経年劣化による故障増加が確認されているため、更新計画を検討している。**

※OFケーブルの製造が困難になっていることや技術維持も課題



赤：既設連系線等
 緑：計画中連系線等

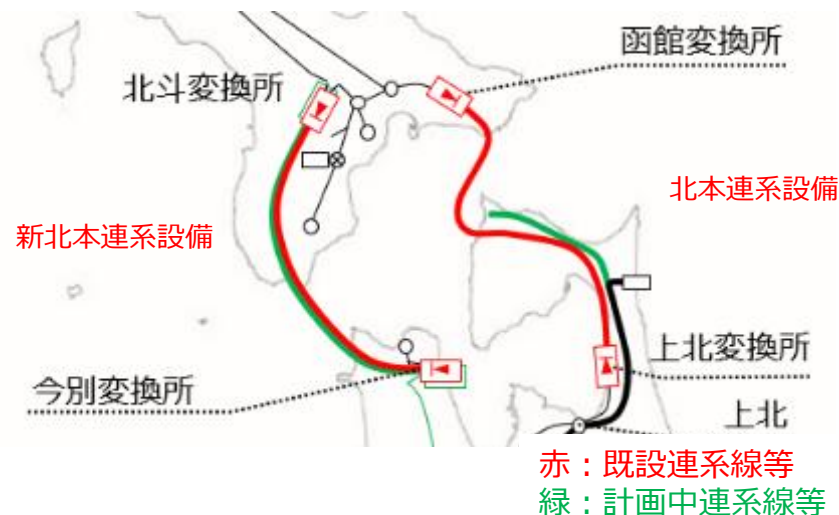
設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
北本連系設備 (北本直流幹線)	函館変換所	古川CH	DC250	83	1	1979	2010年に1基を建替。 1993年に1基を増設。
	古川CH	佐井CH	DC250	(OF、XLPE : 43.32km)	-	1979 1993 2012	OFケーブルの保守限界前にCVケーブルへの更新が必要。
	佐井CH	上北変換所	DC250	297	2	1979	1993年に1基を増設。2008年に1基を増設。 直流架空線の帰線については、劣化対応として既に94%張替済み(北海道側含む)。 本線についても、劣化対応として1979年製造の1号線側を24%張替済み。今後も1993年製造の2号線を含めた残り区間について順次電線張替を実施していく。

設備	電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
北本連系設備 (交直変換器)	DC250	600	1979、1980、1993	

■ 北海道本州間連系設備

(新北本連系設備)

- 2019年に運開した設備であり、**経年による劣化の進行は見られない。**
- 国の審議会の要請に基づき、計画策定プロセスを実施し、更なる増強計画を2021年5月に策定。

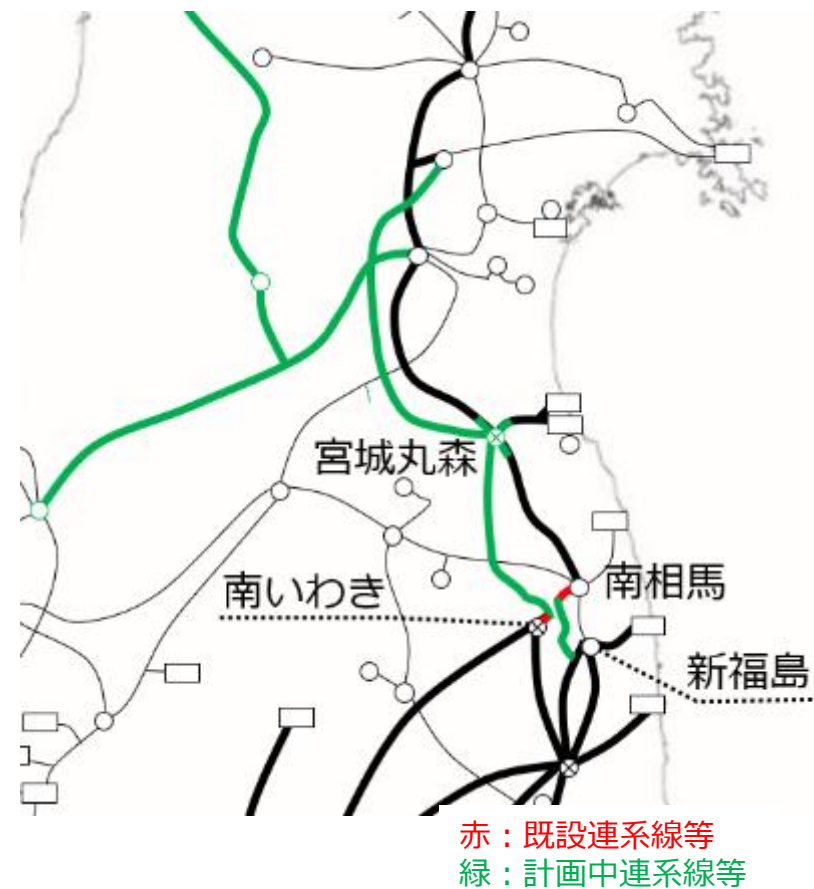


設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
新北本連系設備 (北斗今別直流幹線)	北斗変換所	吉岡CH	DC250	205	0	2019	
	吉岡CH	竜飛CH	DC250	(XLPE : 24.4km)	-	2019	
	竜飛CH	今別変換所	DC250	64	0	2019	

設備	電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
新北本連系設備 (交直変換器)	DC250	300	2019	2027年度に+300MW増強予定。

■ 東北東京間連系線

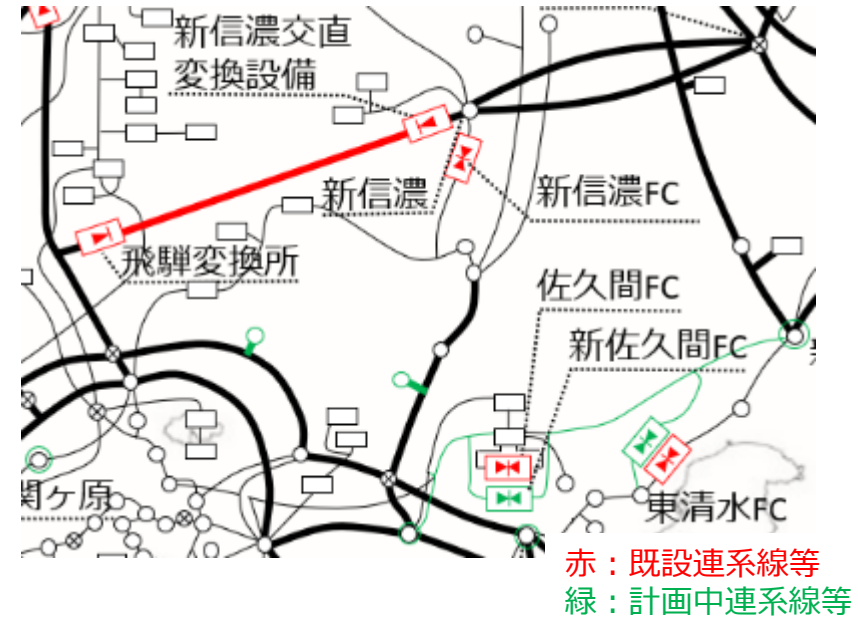
- ▶ 電気供給事業者の提起により、計画策定プロセスを実施し、増強計画を2017年2月に策定。
- ▶ 既設連系線は、1995年の運開以来、21年を経ているが、**現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。**



