

電力ネットワークの次世代化

2022年7月13日
資源エネルギー庁

**1. 送配電事業を取り巻く環境変化と
今後の費用回収の在り方**

2. 系統整備の促進

3. 系統接続・利用の高度化

送配電事業を取り巻く環境変化

- 2016年の小売全面自由化以来、全国10エリアで送配電事業を営む一般送配電事業者は、電気事業法に基づき、各エリアの安定供給の中核を担ってきた。
- また、近年、脱炭素化の流れが加速化する中、再エネ電源の接続を速やかに進めるとともに、再エネの自然変動に対して周波数を維持し安定供給を実現する、重要な役割を担っている。
- そのため、2016年10月より調整力公募を毎年実施し、周波数維持義務を果たすために必要な調整力をエリア内で確保してきた。また、2021年4月よりエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と、市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト効率化を図るため、需給調整市場を開設し取引を開始した。
- 足下の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により横ばいで推移すると見込まれる一方、再エネ電源の導入拡大やレジリエンス強化に対応するため、送配電網の整備・強化が必要となっている。加えて、今後、高度経済成長期に整備した送配電設備の更新も重要となる。
- こうした事業環境の変化に対応し、経営効率化等の取組によりできるだけ費用を抑制しつつ、再エネの導入拡大や安定供給に向け、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

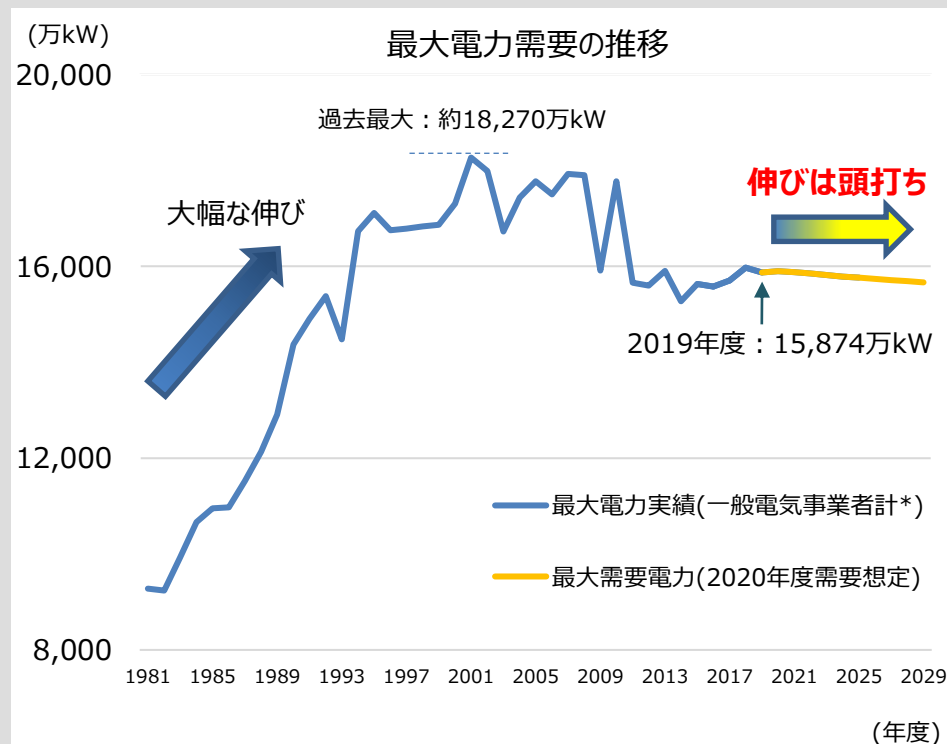
(参考) 一般送配電事業者を取り巻く環境変化 (1)

2020年7月30日
第1回料金制度専門会合資料3
(一部修正)

- 2030 年時点の電力需要は、人口減少や省エネルギーの進展等により、2019 年度とほぼ同レベルと見込まれている。
- こうした中で、再エネ電源の導入拡大に対応するため送配電網の増強が必要となっており、これが新たなコスト増要因となっている。

