

将来の再生可能エネルギー導入拡大に伴う 調整力の検討について

2021年11月16日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 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（以下、マスタープラン検討委員会）にて取り纏めた、マスタープラン検討に係る中間整理において、「再エネ導入に伴う調整力の検討」については、北海道エリアを事例とし、調整力の必要量や対策等を本委員会と連携し検討することと整理された。
- 2040年～2050年を想定したマスタープラン検討に係る中間整理では、多くの再エネ導入が見込まれる北海道エリアにおいて調整力不足が生じる可能性を踏まえ、北海道エリアを事例として検討する方針が整理されている。
- 一方、北海道以外のエリアにおいても、多くの再エネ導入が想定されており、調整力の広域的な運用・調達についても検討する必要がある。
- 以上から、2040年～2050年といった将来を想定した調整力の必要量や対策等の検討については、北海道エリアを事例として、東北および東京エリアも含めた東エリアでの広域的な検討として進めることとし、その検討項目等について整理したため、ご議論いただきたい。

4. 今後の検討課題と進め方

(3) 今後の進め方(案)

114

- ネットワーク側からの示唆などをフィードバックしつつ、国のエネルギー政策の検討状況をシナリオ等へ反映した分析を進めていく。
- マスタープランから整備計画を具体化させる仕組みの検討を加速させる。

取組事項	2021年度の取り組み		2022年度
	上期	下期	
マスタープラン検討委員会	◆第9回(複数シナリオの分析結果) ◆第10回(中間整理とりまとめ) (2ヶ月に1~2回程度の頻度で開催) ネットワーク側から示唆などのフィードバックを継続		◇ マスタープラン策定
国のエネルギー政策との連携 (大量導入小委、基本政策分科会、海底直流送電検討会など)	国のエネルギー政策の検討状況をシナリオ等へ反映 エネルギー政策の検討(電源立地誘導の観点も考慮できないか)		
エネルギーミックス等を踏まえたシナリオによる分析	国と連携して、EV、水素転換、蓄電池なども考慮した「分散化シナリオ」など		
再エネ導入に伴う調整力の検討※ (北海道エリアを事例として検討)	調整力の必要量と対策に係る検討	具体的な対策方法に係る検討	
レジリエンス面からの検討※ (慣性力、同期化力、アデカシー等)	慣性力・同期化力のコスト把握	レジリエンス面の検討(FCなど)	
具体的な整備計画に向けた検討の深化	マスタープランから整備計画を具体化する仕組みの検討 足元の電源ポテンシャルの確認 具体化に係る検討		
その他(費用便益手法など)	アデカシー便益の検討	多端子を含むHVDC構成など	

※ 調整力等委員会とも連携

出所) マスタープラン検討に係る中間整理(2021年5月20日)

https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2021/files/masuta_chukan.pdf

3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件

(4) 各シナリオでの入力設定 (電源偏在シナリオ (30GW))

電源偏在シナリオ (30GW)

30

- 立地制約のある再生可能エネルギー (風力を想定) が偏在して導入された場合、費用便益等の面からどのような系統増強が合理的かを確認するシナリオ



3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件
 (4) 各シナリオでの入力設定 (電源偏在シナリオ (45GW))

電源偏在シナリオ
 (45GW)

31

- 立地制約のある再生可能エネルギー (風力を想定) が偏在して導入された場合、費用便益等の面からどのような系統増強が合理的かを確認するシナリオ



3-1 検討シナリオとシミュレーションの前提条件 (4) 各シナリオでの入力設定 (再エネ 5～6割シナリオ)

〈ケーススタディ〉

再エネ 5～6割シナリオ 34

- ケーススタディとして、各シナリオで増強後、更に再エネ5～6割まで導入されると仮定した場合にB/Cへ与える影響について確認するもので、電力需要も変化させて分析も行う。
- なお、電力需要や電源の立地については具体的な見通しが無いことから、過去実績や既導入比率を参考に仮に設定したものとなる。

再エネ 5～6割シナリオ

導入時期：2050年頃を想定

【再エネ導入量 (太陽光・風力)】



【系統増強前の需給バランス】



【シミュレーションでの追加設定】

- ・ 電源偏在シナリオ (45GW) をベースとして、太陽光 4倍 (76GW×4)、陸上風力4倍 (11GW×4) としたものの。(各エリアへは既導入比率により配分)