設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
相馬双葉幹線	南相馬変電所	南いわき開閉所	500	62	0	1995	

■ 東京中部間連系設備 (FC)

- 国の審議会の要請に基づき、計画策定プロセスを実施し、増強計画を2016年6月に策定。
- その中で、経年劣化の進んでいる佐久間東幹線、佐久間西幹線の一部増強計画が進行中。
- **新信濃2FC及びロータリーコンデンサ (RC) 制御保護装置の更新計画あり。**

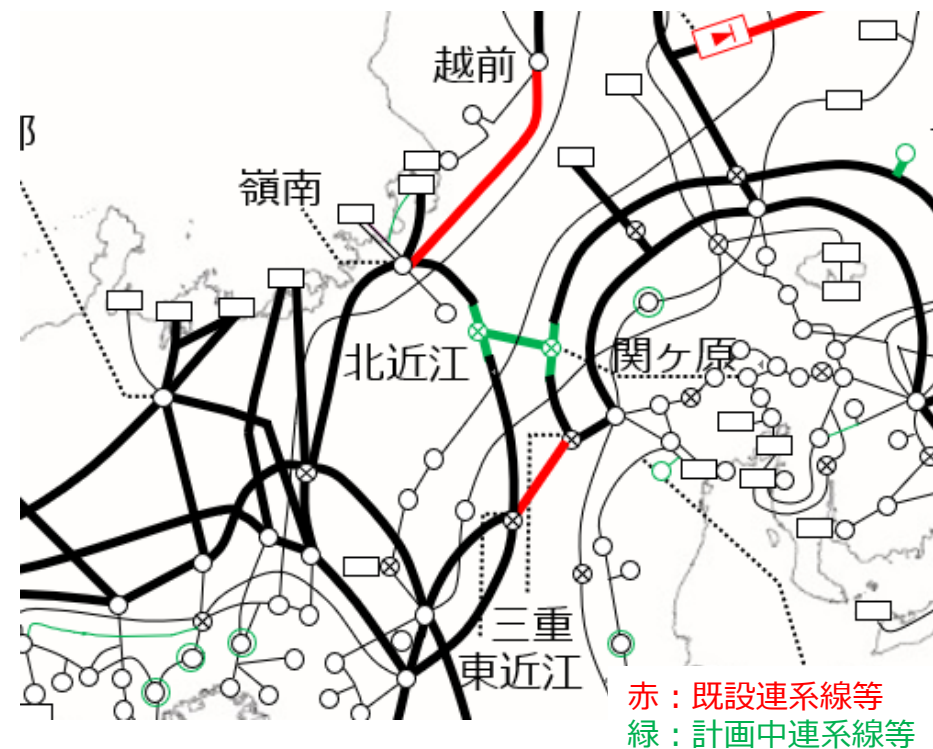


設備	電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
新信濃周波数変換設備	DC125	600	1977	1992年、300MW増設 2009年、300MW更新 2024年、2FC及びRC制御保護装置更新予定
佐久間周波数変換設備	DC125	300	1965	1993年、サイリスタバルブに取り替え 2027年、300MW増設予定
東清水周波数変換設備	DC125	300	2006	2006年、100MW運開 2013年、300MW本格運用開始 2027年、600MW増設予定
飛驒信濃周波数変換設備	DC200	900	2021	2021年、900MW運開

設備	区間	電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
飛驒信濃直流幹線	飛驒変換所 新信濃変電所	DC200	197	0	2021	

■ 中部関西間連系線

- ▶ 第2ルート（関ヶ原北近江間）は、計画策定プロセスにて検討中。
- ▶ 一部鉄塔（10基）で部材劣化が進展しているため、建替更新計画を検討している。



設備	区間	電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
三重東近江線	三重開閉所 中部電力PG R25 (1 L) 関西電力送配電乙1 (2 L)	500	14	0		・1回線2ルート区間 (No.18~1972R25, No.18~L23) について、部材の腐食が進展しているため、2回線1ルートにて2032年度までの建替更新計画を検討
	中部電力PG R25 関西電力送配電乙1 (2 L) 東近江開閉所	500	78	0※	1972	

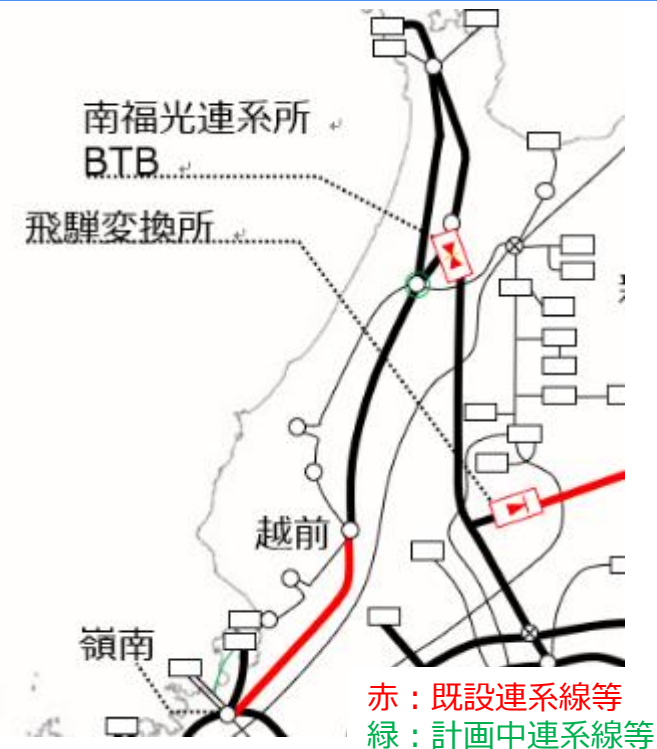
※78基のうち4基については東近江開閉所建設時（1991年）に系統変更のため建替済み

■ 中部北陸間連系設備

- ▶ 既設連系線は、1998年（変換設備は1999年）の運開以来、23～24年を経ているが、**現時点では劣化の進行は見られない。2025年度末には制御保護盤が保守期限を迎えるため、計画策定プロセスにて中地域交流ループ（南福光BTB廃止）を2026年度当初運開に向けて検討中。**

