

マスタープラン 1 次案とりまとめの方向性について

2021年 3月25日
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事務局

- 第6回委員会では、増強案の検討に向けたシミュレーション前提条件や検討の進め方についてご審議頂いた。
- 今回は、1次案とりまとめの方向性に係る提案や、系統増強を検討するにあたっての基本的な考え方（各エリアの具体的な検討の進め方を含む）について、ご議論頂きたい。

【主な論点】

➤ 1次案とりまとめの方向性（ご提案）【論点1】

- ・現行エネルギーミックスを起点とした持続的変化の分析を行う中、国の議論にも資するように、**将来の不確実性について、「長期展望」の分析には電源立地や再エネ導入量を変化させた複数シナリオを考慮**するとともに、**様々なパラメータで感度分析**を行うことでネットワークの視点から示唆をとりまとめる。

➤ 系統増強の基本的な考え方【論点2】

- ・ **増強案の検討では、増強コストを抑制可能な考え方（①）を優先**して検討してはどうか。
 - ① 既存設備を最大限活用した部分的な増強
 - ② 既存ルート全体のアップグレード、新ルート形成 など
- ・ 全ての増強規模を確認するには時間を要すことから、大消費地へ流れる潮流の方向を基調とし、**各エリアでの具体的な検討の進め方を予め示した**うえで、適切な増強規模については、**B/Cや再エネの出力制御率の変化等に着目することで見極め**てはどうか。
- ・ 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**については、**まずは海外文献を参考に試算**することでどうか。

※1 送変電設備の標準的な単価の公表について

	2020年度									2021年度
	7	8	9	10	11	12	1	2	3	詳細検討
本委員会 開催予定		第1回 ◆	第2回 ◆	第3回 ◆	第4回 ◆	第5回 ◆	第6回 ◆	第7回 ◆	第8回 ◆	第9回以降 ◆ 1次案

項目	時期	主な内容
検討の進め方	第1回	➤ 1次案のとりまとめに向けた検討の進め方
1. 広域系統整備の長期展望 (設備形成ルールと1次評価 に基づく増強系統)	第2回	➤ 費用便益評価に基づく設備形成ルール(混雑を前提とした設備形成) ➤ 供計第10年度のシミュレーション結果(地内系統含む)
	第3回	➤ 個別の地内混雑系統の取扱い
	第4回	➤ アデカシー面の便益推定手法について
	第6回	➤ 1次案の策定に向けて
	第8回	➤ 1次案とりまとめの方向性について 📩 (今回)
	第9回	➤ 1次案における長期展望について(連系線を中心とした増強の可能性)
2. 混雑管理の在り方	第3回	➤ 混雑管理勉強会での議論状況 (中間報告①)
	第5回	➤ 混雑管理勉強会の成果 (中間報告②)
	第7回	➤ 混雑管理勉強会の成果 (最終報告)
3. 高経年設備の更新の在り方	第2回	➤ ガイドラインの全体概要、記載事項の方向性
	第5回	➤ 高経年化設備のリスク量算定方法等、ガイドラインの記載内容
	第7回	➤ ガイドライン一次案の提示等
1次案とりまとめ	第10回 以降	➤ 1次案の骨子、1次案(案)の提示
		➤ 1次案 (今春目途)

(調整力、慣性力、同期安定性)

- 洋上風力を内陸の系統に連系する際には、調整力を新たに確保、つまり蓄電池を設置する必要があるのではないかと考えており、その場合には、蓄電池費用等もB/Cのコストの中に含める必要がある。
- これだけ洋上風力が入ると蓄電池やEVなどの追加的な貯蔵設備が導入されていないのも少し違和感がある。結果に大きく影響すると思うので、その検討はなるべく早くお願いしたい。
- 脱炭素化に向けて再エネが連系拡大していく中で、非効率な石炭火力のフェードアウトの取り組みも加わってくるので、今後既設の大規模な石炭電源の退出が進行すると同期安定性の制約の課題が顕在化する可能性がある。
- より長期的に考えれば、例えば、不確実性も増えるので蓄電池を考慮すべき点や慣性力を確保する重要性も制約として考えなければならない。
- 慣性力についてのご指摘をいただいたが、2040年の洋上風力のターゲットを実現するためには、その時点における系統の技術的な成立性をいろんな観点で考えなければならない。

(再エネ導入)

- 導入量の増加と増強コストに対して一定量の出力抑制が必要であり、そのバランスで決めるべきであると考えている。
- 太陽光発電協会でも2050年のビジョンを出しているが、CO2の80%削減を目標とすると300GWの導入が必要だと考えている。

(電源立地を含めた検討)

- 東京電力PGの結果を見ると、洋上風力は北海道や九州ではなく需要地に近いところに配置されている。
～中略～ 需要地を中心に導入されることもあると思うので、そのあたりの比較をお願いしたい。
- こちらから、むしろこういう立地・構成がコスト最小化のためには望ましいと打ち出したあとで、それを資料として基本計画をはじめとする様々な委員会の議論に資する、ということをするべき。
- 今のマスタープランというのは電源の立地を所与としたうえで考えている。マスタープランの名に値するものであるのならば、電源の立地も動かせるのではないか。

(全般)

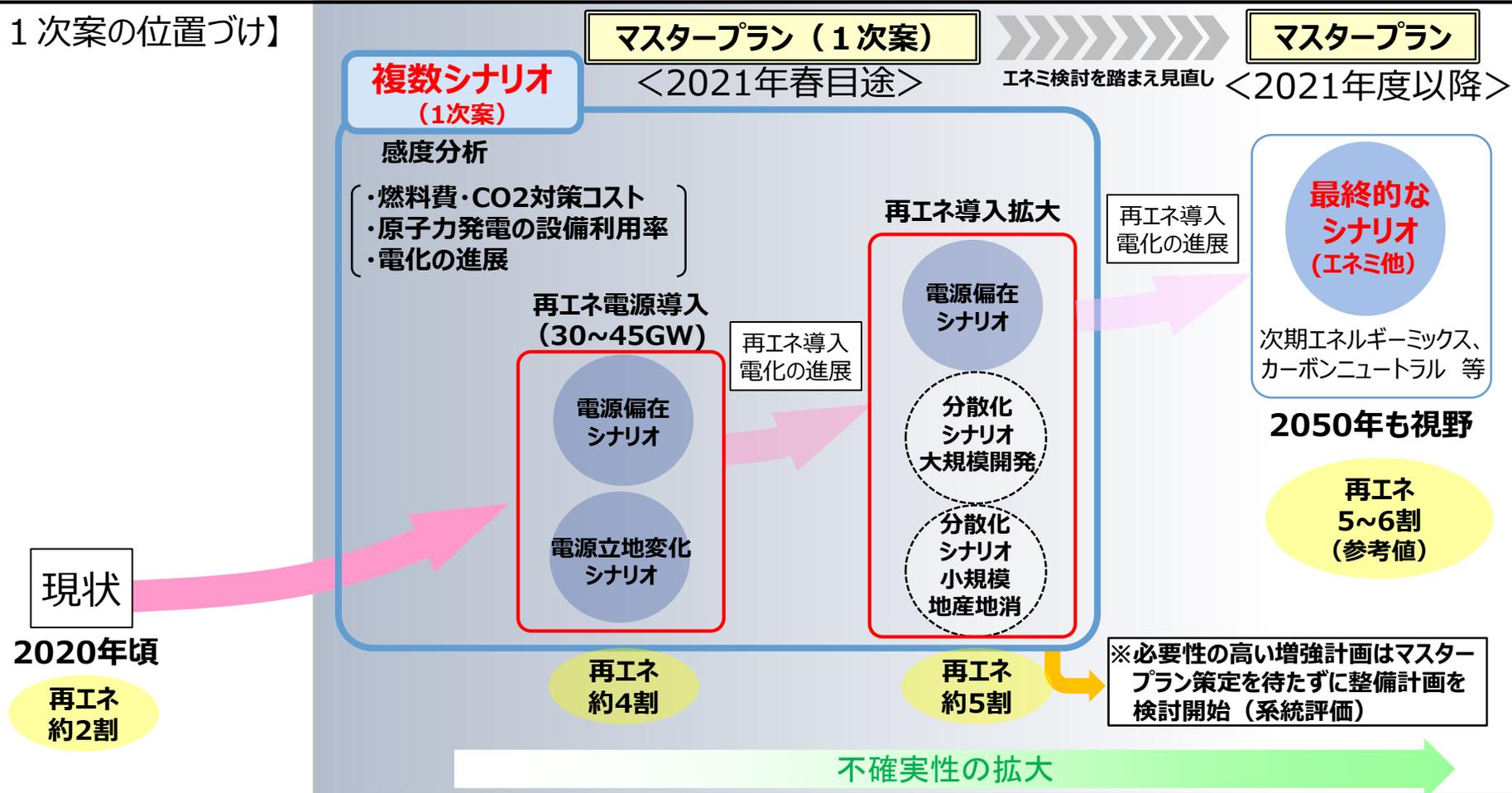
- 2030年断面でこれだけ火力が残っていて、CO2排出量がどうなるのか心配になったが、CO2がどれだけ変化したかのアウトプットが出てくるのか確認したい。それから、2050年に向けての感度分析についても、例えば、経年40年の石炭火力をゼロにするとか、原子力の稼働率をどうするといったことは感度分析で出せるのか。
- マスタープラン 1次案というと本来は2040年2050年時限の長期展望を念頭に議論してきたため、少し性格の違いがある2030年時限の延長線の議論がマスタープラン 1次案なのかと誤解されないか心配である。今回のエクササイズについて呼び名を検討してもいいのではないか。
- わかることと、わからないことを区別することは重要で、2030年くらいで比較的予想つきやすい堅めのところで費用便益分析を行って、それから先のことは技術的な様々なことを入れていくとよいのではないか。

1. マスタープラン 1次案の位置づけ【論点1】

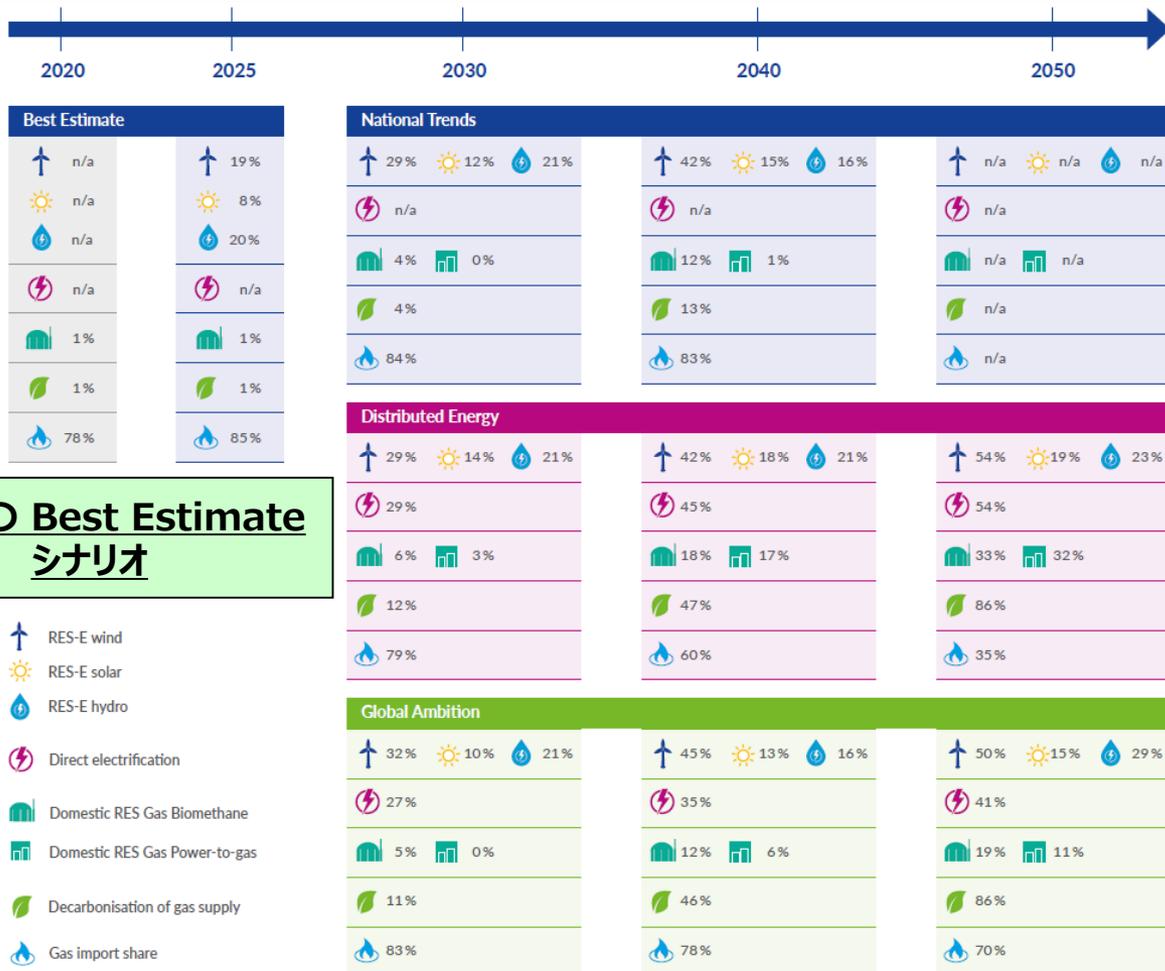
(1) 1次案とりまとめの方向性について（ご提案）

- マスタープラン 1次案とりまとめでは、現行エネルギーミックスを起点とした持続的変化の分析を行う中、国の議論にも資するように、**将来の不確実性について、「長期展望」の分析には電源立地や再エネ導入量を変化させた複数シナリオを考慮するとともに、様々なパラメータで感度分析**を行うことでネットワークの視点から示唆をとりまとめる。

【1次案の位置づけ】



■ 欧州では、現在の電源構成からボトムアップさせた「最良推定シナリオ」(Best Estimate)に、石炭とガスのメリットオーダー順を見直すことも考慮したシナリオ(2025年)に加えて、次のようなシナリオで分析されている。



○ National Trendsシナリオ

国家政策と気候目標に準拠したボトムアップシナリオ。2030年のEU気候目標を考慮し、EC 2050長期戦略である1990年レベルと比較して80~95%のCO2削減という合意にも準拠する。

○ Global Ambitionシナリオ

パリ協定の1.5°C目標に準拠したシナリオ、2030年のEU気候目標も考慮。集中型の電源開発による将来を想定する。洋上風力発電なども大幅なコスト削減につながるが、競争力のある供給力の輸入も実行可能な選択肢と見なす。

○ Distributed Energyシナリオ

パリ協定の1.5°C目標に準拠したシナリオ、2030年のEU気候目標も考慮。エネルギー転換への分散型アプローチを採用。特徴としては、エネルギー消費者(プロシューマー)がエネルギー市場へ積極的参加。

1. マスタープラン 1 次案の位置づけ【論点 1】

(2) 複数シナリオの考え方について

- 「長期展望」で分析する複数シナリオについては、次のようなもので進めてはどうか。
- なお、将来的には、調整力は再エネを含む全ての電源の上げ・下げ両方向の調整を市場取引価格により行う仕組み等での確保、再エネ導入率の増大により慣性力及び同期化力が著しく低下するケースでは、同期調相機等の対策を前提に分析する。

電源偏在シナリオ

⇒ 国の洋上風力の官民協議会ベースでの増強規模

- ① 洋上風力 (30GW) ①' 洋上風力 (45GW)

電源立地変化シナリオ

⇒ ①'の一部を需要地近傍へ立地させた場合の増強コストへの影響

- ② 洋上風力 (45GW) のうち1/2を需要比率で配分 ※ 1

※ 1 洋上風力の一部は開発計画が進んでいることを踏まえ、半分程度の需要立地を変化させたもの

2050シナリオ (再エネ約5割)

⇒ 再エネ導入進展により、系統増強に手戻りが生じないかを確認

- ③ 洋上風力(45GW) + 太陽光4倍(約300GW) + 陸上風力4倍(44GW) ※ 2

※ 2 太陽光は約4倍断面 (76×4=300GW)、陸上風力も約4倍断面(11×4=44GW) を導入比率で配分

(1次案以降に分析すべきシナリオ)