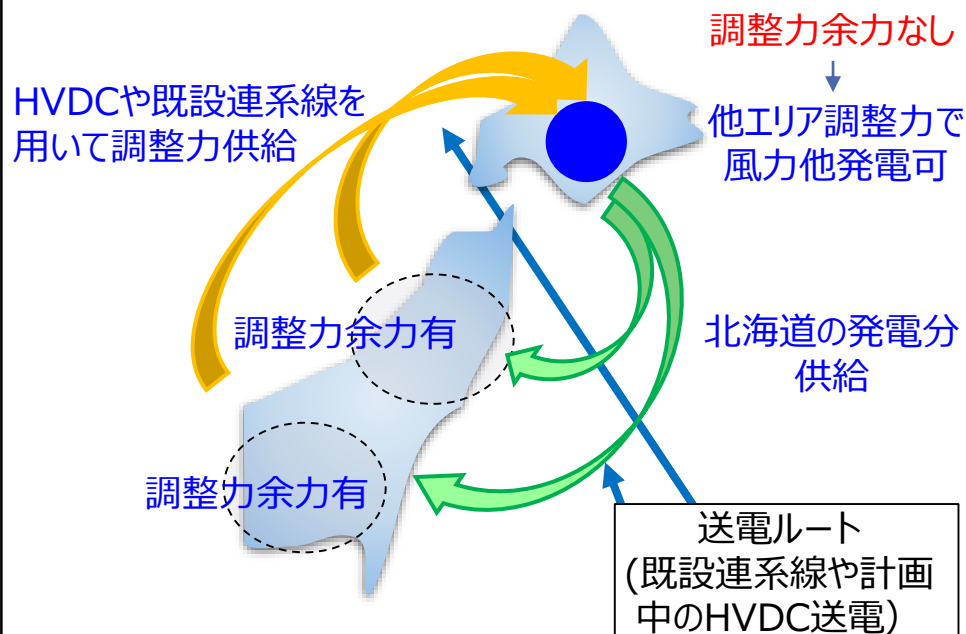
【その他】

再エネ比率 (系統増強前) : **51%**
再エネ出力制御率※ (太陽光・風力:系統増強前) : **42%**

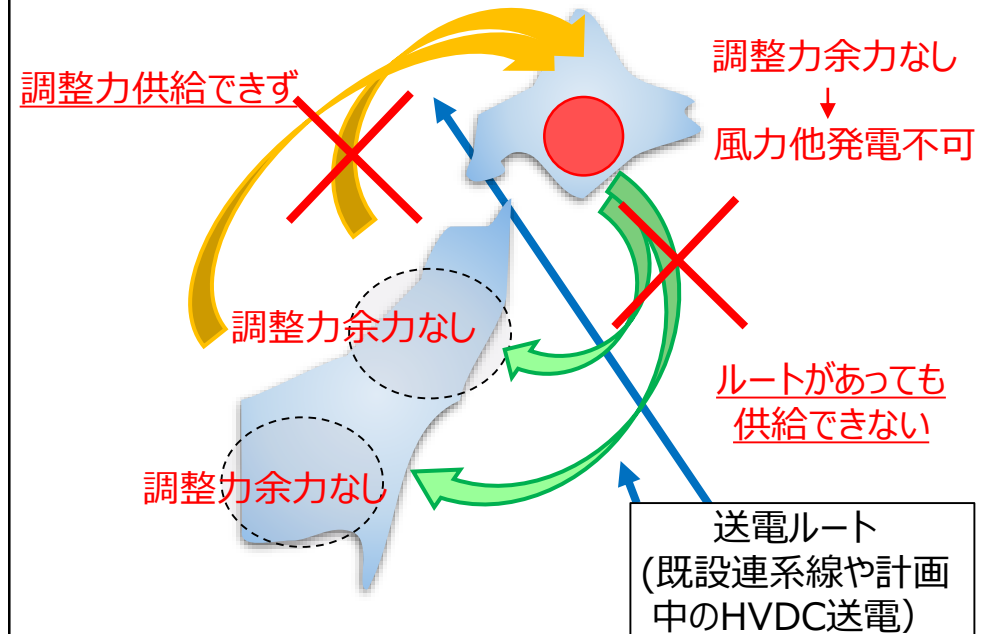
※連系線等の背骨系統以外の地内系統制約は考慮していないことに留意が必要

- 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、2040年～2050年といった将来における調整力の必要量や対策等の検討については、北海道エリアを事例とし、東北および東京エリアも含めた東エリアでの広域的な検討として進めることとしたい。