■ 北陸関西間連系線

- ▶ **越前嶺南線について、地理的な違いから劣化が進行している関西エリア部分より、順次、鉄塔・電線の更新を進めている。**



中部北陸間連系設備

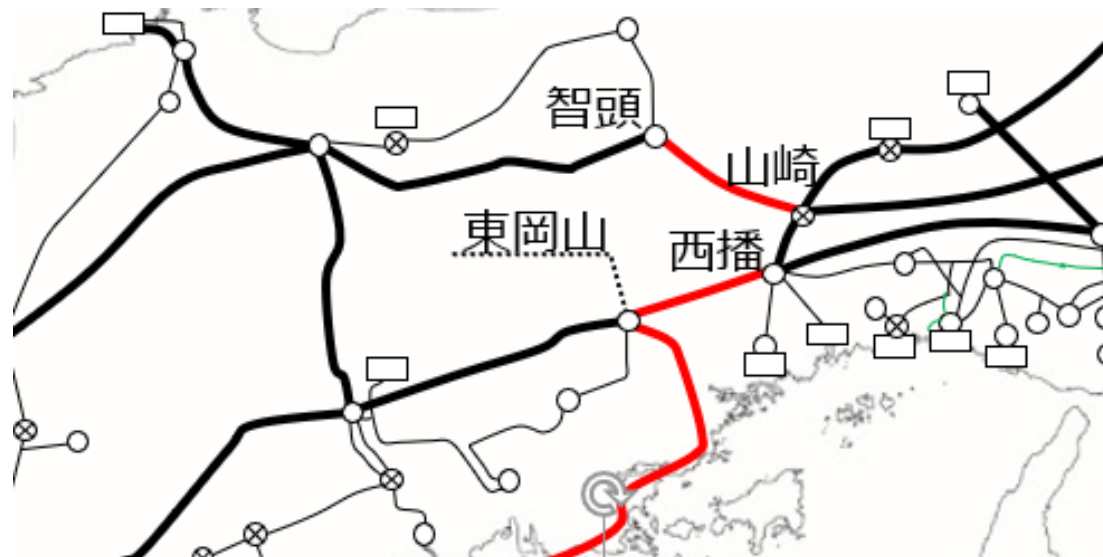
設備	直流電圧 (kV)	容量 (MW)	運開年	更新計画等
南福光直流連系設備	125	300	1999	2025年度末に制御保護盤の保守期限満了 2026年度当初に直流連系設備を廃止予定

北陸関西間連系線

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
越前嶺南線	北陸電力送配電 No.14Tw	嶺南変電所	500	185	0	1974	2027年度、44基更新予定
	越前変電所	北陸電力送配電 No14Tw	500	14	1	1974	

■ 関西中国間連系線

- ▶ 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。



赤：既設連系線等
 緑：計画中連系線等

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
西播東岡山線	西播変電所	東岡山変電所	500	102	0	1978	
山崎智頭線	山崎開閉所	智頭変電所	500	92	0	1997	

■ 関西四国間連系設備

- ▶ 現時点では大規模な更新工事等を行うような劣化の進行は見られない。※
- ▶ 阿南・紀北変換所の制御保護装置を更新予定。(2024~2025年)

■ 中国四国間連系線

- ▶ 架空線区間は、電線の経年劣化が確認されているため、更新計画を検討している。
- ▶ ケーブル区間は、OFケーブルの保守限界前にCVケーブルへ更新するべく更新計画を検討している。※



赤：既設連系線等
 緑：計画中連系線等

※OFケーブルの製造が困難になっていることや技術維持が課題

関西四国間連系設備

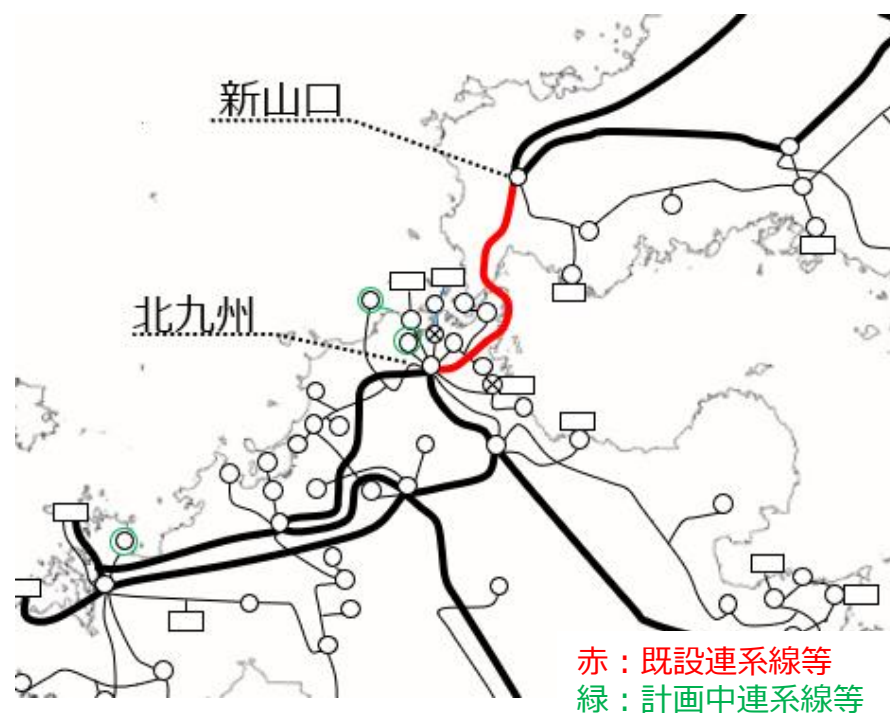
設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
阿南紀北直流幹線	阿南変換所	由良開閉所	DC±250	OF : 48.9km	-	1999	制御保護装置更新(2024~2025年)
	由良開閉所	紀北変換所	DC±250	106	0	2000	制御保護装置更新(2024~2025年)

中国四国間連系線

設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
本四連系線	讃岐変電所	坂出CH	500	51	0	1994	経年劣化への対応として電線張替計画を検討中
	坂出CH	児島CH	500	OF : 22.13km	-	1994	OFケーブルの保守限界前にCVケーブルへの更新が必要
	児島CH	東岡山変電所	500	210	0	2000	経年劣化への対応として電線張替計画を検討中

■ 中国九州間連系線

- 陸上部の架空線区間は、電線の経年劣化が確認されているため、更新計画を検討している。



設備	区間		電圧 (kV)	鉄塔基数	更新済み鉄塔基数	製造年	更新計画等
関門連系線	新山口変電所	北九州変電所	500	170	0	1980	経年劣化への対応として電線張替計画を検討中。海峡横断部については張替済(2014~2016年)

1 1 . 地域間連系線の増強に向けた 広域ループの適用可能性

第8回 広域連系系統のマスタープラン及び系統利用ルールの在り方等に関する検討委員会 資料 2
(中部電力PG、北陸電力送配電、関西電力送配電プレゼン資料)

