

送配電事業の在り方について

2022年11月8日

資源エネルギー庁

本日の御議論

- 2050年のカーボンニュートラル実現に向けて、電力の安定供給確保を大前提としつつ、再エネの大量導入を見据えた電力ネットワークの次世代化を進めていくことが不可欠となっている。
- このため、現在、全国大の送電網の将来の絵姿を示すマスタープランの策定やノンファーム型接続の拡大、系統運用の高度化等を進めている。
- 本日は、まず、次世代ネットワークの構築に向けた喫緊の課題として、以下の各論点について御議論いただく。
 - 論点① 送配電網整備の促進（東西を結ぶFCの増強）
 - 論点② 大規模な系統整備に必要な資金調達等の環境整備
 - 論点③ デジタル化等による送配電網のバージョンアップ
- また、カーボンニュートラルの実現に必要な脱炭素型の調整力確保システムへの転換に向けて、以下の各論点について御議論いただく。
 - 論点④ 再エネ大量導入に向けた調整力の管理・確保の仕組みの構築
 - 論点⑤ 脱炭素型の調整力の導入・転換支援

(参考) 次世代ネットワークの構築

第2回GX実行会議(2022年8月) より抜粋

～2023春

～2025

2030年

2050年

【次世代ネットワークの構築】

- 北海道等の再エネポテンシャルを活用するための**北海道～本州間の海底直流送電の整備** (200万kW新設)
- **東西の更なる連系**に向けた50/60Hz変換設備の増強(210→300万kW(2027年度))
- 2022年度中に策定予定の**マスタープランに基づく系統整備** (約3.8～4.8兆円: 中間整理試算)
- 系統投資に必要な**資金(数兆円規模)の調達環境の整備**

【調整力の確保】

- **定置用蓄電池の導入加速**
 - 低コスト化、DRでの活用、接続ルールの整備等
- **長期脱炭素電源オークション**
 - 蓄電池、揚水、水素等の脱炭素電源に対する投資を促す仕組みの早期具体化
- **水素・アンモニアの活用**
 - 国際水素サプライチェーンの構築
 - 余剰再エネ等を活用した水電解装置による国産水素の製造

① **再エネ大量導入に向けた系統整備/調整力の確保**

【イノベーションの加速】

- **国産 次世代型太陽電池** (ペロブスカイト/屋根や壁面などの有効活用)
 - 実証(2023～) → 社会実装(2025～) → 早期に大規模活用
- **洋上風力**
 - 浮体式大規模実証(2023～)、セントラル方式導入による案件組成(2025～)

太陽光
2030年:104-118GW

洋上風力案件組成
2030年:10GW
2040年:30-45GW

【国産再エネの最大限導入】

- **事業規律の強化**に向けた制度的措置の強化
- 国民負担軽減も見据え、**入札制度の活用・新制度(FIP)の導入** (2022年～)
(FIT/FIP制度に基づく2022年度再エネ買取見込額: 4.2兆円)
- **地域と共生した再エネの導入拡大**
 - 公共部門の率先実行: 設置可能な建築物等の約50%の導入(6.0GW)
 - 改正温対法に基づく促進区域制度等を通じた地域共生型再エネの推進(8.2GW)
- **既設再エネ(太陽光約60GW)の最大活用**: 増出力・長期運転に向けた追加投資の促進

② 国産再エネの最大限の導入

2030年36～38%実現
(2021年10月閣議決定)

**1. カーボンニュートラル実現に向けた次世代
電力ネットワークの構築**

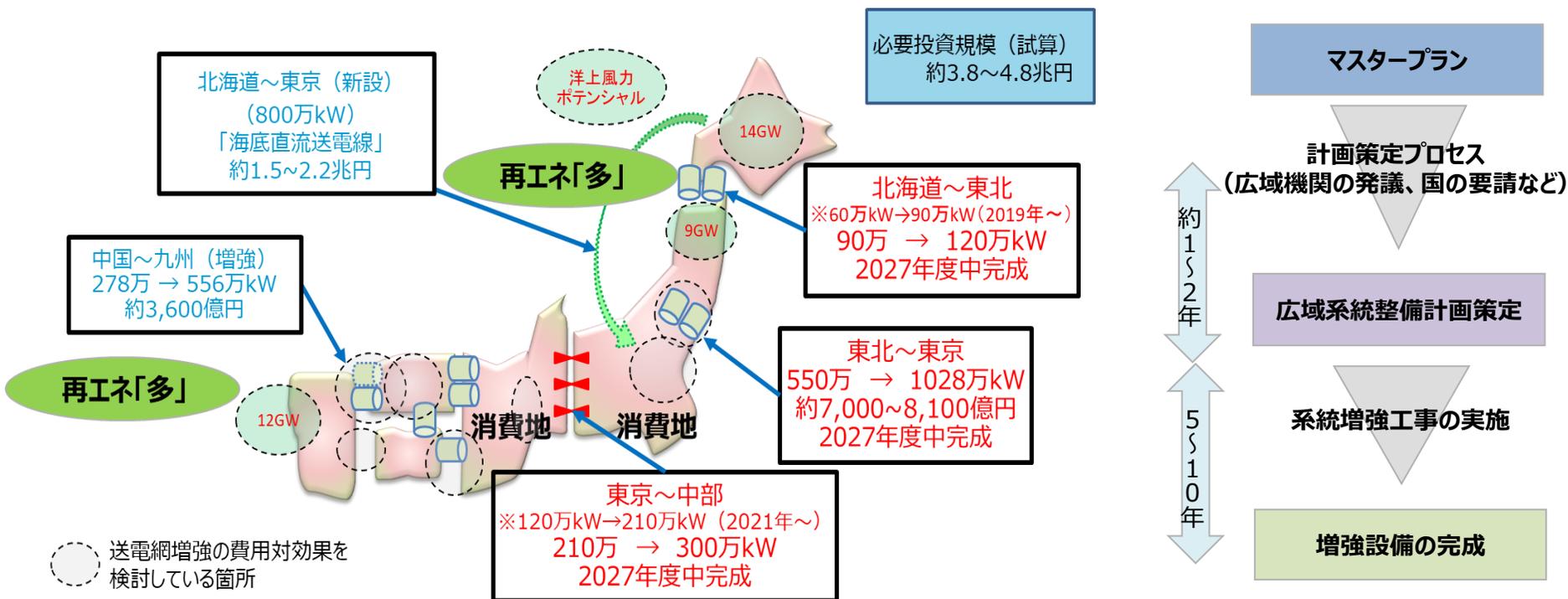
2. 脱炭素型の調整力確保システムへの転換

送配電網のバージョンアップ^o（CNを見据えた系統整備）

- 地域偏在がある再エネ（洋上風力など）の導入拡大等に向けては系統の増強、とりわけ、地域と地域を結ぶ「地域間連系線」の増強がカギ。
- 電力広域機関（国の認可法人）が、全国大での広域的な系統整備計画（マスタープラン）を検討中。昨年5月に中間整理を公表、今年度中に最終案を取りまとめ。
- 円滑な系統整備にあたっては、系統投資に必要な資金（数兆円規模）の調達環境の整備、ルート調査や先行利用者との調整、敷設技術の開発などが必要。

主な系統増強（**工事中のもの** + **検討中のもの**）

送電網増強の流れ（イメージ）



※中間整理45GWシナリオにおける東北東京間の運用容量対策の金額

論点 1 : 送配電網のバージョンアップ（CNを見据えた系統整備）

- 一昨年来、電力広域機関においてマスタープランの策定を進める中で、2021年5月の中間整理においては、周波数の異なる東日本と西日本をつなぐ周波数変換設備（FC）のレジリエンス面の評価を行うこととされた。
- 2011年の東日本大震災発生時、FCの運用容量制約により、電力に余裕のあった西日本から東日本への送電に限界があったことを踏まえ、120万kWから210万kWへの増強が行われ（2021年完工）、現在は2027年度の完成を目指して300万kWへの増強工事が進められている。
- こうした中で、2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫に際しては、地域間連系線の重要性が再確認され、検証の結果、FCの容量について、更なる増強によるレジリエンス向上効果についても、改めて検討を進めることとされた。
- こうした背景の下、現在、電力広域機関においては、FC増強時の日本全体の費用便益評価を行いつつ、マスタープランの策定を進めている。
- FC増強に関しては、将来の電力系統の状況（電源構成、需要、調整力等）や電力取引の状況に加え、レジリエンス強化の観点から、大規模災害等における安定供給の維持も踏まえて検討してはどうか。
- また、具体的な増強規模の検討にあたっては、FCの運用容量制約の下で市場分断が継続的に生じていることも念頭に、引き続き、電源や需要の立地誘導効果等も踏まえた検討を進めていくこととしてはどうか。

(参考) マスタープランにおけるFC増強の検討

3-3. 東京中部間連系設備 (FC) の増強検討について

(1) 今後の進め方

40

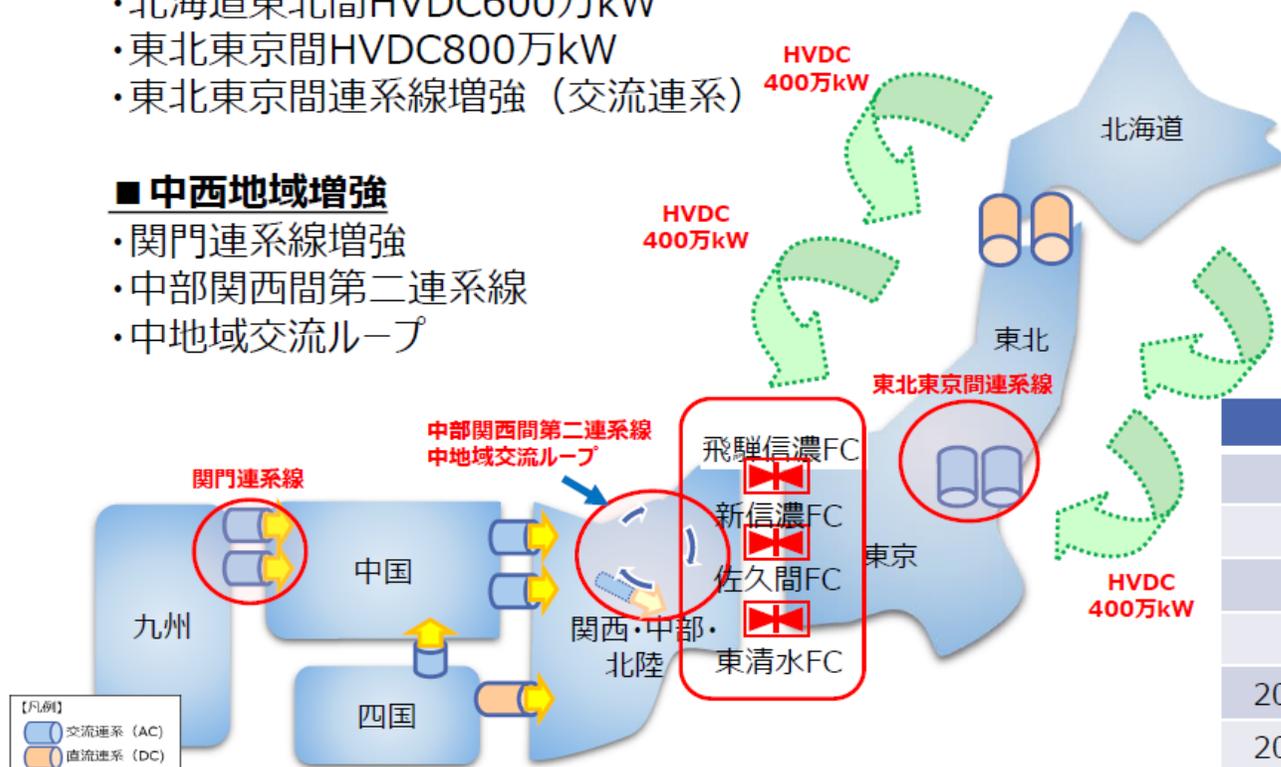
■ 東地域と中西地域の有望な増強システムを組み合わせた上でFCを増強した場合のシミュレーションを行い、FCを含めた日本全体のB/Cについて、次回の委員会でお示したい。

■ 東地域増強

- ・北海道東北間HVDC600万kW
- ・東北東京間HVDC800万kW
- ・東北東京間連系線増強 (交流連系)