系統電力需要の減少

大震災前後から、需要は減少傾向



(出典) 電力広域的運営推進機関「広域系統長期方針」等より作成

接続容量の急増

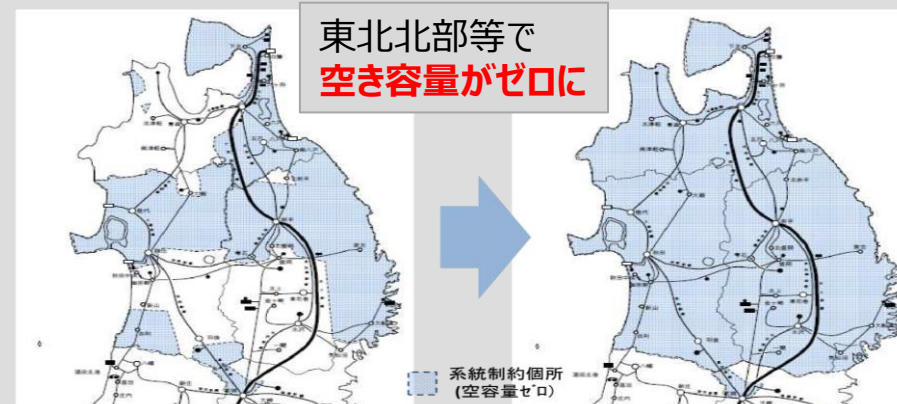


図1 平成28年4月28日付公表

図2 平成28年5月31日付公表

<2030年における再生可能エネルギー電源の導入見込み量>

種別	設備容量 (万kW)		C:現状からの 増加率
	A:2030年断面	B:現状	
地熱	約140~約155	52	170~200%
水力	4,847~4,931	4,650	4~6%
バイオマス	602~728	252	140~190%
風力(陸上)	918	約270	240%
風力(洋上)	82		-
太陽光(住宅)	約900	約760	20%
太陽光(非住宅)	約5,500	約1,340	310%
再エネ合計	12,989~13,214	7,324	77~80%

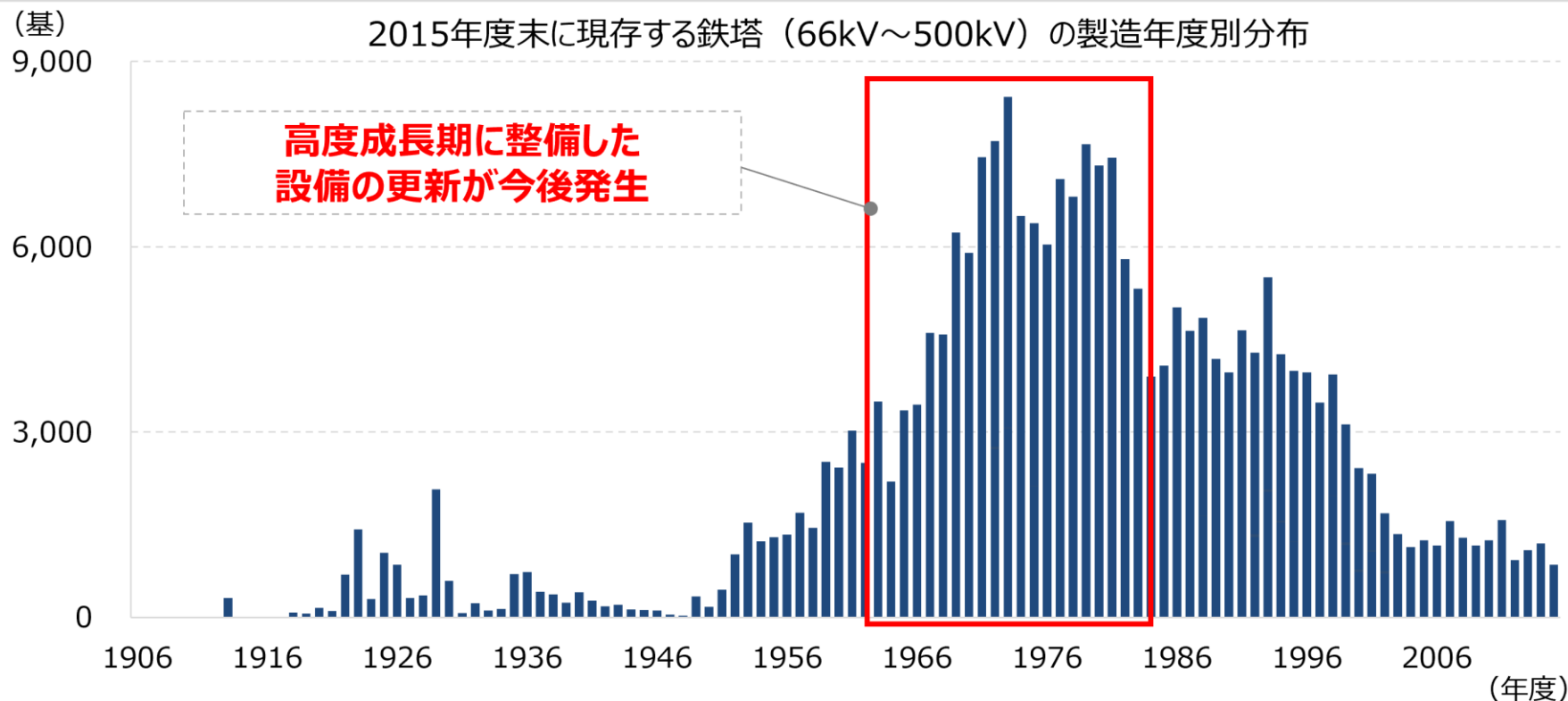
(出典) 東北電力Webサイト、資源エネルギー庁「長期エネルギー需給見通し」より作成