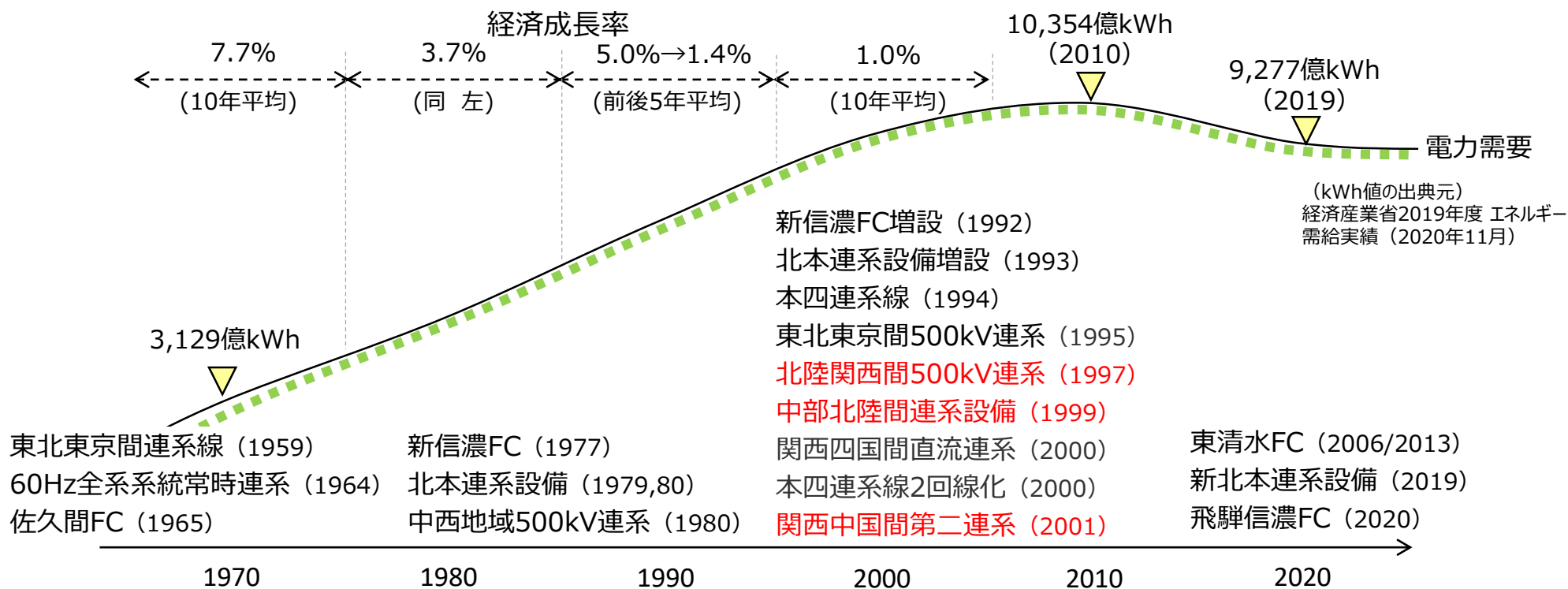
(1) はじめに

- マスタープラン検討委員会では、将来の不確実性を踏まえた複数のシナリオを考慮しつつ、増強等の検討が早期に必要な基幹系統に関して1次案で整理することとしている。
- 1次案の策定に向けては、再エネ適地から大消費地まで、大容量の電力を長距離送電する観点から直流送電の検討も視野に入れており、地域間連系線の増強に向けて、最新の技術動向や経済性などを踏まえながら直流か交流かを選択していく方向性が示されている。
- 地域間連系線を交流で新たに増強していく場合、多点連系となるため、既存の連系線を含めた広域的なループ系統が構成される。
- 交流ループ運用は、これまで基幹系統の増強とともに段階的に拡大し、一部の地域間連系線にも適用してきたが、中部・北陸・関西間のように広域に跨る地域間連系線については、建設当時の技術的な経緯から、現状は交流ループとせずに直流設備を介した系統構成となっている。
- 今後、地域間連系線の増強を進めていく中では、広域的な交流ループの系統構成も選択肢に考えられるため、これまでの設備形成の変遷や運用実績を踏まえ、交流ループの特徴と広域ループ運用の実現可能性について、ご説明する。

1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(2) 地域間連系線の増強に係る変遷

- わが国では、地理的な制約などを踏まえ、需要地近傍での電源開発を基本として地域単位に流通設備との最適化を図り、地域間連系線は広域的波及事故を防止する観点から、当初は補完的に整備してきた。
- その後、1970年から1990年代にかけては好調な経済成長に支えられ電力需要が増大していく中で、広域的かつ大規模な電源開発にも対応するため、順次、必要な地域間連系線を増強してきた。
- 特に1990年から2000年にかけて、現在の形態に至る連系線増強が多く行われ、中西地域（60Hz）では、直流設備を介して接続した広域連系系統や、関西中国間の交流ループ系統が形成されてきた。

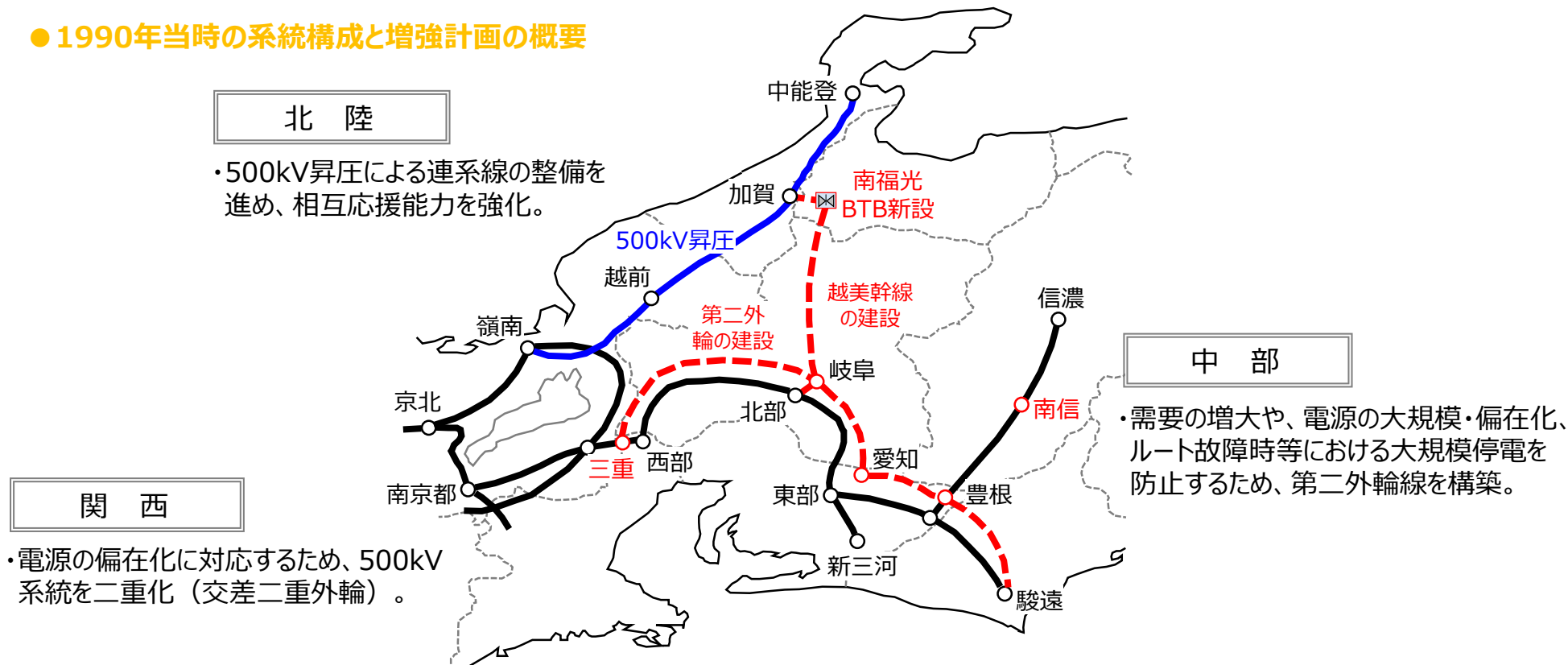


1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(3) 中部北陸間連系設備（南福光BTB）の増強（1990年計画決定）