分散化シナリオ

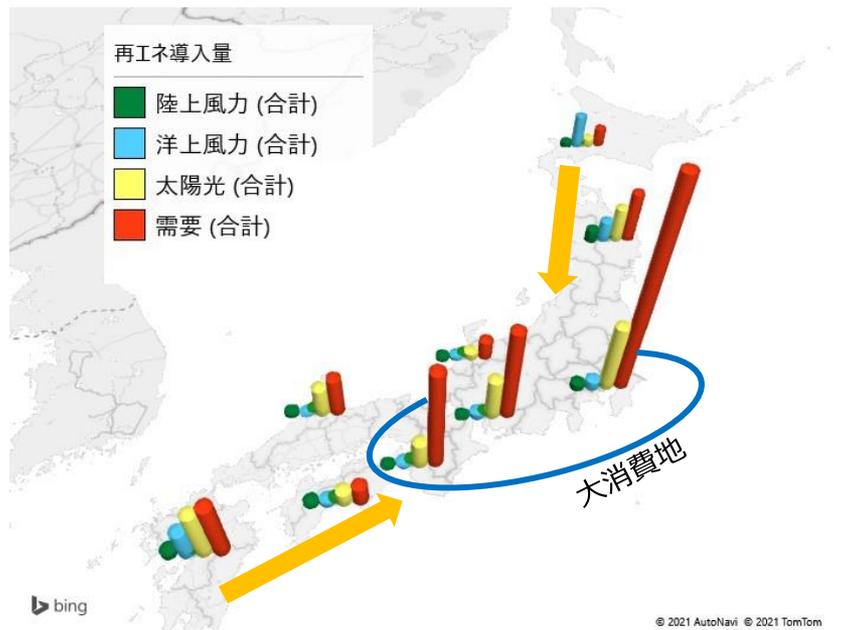
- ④ 分散化シナリオ (太陽光など電源の分散化 (蓄電池を含む) やデマンド制御の進展)

⇒ ENTSO-Eでは、エネルギー消費者 (プロシューマー) がエネルギー市場に積極的に参加しているシナリオを設定

1. マスタープラン 1 次案の位置づけ【論点 1】

(3) 複数シナリオのイメージ

- 電源偏在シナリオでは、洋上風力が北海道・東北や九州に偏在する。
- この状況においては、大消費地の再エネ導入量が少ないことから、**潮流は大消費地の方向を基調としたうえで、増強規模について分析を行う。**

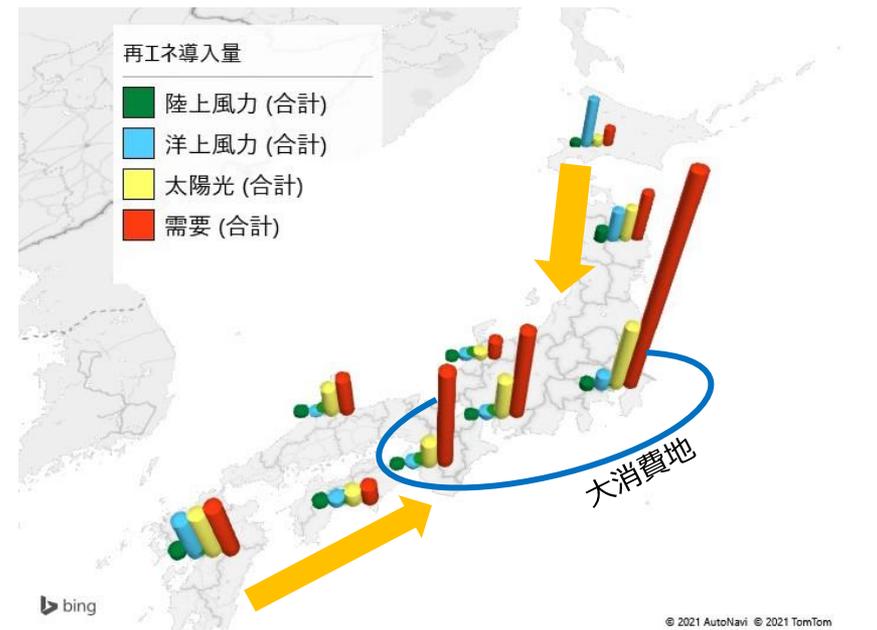


設備量 万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137
洋上風力	956	588	243	135	85	75	32	110	776
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347

電源偏在シナリオ

洋上風力30GW



設備量 万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137
洋上風力	1,465	900	370	135	130	90	50	170	1,190
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347

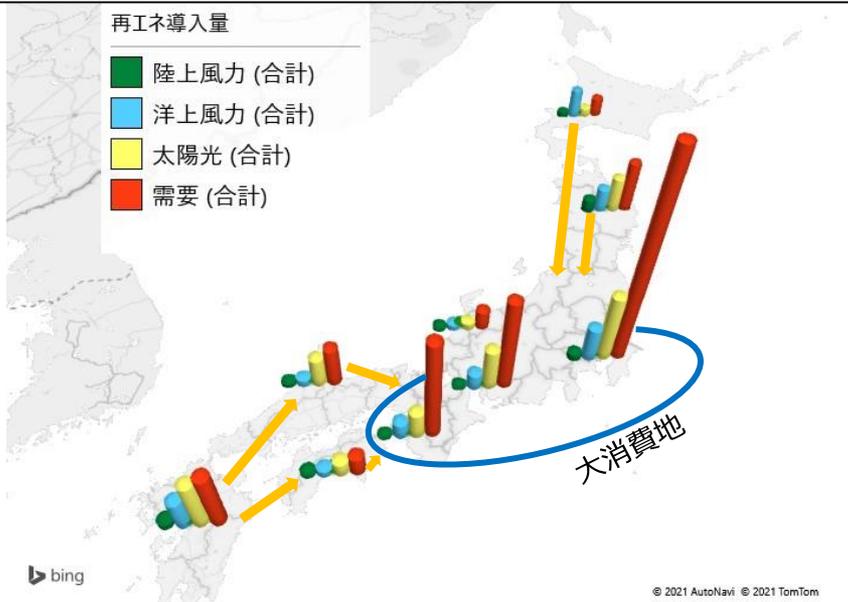
電源偏在シナリオ

洋上風力45GW

1. マスタープラン 1 次案の位置づけ【論点 1】

(3) 複数シナリオのイメージ

- 電源立地変化シナリオでは、潮流は相変わらず大消費地への方向が基調となるが、電源偏在シナリオと比べ、一部緩和されることから各エリアの増強の必要性について見極めが必要となる。
- 2050シナリオについては、直流送電により大消費地へ送電した場合を検討するとともに他シナリオとの整合性についても確認を行う。

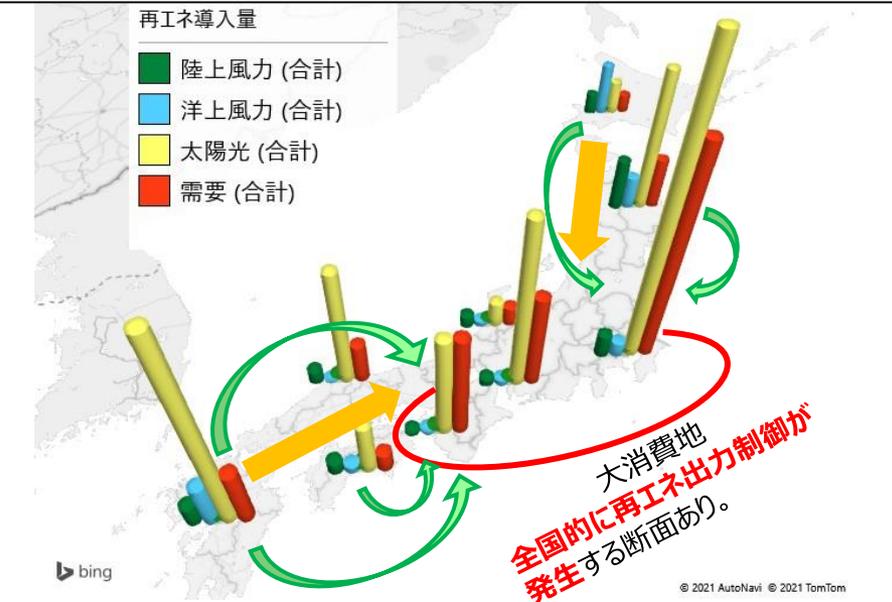


設備量 万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	148	357	156	48	77	19	88	78	137
洋上風力	811	659	917	411	140	415	180	155	813
太陽光	234	966	1,847	1,133	167	703	793	360	1,347

電源立地変化シナリオ

洋上風力45GW (1/2需要按分)



設備量 万kW

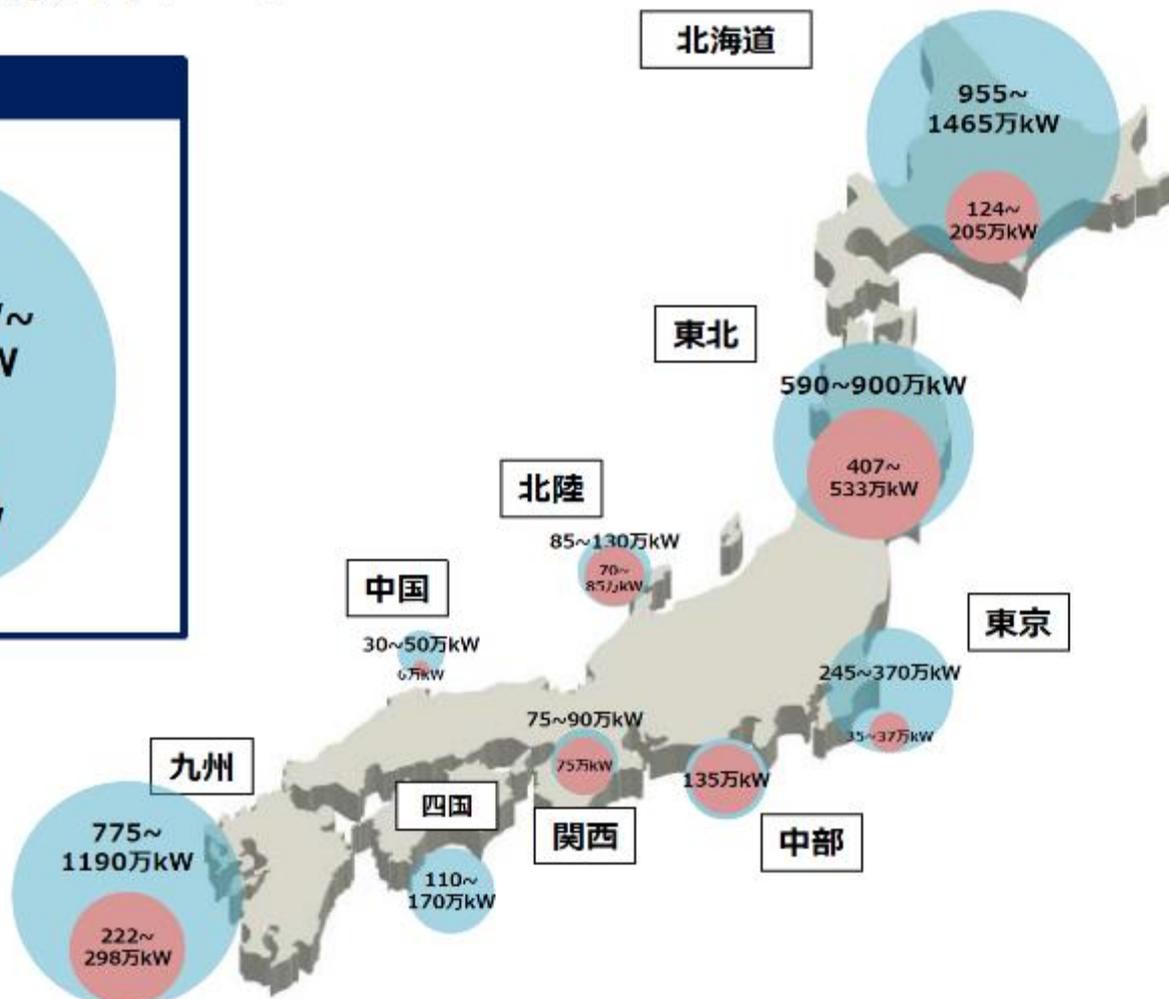
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
陸上風力	592	1,427	623	192	306	76.4	351	311	549
洋上風力	1,465	900	370	135	130	90	50	170	1,190
太陽光	936	3,864	7,388	4,532	668	2,812	3,172	1,440	5,387

2050シナリオ (再生エネ約5割)

洋上風力45GW, 太陽光・陸上風力4倍

洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会（第2回）資料2-1

【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。

2. 系統増強の基本的な考え方【論点2】

(1) 増強案の検討方法

- 「長期展望」で検討する系統増強は、再エネ導入とレジリエンスを両立させることが前提となる。
- また、国民経済性の観点からは、増強することが望ましい系統を組み合わせた全体で $B/C \geq 1$ であることが必要となる。

基本的な考え方

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

① 既存設備を最大限活用した部分的な増強による送電容量の拡張

例) 電線のサイズアップ等、将来用の拡張設計を有する設備のアップグレード

② 既存ルート全体のアップグレード、新ルート形成等による送電容量の拡張

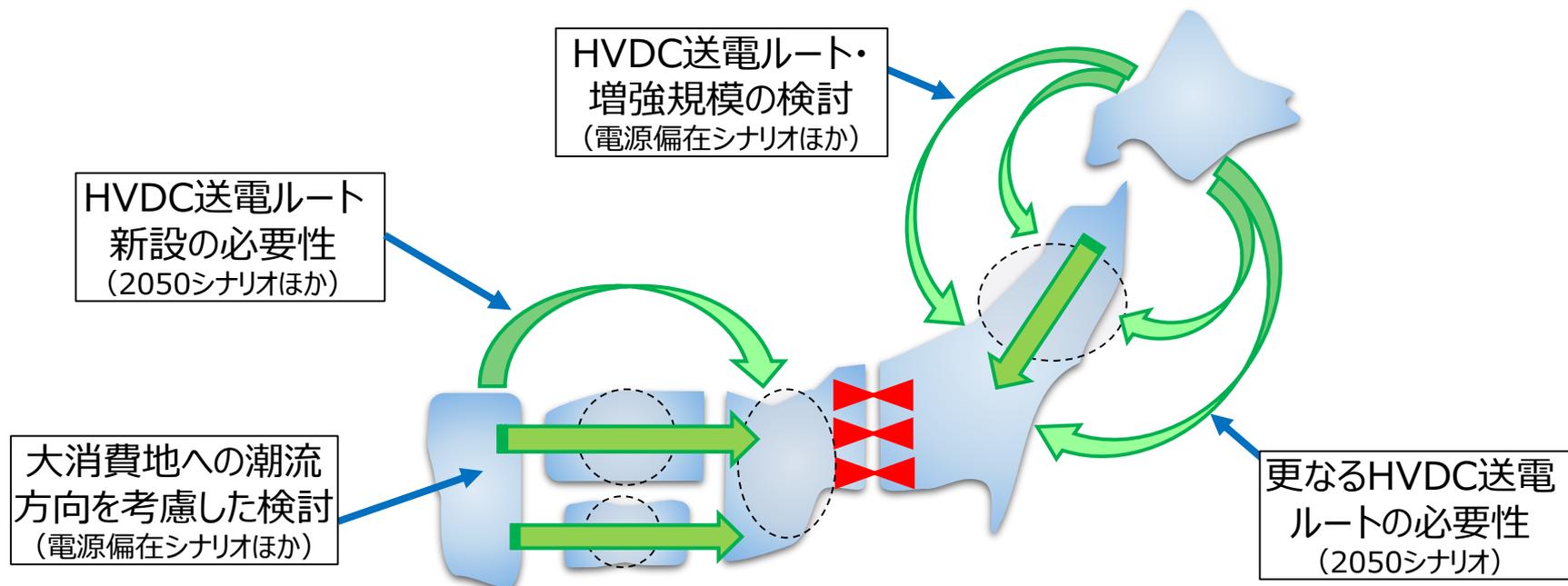
ただし、レジリエンス面を強化するため、必要により複線化についても考慮

例) 同じルートを活用して増容量化、新たなルートを追加して増容量化

2. 系統増強の基本的な考え方【論点2】

(2) 増強案の考え方

- 電源構成や電源立地等によって、幅のあるシナリオを設定したことに伴い、これに合わせた増強案についても検討が必要となる。
- その際、全ての増強案を確認すると時間を要すことから、**電源出力に対して100%の容量を増強する必要がないことを前提**とし、**各シナリオに対して効果が発揮されるケースを想定**したうえで、検討を行う。
- なお、2050シナリオなど長期的な観点から分析するためには、増強コストについても将来のイノベーションなども考慮する必要があり、特に**国内実績の少ないHVDC送電による増強については、将来のコスト低減を織り込む**。