■ 中西地域増強

- ・関門連系線増強
- ・中部関西間第二連系線
- ・中地域交流ループ



(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

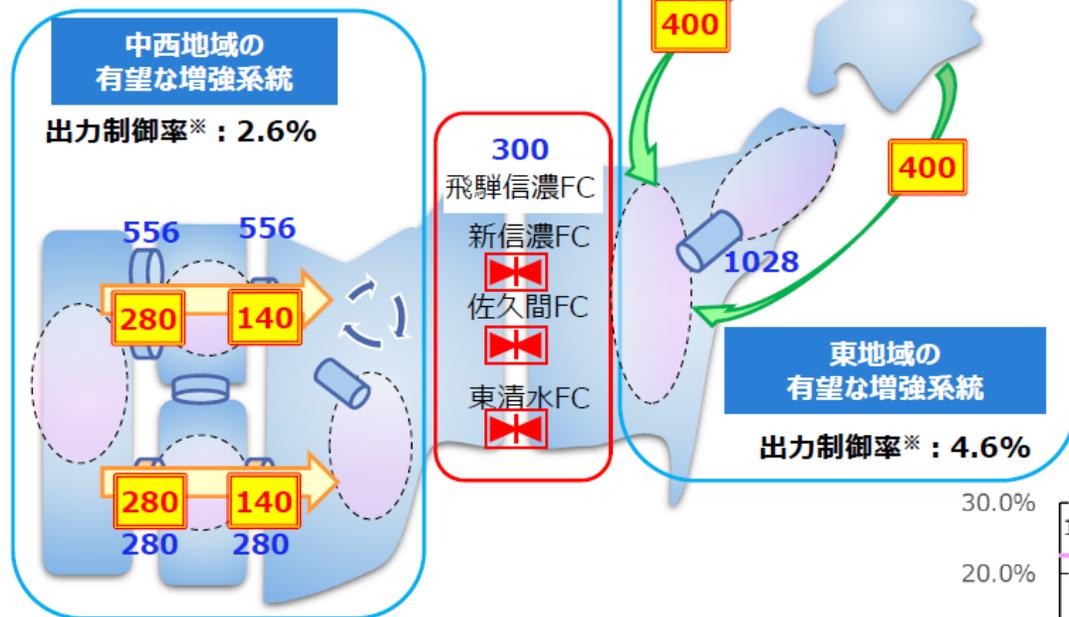
(参考) マスタープラン中間整理におけるF Cの検討状況

3-3 各地域の増強案検討 (東京中部間連系設備 (FC) の増強検討)

73

■ 中西地域と東地域の有望な増強システムを組み合わせ、FCの増強規模を確認したが、B/C、出力制御率ともほぼ変化しないことから、中間整理以降のレジリエンス面の評価において改めて確認することとしたい。

電源偏在シナリオの例
<45GW>



黄色い箱：現行からの増分 (万kW)

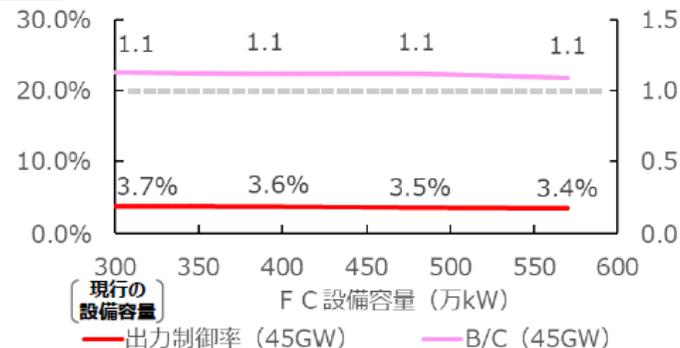
青字：増強後の運用容量 (万kW)

※ 太陽光・風力のエリア合計

(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

B/Cおよび出力制御率 (全国)



(参考) 送配電網の増強検討におけるレジリエンス向上効果の確認

c) 送配電網の増強検討におけるレジリエンス向上効果の確認

今回の電力需給ひっ迫において、東北・東京間及び東京・中部間の地域間連系線は最大限活用されていたが、地域間連系線の増強によりレジリエンスの向上を図ることが、需給ひっ迫の回避に効果的との見方もある。

こうした状況を踏まえ、今後の系統増強の検討においては、広域的取引の拡大による燃料費・CO₂コスト削減等による便益評価のほか、例えば、東京中部間連系設備（FC/周波数変換設備）の容量について、更なる増強によるレジリエンス向上効果についても確認する必要がある。

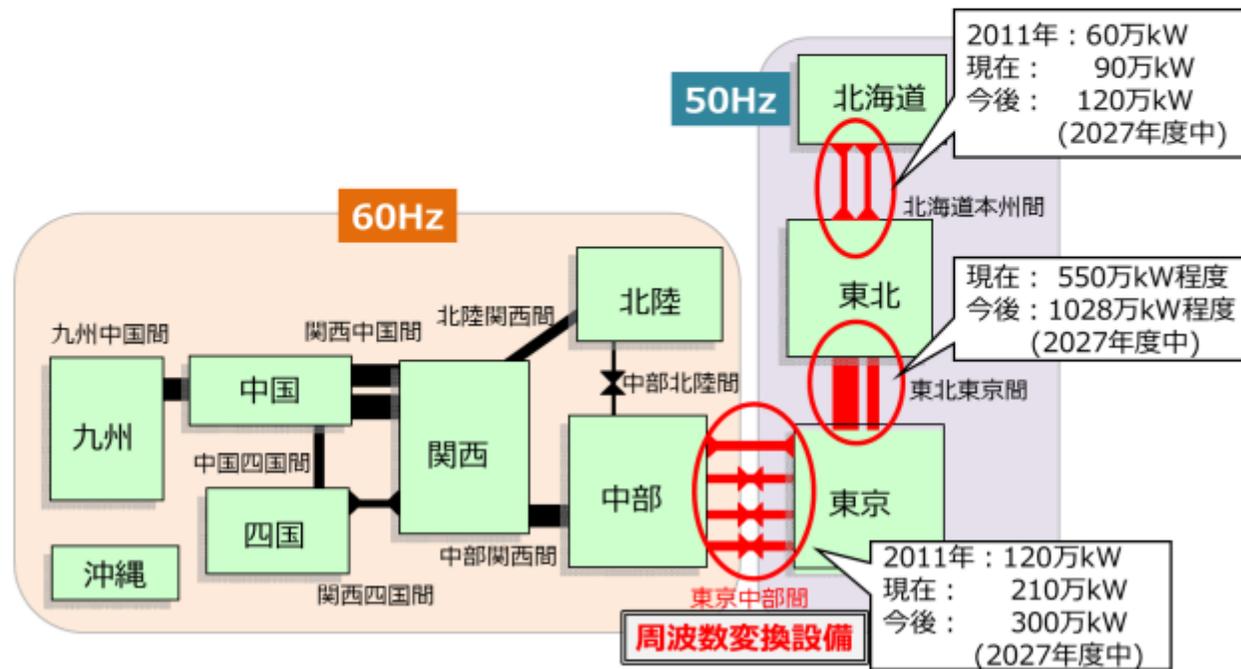


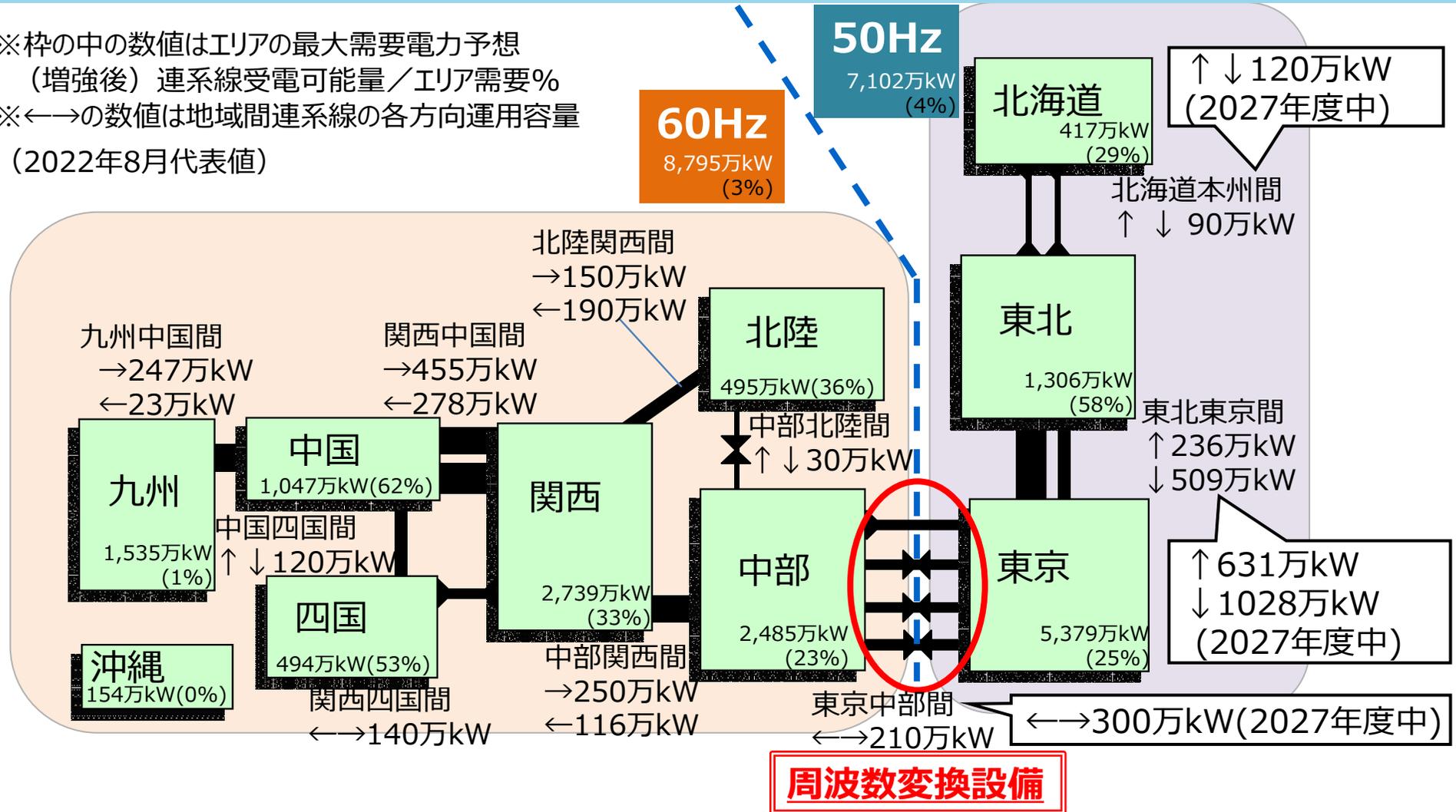
図 6 7 地域間連系線の増強計画

(出典) 2022年3月の東日本における電力需給ひっ迫に係る検証 取りまとめ (2022年5月)

(参考) エリア需要規模と地域間連系線

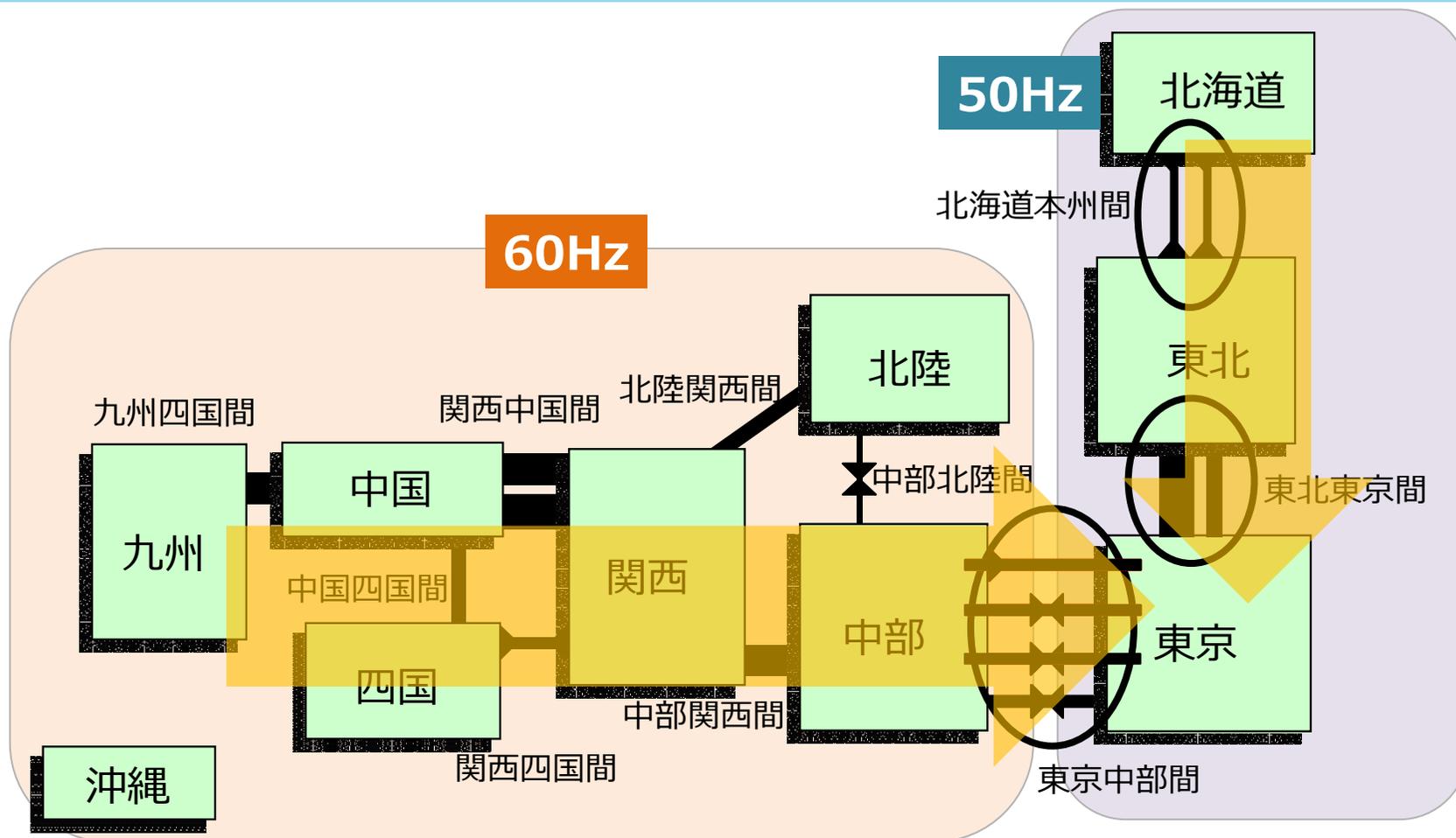
- エリア需要想定と地域間連系線の運用容量（2022年8月ピーク予想）を比較すると、九州が1%と最も低く（沖縄を除く）、次いで中部(23%)、東京(25%)、北海道(29%)となっている。
- また、東日本(50Hz)と西日本(60Hz)をつなぐ周波数変換設備の運用容量が需要想定に占める比率は、それぞれ4%、3%となっている。