＜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＞



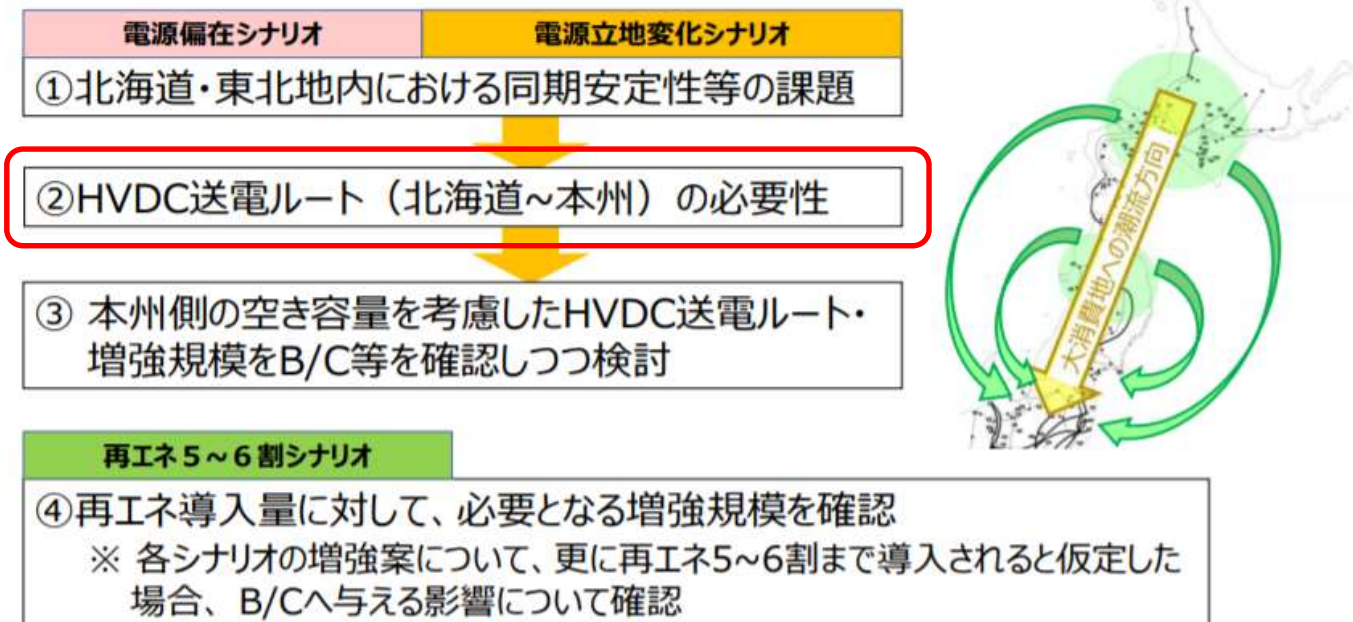
- 立地制約のある再エネを偏在させた場合の必要な系統増強案として、HVDC送電ルート新設も検討されている。

3-3 各地域の増強案検討（東地域）

48

(1) 検討方法

- 東地域については、各シナリオに対して、本州側の空き容量を考慮したHVDC送電ルート・増強規模を中心として検討を行った。
- なお、再エネ5～6割シナリオでの増強規模を確認したところ、大消費地でも再エネ出力制御が発生していることから、系統増強による効果が減少した結果、増強規模は電源偏在シナリオ（30GW）と同等の規模であった。



出所) マスタープラン検討に係る中間整理 (2021年5月20日)

https://www.occto.or.jp/iinkai/masutapuran/2021/files/masuta_chukan.pdf

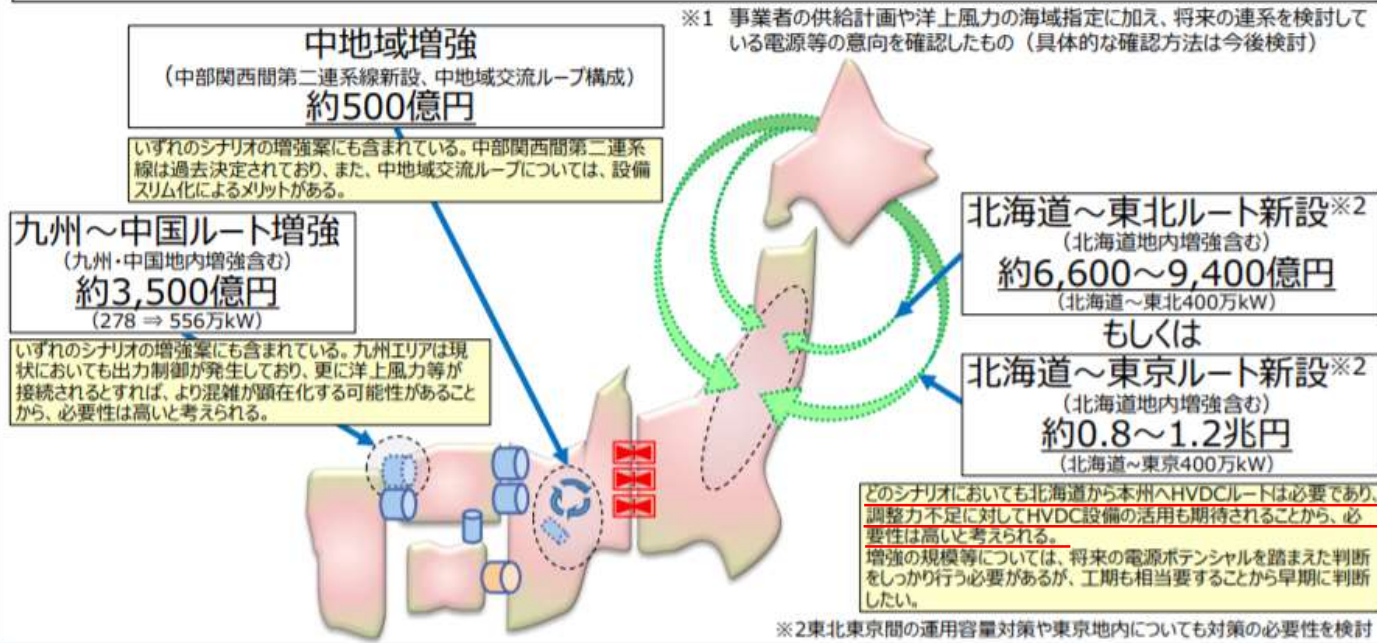
- マスタープラン検討委員会において増強案として示されているHVDC設備については、調整力不足に対しての活用についても期待される。