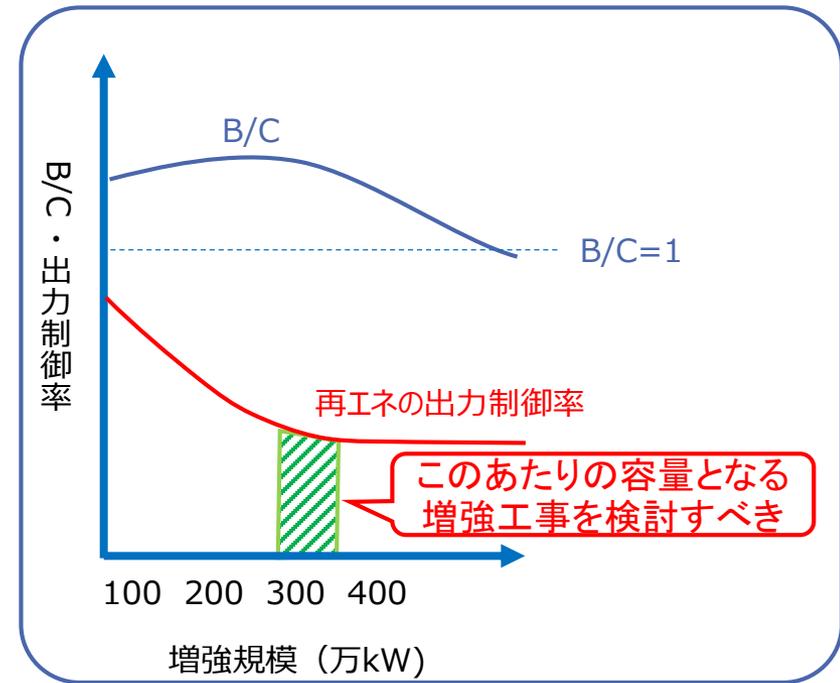
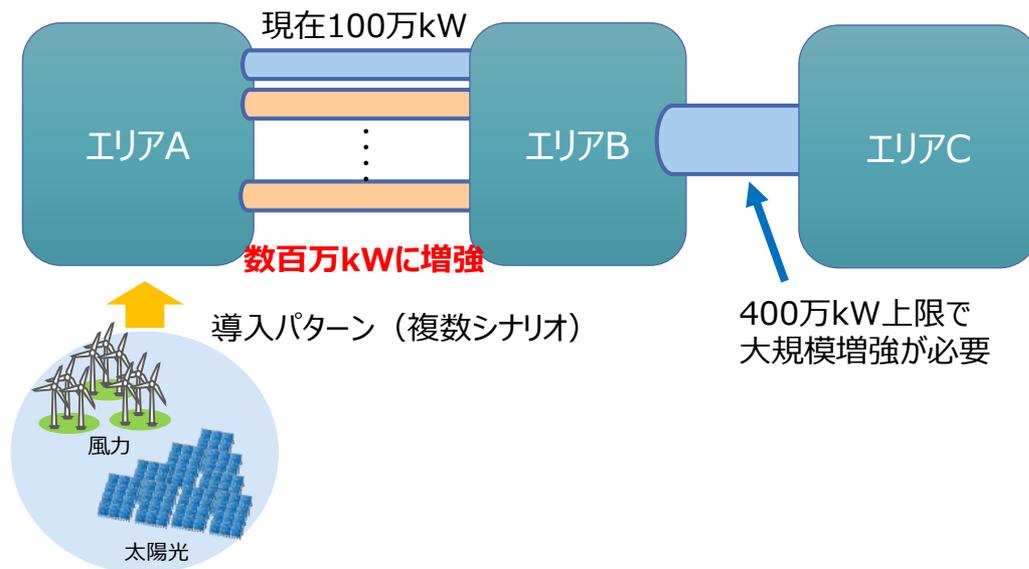
2. 系統増強の基本的な考え方【論点2】

(3) 増強規模の見極め方

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

※ 必要により連系線潮流の混雑状況も確認する。

増強規模の見極めイメージ

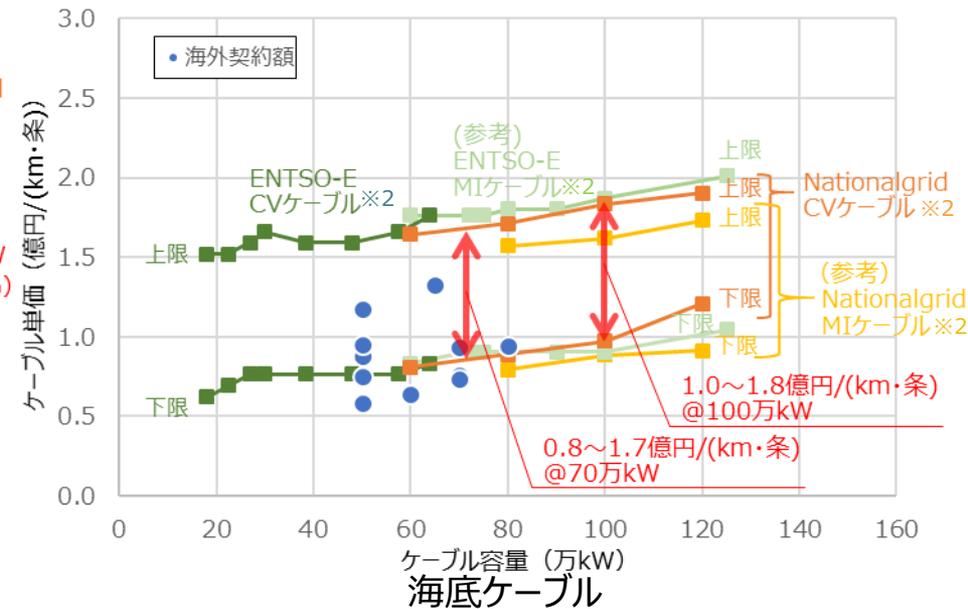
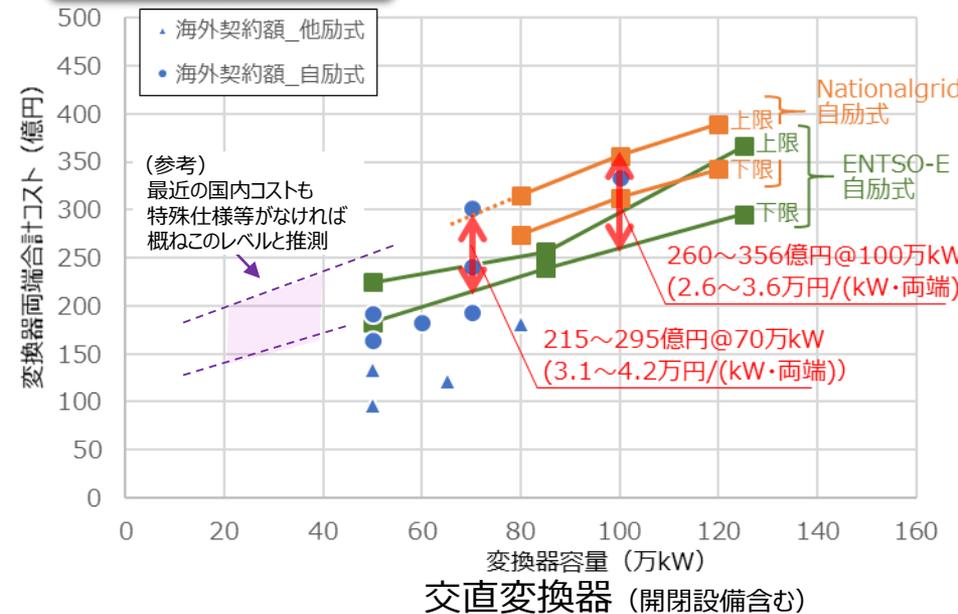


2. 系統増強の基本的な考え方【論点2】 (4) 系統増強コストの試算根拠

- 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、工事の具体化にあたっては、**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



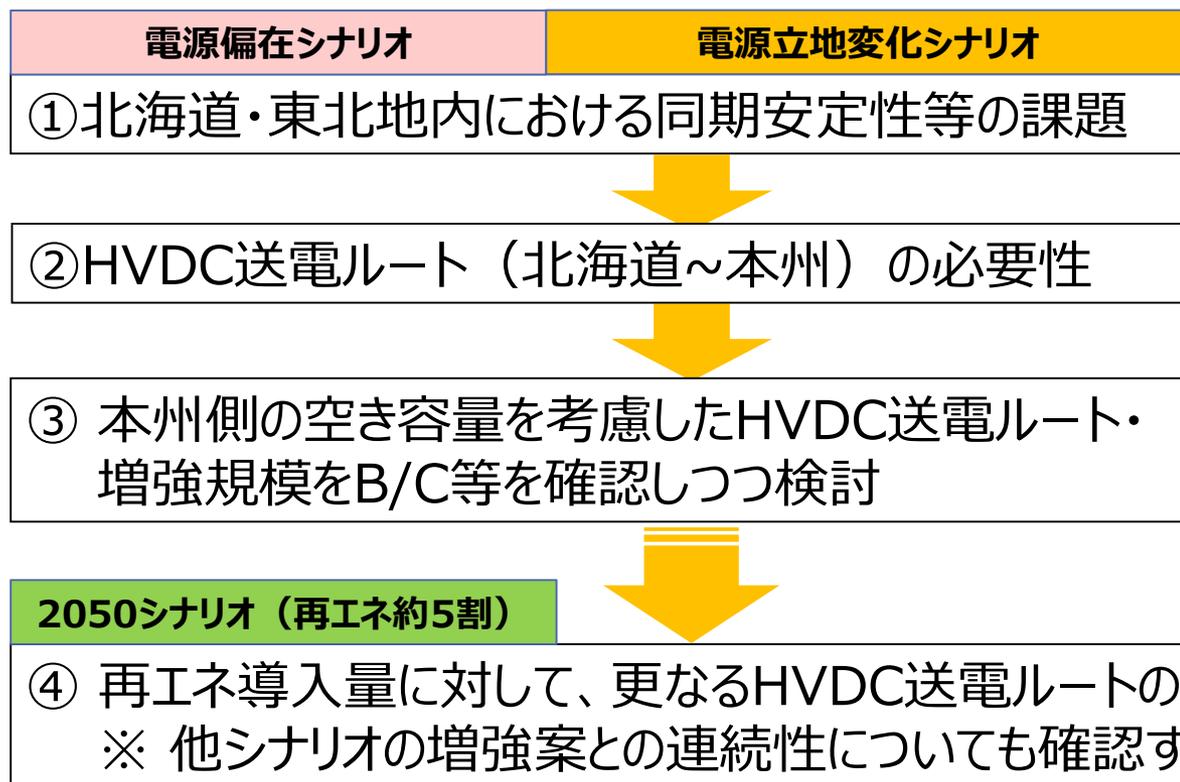
【参考文献】 ENTSO-E, [Offshore Transmission Technology](#) P36, National Grid, [Electricity Ten Year Statement 2015 Appendix E](#) P80

- ・ 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浸させたケーブル

3. 東地域における系統増強の考え方

- 北海道・東北地内に再エネ導入した場合、それらがメリットオーダーを前提として稼働すれば、同期安定性等の制約から出力制御量も多くなる懸念がある。
- なお、北海道地内においては、調整力不足が顕在化していることに加え、洋上風力導入量が平均需要の3~4倍程度あることから、本州への直流送電も必要な状況。



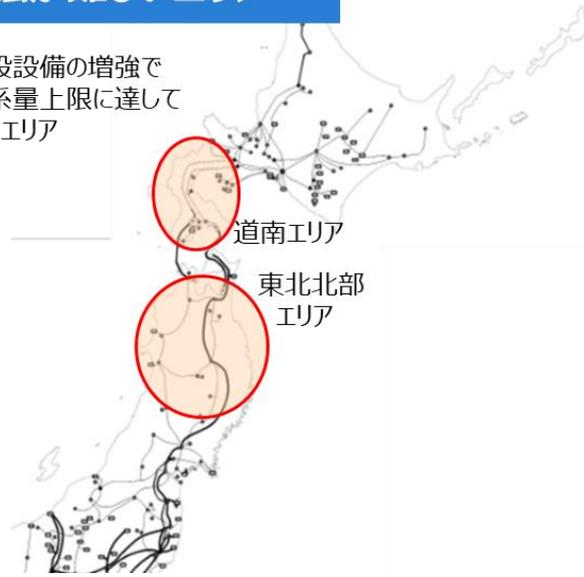
3. 東地域における系統増強の考え方

(1) 北海道～本州間での直流送電（HVDC送電）の必要性について

- 北海道への洋上風力導入を考慮すれば、本州へ大容量送電する必要があるが、**道南エリア及び東北北部エリアは既設設備の増強で連系量上限に達している**ことから、本州へは新ルートでの対応となり、**長距離送電で優位な直流送電**が必要となる。
- また、**東北地内および東北東京間連系線は同期安定性の制約**があり、東北北部へ洋上風力等が立地し、それらがメルットオーダーで稼働することになれば、**出力制御量が増加する恐れがある**。
- なお、北海道から東北にかけては広範囲に洋上風力のポテンシャルがあることを踏まえれば、海底直流送電は多端子型のシステムなどまだ国内外でも実績のない方式についても検討の視野に入れる必要がある。