(参考) 一般送配電事業者を取り巻く環境変化 (2)

2020年1月21日
第39回料金審査専門会合資料 5 - 1

- 加えて、今後、高度経済成長期に整備した送配電設備の更新に多額の資金が必要になると見込まれている。
- こうした事業環境の変化に対応するためにも、経営効率化等の取組によりできるだけ費用を抑制しつつ、再エネの導入拡大や安定供給に向け、計画的かつ効率的に設備投資を行っていくことが求められる。

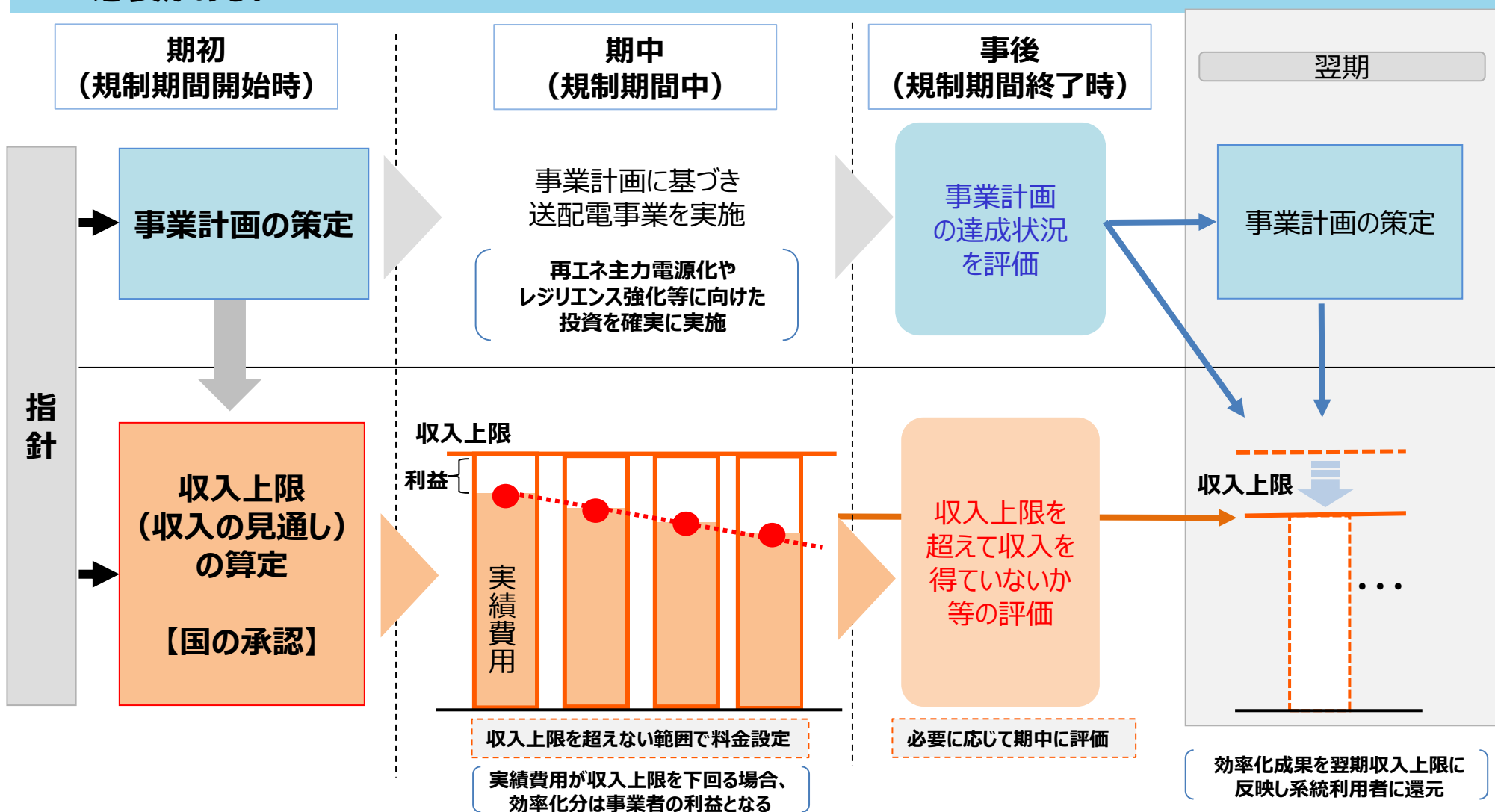
送配電網の設備更新投資



(参考) レベニューキャップ制度の概要

(出所) 託送料金制度 (レベニューキャップ制度) 中間
とりまとめ 詳細参考資料 (2021年11月)

- 新しい託送料金制度では、一般送配電事業者が、一定期間ごとに収入上限について承認を受け、その範囲で柔軟に料金を設定できることとされている。本制度が、一般送配電事業者が、送配電費用を最大限抑制しつつ、必要な投資を確実に実施する仕組みとなるようその詳細を設計していく必要がある。



(参考) 一般送配電事業者各社の2021年度収支

(出所) 第51回電力・ガス
基本政策小委(2022年6
月30日) 資料5-1

- 一般送配電事業者各社の経常損益は、三次調整力②の差額負担※等の影響により大幅に悪化し、北海道、中部は赤字決算となった。

※ 2021年度再エネ予測誤差に対応する、三次調整力②調達費用とFIT賦課金との差額

(単位：億円)

会社	送配電		(参考) 連結			
	売上高※1	経常損益※1	売上高	経常損益	純損益	インバランス還元損失
北海道	2,679	▲ 44	6,634	138	68	▲ 15
東北	7,931	409※2	21,044	▲ 492	▲ 1,083	▲ 60
東京	19,623	1,183	53,099	449	56	▲ 158
中部	8,995	▲ 148	27,051	▲ 593	▲ 430	▲ 55
北陸	1,810	85	6,137	▲ 176	▲ 68	▲ 12