4. 今後の検討課題と進め方

113

(2) 早期に整備計画として進めていく増強案の具体化

- マスタープランが完成すれば、順次増強案を具体化していくことになるが、エネルギー政策を実現していくためには、系統増強のリードタイムも踏まえると、現時点で**早期に整備計画として進めていくべきものも複数シナリオの増強案に含まれている**と考えられる。
- 将来の不確実性がある中、増強案を特定することは難しいが、**複数シナリオで共通する以下の増強案については、将来においてもメリットもあると考えられることから、足元の電源ポテンシャル※1を踏まえ、具体化について検討を進めていく。**



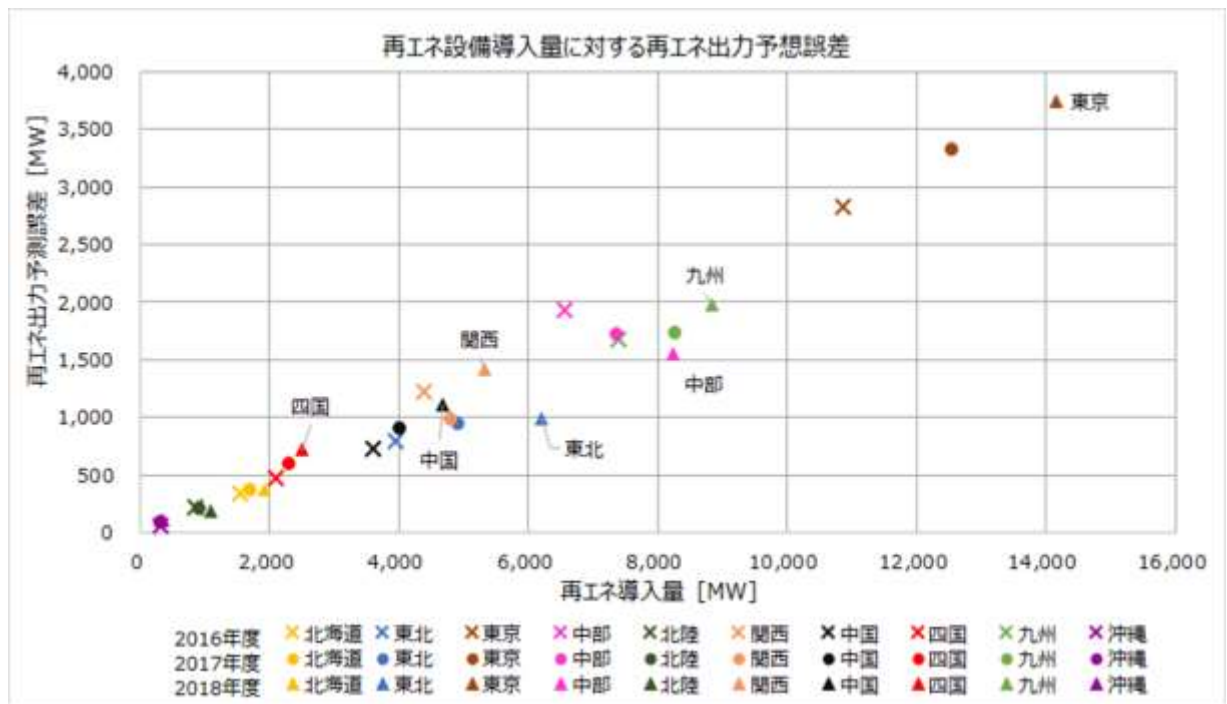
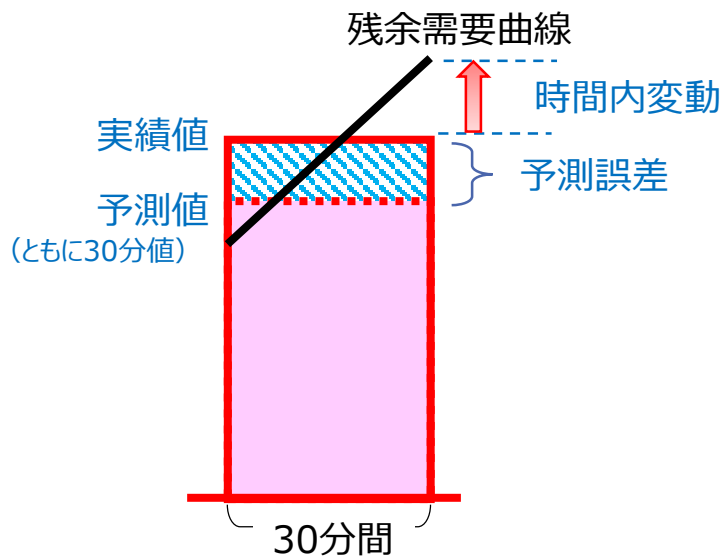
- 具体的な検討内容として、以下の5項目を挙げ、それぞれについて検討を進めることとしたい。
- それぞれの検討項目案について、次スライド以降で検討方針等を説明する。