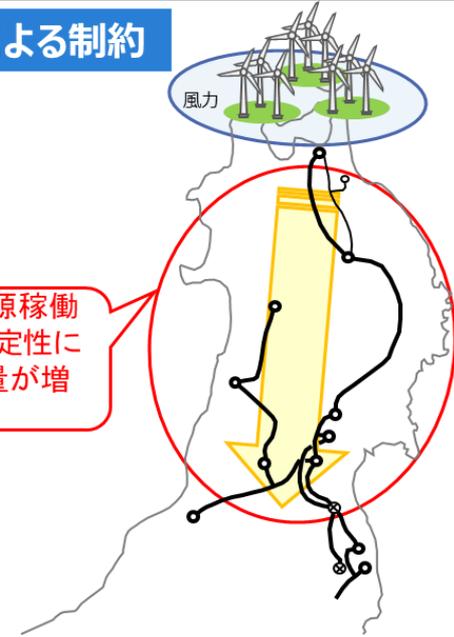
増強が難しいエリア

○ 既設設備の増強で連系量上限に達しているエリア



同期安定性による制約

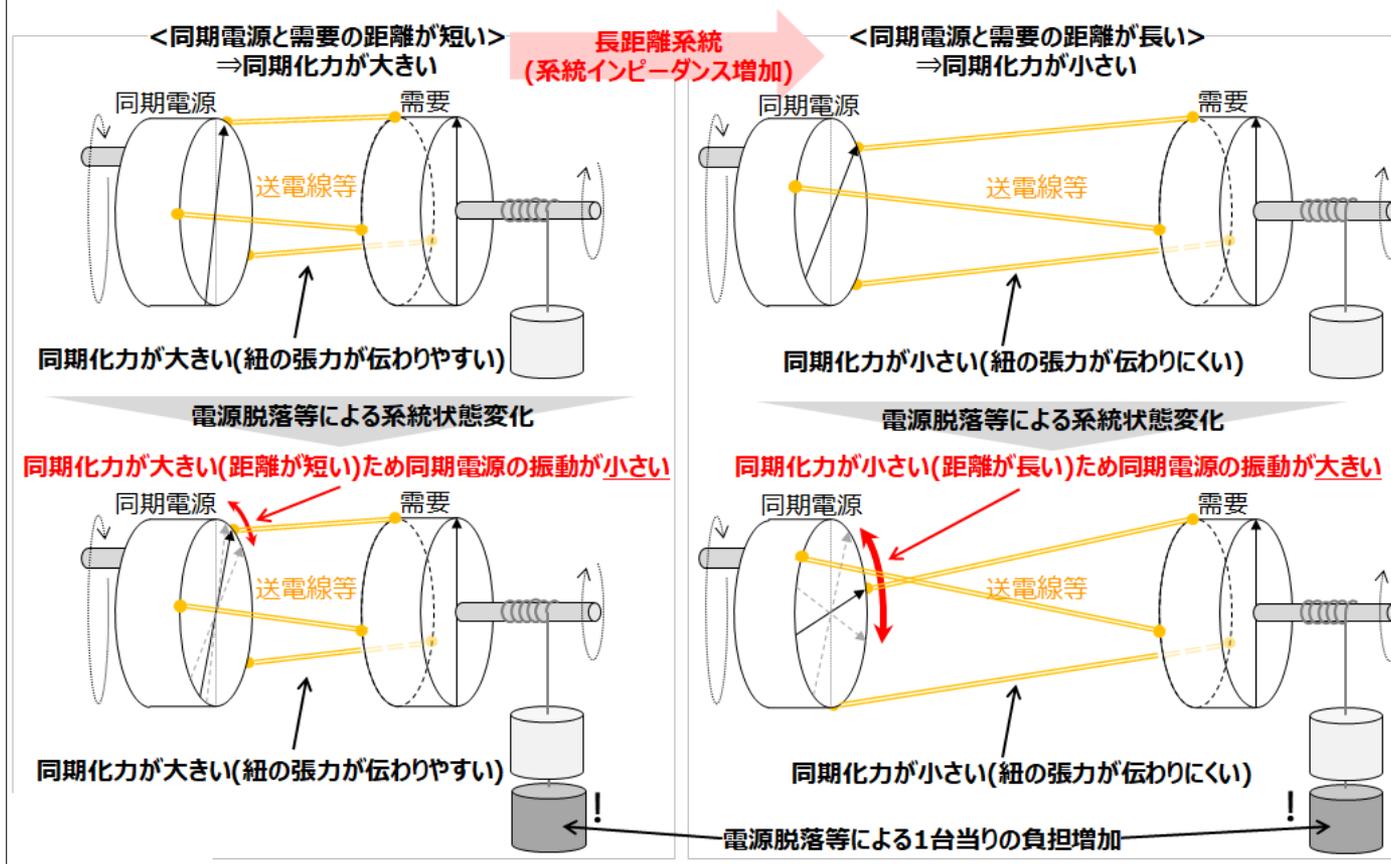
東北北部の電源稼働により、同期安定性による出力制御量が増加する恐れ



- 需要地点と発電箇所が離れると、同期運転を維持する力（同期化力）が減少する。
- 同期化力が減少すると、事故時等の発電機間の加速・減速が大きくなり、同期運転を継続することができず 系統崩壊に至る可能性がある。

第57回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料3より

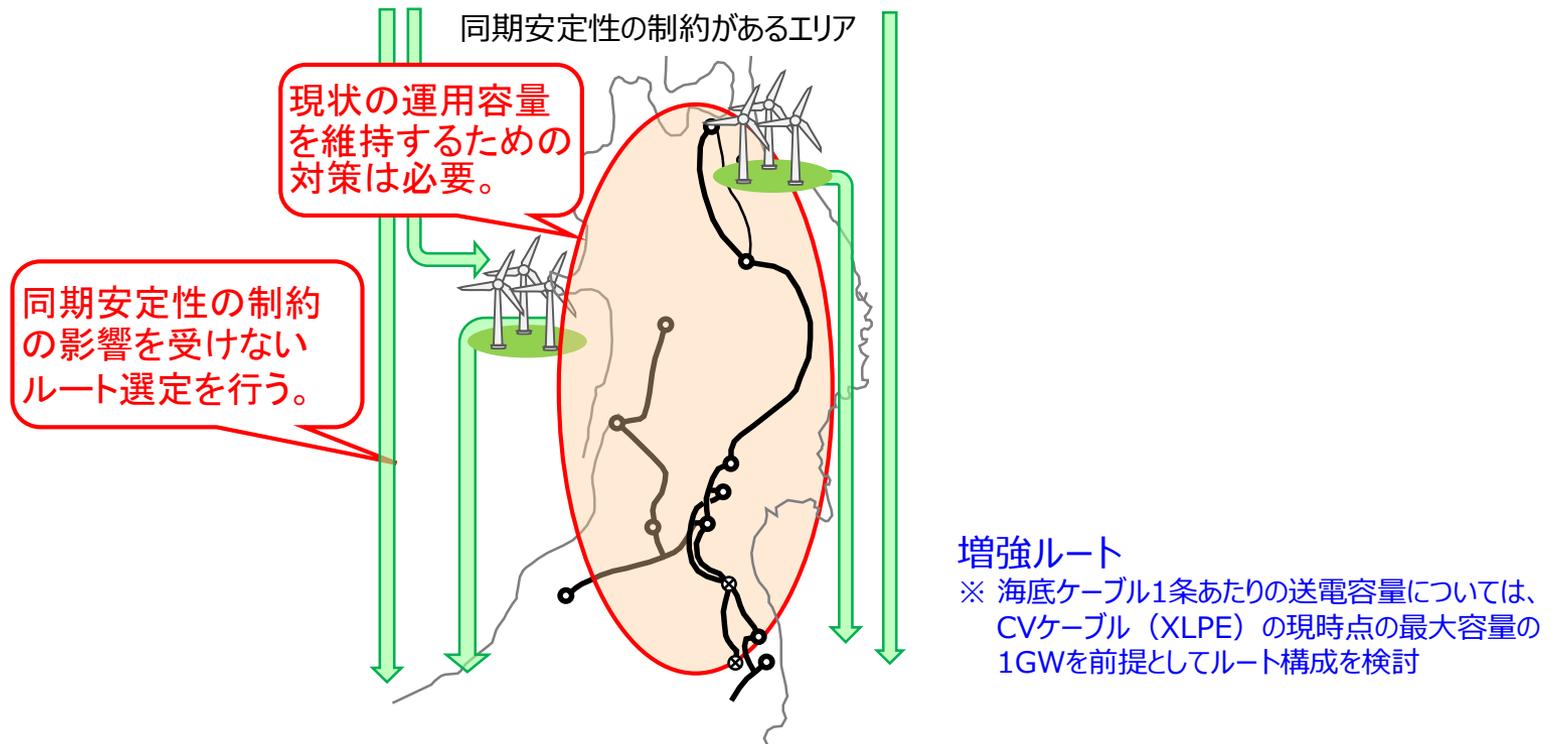
(参考) 長距離系統における同期化力の低下による同期電源の振動拡大イメージ



3. 東地域における系統増強の考え方 (2) HVDC送電ルート・増強規模の検討

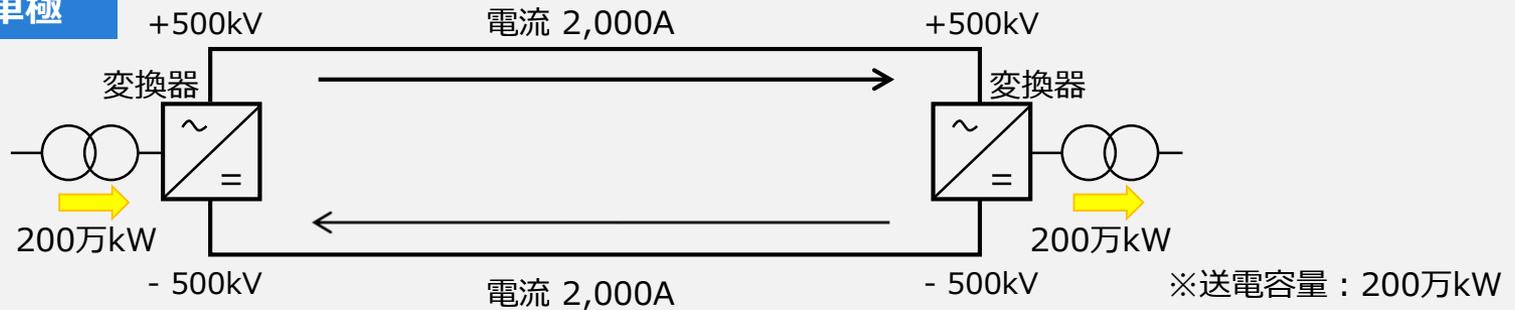
- HVDC送電ルートの検討では、将来の陸域における増強を前提として**同期安定性の制約の影響を受けないルート選定**を行い、**増強規模についてはB/Cや再エネ出力制御率等により分析**する。
- なお、上記分析の前提となる陸域の既存系統の増強については、もう少し電源立地が明確になった時点で詳細検討※を行う。 ※ 概算工事費は試算しておく

HVDC送電ルート・増強規模の分析

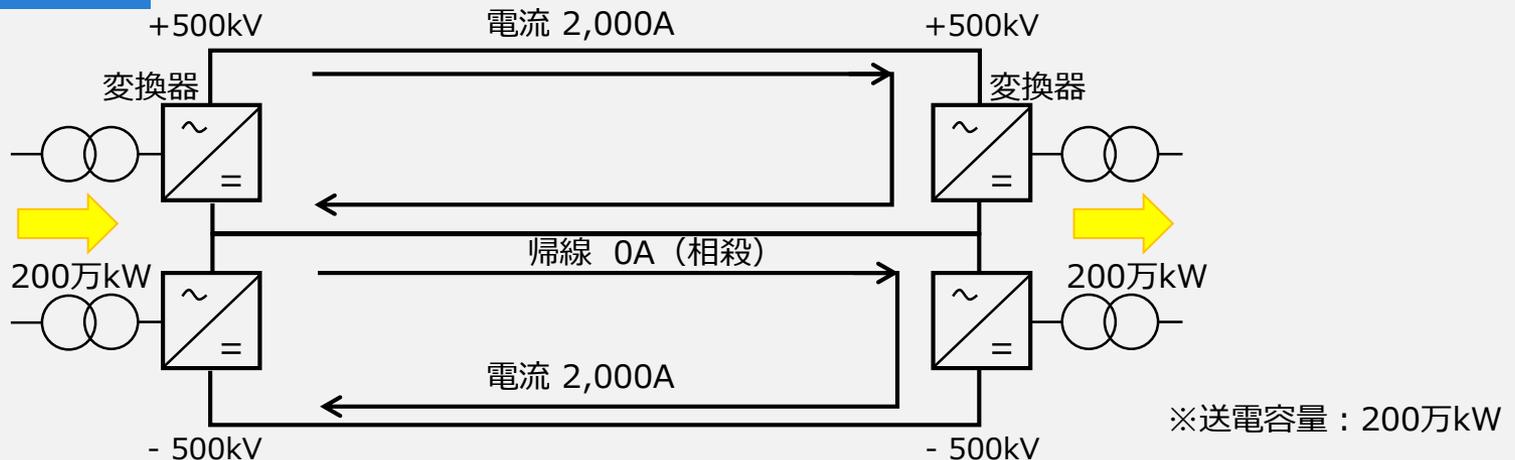


- **直流送電の設備構成には、①対称単極（帰線省略）と②双極（帰線あり）**があり、双極構成では、ケーブルが1本多く必要となる代わりに、N-1事故発生時にも一部送電を継続できるが、対称単極では送電を継続できないといった系統運用面における供給信頼度の違いがある。このため、設備事故時の影響を考慮しつつ、設備構成を選択する必要がある。

対称単極



双極（1回線）



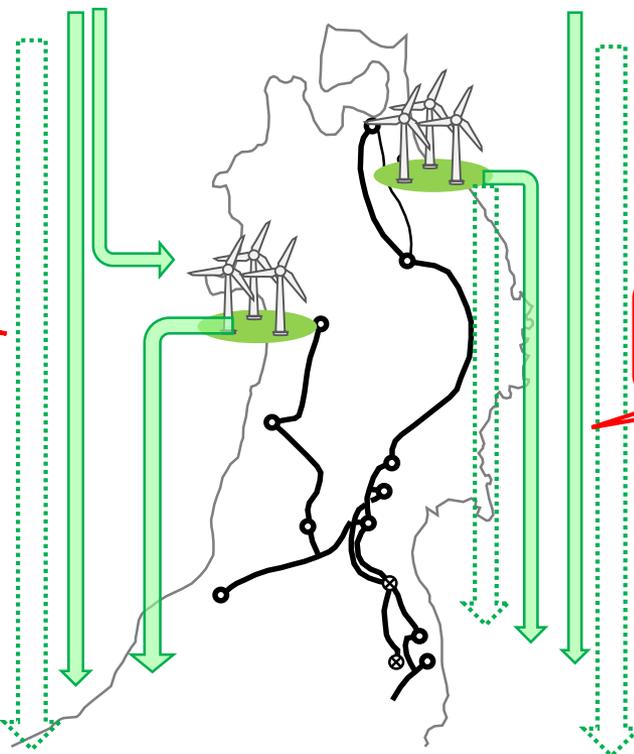
- 更なる再エネ導入となれば、**全国的に再エネ出力制御が発生する**断面が増加する。
- このため、**新たなHVDC送電ルートの必要性を確認**するとともに、**他シナリオの有望な増強案との連続性**についても、B/Cや再エネの出力制御率の変化等により分析を行う。

HVDC送電ルート追加ほかの分析

新たなHVDC送電ルートの
必要性を確認

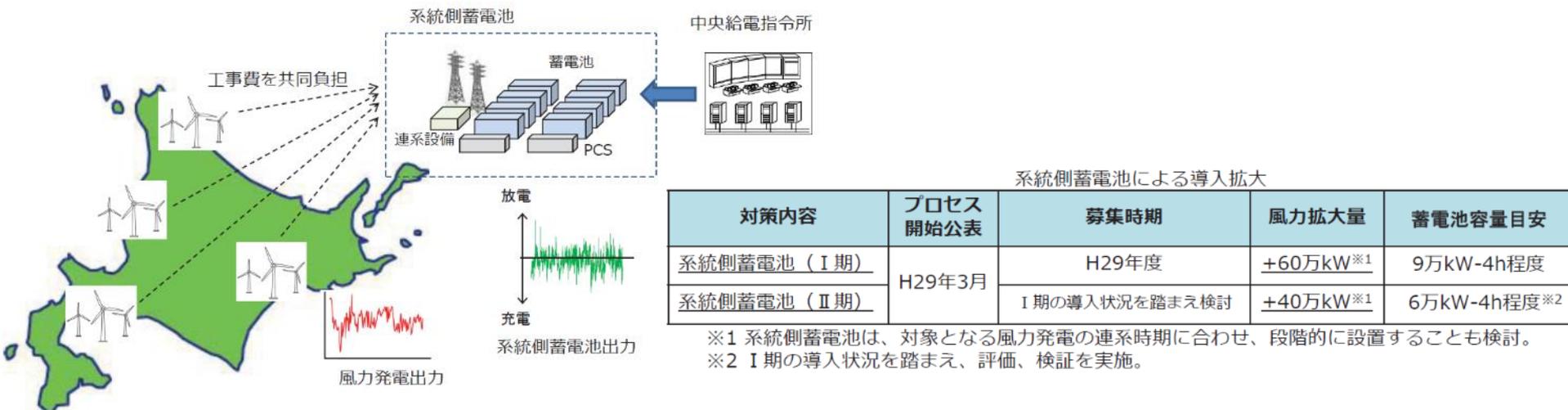
他シナリオの増強案
との連続性の確認

増強ルート



- 1次案の検討においては地内の調整力不足などの制約は考慮せず、検討を進めていくが、需要規模の小さい北海道へ対策なく風力を導入するには限界がある。
- 洋上風力の更なる導入を図るためには、地内制約を解消又は回避するため、**蓄電池導入や連系線活用による効果の検討による調整力確保**や、**直接本州へ送電**（多端子型の直流送電によって海上で直接連系線に接続することも想定される）といった対策の検討を進めていく必要がある。
- 1次案では、**技術的な検討には時間を要すること**、また、**将来的には本州への送電が必要**であることを踏まえ、まずは**一定量を直接本州に送電することで検討**を行う。

系統側蓄電池募集プロセスの概要



4. 中西地域における系統増強の考え方（1 / 2）

- 九州における再エネを大消費地に送電するためには、**関門連系線は周波数制約があることから複線化が必要**となる。
- 東向き潮流が増加することになれば、同期安定性の課題が発生するため、電制や設備増強等の必要あり、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