※枠の中の数値はエリアの最大需要電力予想
(増強後) 連系線受電可能量 / エリア需要 %
※←→の数値は地域間連系線の各方向運用容量
(2022年8月代表値)



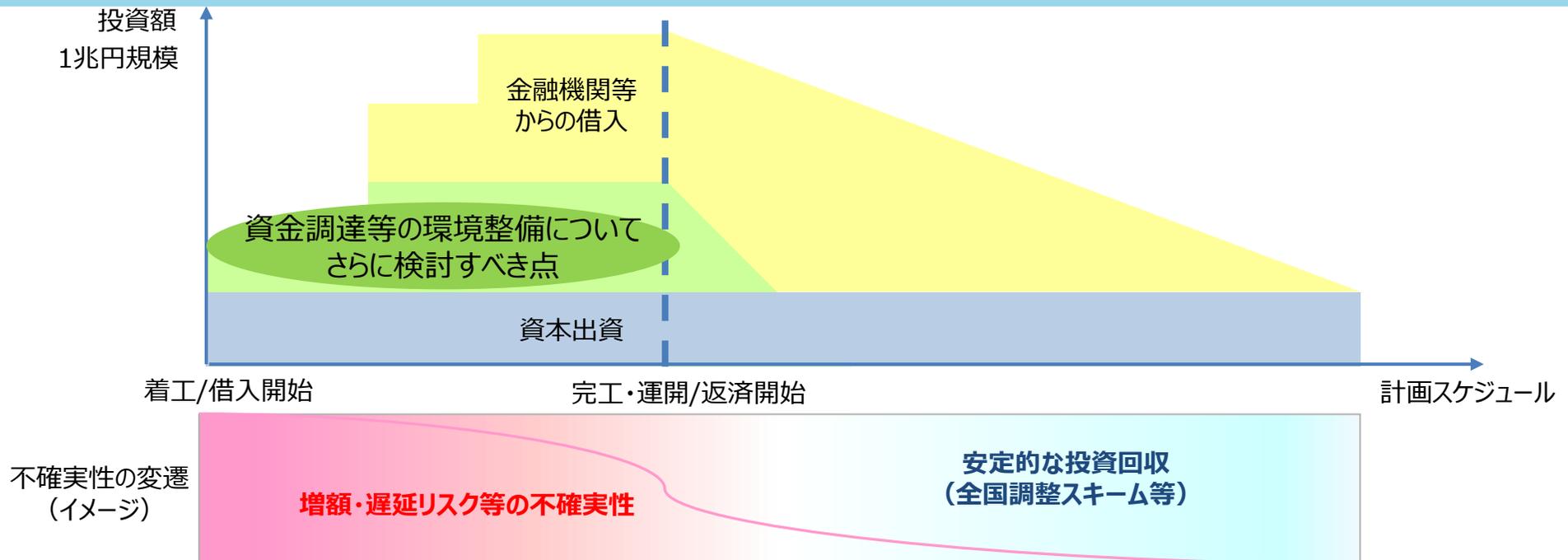
(参考) 2022年3月の需給ひっ迫時の地域間連系線の活用

- 今回、東北・東京エリアの電力需給ひっ迫に対して、沖縄除く各エリアからそれぞれ、地域間連系線を活用して送電を行った。
- 例えば、東京エリアへ送電可能な連系線を最大限利用した。(当日の潮流上限：東北東京間250万キロワット程度、東京中部間180万キロワット程度)



論点② 大規模な系統整備に必要な資金調達等の環境整備

- 数兆円規模の系統整備を円滑に進めるためには、系統投資に必要な資金調達環境の整備が重要となる。
- このため、2020年に再エネ特措法等を改正し、新たにFIT交付金を系統整備に充てることを可能とする全国調整スキームを導入するなど、資金調達環境の整備を進めてきた。あわせて、研究開発支援や現地調査の実施等を通じ、技術的な実現可能性を高めるなど、系統整備に係るリスクの低減に努めている。
- 一方で、大規模かつ前例の少ない系統整備においては、工事遅延等のリスクが見通しにくく、着工～運転開始までの資金調達が課題。このため、民間企業のみでは負担が困難なリスクに対する国の関与の在り方について、検討を深めることとしてはどうか。

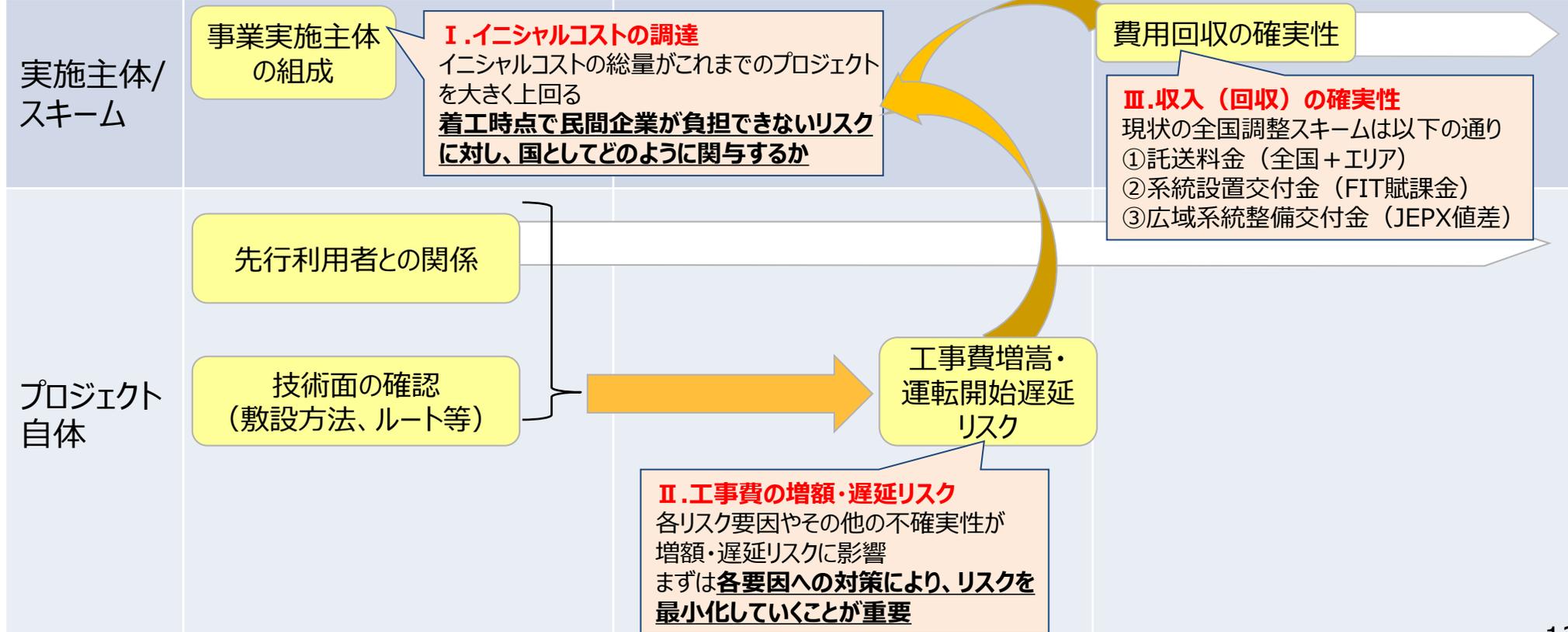


(参考) 大規模な系統整備の早期実現に向けた主な課題

整備計画策定 契約締結 工事着工 運転開始 減価償却



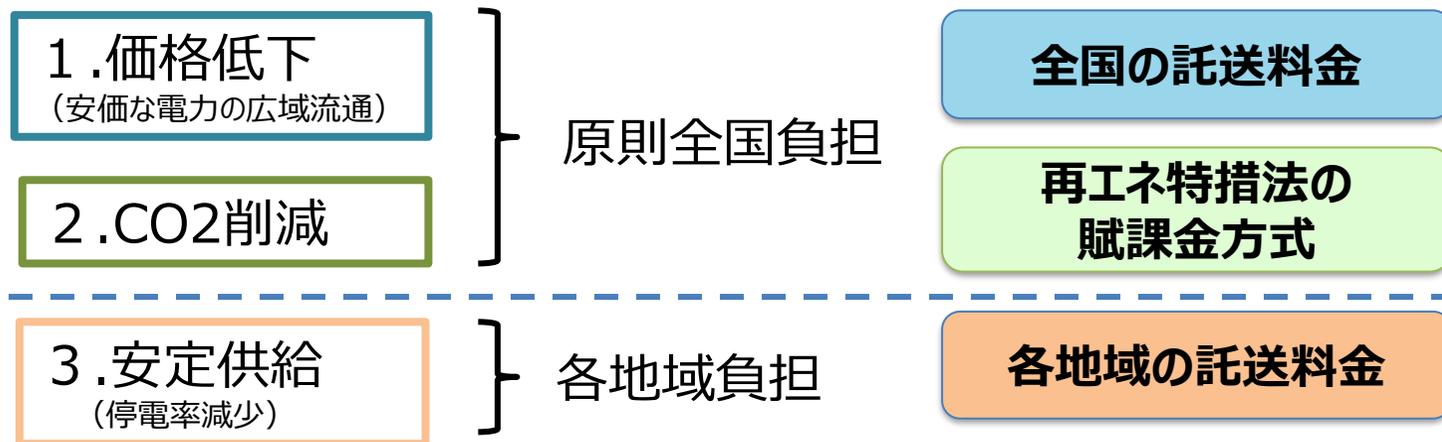
調査・主体決定 建設 運転



(参考) 系統投資に必要な資金の調達環境の整備 (全国調整スキーム)

- 従来、地域間連系線等を増強する場合の費用は、安定供給上の便益などから、その両端のエリアにおいて負担をすることが原則であったため、再エネのポテンシャルが多く存在するエリアほどその増強の負担が大きくなるという構造となっていた。
- このため、地域間連系線等を増強すれば広域で便益が発生することに着目し、将来の電源ポテンシャルを踏まえたプッシュ型のマスタープランを策定した上で、その増強費用を全国で支える仕組みを導入。
- 今後、この仕組みを着実に進めるとともに、系統投資に必要な資金調達環境の整備に関する検討が必要。

○社会的便益 (効果 : 3E)



再生可能エネルギー大量導入に向けた次世代型ネットワーク構築加速化事業

令和3年度補正予算額 50.0億円

事業の内容

事業目的・概要

- エネルギー基本計画において、2050年カーボンニュートラル及び2030年度の温室効果ガス排出削減目標の実現を目指し、S+3Eを大前提に、再エネ最優先の原則で再エネの最大限導入に取り組むこととしています。
- その野心的な再エネ目標を達成するためには、電力システムの制約解消の加速化が重要であり、特に、2030年に向けては、洋上風力等のポテンシャルの大きい北海道等から、大需要地まで効率的に送電するための直流送電システムの整備に向けた検討の加速化が不可欠です。
- 本事業では、世界的に類例の乏しい大規模な長距離海底直流送電について、技術や敷設手法の適用可能性を踏まえつつ、計画的・効率的に整備するための調査等を行うことで、国内電力システムにおける円滑な整備計画の立案、海外の整備事業への進出に貢献します。