- 1990年当時、堅調な需要の伸びに加え、中部関西間連系線の潮流が運用限度に達する見通しであったため、中部・北陸間の系統を接続することで連系を強化し、**早期に広域運営の拡大を図る**こととした。
- また、基幹系統も並行して増強が進められており、例えば中部エリアでは、これまでの放射状系統から第二外輪線の建設により基幹送電線を多重化していく過渡期にあった。
- 当時、広域的な交流ループは、故障電流の増大や過酷故障時の全系波及等の懸念に加え、**技術検討が難しく中西地域でループの実績も十分でないため**、中部北陸間は直流連系を採用した。

● 1990年当時の系統構成と増強計画の概要



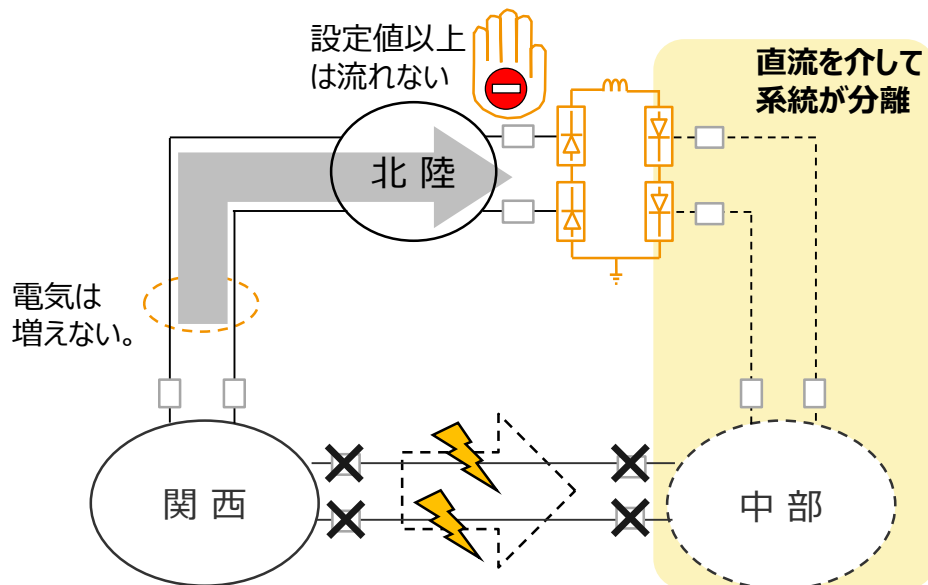
1 1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(4) 中部北陸間の連系に直流を採用した経緯

- 交流ループは、短絡容量増加に伴い故障電流が増大することや、故障時に残ルートを介して電気が流れるため、潮流限度を超過し発電機の同期安定性などに影響することが懸念される。他方で、**直流連系は設定した値の電気しか流れないため**、故障の影響を限定できる特徴がある。
- 当時は、諸外国での広域波及による大規模停電の事例もある中で、広域的なループ系統は技術検討が難しく十分な運用実績もなかったため、**ループ適用を段階的に検討するフェーズにあった**。
- 他方、堅調な需要の伸びに対応するため早期に広域運営を図る必要があり、過酷故障時においてもその影響を確実に限定できる、直流連系での増強を安定供給の観点から採用した。

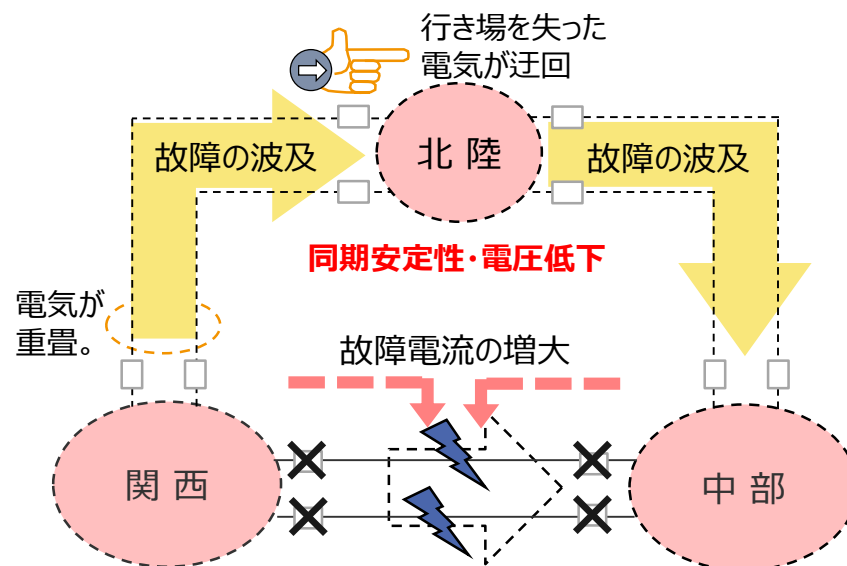
直流連系の特徴

- ・ルート故障等の過酷故障では、直流を介した単独系統が生じるため、周波数対策は必要（影響は限定できる）。



交流連系（ループ）の特徴

- ・系統が分離せずに、残ルートを介して電気が重畳していくため、広域的な同期安定性・電圧低下の確認が必要。



1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(5) 500kV基幹送電線の多重化に伴うループ運用 (1995年以降)

- 1990年代中頃から後半にかけては、基幹系統が多重化されていくことを踏まえ、ルート故障でも大規模電源が脱落しないよう、需要地近傍の基幹系統において交流ループ運用を順次開始した。
- ループ系統は、ルート故障時においても接続する電源等が脱落しないため、供給信頼度が向上する一方で、故障時に残ルートへ潮流が流れ込むため、周波数対策よりも同期安定性や過負荷対策が必要となる。
- また、重大故障や制御が失敗した場合においても、波及影響を限定するように、保護リレーの高機能化や、オンラインで情報を収集し、同期安定性を維持するため電源を制御する安定化装置を開発・導入するなど、ループ系統の対策を実施したうえで、段階的にループ運用に移行していった。