※ 九州～中国ルートの方が九州～四国ルートより距離が近い

③ 九州～四国ルートおよび本四連系線の容量検討では、四国地内、関中連系線の運用容量、関西四国間連系設備の将来設計（昇圧）を考慮して分析

※ ②、③の検討により、既存設備を最大限活用した増強規模を見極め

④ ①～③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

⑤ 九州～関西間のHVDC送電ルート新設の必要性を確認

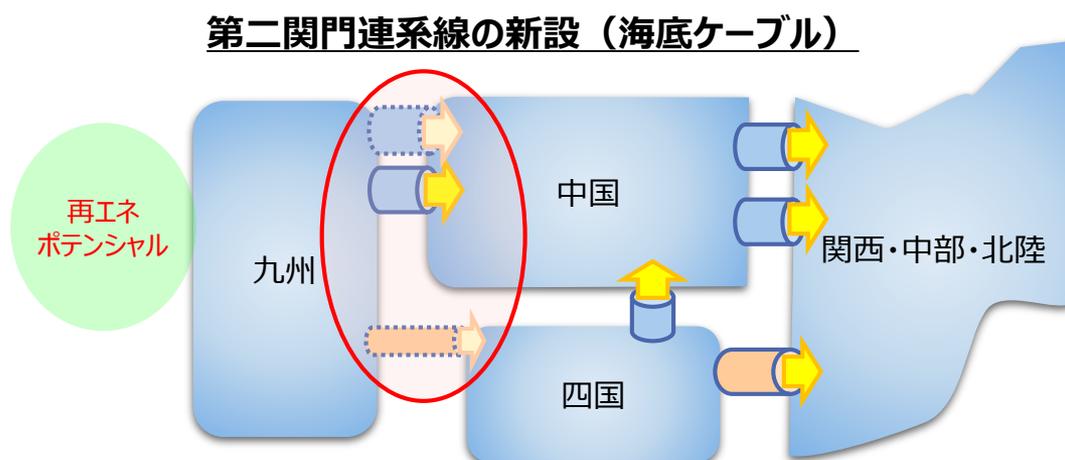


4. 中西地域における系統増強の考え方

(1) 関門連系線の増強について

- 現在、九州エリアで発電された電力は、中国エリアを経由して関西エリアへ送電されているが、**関門連系線で系統混雑が発生**している状況。
- 関門連系線は熱容量だけでなく周波数制約もあるため、**送電容量を増加するためには新たなルート新設が必要**となる。
- 新たなルート候補としては、距離が約40kmと近い**九州～中国間ルートが有力**となるが、**架空ルート確保が難しいことから、海底ケーブルによる増強が必要**となる。
- また、**九州～四国間ルート**も海底ケーブルによる増強となるが、距離が60km程度と**長距離であることから直流送電の方が優位**となる。

関門連系線の増強イメージ

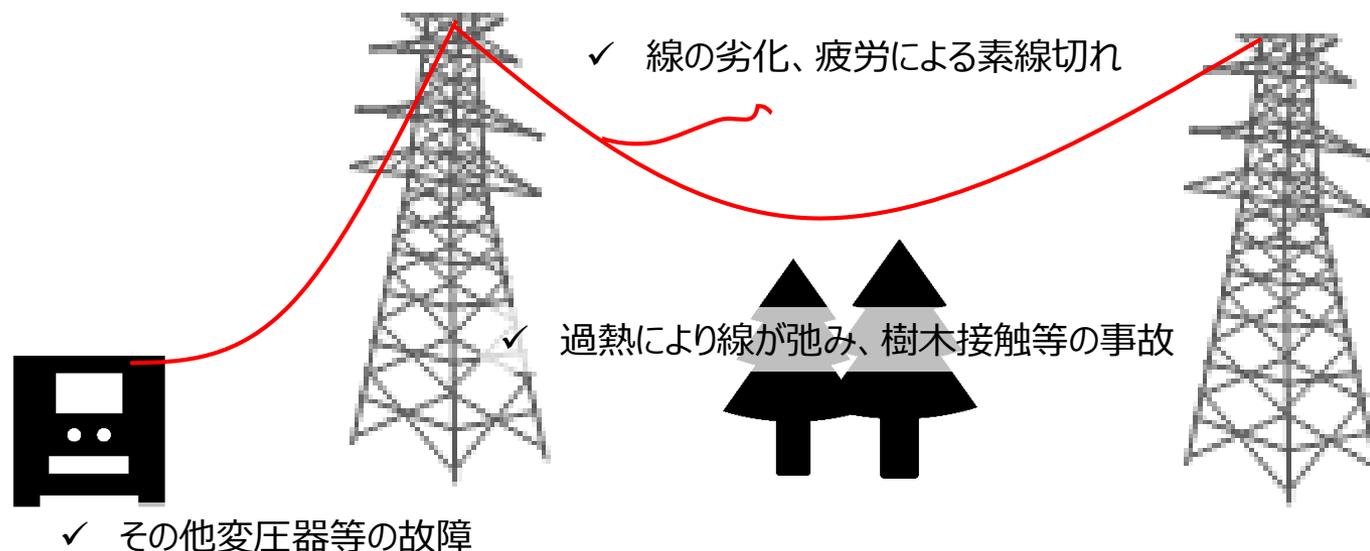


- 熱容量とは、送電線に電気が流れたときに発生する熱によって設備が高温になることによる制約である。

(改善策の一例)

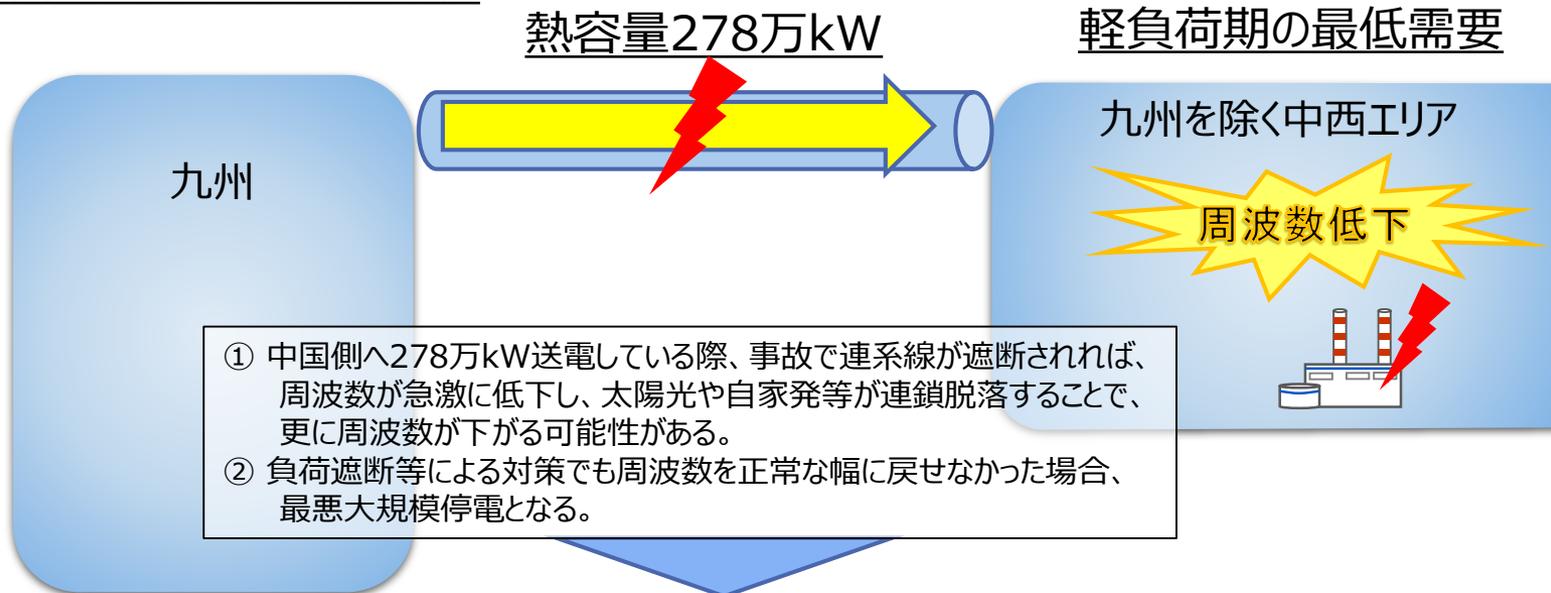
送電線の電線を太くする、設備をより大容量対応のものにリプレイスするといった、一般的な設備増強によって改善される。

熱容量制約のイメージ



- 周波数安定性とは、連系線が遮断し電気の供給が絶たれたときに、システムの周波数の変動を一定以下の水準に抑えるための送電限度値である。

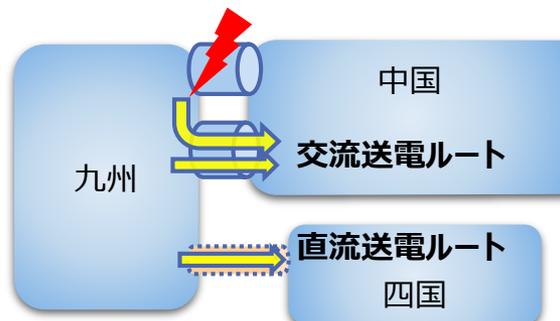
中国向き周波数安定性制約



こういった事象を回避するため、送電量を制限することが「周波数安定制約」。

増容量対策

- ・送電ルート新設により、関門連系線ルート断事故発生時、周波数低下の影響が緩和される。



4. 中西地域における系統増強の考え方

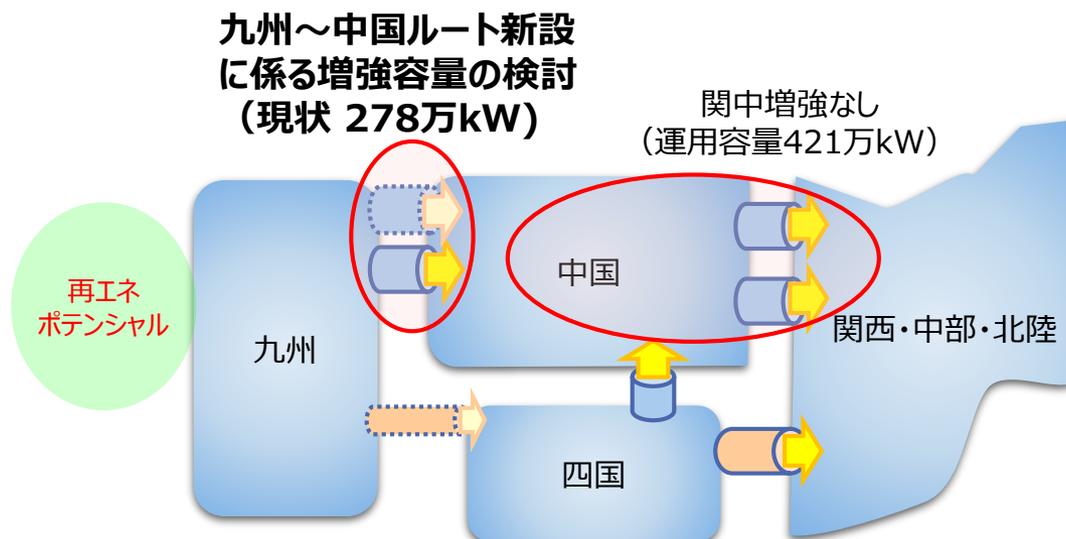
(2) 関門連系線の増容量化について（九州～中国ルート新設）

- 東向き潮流の増加に伴い、中西系統の同期安定性の制約が顕在化するが、再エネを含む電制量を増加させることで関中連系線の運用容量まででは対応可能。
- このため、九州～中国ルートの増強規模の検討にあたっては、**関中連系線の運用容量を考慮して、B/Cや再エネ制御率の変化等により見極める。**

関門連系線の増強イメージ

【凡例】

- 交流連系 (AC)
- 直流連系 (DC)



4. 中西地域における系統増強の考え方

(3) 関門連系線の増容量化について (九州～四国ルート新設)

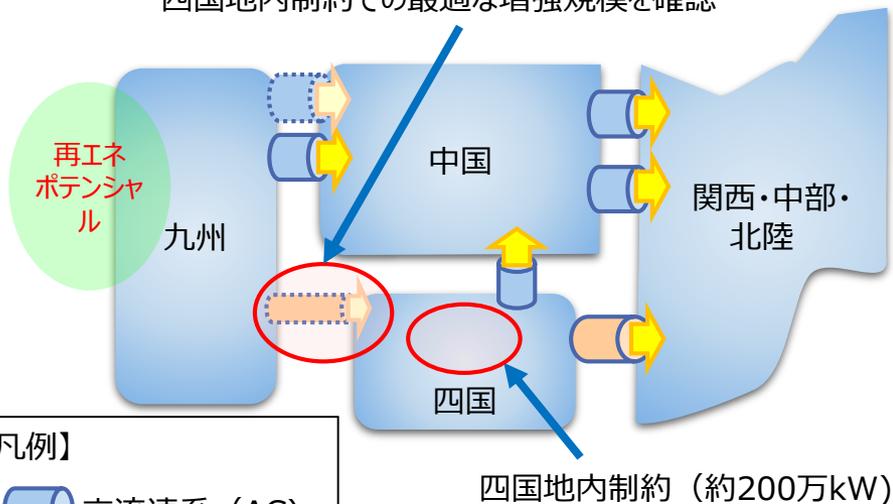
- 九州～中国ルート増強後の対策としては、**九州～四国ルート新設が考えられる。**
- 九州～四国ルートの増強規模を検討するにあたっては、以下のステップに分けて分析したうえで、将来の拡張性を考慮した増強規模を決める必要がある。
 - ステップ① 関西四国ルート増強をせず、**四国地内の同期安定度を考慮して増強規模を検討**する。
 - ステップ② **関西四国ルートの将来設計を活用した増強 (140⇒280万kW : ±500kV昇圧)**を考慮したうえで、**最適な増強規模を検討**する