成果目標

- 本事業を通じてエネルギー基本計画で示された再エネ目標（2030年に36%-38%程度）の実現を目指します。

条件（対象者、対象行為、補助率等）



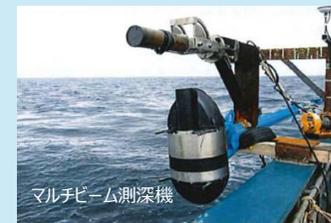
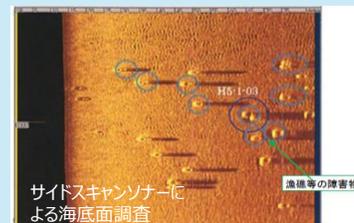
事業イメージ

長距離海底直流送電システム実用化に向けた実地調査

- 直流送電システムの実用化に向けて、ケーブル等の技術や敷設手法の適用可能性を踏まえつつ、以下の実地調査を行います。

① 海底地形調査

海の深さを測定し、海底地形を把握するための調査を実施します。



② 海底地質調査

海底面下の地質構造を把握するための調査を実施します。



③ 気象海象に関する調査

気象（風況）・海象（波浪、海潮流）に関する調査を実施します。

④ 先行利用状況調査

環境影響調査、地元理解促進活動などを実施します。

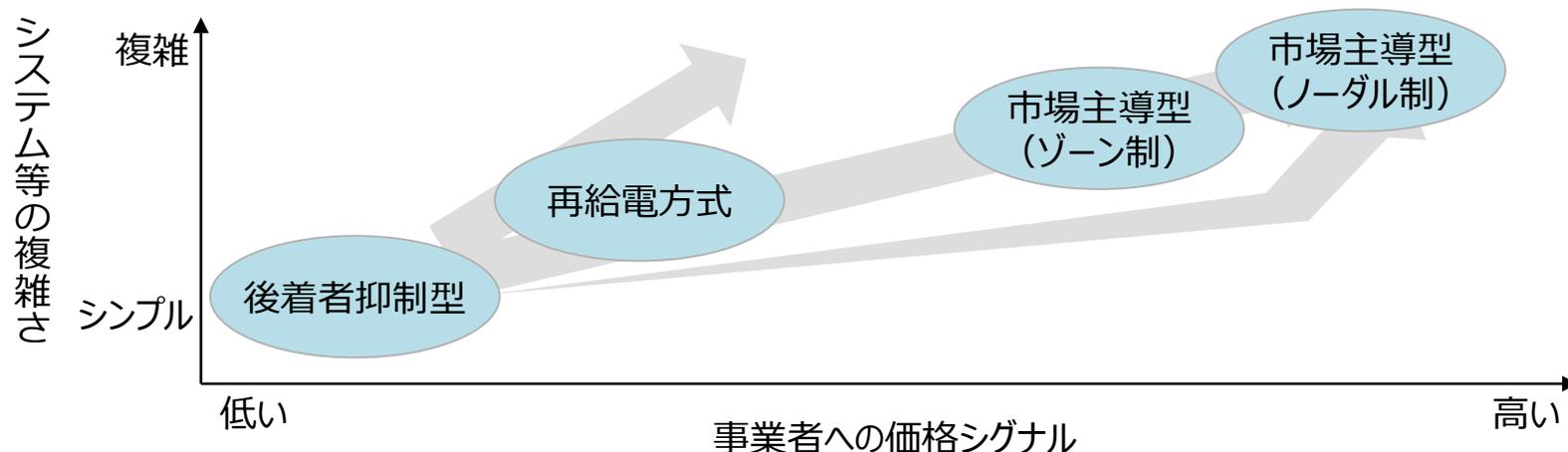
論点③ 送配電網のバージョンアップ^o (デジタル技術や分散型リソースの活用、集中と分散)

- 再エネの導入拡大を進める上で、電源の早期接続や社会コスト低減の観点から、系統増強とともに、既存系統の活用も重要である。このため、ノンファーム型接続の適用拡大を進める中で、デジタル技術を活用したダイナミックレーティングや電源のオンライン化等により、運用の高度化を進めてきている。
- 今後、ノンファーム型接続の拡大に伴い、系統混雑が発生する可能性があり、混雑の予見性を高める情報公開の在り方を議論するとともに、社会コスト低減に向けた効率的な対策が必要となる。
- 現状、基幹系統の混雑緩和にあたっては、基幹系統の増強や再給電方式による制御を念頭に置いた検討が進められている。しかしながら、将来的には、高圧以下の電源の制御が合理的となる可能性や、配電系統にも混雑管理を導入することが合理的となる可能性もある。また、将来的には、調整力等でも同じ課題が生じうる。
- 混雑緩和等においては、配電以下のリソースを効率的に制御・活用することが効果的な場合も考えられる。このため、例えば、現在NEDOにて進めているDERを活用した混雑緩和の実証の結果等も踏まえて、**送配電やアグリゲーターによる分散型リソースの活用・制御方法等の検討**を進めてはどうか。
- また、こうした混雑緩和等の方策について必要な費用の確保や対策の横展開も重要であり、系統WG等において、一般送配電事業者が取り組む**ダイナミックレーティングや配電・需要側リソースの活用なども含めた混雑緩和・出力制御の対策を確認**していくこととしてはどうか。
- さらに、レジリエンスや系統の末端への送電の効率化等の観点から、集中と分散の組み合わせも重要であり、今後、送電と配電が連携する必要性が高まると考えられる。
- これまで地域マイクログリッドの取組支援等にて限られた条件・範囲での最適運用の在り方の検討を行ってきたが、再エネ等の増加に伴い、例えば電圧対策など、配電系統内では部分最適となる対策が、必ずしも系統全体最適と一致しない場合もある。このためまずは、**送電・配電間のより最適な運用を行うために、データ連携の在り方等について、必要な検討を進める**こととしてはどうか。

(参考) 中長期的な混雑管理の在り方

- 基幹送変電設備の混雑時においては、再給電方式への系統利用ルールの見直しを進めてきた。今後は、2022年12月末までに再給電方式（調整電源の活用）、2023年12月末までの再給電方式（一定の順序）の開始を目指して、実運用への対応を進めていく。
- 他方、再給電方式は暫定的な措置であり、将来的には、S+3Eを考慮したメリットオーダーを追求しつつ、市場を活用して混雑を解消する仕組みである市場主導型（ゾーン制・ノードル制）の実現を目指すことと整理してきた。
- 市場主導型については、ゾーン制やノードル制への移行に関して、その効果や課題を踏まえつつ、検討を深めていく必要がある。

<代表的な送電線利用の仕組み>



再給電方式

英国、ドイツ、スペイン、フランス など

市場主導型 (ゾーン制)

イタリア、ノルウェー など

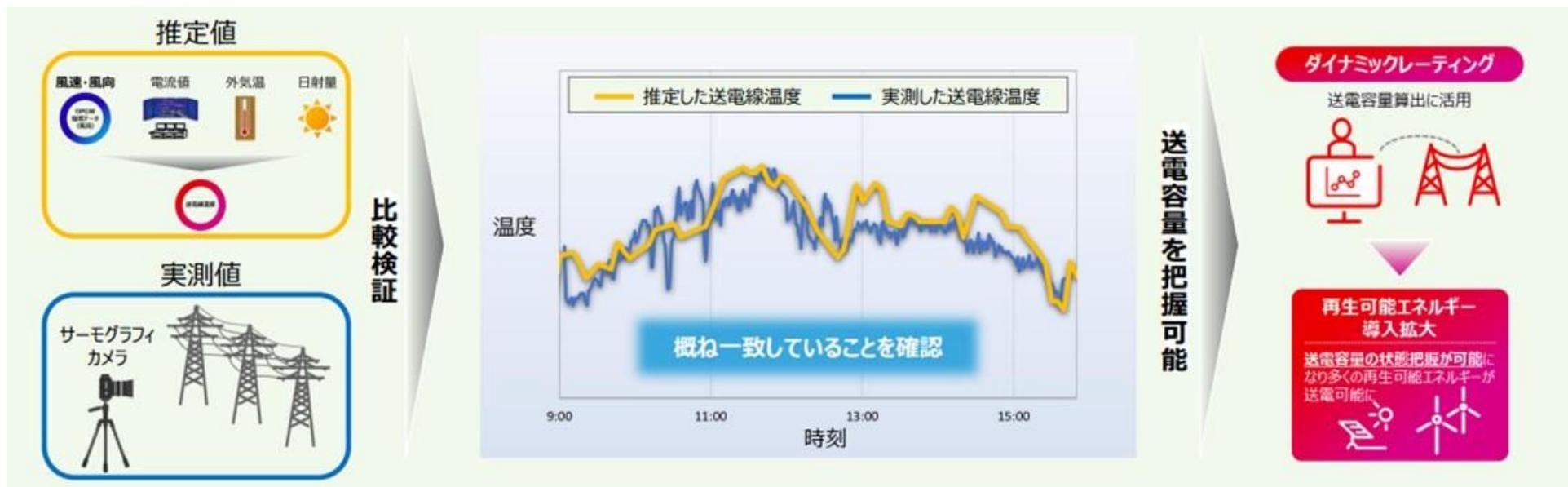
市場主導型 (ノードル制)

米国 (PJM、ERCOT、CAISO) など

(参考) ダイナミックレーティング：ノンファーム型接続における出力制御の低減策

- ダイナミックレーティングは気象条件等により送電線等の容量を動的に扱う手法であり、既に世界各地で導入されているほか、国内でも技術開発が進められている。
※送電線の容量を動的に扱うものについてはDLR：Dynamic Line Rating、変圧器の容量を動的に扱うものについてはDTR：Dynamic Transformer Ratingと呼ぶ場合もあり。
- 送電線の運用容量は、特にローカル系統以下においては主に熱容量によって決まるが、ダイナミックレーティングを適用した送電線ではこの運用容量を拡大できる場合があり、**ノンファーム型接続をした電源に対しての出力制御の量を低減しうる。**

送電容量の拡大に向けたダイナミックレーティング適用検証



(参考) ①配電系統運用の高度化について

(出所) 第1回次世代の分散型電力システムに関する検討会(2022年11月7日)資料7

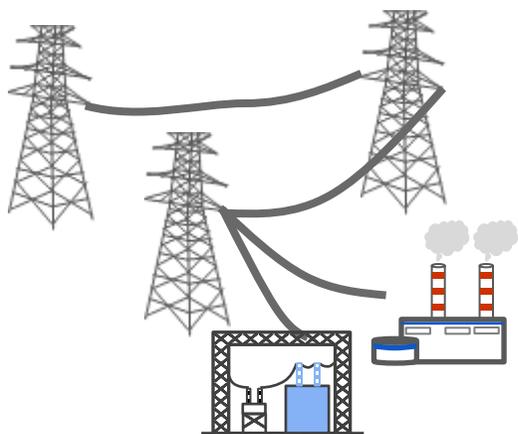
- 太陽光発電等の再エネやEV等の分散型リソースの接続増加により、将来的な課題として、今後、配電系統においても系統混雑や電圧上昇・降下等が顕在化することが想定される。また、これらリソースは基幹系統の混雑にも影響を与える。
- こうした場合に、配電系統内にあるEVや蓄電池等を適正なタイミングで充放電し、上位系統に逆流する電気を調整することで、系統混雑緩和につながり、再エネ等の接続量を効率的に増やしていくことが可能となるほか、電圧制御の安定化等も期待できるなど、分散型リソースを活用した系統運用の高度化は、解決策の一つになりうると考えられる。
- また、今年4月の改正電気事業法施行により、配電事業ライセンスが開始され、特定の区域において、一般送配電事業者の送配電網を活用して、配電事業者がAI・IoT等の技術や分散型リソース等を活用しながら系統運用することが制度上可能となったところ。特に、災害時には特定区域の配電網を切り離して独立運用することで、レジリエンス担保が期待されるほか、基幹送電線を敷設することが効率的ではないエリア等において、こうした運用を行うことは社会コストの低減の観点からも意義があると考えられる。
- 加えて、以上を踏まえると、送電と配電の連結は一層重要であるが、将来的な課題の複雑化に伴い、系統全体の最適運用と配電系統内の部分最適運用とで異なる運用がなされる場合がある。送電と配電を一体で捉えた系統運用のあるべき姿を考えることも重要ではないか。
- 検討の論点：
 - 系統全体で考えた際に、今後の配電系統に求められる役割は何か
 - 系統を取り巻く将来的な課題の解決に向けて、様々なアプローチが考えられうる中、分散型リソースや次世代スマメ、高度なデジタル技術の活用等は有望な選択肢になりうるか
 - 配電系統の効率的な運用に向け、これら運用を制度上どう担保していけるか。例えば、「DERフレキシビリティ技術」の活用が期待されるどころ、こういった技術の採用にあたって、どういった課題を解決すべきか(例えばTSO・DSOの託送費用との関係整理や、アグリゲーターとの間の取引ルールの整備等)。同様に、配電事業の促進に向けてどのようなビジネスモデルが有効か
 - 系統全体の課題解決にあたり、系統の最適運用を行うために、どのように送電と配電は連結されるべきか。送電・配電間のデータ連携など解決すべき課題はあるか