関西	9,978	60	28,518	1,359	858	▲ 107
中国	4,360	171	11,366	▲ 618	▲ 397	▲ 16
四国	2,198	105	6,419	▲ 121	▲ 62	▲ 15
九州	5,983	71	17,433	323	68	▲ 39
9社計	63,561	1,895	177,705	270	▲ 989	▲ 480

※1 2021年度各社決算における、送配電事業のセグメント情報を記載

※2 減価償却方法を定率法から定額法へ変更したことによる影響有

(参考) 今後の電力ネットワーク政策の在り方 (基本的な視点)

(出所) 第39回再エネの導入拡大・次世代電力NW小委(2022年2月14日) 資料3

- 2050年のカーボンニュートラルの実現に向けて、官民挙げた取組が進められる中で、国民生活及び経済活動に欠かせない電力の供給を支える電力ネットワークは、これまで以上に重要な役割を担うこととなる。
- まず、ネットワーク全体の安定性を確保しつつ、太陽光をはじめとする小規模かつ多数の電源の早期の接続を可能とするためには、ネットワーク運用の高度化を前提としたノンファーム型接続の適用拡大とともに、プッシュ型のネットワーク整備が必要となる。
- また、国際競争が一層厳しさを増し、経済社会の変化のスピードが速くなっている中で、データセンター等の大規模な電力需要に速やかに対応することが、産業政策の観点からも欠かせない。
- こうした環境変化を踏まえ、今後の電力ネットワーク政策の在り方の検討に際しては、以下の視点に立って検討を進めることとしてはどうか。
 - ・電源及び需要を含めた電力システム全体の最適化
 - ・長期的な電源及び需要の動向を先取りしたネットワーク整備・運用
 - ・広域的なネットワークと地域分散型ネットワークの管理・運用のバランスと融合
 - ・再エネ政策や火力政策、更には情報産業政策等の他分野の政策との連携
- また、こうした政策を実現するため、レジリエンス、脱炭素、DX化等の観点から、次世代投資として何が必要か、併せて検討を進めてはどうか。