増強規模の確認ステップ①

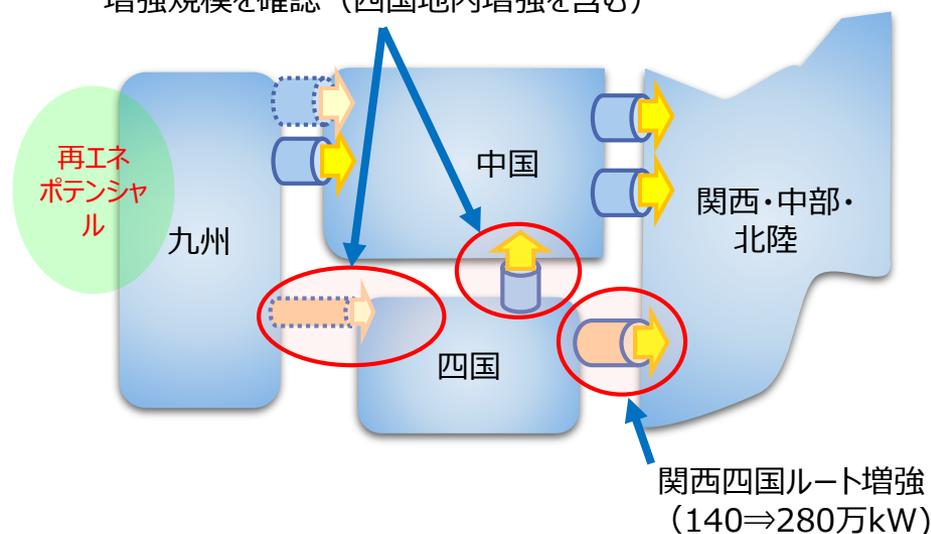
B/C ≥ 1のシナリオ

増強規模の確認ステップ②

四国地内制約での最適な増強規模を確認



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

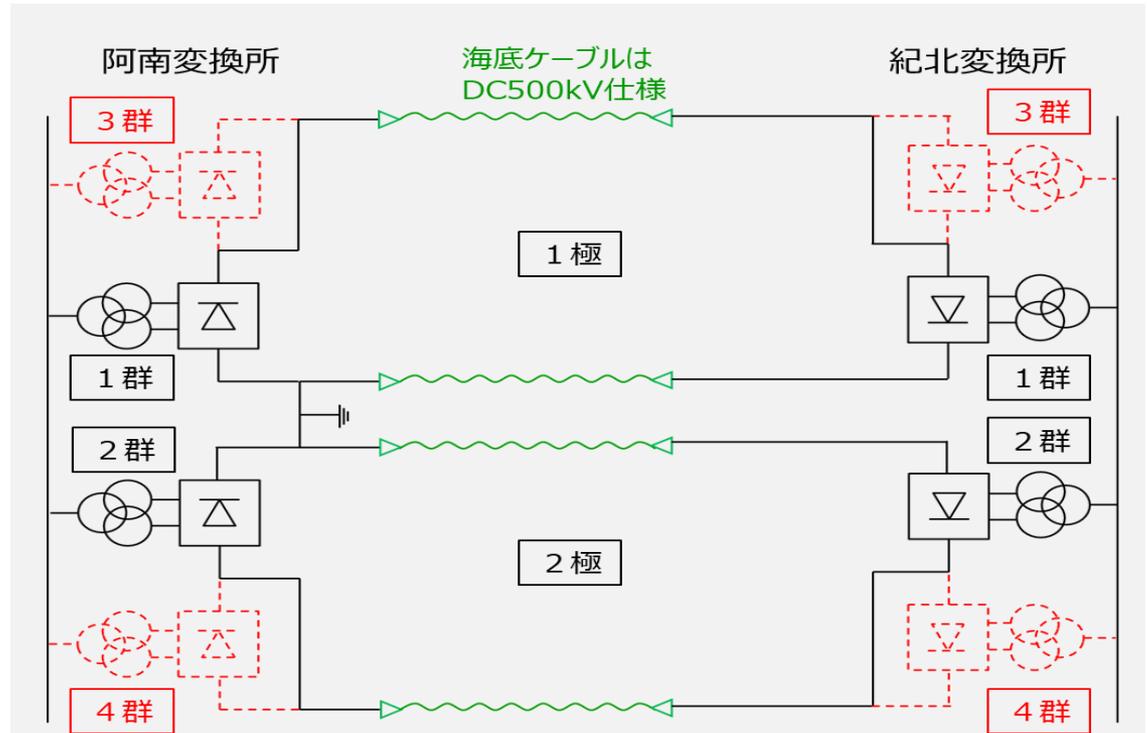
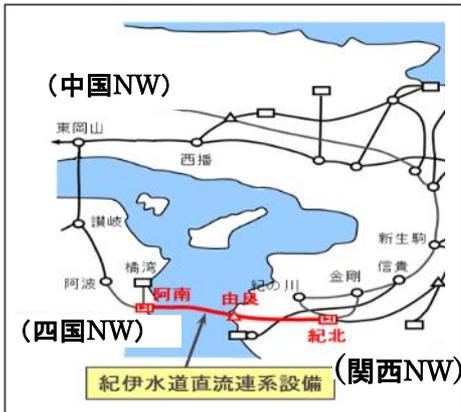


【凡例】

-  交流連系 (AC)
-  直流連系 (DC)

(参考) 関西四国ルート(増強(昇圧)について(将来設計) (紀伊水道直流設備)

■ 関西四国ルート(140万kW)は、将来の昇圧(±250kV⇒±500kV)を想定して海底ケーブルが設計されており、交直変換器の追加等を行うことで、280万kWへ増容量化が可能。



朱記点線を追加し増容量
 簡略化のため、由良開閉所や直流回路を
 切り替えるためのスイッチなどの記載は省略

I期(現状)	
1400MW	±250kV 2800A
1極-1群、	2極-2群
II期(将来): 3群、4群を追加	
2800MW	±500kV 2800A
1極-1・3群、	2極-2・4群(各群直列増設)

4. 中西地域における系統増強の考え方

(4) 中地域の増強の効果確認 (中部関西ルート新設 + 中地域交流ループ)

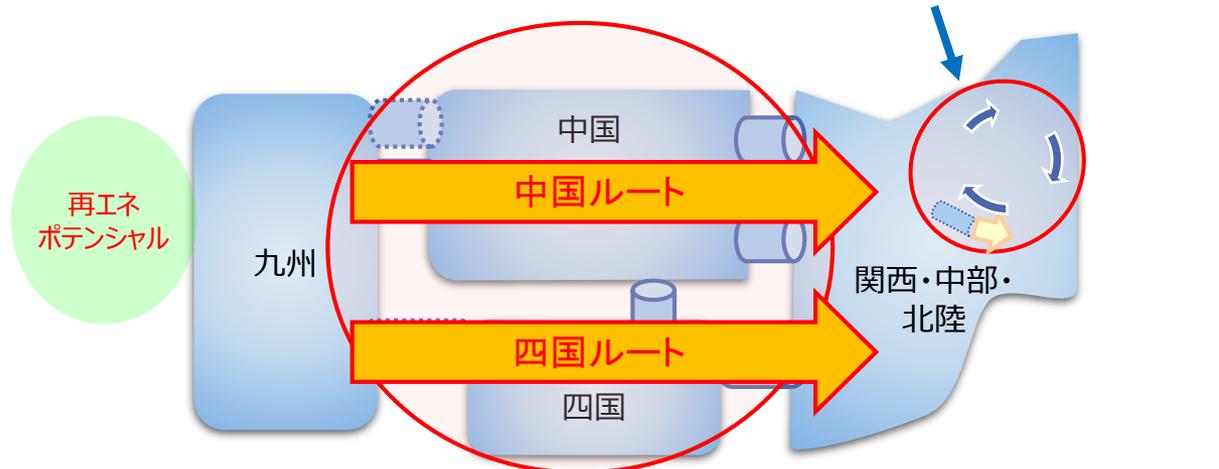
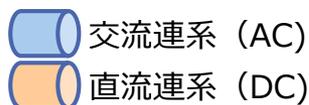
- これまでのステップで確認した増強規模 (九州～関西) を前提として、**中地域で計画されている中部関西間第二連系線に加え、将来に向けて検討が進められている中地域交流ループの効果について確認**を行う。

中部関西間第二連系線：マスタープランの中で、ルート新設計画の必要性

中地域交流ループ：系統運用面の改善によって実現できる対策 (別途説明あり)

中地域の増強効果の確認

【凡例】



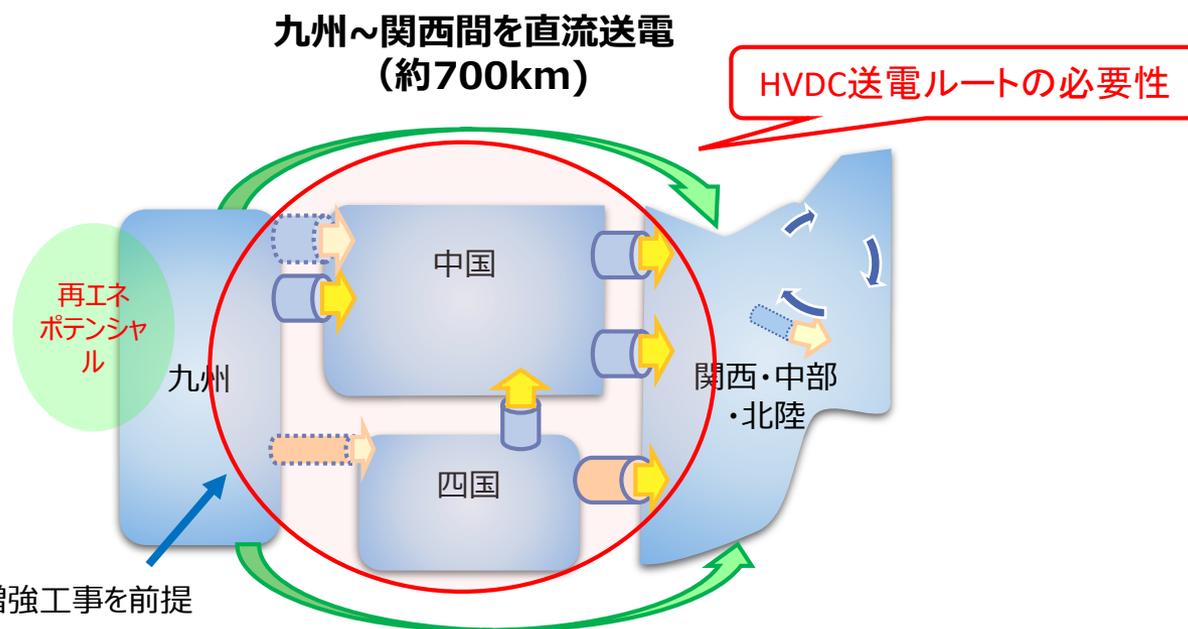
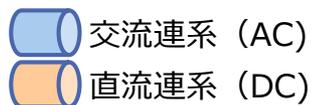
※ 既存系統を最大限活用した増強

4. 中西地域における系統増強の考え方 (5) HVDC送電ルート新設の必要性 (九州～関西ルート)

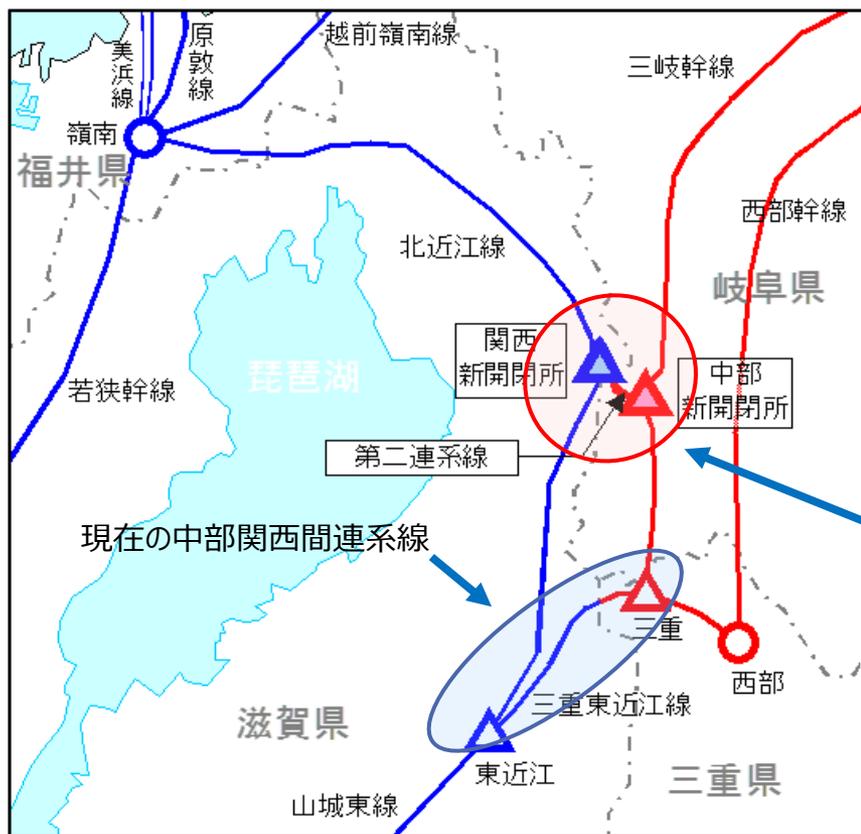
- **九州エリアから関西エリアへ更に送電する場合、東向き潮流が増加し、中西系統の同期安定性の維持が困難**となることから、九州～関西の新ルート構築が必要となる。
- このため、長距離送電で優位な**HVDC送電ルートの必要性**についても確認を行う。

HVDC送電ルートの必要性

【凡例】



- 中部関西間連系線については、将来の電源連系に伴い容量超過が想定されることからルート新設 (250⇒556万kW)が計画されていた。
- その後、情勢変化があり、2020年度供給計画では「当該計画については、マスタープランの中で検討を行う」という整理となっている。



<凡例>
〇: 変電所
△: 開閉所
ー: 500kV 送電線(2回線)
ー: 275kV 送電線(2回線)

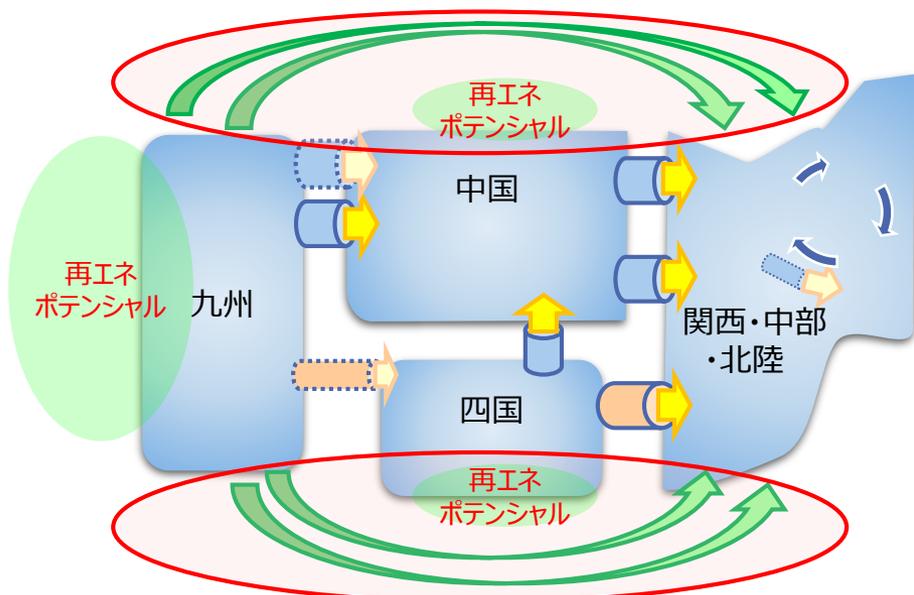
中部関西間連系線のルート新設
(中部関西間第二連系線)
※ 概算工事額 約450億円

2008年2月12日 ESCJ
「中部関西間連系線増強に係わる報告書」より

系統図

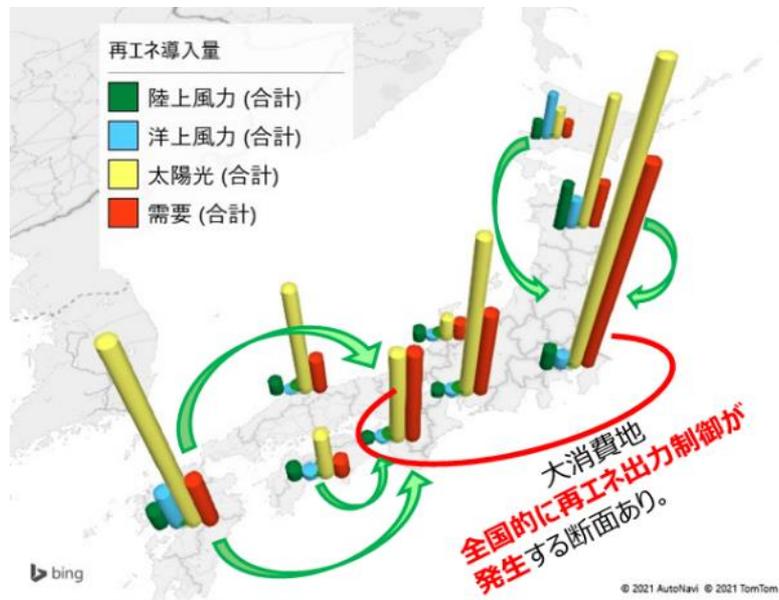
- 更なる再エネ導入となれば、**全国的に再エネ出力制御が発生する**断面も出てくる。
- このため、**新たなHVDC送電ルート**の必要性を確認するとともに、**他シナリオの有望な増強案との連続性**についても、B/Cや再エネの出力制御率の変化等により分析を行う。