(参考) 各システムレベルにおける分散型リソースの活用例

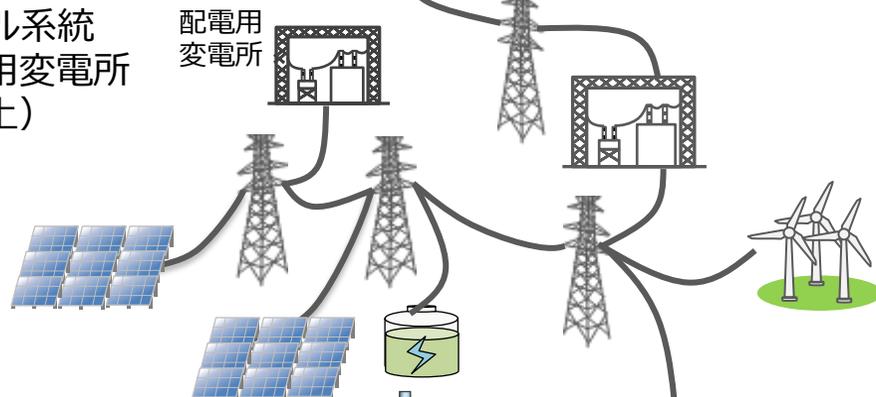
(出所) 第1回次世代の分散型電力システムに関する検討会(2022年11月7日)資料7

- エリア全体から、各システムのそれぞれにおいて、分散型リソースは系統安定化に貢献可能。

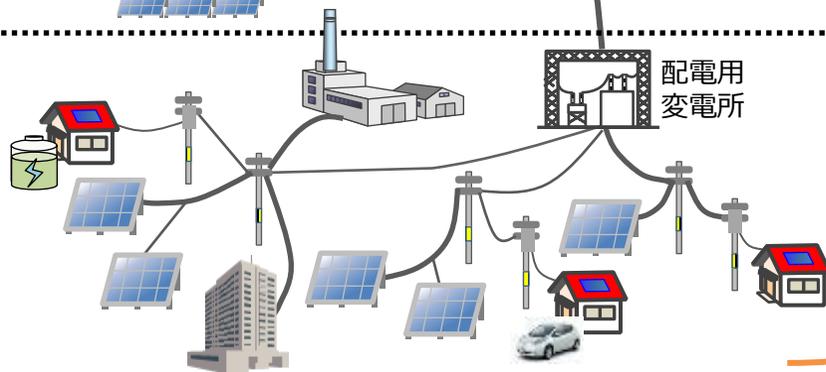
基幹系統
(連系変電所
以上)



ローカル系統
(配電用変電所
以上)



配電系統
(配変以下)



送配電エリア全体の需給バランスの確保

送配電エリア全体の需給バランスの確保を目的に、一般送配電事業者が、需給調整市場(及び調整力公募)を通じ、調整力を調達している。需給調整市場には分散型リソースを束ねるアグリゲーターの参入が始まっており、機器点計量の採用により、より活躍の幅が広がる可能性がある、また、今後、系統用蓄電池の需給調整市場への参入も見込まれる。

ローカル系統の混雑緩和/増強回避

今後、ローカル系統はノンファーム型接続が適用される一方、費用便益評価によって系統増強の判断がされることとなる。他方、山間部等で系統増強が困難なケースでは、系統混雑解消のために系統用蓄電池等を活用することも考えられる。

配電系統の混雑緩和等

配電系統についてはノンファーム型接続の適用に課題が多く適用時期が見込めない。他方、分散型リソースを活用したDERフレキシビリティ技術の開発がNEDOにて進められており、今後の実装が期待される。また太陽光やEV等の増加に伴う電圧の上昇・降下についても、分散型リソースによる対処が考えられる。

(参考) ② 低圧リソースの各種電力市場での活用について

(出所) 第1回次世代の分散型電力システムに関する検討会(2022年11月7日)資料7

- 家庭用蓄電池やエネファームなどの低圧リソースは、需要家内の自家消費やレジリエンスといった当初の活用目的に加え、外部とのkWh取引(小売電気事業者への逆潮流の販売)やkW取引(容量市場への参加)も実現している。
- また、EV等を束ねて電源 I' に参画する事例も現れており、調整力(ΔkW)としての活用も始まっている。加えて、資源エネルギー庁の実証において、低圧リソースを束ねて需給調整市場の要件に技術的に対応が可能であることも明らかになりつつある。
- 他方、需給調整市場においては、現時点では低圧リソースの参加は認められていない。家庭用蓄電池やEVを中心に低圧リソースの大幅な普及拡大が見込まれる中、こういったリソースの活用策を考える必要があるのではないか。
- 検討の論点：
 - リソースの数が膨大となる中で、一般送配電事業者によるアセスメント等に係る費用や、アグリゲーターの各リソースへ通信機器の設置費用等も踏まえ、社会的便益として成立するかどうかの観点での評価を行う必要があるのではないか
 - 市場ルールの検討においては、(高圧での)機器個別計測の検討内容も踏まえながら機器個別計測の採用可否を判断する必要があるとともに、膨大なリソースのアセスメント方法や低圧向けベースライン(基準値)の検討等が必要ではないか

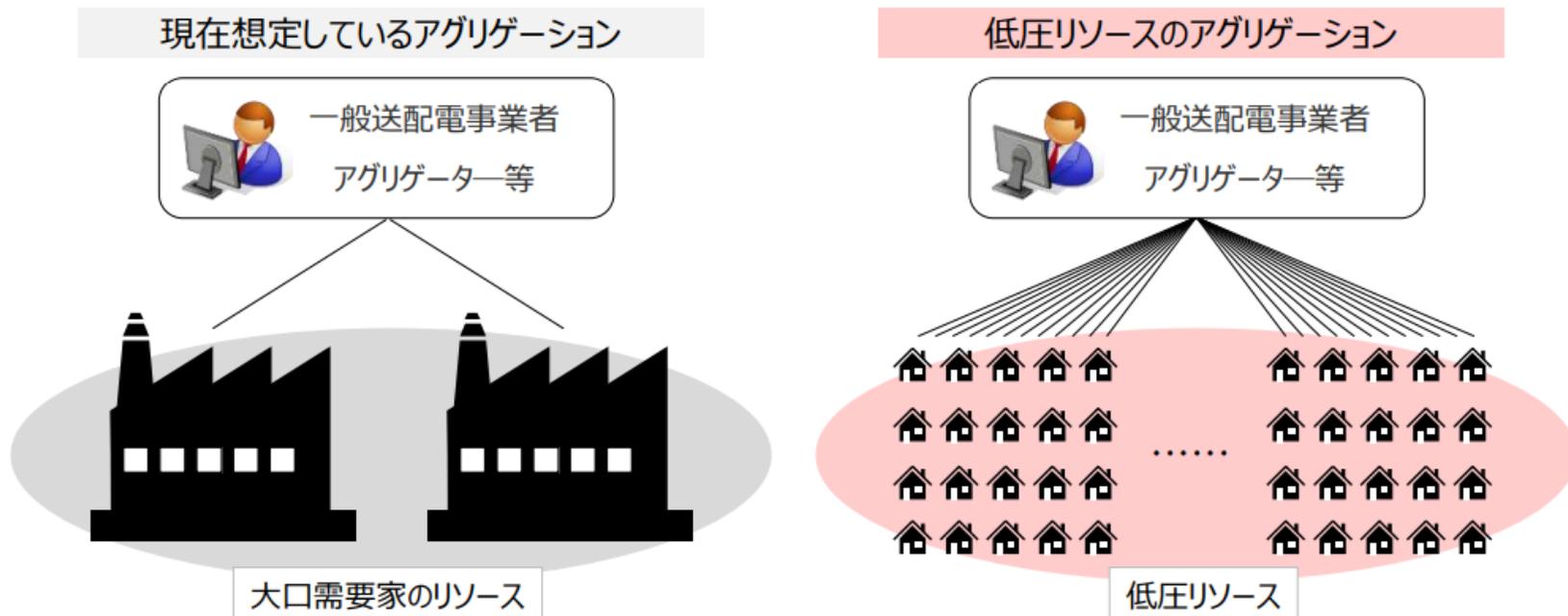
(参考) 低圧リソースのアグリゲーションのイメージ

低圧アグリの定義

50

- 本小委員会においては、低圧の一般家庭等における家庭用蓄電池、EV、空調、照明等、数kW以下の非常に小規模なリソースを、大規模に数万以上アグリゲートして市場に参入するケースを想定し、これを低圧アグリと定義する。

<低圧アグリのイメージ>



<アグリゲートされるリソース数の比較>

ΔkW が1MWの場合 :	500kW × 2軒	=	1kW × 1,000軒
ΔkW が100MWの場合 :	500kW × 200軒	=	1kW × 100,000軒

1. カーボンニュートラル実現に向けた次世代
電力ネットワークの構築

2. 脱炭素型の調整力確保システムへの転換

論点④ 再エネ大量導入に向けた調整力の確保・管理の仕組みの構築

- 現状、発電電力量の約7割を火力が占めており、変動再エネの導入拡大に伴う調整力や慣性力が不足する事態は生じていない。
- しかしながら、今後、太陽光や風力等の変動再エネが拡大する一方、調整力の中心を担っている火力の比率が低減していくと、必要な調整力や慣性力を計画的に確保していくことが重要となる。
- また、カーボンニュートラルの実現に向けては、火力主体の調整力を脱炭素化し、揚水や蓄電池等をより一層活用していくことが求められる。
- このため、変動再エネの導入の更なる拡大を見据え、現在、電力広域機関において、マスタープランシナリオにおいて北海道エリアを事例とし、東日本での将来的な調整力の必要量や対策等について、検討を行っている。また、系統WGにて、北海道エリアにおける調整力不足等の対応について、検討を行っている。
- 引き続きこうした検討を進めつつ、地域間連系線の容量も含めた各エリアの特性を踏まえた上で、全国大で中長期的に必要な調整力や慣性力と対策の方向性について、様々なシナリオの下で検討を深めていくこととしてはどうか。

(参考) 容量市場の2025年度分オークションにおける調整機能ありの電源の約定量

(出所) 容量市場メインオークション約定結果
 (対象実需給年度：2025年度) 2021年12月22日 2022年1月19日訂正 電力広域機関公表資料より

3. オークション結果の集計・公表 (12) 調整機能あり電源の約定容量

31

- 調整機能あり電源の約定容量は下記のとおり。
- なお、調整機能ありの非落札電源の応札容量の総量は1,087万kWだった。

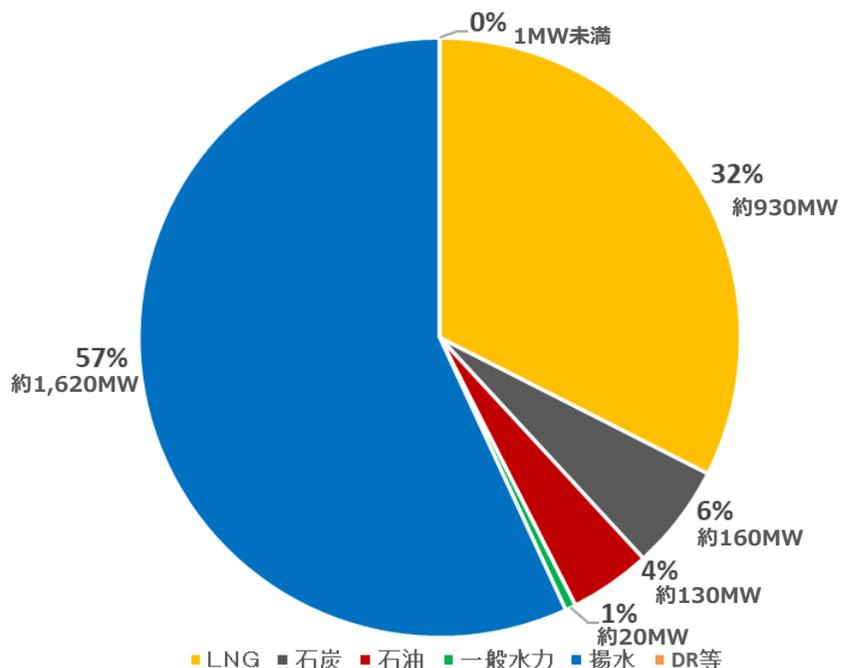
	調整機能あり電源の約定容量		(内) 揚水	(参考) 調達量※
		(内) LNG		
全国	12,817 万kW	6,200 万kW	2,204 万kW	18,740 万kW
北海道	459 万kW	54 万kW	74 万kW	635 万kW
東北	1,305 万kW	656 万kW	0 万kW	1,973 万kW
東京	4,596 万kW	2,620 万kW	933 万kW	5,914 万kW
中部	2,142 万kW	1,351 万kW	371 万kW	2,736 万kW
北陸	422 万kW	88 万kW	11 万kW	660 万kW
関西	1,756 万kW	754 万kW	372 万kW	2,785 万kW
中国	670 万kW	244 万kW	181 万kW	1,219 万kW
四国	558 万kW	86 万kW	63 万kW	859 万kW
九州	910 万kW	347 万kW	198 万kW	1,958 万kW