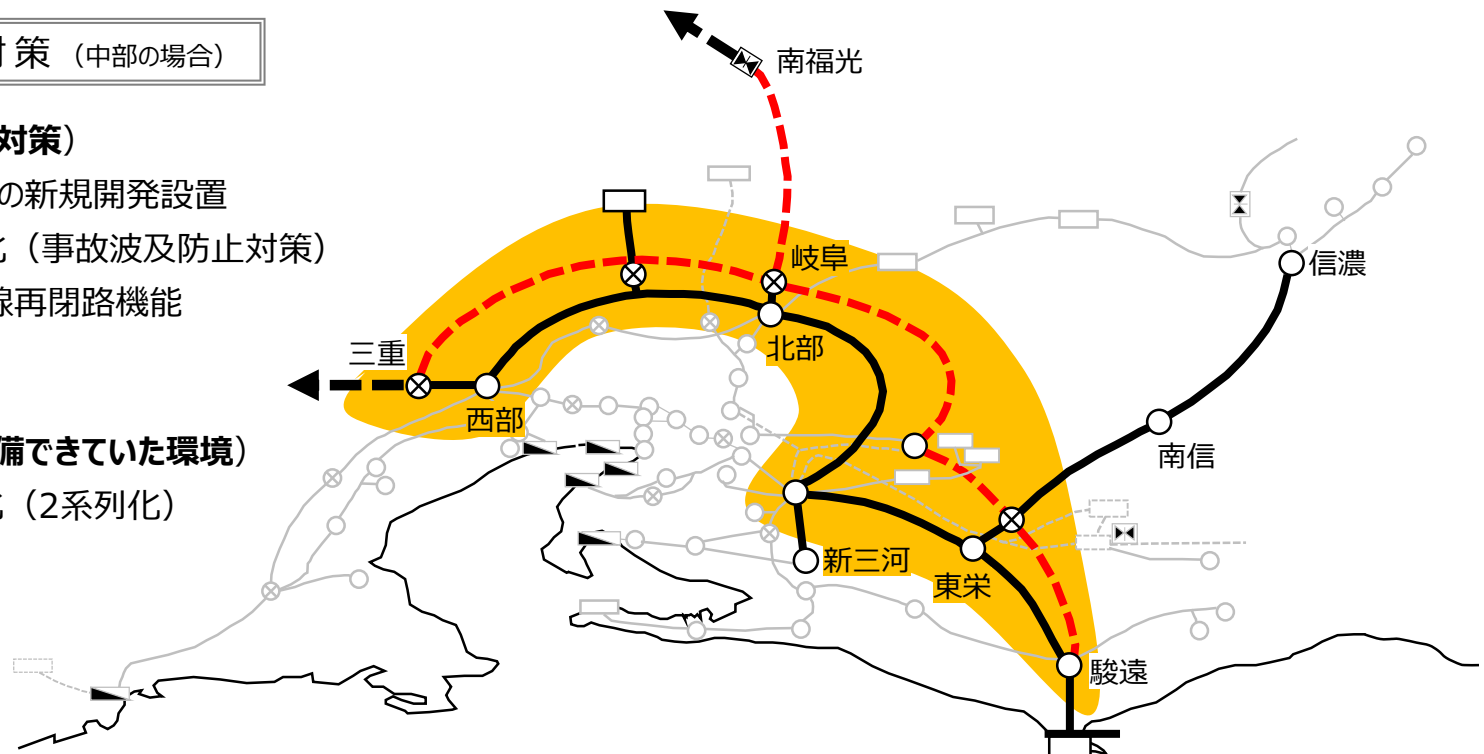
ループ系統への対策 (中部の場合)

(ループ運用に向けた対策)

- ・オンライン安定化装置の新規開発設置
- ・保護リレーの高機能化 (事故波及防止対策)
- ・ルート故障時の送電線再閉路機能

(ループ運用までに整備できていた環境)

- ・保護リレーの高機能化 (2系列化)

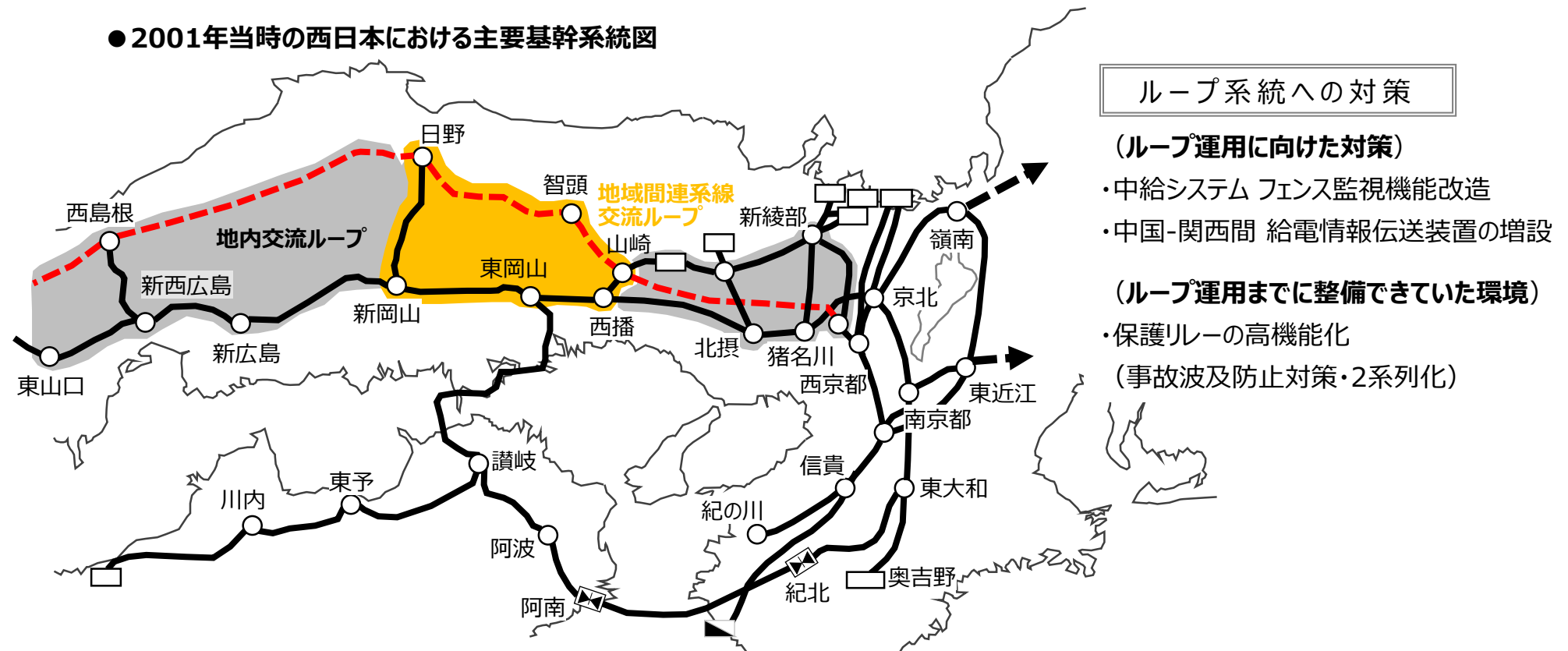


1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(6) 関西中国間連系線の交流ループ運用 (2001年以降)