増強パターンの分析



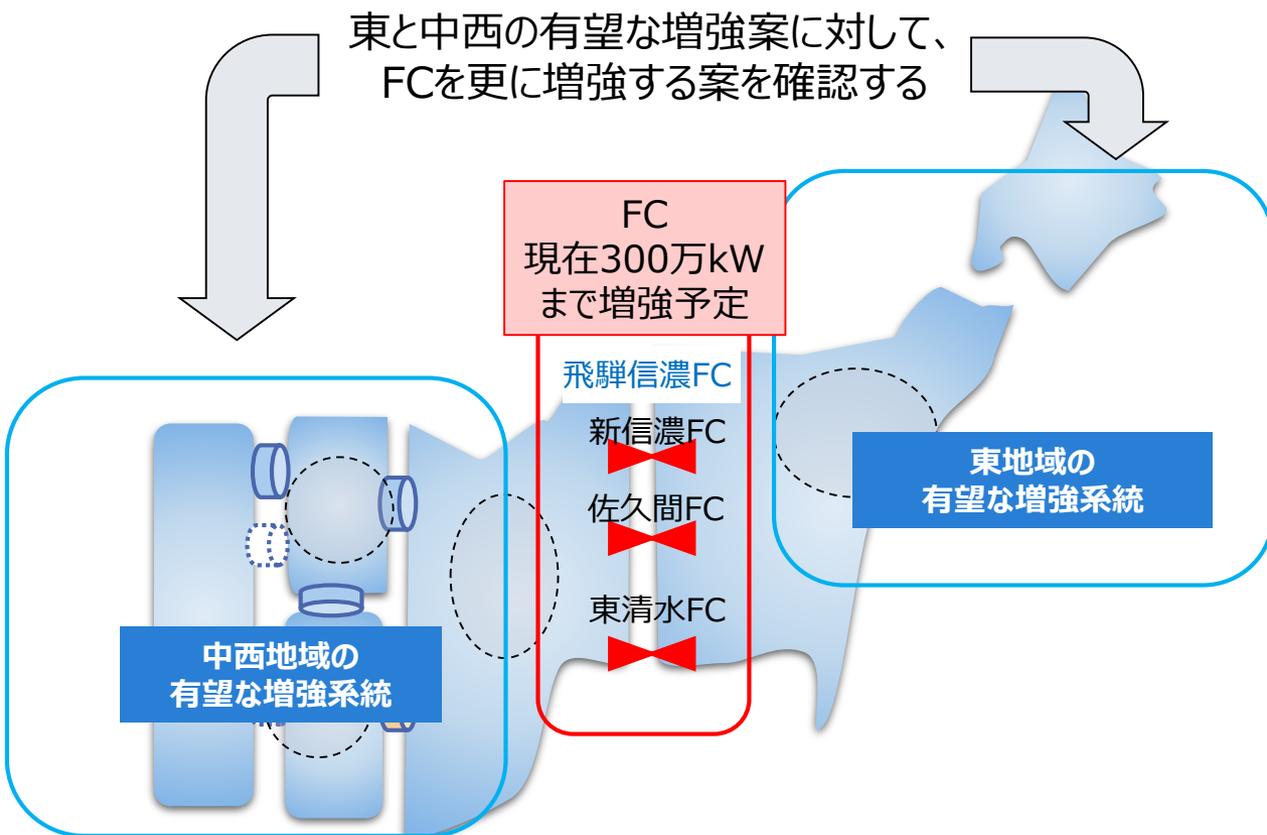
九州～関西間を直送送電 (約700km)

- 【凡例】
- 交流連系 (AC)
 - 直流連系 (DC)



© 2021 AutoNavī © 2021 TomTom

- 東地域と中西地域を繋ぐFC（周波数変換所）は、現在300万kWまで容量拡大する計画となっている。
- 東地域と中西地域の有望な増強案を前提として、更なるFCの増強による便益の検討を行う。



ステータス	設備	容量(kW)
既設	新信濃	60万
既設	佐久間	30万
既設	東清水	30万
2021年 3月予定	飛騨信濃	90万
2027年度末 予定	佐久間	+ 30万増強
2027年度末 予定	東清水	+ 60万増強
合計容量		300万

- 将来の不確実性による費用便益評価等への影響について、感度分析を実施する。
- なお、太陽光・陸上風力導入量については、「長期展望」の複数シナリオの一部として分析することに見直し。

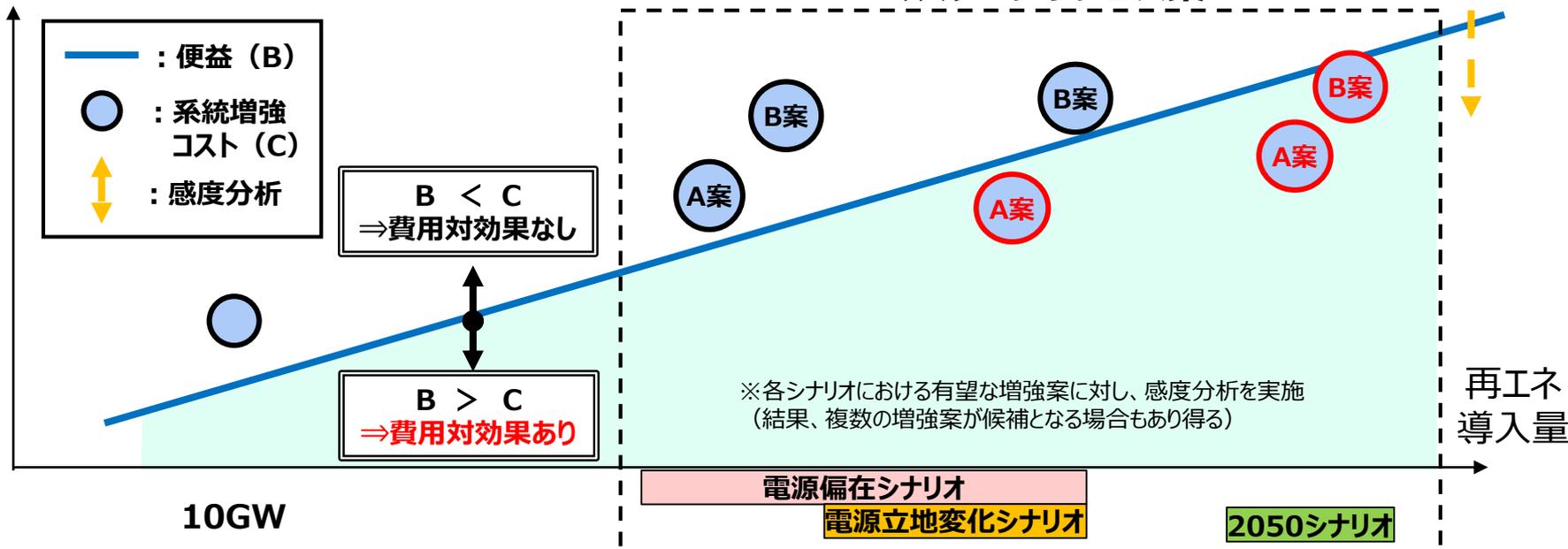
項 目	パラメータによる感度分析
燃料費・CO2対策コスト	<p>WEO2020※想定値等を用いて<u>燃料コストとCO2対策コストが変動した場合のB/Cへの影響について分析</u></p> <p>【具体的な内容】 燃料コストとCO2対策コストが変動したケース</p> <ul style="list-style-type: none"> ・公表政策シナリオ（2040） ※ CO2対策コスト \$52/トン ・持続可能な開発シナリオ(2040) ※ CO2対策コスト \$140/トン
原子力発電の設備利用率	<p><u>原子力発電の設備利用率が変動した場合のB/Cへの影響について分析</u></p> <p>【具体的な内容】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・2030年度エネルギーミックス水準におけるkWh比率を基にした<u>設備利用率約60%±20%</u>
電化の進展	<p>2050年カーボンニュートラルに向けた電化率の向上や転換部門の需要創出（水素製造、CCUS/カーボンリサイクル利用等）により、<u>電力需要が変動した場合のB/Cへの影響について分析</u></p> <p>【具体的な内容】</p> <ul style="list-style-type: none"> ・基本政策分科会を参考に、電化率向上による電力需要約1.3～1.5兆kWhなど

- 2050年カーボンニュートラルに向けた国の議論に資するように、パラメータとして**燃料費・CO2対策コスト**、**原子力発電の設備利用率**、**電化の進展に伴う電力需要の変化**について感度分析を行う。

項目	パラメータによる感度分析
燃料費・CO2対策コスト	発電コスト検証WGに対して、WEO2020※1想定値などを用いて分析
原子力発電の設備利用率	再エネ導入量を考慮したうえで、脱炭素電源としての活用を想定した分析
電化の進展	カーボンニュートラルに向けた取組みによる電化率の向上に伴う需要の変化を想定した分析

便益・コスト

マスタープラン1次案



※再エネ導入により一定の便益向上効果が得られると仮定した場合のイメージ (必ずしも便益が向上する系統だけではないことに留意が必要)



	WEO2014	WEO2020	
	新政策シナリオ (2030)	公表政策シナリオ (2040)	持続可能な開発シナリオ (2040)
石炭(ドル/t)	108 ^{※1}	77 ↓ 0.7倍	61 ↓ 0.6倍
天然ガス(ドル/Mbtu)	15	9 ↓ 0.6倍	6 ↓ 0.4倍
原油(ドル/bbl)	123	85 ↓ 0.7倍	53 ↓ 0.4倍
CO2価格(ドル/t)	37 ^{※2}	52 ^{※2} ↑ 1.4倍	140 ↑ 3.8倍

※1 OECDの価格を参照, ※2 欧州の価格を参照

○ 1次案とりまとめの方向性

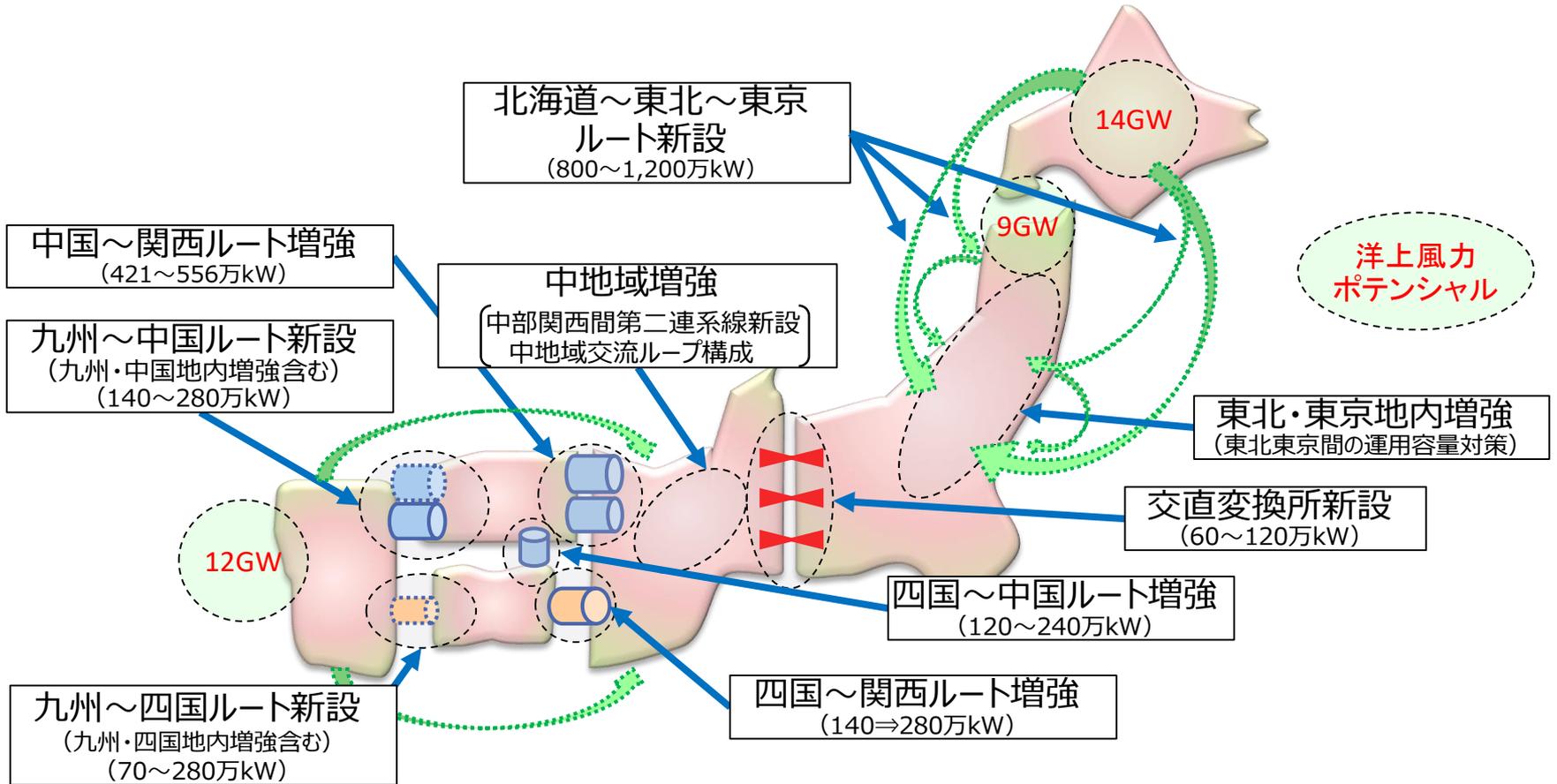
- 現行エネルギーミックスを起点とした持続的変化の分析を行う中、国の議論にも資するように、**将来の不確実性について、「長期展望」の分析には電源立地や再エネ導入量を変化させた複数シナリオを考慮するとともに、様々なパラメータで感度分析を行うことでネットワークの視点から示唆をとりまとめる。**

○ 系統増強の基本的な考え方

- 増強案の検討では、**増強コストを抑制可能な考え方（既存設備を最大限活用した部分的な増強）を優先**しつつ、既存ルート全体のアップグレード、新ルート形成なども含めて検討を行う。
- 増強規模については、大消費地へ流れる潮流の方向を基調とし、各エリアでの具体的な検討の進め方を予め示したうえで、**適切な増強規模については、B/Cや再エネの出力制御率の変化等に注目することで見極め**を行う。
- 増強コスト算定においては、**広域機関が公表している標準的な単価**を採用し、**実績の少ないHVDC送電コストは、まずは海外文献を参考に試算**を行う。

(取扱注意) 検討中のものであり、最終結果ではない。

- 現在想定している各エリアの増強規模は以下のようなものであり、今後も精査していく。
- なお、1次案では詳細な電源配置は未定であることから、主に連系線等の背骨系統を中心に取りまとめを行う。



(参考資料)

- 本資料では、洋上風力技術の概要を説明することを目的に、HVDC送電の技術開発やコストに関する情報が示されている。調査には北海地域の TSO に加え、サプライヤーや製造業者が参加。
- 容量毎の変換器コストが示されており、交流開閉所コストを含み、プラットフォームコスト（洋上基地）は含まないとされている。

3.1 HVDC Converters

3.1.1 Voltage Source Converters

All costs are given in millions of Euros.

Specifications	Unit Cost
500 MW 300 kV	75 – 92
850 MW 320 kV	98 – 105
1250 MW 500 kV	121 – 150
2000 MW 500 kV	144 – 196

Notes:

1. Pricing including AC switchyard costs and excludes platform costs.
2. Pricing is based on discussion with VSC suppliers and on representative sample projects that have been recently completed and/or quoted.
3. It is to be noted that the larger ratings are projections based upon discussions with the main equipment suppliers but represent "next generation" technologies and are hence indicative rather than definitive.

日本語訳
注意事項

1. 価格は交流開閉所のコストを含み、プラットフォームのコストは含まれていません。
2. 価格は、変換器サプライヤーとの協議、および最近完成した、または見積もった代表的なプロジェクトのサンプルに基づいています。
3. 大きな容量は、主要機器サプライヤーとの協議に基づく予測であるが、「次世代」技術を表しており、確定的なものではなく、示唆的なものであることに注意が必要。

- National Gridが毎年発行している技術報告書。HVDC送電技術の詳細なコストがまとめられており、データはサプライヤーから収集されている。
- 下表のとおり容量毎にコストが示されている。

Onshore Equipment Costs

*Table E23.1
Voltage Sourced Converters*

Specifications	Cost (£M)
800MW-320kV	100-115
1000MW-320kV	114-130
1200MW-320kV	125-142
1800MW-500kV	160-175
2200MW-500kV	210-226

- 本資料では、ケーブルサイズ (mm²) 毎のケーブル資材代が示されている。
(なお、最大容量は64万kWであるため、今回検討した70, 100万kWにおけるコスト案には直接影響しない。)
- 資材代と布設費用それぞれが示されており、これらを合計したものを参照。
- 海底ケーブルとしてMI、CVケーブル両方のコストが示されており、CVケーブルを参照。
- 布設方法として1条布設と2条同一布設が示されている。最大コストでは1条布設値の最大 (805 k€/km) を使用。最小コストでは2条同一布設値の最小値の1条当たりのコスト (287.5 k€/km) を使用。

3.3 Cable Systems

3.3.1 HVDC Extruded Subsea Cable

All costs are given in Euros per metre of cable supplied (but not installed).