※ FIT電源等の期待容量等を含む。(全国計で2,206万kW)

(参考) 需給調整市場の電源種別の構成比

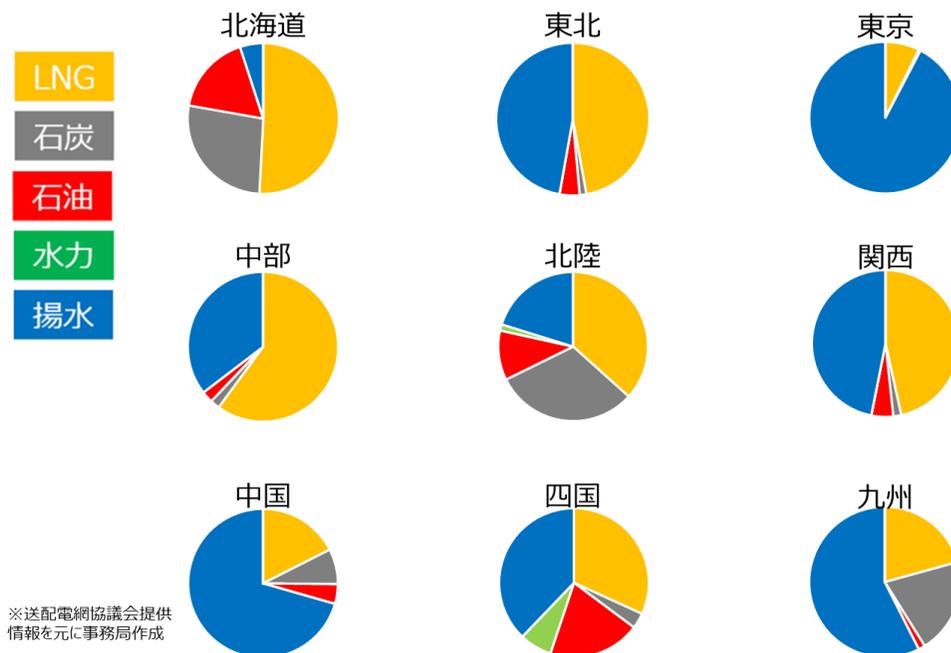
- 2022年度4月～9月の需給調整市場（三次①及び②）の電源構成比を見ると、火力発電が全体の約4割を占め、その内訳はLNGが32%、石炭6%、石油4%となっている。
- 残りの約6割については、揚水発電が57%、一般水力1%となっているが、揚水発電は、その開発に一定の時間を要することや上池容量等の制約があり、火力発電の退出に伴うタイムスケジュールの中で、必要な調整力を確保していくことが課題。
- また、地域別に見た場合には、火力発電が5割超を占める場合もあり、調整力の確保と、広域融通などの最適化が重要となる。

<需給調整市場（三次①及び②）の電源種構成比>



<需給調整市場（三次②）のエリア別の電源構成比>

2022年4月～9月の取引情報



※送配電網協議会提供
情報を元に事務局作成

※各電源種ごとの調整力調達量について、四捨五入した日平均値を算定

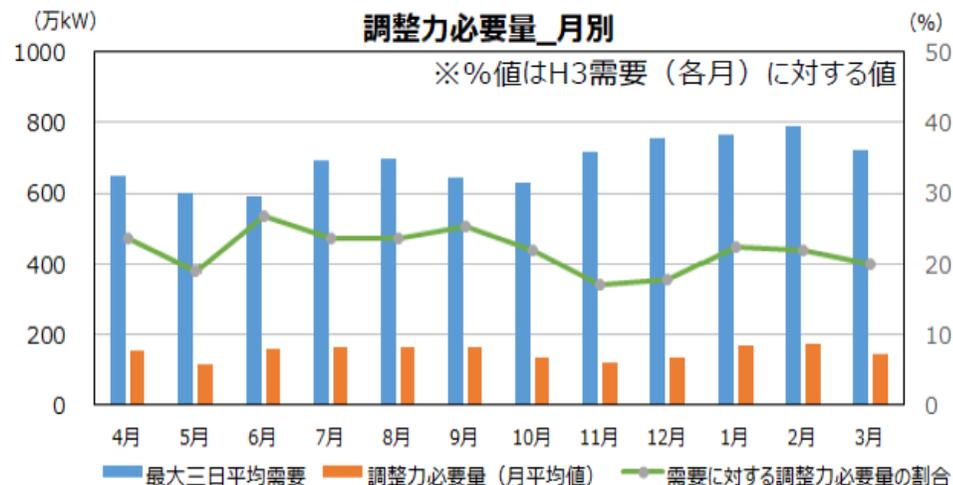
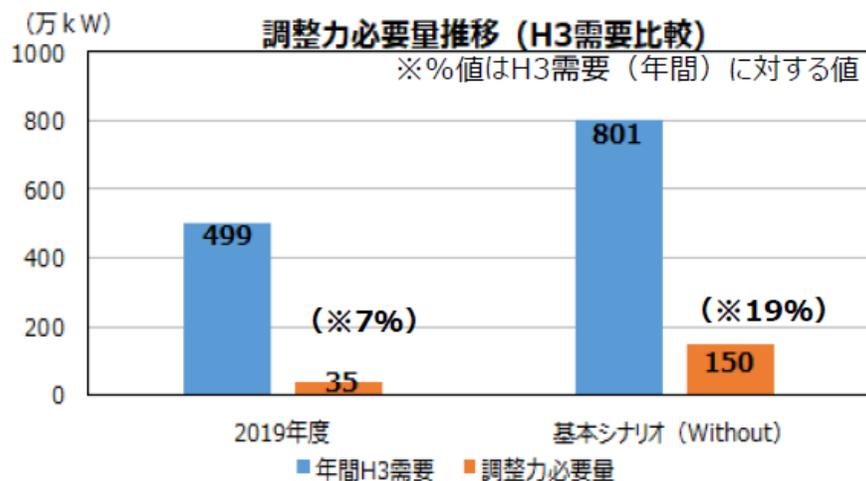
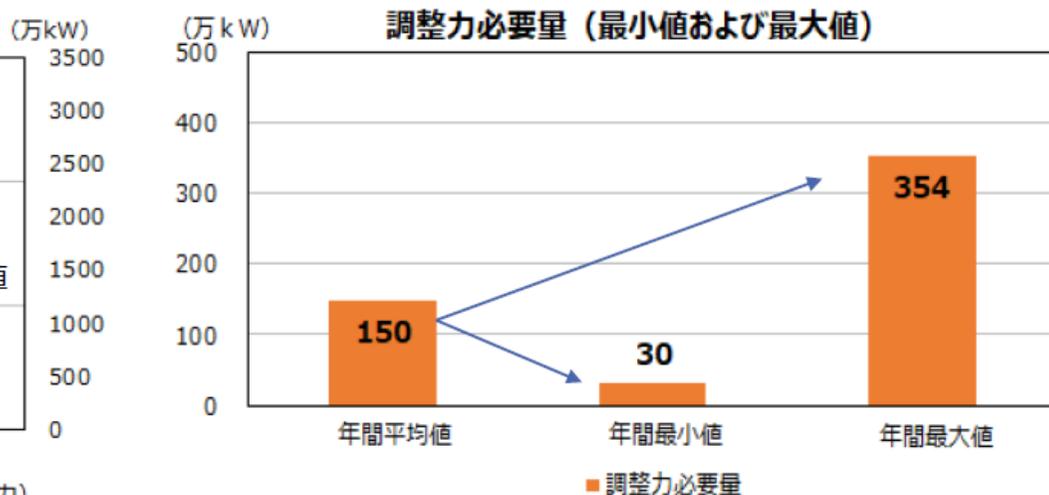
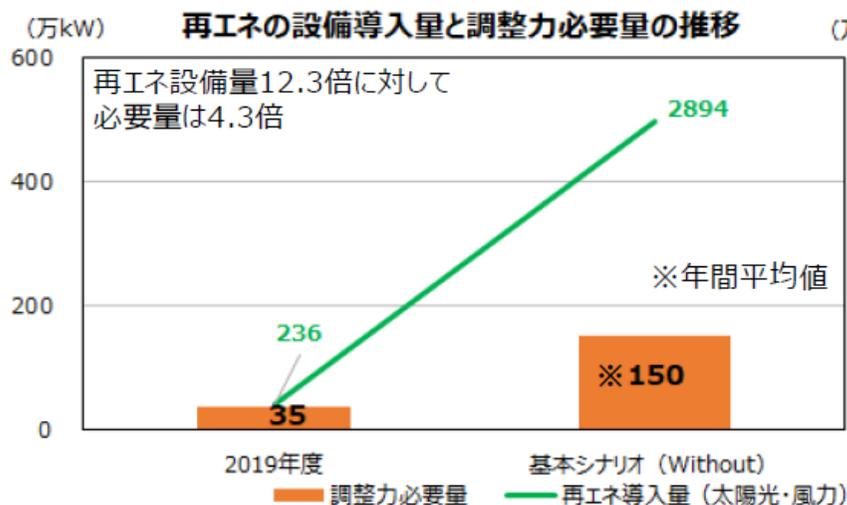
(参考) 調整力必要量の推計結果

(出所) 電力広域機関 第76回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2より (2022年8月23日)

(1) 基本シナリオ (2050Without) における調整力必要量の推計について
【調整力必要量の推計結果 (北海道エリア)】

11

- 以降、基本シナリオ (2050Without) における各エリアの調整力必要量を推計した結果を記載する。
- 北海道エリアの調整力必要量 (年間平均値) はH3需要に対して、19%という結果となった。



(参考) 調整力確保可能量の検討について

(出所) 電力広域機関 第76回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2より (2022年8月23日)

(2) 調整力確保可能量の試算について

22

【調整力確保可能量の試算について (結果)】

- 基本シナリオ (2050Without) において、再エネの出力制御率を増加させない範囲※¹で、基本シナリオで想定している発電設備にて調整力を確保する場合※²、北海道エリアでは平均217万kW、東北エリアでは583万kW、東京エリアでは3139万kW程度確保できるという結果となった。
- エリア単体で見ると、北海道エリアにおいては基本シナリオで想定している調整力リソースのみでは必要調整力が確保できない時間帯が発生する結果となった。
また、上記の時間帯は連系線の空容量も無く、他エリアからの調整力の調達が不可であるため、別途調整力リソースを調達する必要があるという結果となった。

※¹ 年間の再エネ出力制御率を増加させない範囲での前提であり、各時間の出力制御率は変化していることに留意

※² 現状の調整契約の有無は考慮せず、火力、揚水、蓄電池の余力を調整力として扱っている
またDSRやDERといった需要制御による調整力は含んでいないことに留意

※³ ※⁴

	北海道	東北	東京
平均確保可能量 (H3需要比)	217万kW (27.1%)	583万kW (28.7%)	3139万kW (43.5%)
調整力不足時間数 (年間)	1時間	なし	なし
H3需要	801万kW	2034万kW	7211万kW
太陽光設備量	831万kW	3378万kW	6023万kW
風力設備量	2063万kW	2707万kW	754万kW

※³ 調整力必要量 (電源 I 相当) の総量が確保できるかの確認であり、時間内変動・予測誤差それぞれに対する確保可能量の確認については考慮されていないことに留意
また、ゲートクローズ (実需給 1時間前) までの予測誤差への対応等についても考慮されていないことに留意

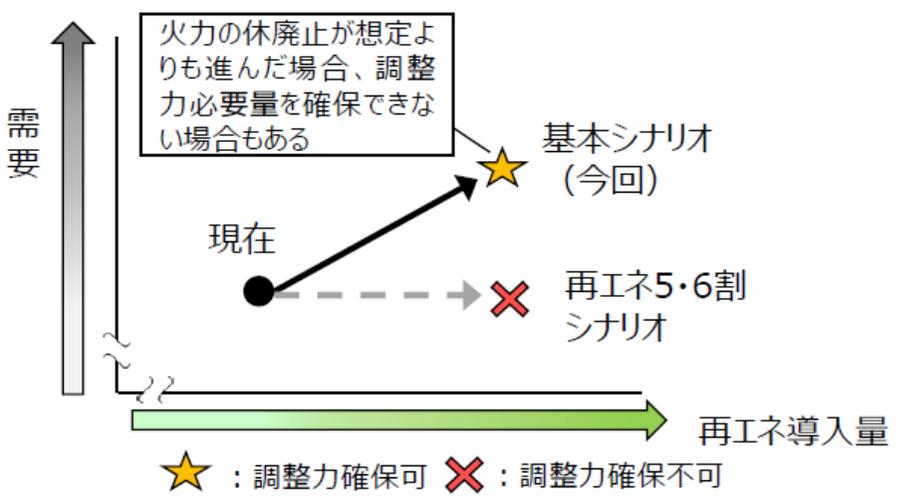
※⁴ 基本シナリオ (2050Without) での試算結果であり、需要見通しの変化や再エネ出力制御の状況変化によっては、確保できない可能性があることに留意