- 2000年頃には、西地域からの融通電力の増大に対応するため、地内基幹系統の増強とともに、**関西中国間連系線の第二ルートを構築した。**
- これを契機に、関西や中国の各基幹系統についても対策を講じた上で**ループ運用に移行**するとともに、関西中国間連系線においては、**地域間連系線で初めて交流ループでの運用を開始した。**
- 現在では、広域機関と一般送配電事業者（中国電力NW）が連携して関西中国間連系線のフェンス潮流を算出し、送電可否判定等を行うことで、広域的な交流ループを管理・運用している。

● 2001年当時の西日本における主要基幹系統図



ループ系統への対策

(ループ運用に向けた対策)

- ・中給システム フェンス監視機能改造
- ・中国-関西間 給電情報伝送装置の増設

(ループ運用までに整備できていた環境)

- ・保護リレーの高機能化
(事故波及防止対策・2系列化)

1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(7) 広域的な交流ループの運用方法

- 交流ループは、関西中国間連系線に代表されるように、フェンス（潮流の合計値）で管理することが原則となり、ルート故障して残ルートに潮流が流れ込んでも安定的に運用できる値が運用容量となる。
- また、地域間連系線を含むループ系統であっても、管理する範囲が限定された関西中国間連系線の場合は、中国エリアが代表して監視できる一方、広域的なループ系統で分流が複雑に変化し広範囲の監視が必要な場合は、情報を連携して監視していくことが必要となる。

	関西中国間連系線の運用	広域的な交流ループの運用
運用容量	ループ系統内のルート故障を想定し、回り込み潮流が生じても安定運用できる範囲とする。	同 左。
潮流調整	中国エリアで全てのフェンス潮流を監視、各エリアは個別の送電線を監視しながら協調して調整。	情報を連携してフェンス潮流を監視しつつ、確実かつ効率的に潮流調整できる方法を検討。
フェンス管理 (イメージ)	<p>※対称の斜めフェンスも含めて、4つのフェンスを中国エリアで監視</p>	

1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(8) 交流ループ系統における事故波及リスクの分析手法

- 交流ループでの系統故障に伴う波及の影響を分析する上では、系統解析（シミュレーション）による検討が必要となるが、ループ系統が広域的になるほど解析範囲が膨大となり、計算パターンが増大する。
- 1990年代までは、大型汎用計算機などによる系統解析が主流であり、システムの巨大化や計算時間・モデル化範囲の限界などから、広域的な系統の模擬や過酷故障の解析は難しい状況にあった。
- その後、計算機の性能向上や解析技術の進歩とともに、ステップ・バイ・ステップで解析対象を拡大してきた結果、近年では、中西地域の基幹系統全体を模擬した同期安定性の解析を十数秒程度で完了できるまでになり、広域的な系統でより精緻かつ多数のパターンの分析評価が可能となっている。

	1960年代	1970年代	1980年代	1990年代	2000年代	2010年代
計算機の発展						
解析手法	交流計算盤による解析 手計算		大型計算機によるデジタル解析 (FACOM)		PCによるデジタル解析 アナログシミュレータ (PSA)	
モデル化範囲	発電機 12 線路 80 ノード 18	発電機 100 線路 200 ノード 300	発電機 200 線路 1200 ノード 1000	発電機 400 線路 1800 ノード 1500	発電機 500 線路 3000 ノード 3500	発電機 1000 線路 9999 ノード 9500
計算時間	数日		1日	数時間	数十分	数分
	十数秒					

1 1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(9) 交流ループの課題に対する状況変化（技術進展）

- 広域的な交流ループは、これまでの技術進展に伴って、主な地域間連系線を建設してきた1990年代に **想定された技術課題や懸念された事項が解消されてきている。**
- なお、広域的なループが構成可能な中地域各社は、**南福光BTBの制御保護装置が更新時期を迎えつつあることも踏まえ**、直流連系から交流ループに変更していくことの技術検討を進めており、その効果と実現性に一定の見通しが得られている。

	主な連系線の新設時における考え方（1990年代）	今後の連系設備増強における考え方（現在）
潮流調整	<ul style="list-style-type: none"> ○ 系統状況により分流の仕方が異なるため、複雑な潮流調整が想定された。 ○ 実需給に与える影響に鑑み、地内系統から段階的に交流ループの運用実績を重ね、ステップ・バイ・ステップでその範囲を拡大していく必要があった。 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 地内系統や一部地域間連系線におけるループ系統での運用実績を踏まえ、基本的な考え方は確立されてきた。 ○ 基本的な考え方のもと、ループ系統の構成範囲に応じて、確実かつ効率的な潮流調整の仕組みを検討できる環境が整ってきた。
広範囲の監視制御	<ul style="list-style-type: none"> ○ 保護リレー、中給・基幹給システム、安定化装置などにおいて、交流ループに対応した設計変更が必要となり、膨大な検討が必要であった。 ○ 情報連携や監視制御のためにシステムが複雑化し、運用できないことが懸念された。 	<ul style="list-style-type: none"> ○ ループ系統にも対応した保護リレーや安定化装置が開発されており、大規模な対策は不要となった。 ○ 調整力の広域調達・運用に伴い、エリアを超えた連携機会が増加しており、システムや実運用での懸念は解消されつつある。
事故波及への対応	<ul style="list-style-type: none"> ○ 遮断器の不動作や制御失敗など、リスクケースの解析を多数のパターンで検証できる環境がなく、定量的な評価が困難であった。 ○ 定量評価が困難な中、リスクケースを想定すると、広範囲に波及防止装置の設置が必要となり、対策が膨大となった。 	<ul style="list-style-type: none"> ○ 解析技術の発展や計算機の性能向上に伴い、多数のパターンを定量的に評価できるようになった。 ○ 定量評価により必要な対策箇所を選定できるため、現実的な安定化対策を計画できるようになった。

(10) まとめ

- 交流ループ運用は、ルート故障時においても系統が分断しないため供給信頼度が向上する一方、残ルートを介した事故波及が懸念されるため、必要な対策を講じながら段階的に拡大してきた※。