【検討項目案】

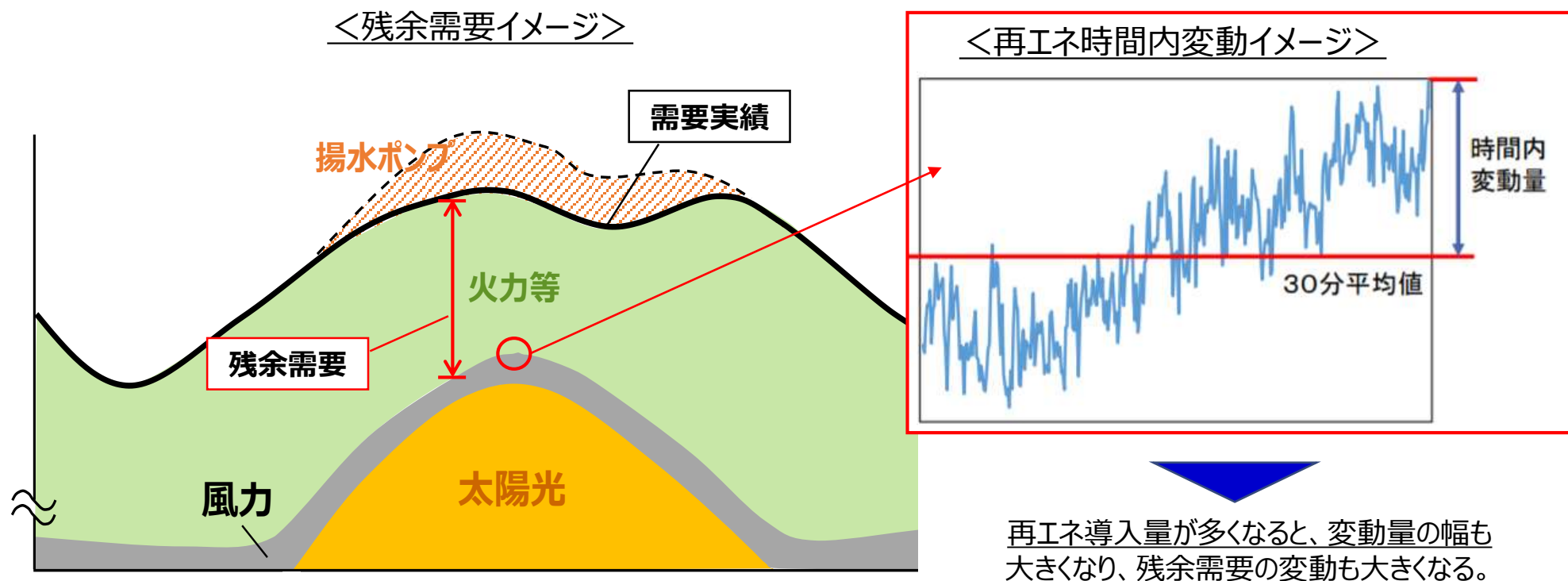
- (1) 調整力必要量の推計
- (2) 調整力の確保可能量の検討
- (3) 新たな調整力リソースの検討
- (4) HVDC設備の活用検討
- (5) 調整力の調達方法