今回の確認結果について

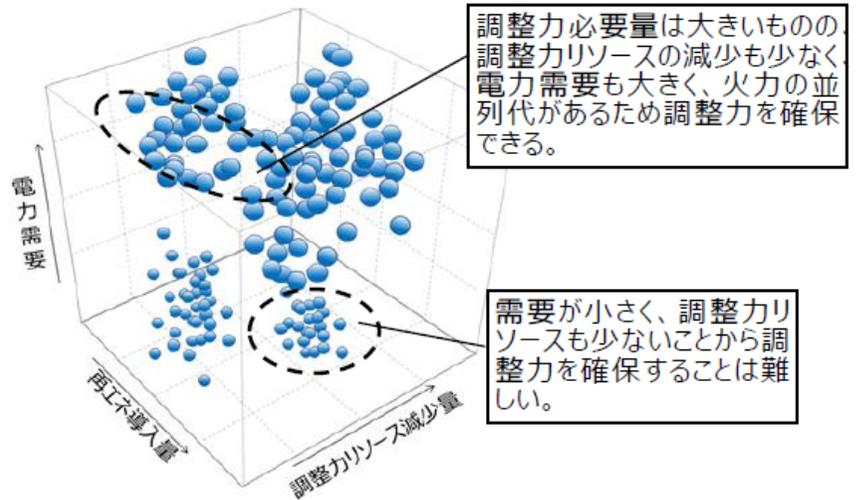
37

- 基本シナリオ (2050 Without) は、火力については燃料転換等が進み現状相当の設備量を想定していること、電力需要の増加が想定されていることから、再エネ導入量は多いものの、必要な調整力は比較的確保しやすいシナリオであると推定される。
- 調整力確保可能量については、電力需要・再エネ導入量・調整力リソースの3つ状況次第であり、これらのバランスによっては調整力が確保できない状況となることも考えられる。
- また、火力等の最低出力があるリソースは、再エネ抑制回避を優先すれば調整力として活用できない (並列できない) 状況もあることに留意が必要。
なお、将来的に蓄電池等の最低出力を伴わない調整力リソースが増加すれば、再エネ出力制御の回避と調整力確保を両立できることも想定される。一方、慣性力の確保といった点の考慮も必要となるか。
- 以上の観点を踏まえ、電力需要や再エネ導入量の見通し、および火力休廃止等の調整力リソースの動向について、引き続き注視していく必要がある。

【調整力の要因イメージ (調整力リソースは固定)】



【将来想定毎のイメージ】



(参考) 同期電源減少に伴う課題 (慣性力調達) に関する検討

(出所) 広域機関 第61回 調整力及び需給バランス 評価等に関する委員会 (2021年5月26日) 資料4より

【論点4】調達方法の検討

20

同期電源減少に伴う技術的課題の対応策に応じた調達方法(慣性力の調達方法)について

- 論点3(16ページ)で示す慣性力低下の対応策のうち、「同期電源の運転」については、kWh取引(小売との相対取引や卸電力市場取引)やΔkW取引(需給調整市場取引)に約定されずバランス停止している同期電源を起動する(待機することによって、慣性力を調達することが考えられる。また、「疑似慣性機能」については、機能を有している再エネ・蓄電池が、同期電源の回転エネルギーに代わるエネルギー余力を出力抑制または蓄電池等に蓄積しておく必要があるため、その準備(待機)によって、慣性力を調達することが考えられる。したがって、「同期電源の運転」・「疑似慣性機能」による慣性力の調達については、需給調整市場のΔkW調達のように、週間ベース・日々ベースの市場により調達していくことが考えられるがどうか。
- 他方で、「同期調相機の設置」、「MGセットの設置」については、慣性力の確保のために設備投資するものであり、設備形成の考え方として検討することが必要となる。したがって、「同期調相機の設置」、「MGセットの設置」による慣性力の調達については、調整力公募や容量市場のような年間ベースにより調達していくことや、系統対策として一般送配電事業者にて設置することが考えられるがどうか。
- 以上のことから、慣性力の増加対応が、年間ベースとなるか、あるいは週間ベース・日々ベースとなるかによって、その調達方法および調達対象が異なると考えられる。
- 今回、慣性力の増加対応が必要となる期間を確認するため、次ページ以降にて各検討ケースの慣性力M_{sys}の状況を確認することとした。

慣性力を確保するための各技術のイメージ



【出典】基本政策分科会(第40回会合)(経済産業省 2021年4月13日) 資料2

https://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/2021/040/040_005.pdf

論点⑤ 脱炭素型の調整力の導入・転換支援

- カーボンニュートラル実現に向けて、現在、調整力として重要な役割を担っている火力発電の減少が見込まれる中、今後、新たに確保する調整力はできる限り脱炭素型にするとともに、既存の調整力についても、段階的に脱炭素型に置き換えていくことが重要となる。
- 現状、脱炭素型の調整力として期待の大きい揚水発電は、固定費用が高い一方で稼働率が低いこともあり、中長期的な経済性が必ずしも十分に確保できていない。また、今後導入が進むと考えられる系統用蓄電池についても同様の課題を持つ可能性がある。
- 他方、2024年度から容量市場の運用が開始することで、一定の固定費の回収が可能となるとともに、再エネの導入拡大に伴う卸電力市場価格の変動等により、中期的に稼働率の向上が見込まれる。
- こうした中で、脱炭素型の調整力の導入及び転換を促進するため、足下では、長期脱炭素電源オークション制度の具体的な制度設計を進めるとともに、初期の設備投資や維持管理費の軽減を図るための予算措置等を講じている。
- カーボンニュートラル実現に向けて、今後、脱炭素型の調整力の導入及び転換を更に促進する上で、どのような取組が必要となるか。
- 例えば、長期脱炭素電源オークション制度や需給調整市場等において、脱炭素型の調整力確保を後押しする仕組みとして、どのようなことが考えられるか。

(参考) 需給調整のイメージ

(出所) 電力広域機関 第72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 (2022年4月12日)

(参考) 再エネ主力化時の需給調整のイメージ

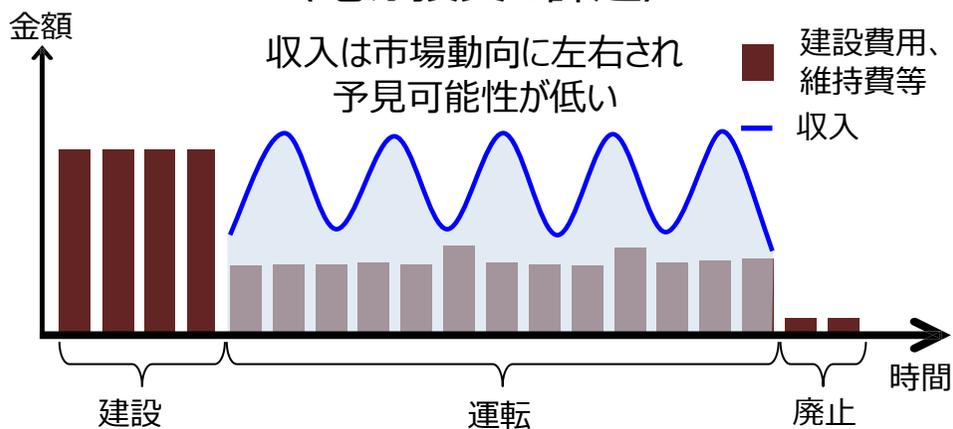
■ 新たな調整力リソースの候補としては、蓄電池やDR等が考えられ、再エネ主力化となった場合、火力電源以外の新たなリソースが調整力の主体となり、火力電源についてはバックアップ的な要素が強くなると考えられるか。

現状	将来 (再エネ主力化)
<p>➢ 集中型電力システム 大規模電源を集中的に発電し、大都市の大消費地に向けて一方向的に供給するネットワーク</p>	<p>➢ 分散型電力システム+大規模再エネ発電 分散電源の普及により、需要地内でも電源を確保し、需要と電源の一体的なネットワークと大規模再エネ発電を消費地に向けて一方向的に供給するネットワーク</p>
<p>➢ 火力電源が主力となっており、調整力リソースとしても主力となっている。</p>	<p>➢ 再エネ主力化のため、調整力リソースとしても火力電源はバックアップ的な要素が強くなり、蓄電池等の新たなリソースが主力。</p>

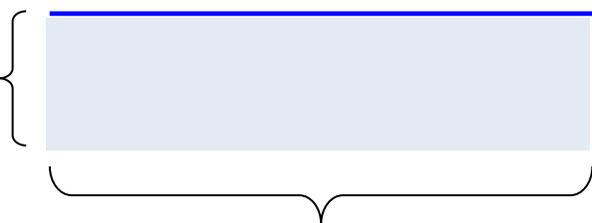
(参考) 長期脱炭素電源オークション

- 脱炭素電源への新規投資を促進するべく、脱炭素電源への新規投資を対象とした入札制度（「長期脱炭素電源オークション」）を、2023年度の導入を目処として、検討中。
- 容量市場と同様、電力広域機関が脱炭素電源を対象に電源種混合の入札を実施し、落札電源には、固定費水準の容量収入を原則20年間得られることとすることで、巨額の初期投資の回収に対し、長期的な収入の予見可能性を付与する。

〈電源投資の課題〉



① 収入水準 を確定

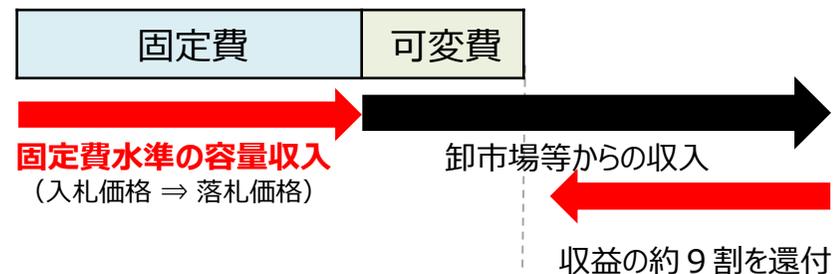


〈新制度のイメージ〉

電力広域機関

脱炭素電源への新規投資を対象とした入札を実施し
落札電源・落札価格を決定（容量市場と同様）

① 収入の水準



② 収入の期間



(参考) 長期脱炭素電源オークションにおける蓄電池の扱い

(出所) 第71回制度検討作業部会
(2022年10月31日) 資料5より

論点7-1 蓄電池の区分

- 蓄電池は、今後、再エネの最大限の導入を図る観点からも、再エネが出力制御されるような供給過剰の時間帯に蓄電し、需要が高まる時間帯で放電するような行動や、需給調整市場において調整力として活躍する行動が期待されるところ。
- こうした中で、現行容量市場と同様に、蓄電池を発動指令電源として区分する場合、発動指令電源のリクワイアメントを満たすため、年間12回の発動指令のためにスタンバイし続けるような行動を取ることで、本来期待される役割を果たされない可能性がある。
- 今後の蓄電池に求められる行動を促す観点に加えて、本制度で対象とする蓄電池は、1万kW以上の比較的規模の大きいものであって、DRも含めた複数のリソースを束ねて参加する発動指令電源に位置づける必要性は必ずしもないことから、本制度によって導入される蓄電池については、同様の活用が期待される揚水発電所と同様に「安定電源」に区分し、揚水発電所と同じ調整係数を適用することとしてはどうか (※)。