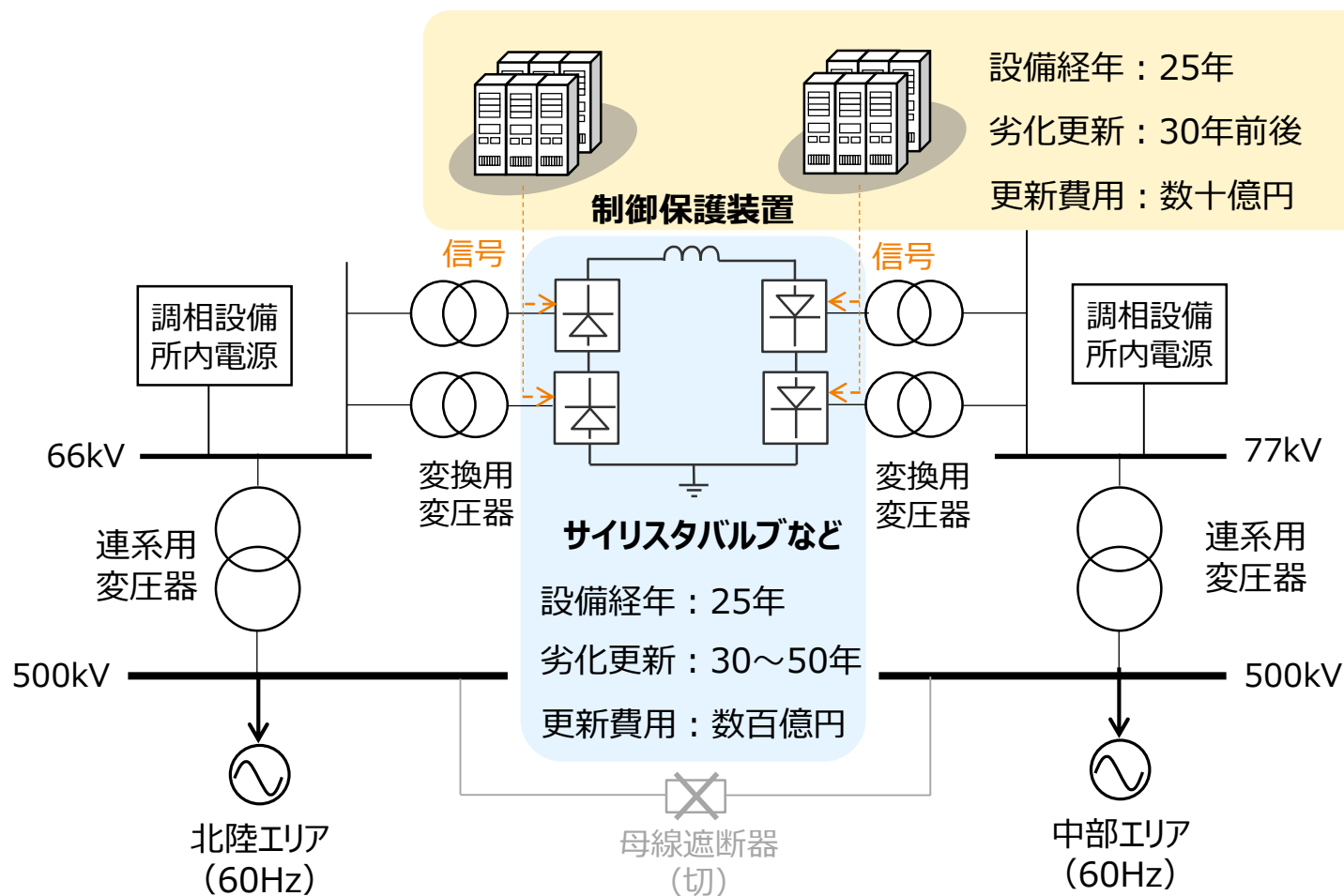
※ 中部における第二外輪線の構築や、関西中国間連系線の交流ループ運用

- 今日においては、計算機能力や系統解析技術の向上とともに、広域的な系統で精緻に多数のパターンを解析できる環境が整い、広域的な交流ループでも、様々なシナリオのもとに対策の検討が可能となっている。このため、必要な対策を講じることで、交流ループも現実的な運用方法の一つになり得ると考えている。
- 建設当時は技術的懸念から直流連系を採用したものについても、系統状況や費用を勘案し、交流連系に変更することでスリム化によるコスト低減を図れるケースもあるため、系統構成の選択肢としてマスタープラン策定に向けた検討を進めていただきたい。

1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(1.1) <参考> 南福光BTBの経年設備と更新費用

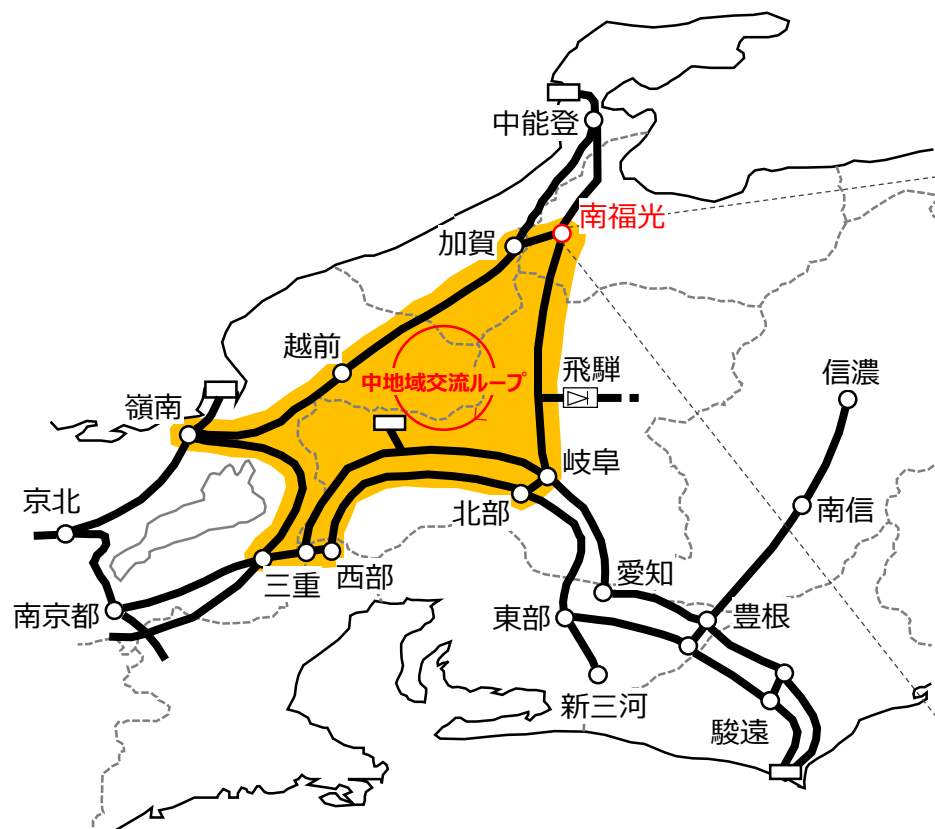
- 南福光BTBの主な制御保護装置は、1996年製（経年25年）であり、他の直流連系設備と同様に経年更新時期を迎えつつある。これを更新する場合、**更新費用は数十億円程度**となる。
- 交流と直流を変換するサイリスタバルブなど、主要機器の更新時期は30～50年後を想定しており、**更新費用は数百億円規模**となる（至近では1993年に佐久間FC、2009年に新信濃1FCが経年30年前後で更新）。



1.1. 地域間連系線の増強に向けた広域ループの適用可能性

(1.2) <参考> 中地域交流ループの概要

- 南福光連系所は、中部と北陸それぞれの500kV母線が母線遮断器を介して接続しており、現状は広域的な交流ループが形成されない作業時や系統故障時などに限り、同遮断器を投入して交流連系する。
- これを常時交流連系し、広域的な交流ループを形成する場合、電磁誘導対策や遮断器の遮断容量増加、システムの改修等が生じるものの、**対策費用は数十億円程度**となる。
- また、地域間連系線においてループ系統が構成されるため、**N-2故障時における供給信頼度の向上や運用容量の増加などの面でメリットがある。**



南福光連系所のスリム化イメージ