- 現状、調整力必要量は、「残余需要予測誤差」、「残余需要の時間内変動」、「電源脱落」の3つの事象への対応の必要量として算定している。
- 右下の図のとおり、再エネ（太陽光・風力）の導入量が増えると再エネ出力予測誤差が増加する傾向が見られることから、将来的には予測誤差に対応する調整力必要量についても増加すると想定される。
- また、時間内変動は再エネの出力に応じて増加する傾向があることから、再エネの増加とともに時間内変動量に対応する調整力必要量についても増加すると想定される。
- 国のエネルギー政策等に基づくマスタープラン検討における再エネ導入量を踏まえ、現在の調整力算定方法の考え方に基づき、将来の調整力必要量を推計することとしてはどうか。

<残余需要予測誤差、時間内変動>

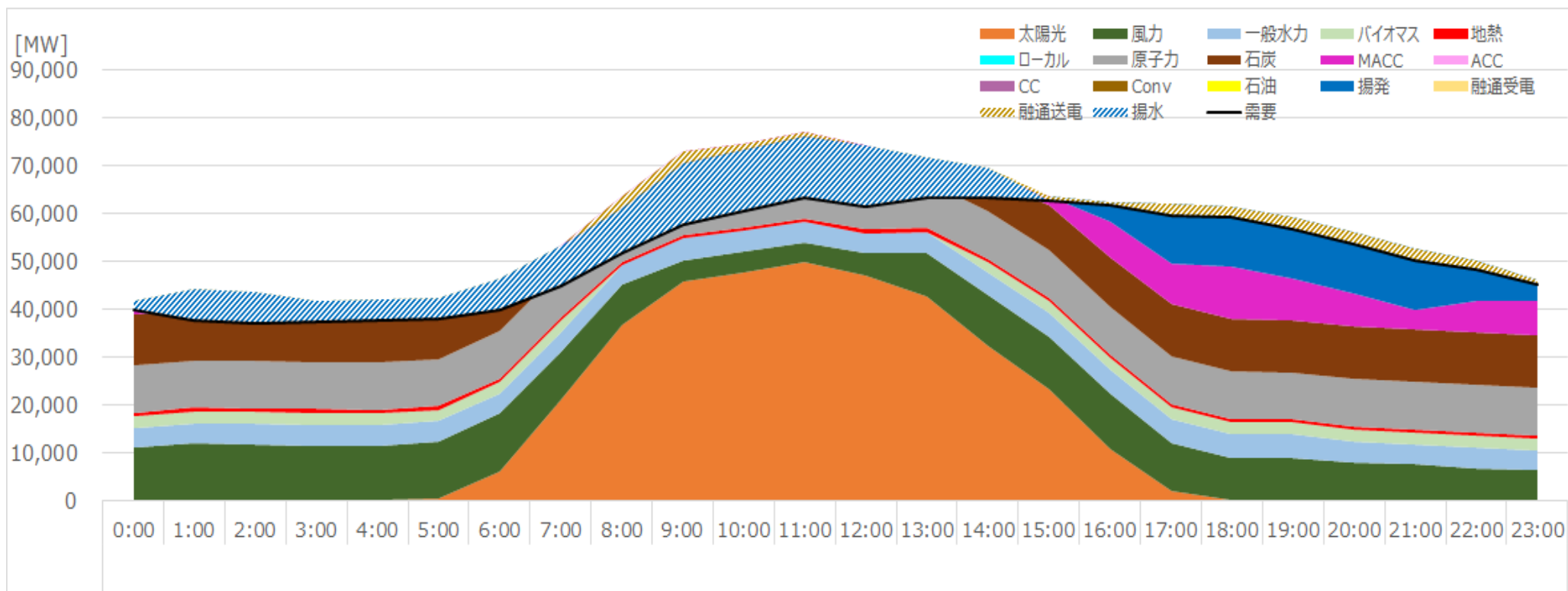


- 残余需要とは、需要電力（太陽光発電の自家消費分を除いたもの）から、太陽光発電（自家消費分を除く）及び風力発電の出力を控除した需要のことである。（本委員会 定義集より）
- 調整力必要量は、残余需要の実績から抽出した予測誤差と時間内変動をもとに算出している。
- 再エネ導入量の増加に伴い、再エネの出力予測誤差および時間内変動が増加し、連動して残余需要の予測誤差と時間内変動も増加するため、調整力必要量は増加すると想定される。
- 現在のデータをもとに、再エネ導入量と再エネの出力予測誤差および時間内変動の傾向を確認したうえで、将来（2040年～2050年）の調整力必要量について推計する。