(※) このような整理により、本制度に参加する電源等は、「発動指令電源」に区分される電源等が存在しなくなり、「安定電源」又は「変動電源」の2つの登録区分となる。

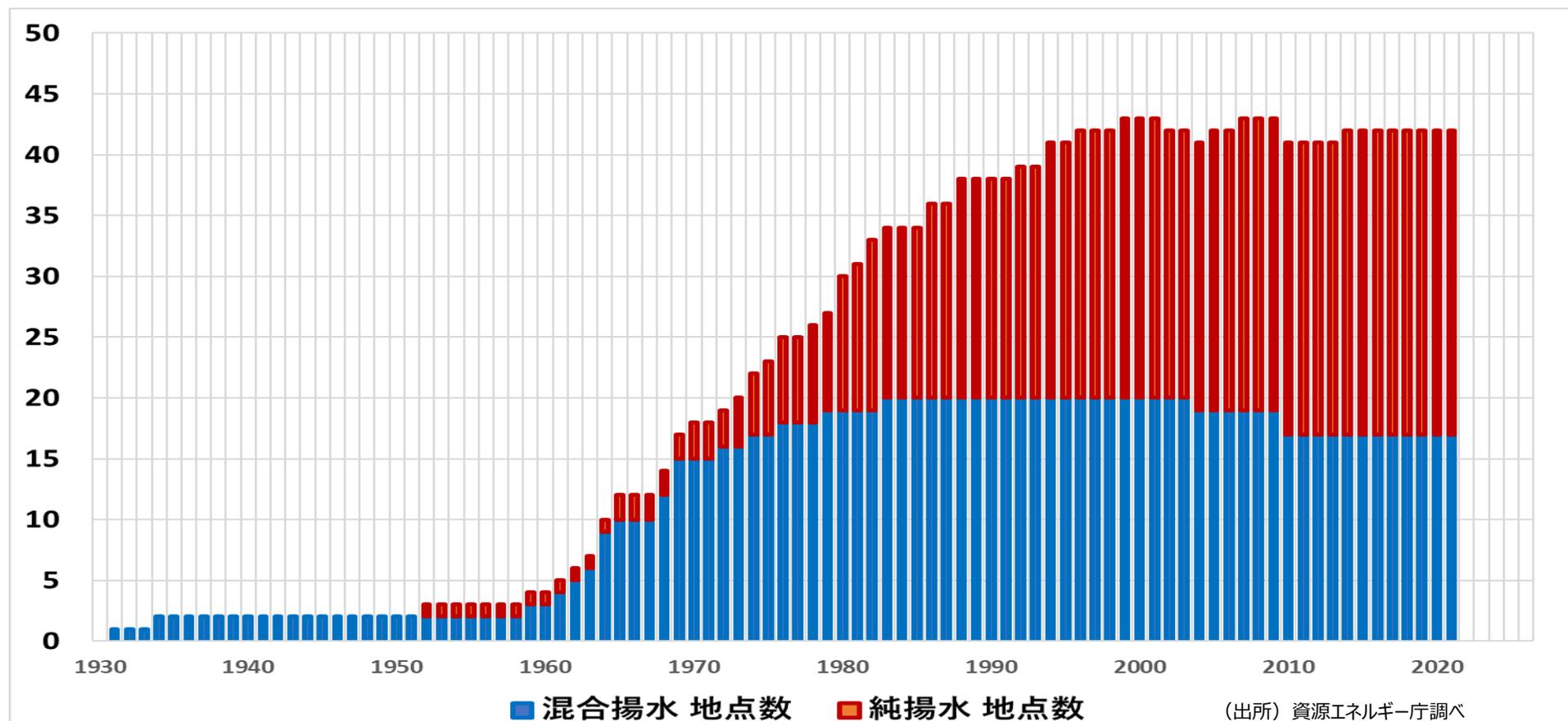
(※) 現行容量市場における蓄電池の扱いについても、実態を踏まえ別途検討が必要。

(参考) 揚水発電の現状

- 揚水発電の設備容量は2,747万kWであり、年間の稼働率は10%未満に留まるが、需給ひっ迫時の供給力及び変動再エネの調整力として重要な役割を果たしている。
- カーボンニュートラルの実現に向けて、揚水発電の重要性は向上すると見込まれるが、中長期的な経済性が必ずしも十分に確保できておらず、今後、老朽揚水の廃止が始まる可能性。

(箇所数)

<揚水発電所の建設数の推移>



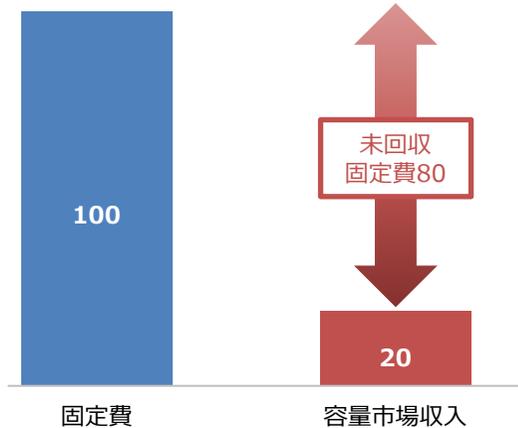
(参考) 揚水発電の課題 (揚水発電の採算性の改善等)

(出所) 第43回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会 (2022年7月13日) 資料2より

<2025年度の揚水発電における収入と費用>

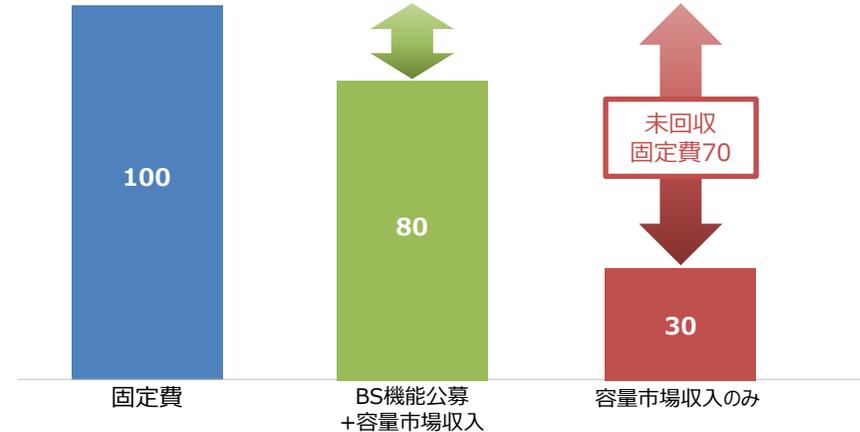
【可変速純揚水】

- 固定費100に対して容量市場収入は約20
- 残り固定費80は市場回収が必要となる



【固定速純揚水】

- 固定費100に対して容量市場収入は約30
- ブラックスタート(BS)機能公募に採択されない場合は、固定費70について市場回収が必要となる



出典：事業者へのヒアリングを通じて経済産業省作成
注) ある特定の事業者の純揚水の収支構造を抽象化したものであり、全事業者の平均値等でないことに留意

<採算性向上等に向けた検討課題例>



方向性	今後の見通し、課題
市場における下げ調整力の商品化の検討	優先給電ルールを前提とする市場設計の中では下げ調整力は商品化されておらず、今後、ゾーン制やノード制など市場主導型の導入に併せて検討
固定速揚水における市場参加機会の拡大の検討	需給調整市場における、固定速揚水の参加機会の拡大可能性の検討
発電機会の拡大可能性の検討	AI等を活用した再エネ予測と上池の運用の高度化などにより、発電機会を失わず、稼働率を向上させる可能性及び支援策の検討
方向性	今後の見通し、課題
発電所の管理コストや揚水時のロス・コスト低減の可能性の検討	遠隔化が可能な制御機器の導入を通じた運用高度化など、蓄電時のロス・コストの低減を図る可能性及び支援策の検討
その他	再エネ拡大に向け、揚水発電の新規開発の可能性及び支援策の検討

(参考) 揚水発電の運用高度化及び導入支援補助金

令和5年度概算要求額 17.0 億円 (新規)

事業の内容

事業目的

揚水発電は、電力需給ひっ迫時における供給力、及び再エネの導入が拡大する中で、再エネの自然変動を平準化できる蓄電能力を有する発電方式として、その重要性が向上しています。他方、揚水時にロスが発生することから揚水発電は採算性の確保が難しく、今後、揚水発電の停止や撤退リスクの向上が見込まれます。このため、本事業による揚水発電の運用高度化や導入支援を通じ、揚水発電の維持及び機能強化を図ることを目的とします。

事業概要

- (1) 運用高度化支援事業
揚水発電の維持に向け、採算性の向上を図るため、収入機会の拡大や費用削減などに資する運用高度化に必要となる設備投資等への支援を行います。
- (2) 新規開発可能性調査支援事業
揚水発電の機能強化に向け、新規開発の可能性を検討する調査への支援を行います。

事業のスキーム (対象者、対象行為、補助率等)

(1) 運用高度化支援事業



(2) 新規開発可能性調査支援事業



成果目標

令和5年度から令和9年度までの5年間の事業を通じて、揚水発電の維持及び機能強化を目指します。

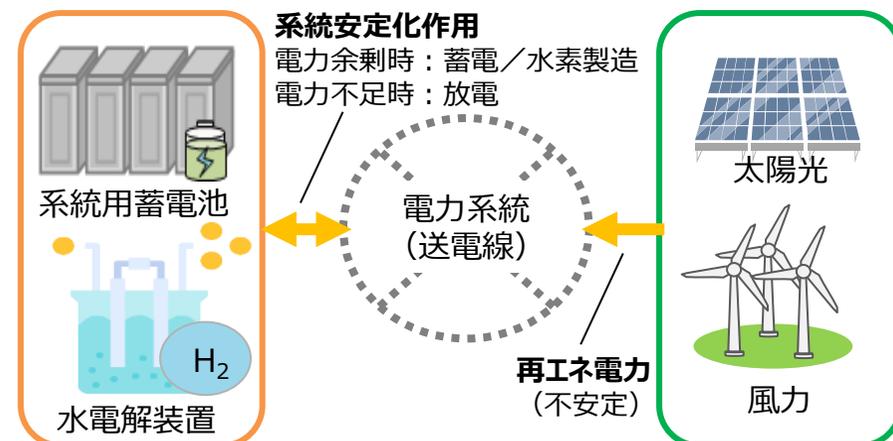
- 太陽光・風力等の再エネは、天候や時間帯等の影響で発電量が大きく変動するため、大量導入が進むと電力系統の安定性に影響を及ぼす可能性がある。実際に北海道等の再エネ導入が先行する地域では、これらの変動に対応できる調整力等が不足しており、再エネ導入の課題になっている。
- 系統用蓄電池は、その特性（瞬動性、出力の双方向性等）を活かし、再エネのインバランス回避や調整力の提供等を通じ、再エネ主力電源化にも資すると考えられる。
- また、水電解装置は、再エネの余剰電力を吸収し別エネルギー（水素）へ転換することが可能であるとともに、その出力を制御することで調整力の供出も可能である。
- 今後、これらの系統用蓄電池や水電解装置の導入について、制度面の整備等も含め、検討していく。

<蓄電池>

- 充放電の応答速度が速く、優れた調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（蓄電）も可能

<水電解装置>

- 出力制御により調整力の供出が可能
- 再エネの余剰電力の吸収（水素製造）が可能



(参考) 系統用蓄電池等の導入及び配電網合理化等を通じた再エネ導入加速化事業

令和5年度概算要求額 100.0 億円 (新規)

事業の内容

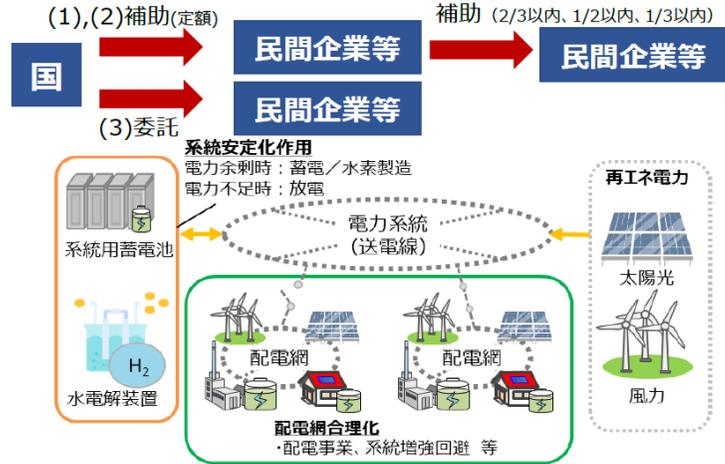
事業目的

再生可能エネルギーの出力変動に対応する系統用蓄電池や水電解装置、配電事業等で活用できる蓄電池等の分散型エネルギーリソース及びエネルギーマネジメントシステムなどの導入支援、及び再エネ接続の律速となる系統増強等の対策に資する検討・実証の支援を行います。また、地域に根差した再エネ事業の拡大のために地域共生に取り組む優良事業の顕彰を行います。これらを通じ2050年カーボンニュートラルの実現に向け再生可能エネルギーの導入の加速化等を図ることを目的とします。

事業概要

- (1) 系統用蓄電池等の導入支援
再エネ導入の加速化に向け、調整力等として活用可能な系統用蓄電池や水電解装置等設備、配電事業等に利活用できる蓄電池やエネルギーマネジメントシステムなどの導入に係る費用を補助します。
- (2) 計画策定・実証支援
配電事業へ参入検討を行う事業者に対し必要な検討に係る費用の補助を行います。加えて、再エネをより多く電力系統に接続するにあたり、系統増強等の代わりに大型蓄電池や水電解装置を導入するといった実証に係る費用を補助します。
- (3) 地域共生型再生可能エネルギー顕彰事業
地域に根差し信頼される再生可能エネルギーの拡大を目的に、地域共生に取り組む優良事業を顕彰します。

事業のスキーム (対象者、対象行為、補助率等)



成果目標

- (1) を通じ、再エネ導入に必要な調整力等の供出が可能なリソース等の導入を支援することで、第6次エネルギー基本計画で設定された2030年までの再生可能エネルギー電源構成比率36~38%の達成を目指します。
- (2) を通じ、計画策定・実証支援を行った事業者の中から1者以上配電ライセンス取得等、事業化につなげることを目指します。
- (3) を通じ、地域と共生するために優良な取組を実施している再エネ事業を顕彰する地域共生型再生可能エネルギー顕彰事業の認知度向上を目指します。