Cross-sectional Area (mm ²)	150 kV	320 kV
1200	230 – 460	345 – 518
1500	288 – 460	345 – 518
1800	345 – 518	345 – 575
2000	345 – 575	403 – 660

Cost Summary: Illustrative costs for different cable configurations.

All costs are given in thousands of Euros.

Installation Type	Total Cost (per km)
Single cable, single trench	345-805 excluding materials, ancillary vessels and surveys
Twin cable, single trench	575-1035 excluding materials, ancillary vessels and surveys
2 single cables; 2 trenches, 10M apart	690-1380 excluding materials, ancillary vessels and surveys

- 容量毎の資材代と布設費用が示されており、これらを合計したものを参照。
- 海底ケーブルとしてMI、CVケーブル両方のコストが示されており、CVケーブルを参照。
- 布設方法として1条布設と2条同一布設が示されている。最大コストでは1条布設値の最大(0.7 £ M/km)を使用。最小コストでは2条同一布設値の最小値の1条当たりのコスト(0.25 £ M/km)を使用。

Offshore Cable – Supply

Table E23.30
HVDC Mass Impregnated Cables (copper conductor) MIケーブル

Rating per pair of cables	400kV–500kV (£M per km)	500kV–550kV (£M per km)
800MW	0.330–0.447	0.379–0.512
1000MW	0.395–0.482	0.407–0.551
1200MW	0.415–0.562	0.435–0.589
1500MW	0.478–0.648	0.464–0.628
1800MW	0.522–0.706	0.492–0.665
2000MW	0.649–0.878	0.522–0.704
2500MW	N/A	N/A

Table E23.31
HVDC Extruded Cables (copper conductor) CVケーブル

Rating per pair of cables	220kV–320kV (£M per km)	320kV–400kV (£M per km)
600MW	0.384–0.499	0.340–0.550
800MW	0.482–0.560	0.400–0.550
1000MW	0.610–0.720	0.460–0.640
1200MW	0.826–0.875	0.632–0.690
1500MW	N/A	0.800–0.875
1800MW	N/A	0.898–1.032
2000MW	N/A	N/A

Offshore Cable – Installation

Table E23.37

Installation Type	£M/km
Single cable, single trench, single core	0.3–0.7
Twin cable, single trench, single core	0.5–1.2
2 single cables; 2 trenches, single core, 10M apart	0.53–1.2
Single cable, single trench, three core	0.33–1.25
2 single cables; 2 trenches, three core, 10M apart	1.1–2.3

(参考) HVDC送電の海外事例

(現時点の公表情報を元に事務局作成)

No	プロジェクト名	区間	運開年	送電方式	ケーブル巨長 (km)	容量 (万kW)	条数	契約金額 ^{※1}		変換器等単価 (万円/(kW・両端))	送電線単価 (億円/(km・条))
								変換器 メーカー	ケーブル メーカー		
1	NorNed	オランダ～ ノルウェー	2008	他励式	580	70	2	290億円	60億円	— ^{※2}	— ^{※2}
2	SAPEI	イタリア	2011	他励式	420	100	2	190億円	490億円	1.9	0.6
3	BritNed	イギリス～ オランダ	2011	他励式	250	100	2	270億円	370億円	2.7	0.7
4	Fenno-Skan 2	スウェーデン～ フィンランド	2011	他励式	194	80	1	180億円	180億円	2.3	0.9
5	Estlink 2	エストニア～ フィンランド	2014	他励式	145	65	1	120億円	190億円	1.8	1.3
6	Skagerrak 4	デンマーク～ ノルウェー	2014	自励式	140	70	1	190億円	110億円	2.7	0.8
7	Nemo Link	イギリス～ ベルギー	2019	自励式	130	100	—	—	—	—	—
8	Nord.Link	ドイツ～ ノルウェー	2019	自励式	516	140	2	600億円	960億円	4.3	0.9
9	LitPol Link	リトアニア～ ポーランド	2015	自励式	—	50	—	118億円	—	2.4	—
10	NordBalt	スウェーデン～ リトアニア	2015	自励式	450	70	2	—	—	—	—
11	MON.ITA	イタリア～ モンテネグロ	2017	自励式	415	50	1	—	370億円	—	0.9
					415	50	1	—	490億円	—	1.2
12	France-Italy transmission link	フランス～ イタリア	2019	自励式	190	120	2	370億円	240億円	3.1	0.6
13	ALEGrO	ドイツ～ ベルギー	2020	自励式	—	100	—	330億円	—	3.3	—
14	NSN Link	イギリス～ ノルウェー	2021	自励式	740	140	2	480億円	1090億円	3.4	0.7
15	IFA2	イギリス～ フランス	2020	自励式	225	100	2	330億円	430億円	3.3	1.0
16	ElecLink	イギリス～ フランス	2020	自励式	—	100	—	380億円	—	3.8	—

(自励式平均)
約3.3万円/(kW・両端)

※1 為替レートは107円/\$, 122円/€で試算 (公表値も丸められているため10億円単位で記載)

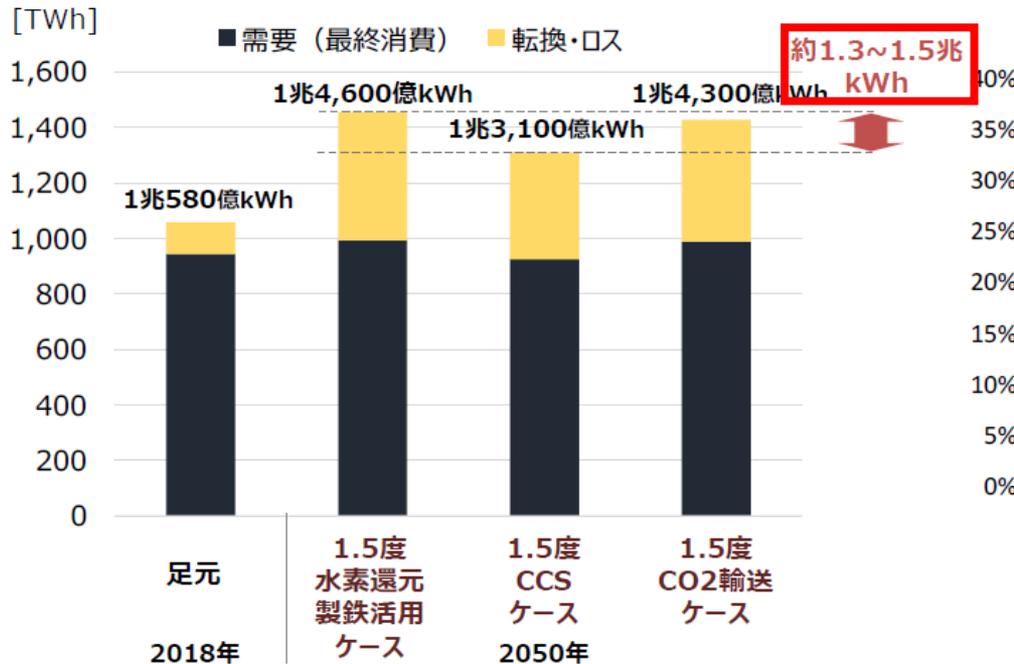
※2 変換器メーカーの工事に送電線が含まれるため未算出

(参考資料：基本政策分科会)

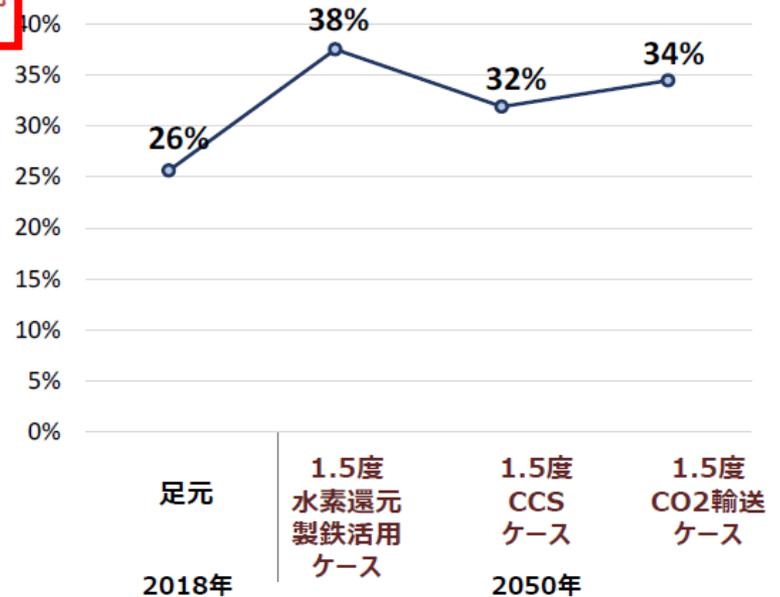
(参考) RITEによる発電電力量推計

- 地球環境産業技術研究機構 (RITE) のエネルギー需給モデルにより、2050年CNにおける電力需要を分析。
- 省エネや人口減少等の需要下げ要因に対して、最終消費における電化率の向上、転換部門の需要創出 (水素製造、CCUS/カーボンサイクル利用等) の上げ要因がより強く作用した結果、発電電力量は約1.3-1.5兆kWhとなり、足下実績より増大。

RITEモデルにおける発電電力量



RITEモデルにおける電化率 (最終消費全体)



※ 転換は水素製造やCCUS/カーボンサイクルにおける電力消費などを示す

参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組①

再生可能エネルギー

【①調整力の確保】

- 変動再エネは、自然条件によって出力が変動するため、需要と供給を一致させる「調整力」を確保する必要。
 - ⇒ カーボンニュートラルを目指し変動再エネの比率を高めるためには、**脱炭素化された調整力（脱炭素化された火力、揚水や蓄電池などの電力貯蔵技術）の確保が重要**。（例えば、九州において、現在の契約申込量が全て導入された場合、新たに接続した事業者は30～34%の出力制御を受ける。仮に系統制約を解消したと大胆に仮定しても、変動再エネ46%の時に出力制御率は32%となるという試算もある。）
再エネ5～6割（約7～8千億kWh）を実現するためには、これに**見合った量の電力貯蔵技術の導入が必要**。

【②送電容量の確保】

- 洋上風力のポテンシャルの約8割が北海道、東北、九州に集中しているように、**再エネにはエリアの偏在性があるため、導入ポテンシャルのある地域と需要地をつなぐ送電容量が必要**。
 - ⇒ 再エネのポテンシャルの大きい北海道や東北、九州エリアから大消費地まで、**大量の電気を送るための増強が必要であるが、そのためには大規模な設備投資と工事のための地元調整が求められる**。再エネ5～6割の水準（約7～8千億kWh）を実現するためには、これに**見合った量の送電設備と関連施設が必要**。

参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組①

【③慣性力の確保】

- 電源脱落等の事故によるブラックアウトを防ぐには、系統全体で一定の「慣性力 (タービンが回転し続ける力)」を有している必要。
 - ⇒ 例えば、東北、東京エリアにおける分析によれば、慣性力の課題を克服できなければ非同期電源 (太陽光や風力など) が約3~4割 (瞬間的に70%) を越えると、大規模発電所が緊急停止した場合に、広範囲に停電が生じるといった安定供給への影響が拡大する見込み。現在、技術的な課題をクリアするべく研究開発などが進められている。再エネ5~6割の水準 (約7~8千億kWh) を実現するには、非同期電源の割合が70%を超える時間帯が発生するため、追加的に導入される非同期電源について、疑似慣性力付きPCS (電力変換装置) の設置等の対策を要件化するなどの対策が必要。

【④自然条件や社会制約への対応】

- 森林を除く平地面積がドイツの半分、遠浅の海の面積はイギリスの1/8、日射量や風況で必ずしも恵まれていない自然環境にある我が国は、景観・環境・生態系・航路への影響配慮を含め地域との共生や利害関係者との調整が求められる。
 - ⇒ 再エネ5~6割の水準 (約7~8千億kWh) を実現するには、
例えば、
 - 1) 太陽光 約260GW (約3,000億kWh)
 - 2) 風力 約90GW (約1,900億kWh)
 - 3) 水力・バイオマス・地熱 約60GW (約1,600億kWh)
 - 4) 1) ~ 3) に加え、約500~1,500億kWh程度の追加導入が必要。

※ 出力制御は織り込んでいない水準。

参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組①

<電中研分析による太陽光約260GW導入のイメージ (例) >

- 既存住宅への導入が進みつつ、2031年以降は新築戸建住宅・新築集合住宅への導入が飛躍的に進み、2040年以降は100%に導入 (約62GW)
(現状、新築注文戸建住宅のZEH化率は大手ハウスメーカー47.9%、中小工務店8.5%、新築建売戸建住宅1.3%)
- 工場・物流施設・商業施設等の大型施設の全ての追加設備費等のかからない屋根等へ導入 (約45GW)
(既存の建物では、耐荷重が小さく設置困難なケースあり)
- 全ての農業経営体による100kWの営農型太陽光発電 (100m×100m相当) 等での導入 (約42GW)
- 農地転用されるものを除く荒廃農地等への導入 (約110GW)
(一定規模以上の開発に届出等を求める条例制定の動きあり) 等が必要。

<電中研分析と「洋上風力産業ビジョン」による風力約90GW導入のイメージ (例) >

- 風速5m/s以上の雑草地・再生困難な荒廃農地などに加えて、特に風力発電に適している山林 (風速7.5m/s以上で傾斜角10度未満、保安林除く) を開発して導入 (約41GW) (山林は所有者不明の可能性がある土地が約3割を占め、用地取得が難しい)
- 官民リソースを総動員して推進する「洋上風力産業ビジョン」で、2040年の案件形成高位目標として45GWを設定 (約1,300億kWh)。(洋上風力は、案件形成から実際に導入されるには7~8年程度必要)

※ 上記イメージは、徐々に適地が減少する中で、機械的に計算すると、太陽光では直近3年間のFIT認定量平均の2倍以上の認定を30年継続し、全て導入することで実現可能な水準、風力では直近3年間のFIT認定量平均の約2倍の認定を30年継続し、全て導入することで実現可能な水準、となっている。

(出典) 2020年12月14日 総合資源エネルギー調査会基本政策分科会「資料3-4ヒアリング資料 (電力中央研究所)」
2020年12月15日 洋上風力の産業競争力強化に向けた官民協議会「洋上風力産業ビジョン (第1次)」

<更に約500~1,500億kWh程度の追加導入のイメージ (例) >

- 洋上風力産業ビジョンで示した2040年の案件形成高位目標の45GWと同量の洋上風力を更に上乗せして導入することができて、約1,300億kWhとなる。

参考値を実現しようとした際に直面する課題・取組①

【⑤コスト】

- 上記のような諸課題を克服していくためには、コスト低減と大規模な投資が必要。
(2020年度(予測)の買取費用総額は3.8兆円、賦課金(国民負担)総額は2.4兆円。)
- ⇒ 太陽光発電では、パネル費用は低減しているものの、工事費部分は下げ止まるなど、低減スピードは鈍化傾向。
(特に、平地面積がドイツなどと比べ少ない日本では、今後、太陽光の大量導入を進めた場合、土地造成費や接続費が上昇する可能性。太陽光の導入量が多い九州を中心に、域内の導入量の増加に合わせ、現在でもこうした傾向あり。)
- ⇒ 風力発電のコストは低減しているものの、依然として世界より高く、足下では微増。
(陸上では、適地は沿岸部や山地に集中しているが、大量導入により適地が減少し、地権者との調整を要するケースや工事費が増加することで、資本費が上昇する可能性。洋上(着床式)では、欧州で落札額が10円/kWhを切る事例もでてきているが、日本では、欧州におけるサプライチェーン構築状況等の違いを加味し、初回公募での供給価格上限額は29円/kWhとしており、更なるコスト低減が必要。)
- ⇒ さらに、コストを考える上では、発電コストに加えて、電力システム全体のコストを考えていく必要。変動再エネの導入割合が高くなり、火力・原子力の割合が低くなれば、再エネの統合費用(系統増強コスト、予測誤差等によって生じる運用コスト、出力制御コスト等)が高まり、総費用は大きくなる。
(系統の大規模な増強には、多大な工事費に加え、利害関係者との複雑な調整のコストが生じる。)
(日本エネルギー経済研究所の分析では、変動再エネの発電単価低下を考慮しても、火力発電の比率が一定程度下回ると発電部門全体の費用が急激に増加するとしている。)