- 将来（2040年～2050年）において、再エネが主力電源となり、現状、調整力を提供している主力である火力等の運転台数が減少した場合に、必要な調整力を確保できるか、確認することが必要と考えられる。
- 具体的には、将来の電源バランスにおいて、現状の調整力提供主体である火力等の電源で、将来の調整力必要量をどの程度確保できるかを確認することとしてはどうか。

＜将来（2040年～2050年）の東エリアのエリアバランスイメージ図＞



【補足】

- 2019年8月29日の出力実績をもとにシナリオの設備導入量の比率に応じて、再エネ等の出力を増加させたエリアバランス。
（マスタープランの中間整理で示された、系統増強後のシミュレーション結果（再エネ5～6割シナリオ）をもとにグラフ化したもの）

- 将来（2040年～2050年）の再エネ拡大に伴う必要調整力増加への対応として、蓄電池やDRなど、新たなリソースによる調整力確保の必要性や可能性について、マスタープラン検討会とも連携して整理することとしてはどうか。
- また、再エネ電源自体の制御などについても、検討状況を確認するとともにグリッドコードとの整合（要件追加要否、変更要否等）を整理することとしてはどうか。

分散型リソースの種類と価値の提供先

系統直付け	設備	常時活用	逆潮流	対象リソース例	電源 I'	容量市場	卸市場 (スポット・時間前)	需給調整市場 (三次①②) ※低圧は不可	需給調整市場 (二次①②・一次)	「参考」 導入実績	
		可	有								
需要家側エネルギーリソース	発電設備	—	—	小規模バイオマス発電 メガソーラー+蓄電池	×	※FITは不可	◎	○		今後検討	
	蓄電設備	—	—	蓄電設備、V2G、 揚水発電	◎ ※揚水のみ可	○	◎	○ ※揚水のみ可			
	発電設備	可	有	自家発電	×	○	◎	×			コージェネレーション +エネファーム 約 13 GW (現在)
			無	自家発電 (DR)	◎	○	◎	○			
		不可	有	バックアップ用発電機	×	○	×	×			
			無	バックアップ用発電機 (DR)	×	○	×	×			
	蓄電設備	—	有	蓄電池、V2H	×	○	◎	×			家庭用蓄電池 +EV 約 2 GW (現在)
			無	蓄電池、V2H (DR)	◎	○	◎	○			
	負荷設備	可	—	生産設備 (電解、電炉等)	◎	○	◎	○			生産プロセス +空調 約 0.2~3 GW (電中研調べ)
		可	—	共用設備 (空調、蓄熱槽、電気 給湯等)	◎	○	◎	○			
		不可	—	一般的な生産ライン、 空調、照明	◎	○	×	×			

「参考」
落札実績

電源 I'
約 1.3 GW
(2020年度向け)

容量市場
(発動指令電源)
約 4 GW
(2024年度向け)

凡例) ○ : 現状での活用実績あり/十分に活用可能
 ◎ : 活用が期待されている
 × : 現時点では活用不可

- 将来の系統増強案として示されているHVDCについては、調整力の広域運用への活用も期待されている。
- HVDC設備を新たな北海道本州連系設備として考える場合、調整力の広域運用としての活用方法および、広域運用に必要な機能などについて検討してはどうか。
- 検討にあたり、既設北本・新北本に実装されているAFC機能や短周期広域周波数調整等の既設機能を参考にするとともに、再エネの発電をエリアを跨いで全量送電する、直送模擬方式といった新たな機能も含め整理することによってどうか。

【短周期広域周波数調整のイメージ】

エリアA全体の周波数変動



エリアAの調整力で調整しきれない周波数変動



広域機関

広域機関から連系線潮流の目標値を送信(2s毎)し、他エリアの調整力を活用

<エリアA>(調整力を超える短周期変動発生:依頼エリア)

太陽光発電
風力発電

(変動型再エネ電源)

一般送配電事業者が調整用電源により周波数を調整



水力発電
火力発電

(調整用電源)



連系線

<エリアB>(協力エリア)

水力発電
火力発電

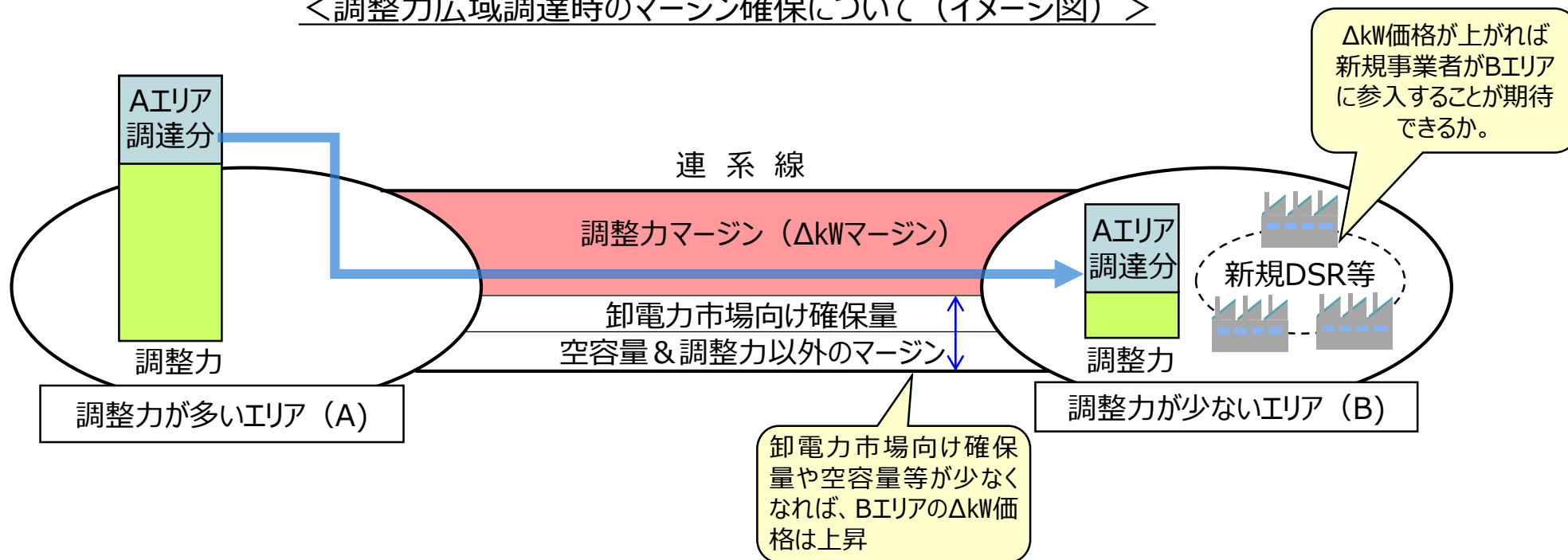
連系線潮流を目標値に合わせるようエリアBで調整

出所) 第15回系統ワーキンググループ (2018年3月30日) 資料2

https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/015_02_00.pdf

- 現状、需給調整市場を介して、調整力を広域調達した場合、連系線のマージン（ ΔkW マージン）を確保している。
- 調整力が少ないエリアは、市場を介して他エリアから調整力を広域調達するが、広域調達した分だけ連系線のマージンを確保する必要があり、広域調達量が増える分、連系線の空容量は少なくなる。
- ΔkW マージンの確保量が増えると、卸電力市場向け確保量等にも影響を与えるため、広域的な調整力確保の検討に併せて、将来における調整力広域調達時のマージンの扱いや必要性について整理することとしてはどうか。

<調整力広域調達時のマージン確保について（イメージ図）>



- 将来（2040年～2050年）の調整力に係る検討について、調整力必要量および確保可能量を想定したうえで、新たな調整力リソースの検討やHVDC設備を活用した広域運用等について検討を進め、改めて本委員会で報告したい。
- なお、来年度以降についても、マスタープラン検討委員会での検討とも連携し、引き続き検討が必要な内容については、継続して検討することとしたい。

検討項目	検討概要	2021年度						
		9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
(1)調整力必要量の推計	足下の必要量から、将来の再エネ導入を踏まえた各エリアの必要量を推計	再エネ増加時の必要量を推計						
(2)調整力の確保可能量の検討	将来の電源構成を踏まえた調整力確保可能量を算定	マシナリシナリオの需給SIM実施						
(3)新たな調整力リソースの検討	上記検討結果を踏まえ、新たな調整力リソースの確保などについて検討 ・蓄電池 ・再エネ ・DSR	<ul style="list-style-type: none"> 蓄電池: 導入実績及び報告書等から活用の可能性を検討 再エネ: 再エネ電源自体の制御についての検討状況の確認、グリッドコードとの整合（要件追加要否、変更要否等）を整理 DSR: 導入実績及び報告書等から活用の可能性を検討 						
(4)HVDC設備の活用検討	調整力の広域運用としての活用方法、広域運用に必要な機能などについて検討	調整力の観点から必要な機能・スペックを検討						
(5)調整力の調達方法	広域調達、マーゼンの扱い・必要性等の整理	広域調達、マーゼンの扱い等を整理						
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会		検討の方向性			検討状況報告			