今後の費用回収の在り方について（本日の御議論）

- 一般送配電事業者においては、今後、2050年カーボンニュートラル実現やレジリエンス強化に向けて、系統整備や調整力の確保に向けた新規投資及び必要な費用の確保が重要となる。
- これまでも、2020年のエネルギー供給強靱化法による全国調整スキームの確立など、便益に応じた費用回収の在り方を構築してきた。また、効率化を前提として、確実に投資量を確保する仕組み（レベニューキャップ制度）を導入しており、本制度の中で、必要な投資については回収できることが期待される。
- 一方、再エネの更なる導入拡大に向けて、ノンファーム型接続の全国展開や、北海道変動緩和要件の撤廃など、従来、起因者（発電事業者）が負担してきた設備費用等について、一般送配電事業者の負担範囲が拡大している。
- また、日々の需給調整においてエリアを越えた広域的な運用が拡大する一方、系統整備や調整力の確保・維持など、再エネ導入を進めた地域ほど費用負担が重くなるといった偏りも顕在化している。
- こうした中で、再エネ導入拡大の便益は特定の事業者やエリアに限られないことを踏まえつつ、どのような費用負担の在り方が望ましいと考えられるか。例えば、系統増強等の投資費用の回収方法や、調整力など経常的な課題への対応、更には発電側課金など発電事業者と小売電気事業者間の負担の在り方について、どのように考えるか。
- 費用回収の在り方については幅広い論点がある中で、本日は、特に、系統増強費用の回収方法と、喫緊の課題である調整力の確保について、御議論いただく。

(参考) 基本的方向性

- 電力の安定供給の中核を担い、地域独占を認められた一般送配電事業者の事業に要する費用については、効率化による費用抑制を大前提に、着実に回収できる制度的な仕組みを整える必要がある。
- こうした観点から、2023年度から導入される新たな託送料金制度（レベニューキャップ）においても、必要な投資と効率化の両立を図るためのインセンティブ設計が行われている。
- レベニューキャップ制度の下での今後の料金審査に際しては、より一層の効率化を進める観点から、これまで事業者が取り組んできた仕様の統一等による調達の共通化や、エリアを越えた需給調整等の広域化の取組が、これまで以上に重要となる。
- 同時に、エネルギー政策の観点からは、効率化努力に加えて、レジリエンスの強化や再エネの導入拡大への寄与度を継続的に評価していくことが必要となる。
- こうした取組は、再エネの予測誤差に対応した三次調整力②の費用について、再エネ賦課金を原資とした交付額を決定していく上でも必要なものである。
- このため、今後、資源エネルギー庁において、一般送配電事業者の事業に要する費用を巡る状況及び効率化の取組状況のほか、レジリエンスの強化及び再エネの導入拡大の取組状況について、関係機関と連携しつつ、定期的に確認していくこととしてはどうか。
- 並行して、発電側課金の在り方、再エネ賦課金の活用や最終保障供給の費用など、送配電事業に要する費用の着実な回収の在り方について、年内を目途に検討を進めることとしてはどうか。

- 従来、各一般送配電事業者の事業の受益者は、主に当該一般送配電事業者の供給エリアの発電事業者及び小売電気事業者更には需要家であったが、エリアを越えた広域的な運用が拡大する一方、再エネの導入が進められる中で、受益範囲が全国に及ぶことがある。
- こうした中で、2020年の電気事業法改正において、地域間連系線等の増強費用の一部を他エリアの需要家も負担する全国調整スキームが導入された。また、2022年度から施行されたエネルギー供給強靱化法において再エネの導入拡大に寄与する地域間連系線の増強費用の一部について、再エネ賦課金を原資とした交付金を充てられる仕組みが整備された。
- 更に、発電事業者と小売電気事業者の負担と受益の公平性の観点等から、小売電気事業者が支払う託送料金の一部を発電事業者が支払うこととする発電側課金の検討が進められてきている。
- 今後、電力システムの強靱化及び脱炭素化、そして更なる効率化に向けて一般送配電事業の果たす役割が増す中で、その事業による受益について、どのように考えるか。例えば、送電線の増強が再エネの導入とレジリエンスの強化に同時に寄与する場合、その便益をどのように切り分けることが考えられるか。
- また、それぞれの便益に応じた費用の負担策として、託送料金と再エネ賦課金を原資とする交付金の在り方をどのように考えるか。例えば、いずれも最終的に需要家が負担する一方、費用の考え方や改訂の頻度等が異なることについて、どのように考えるか。

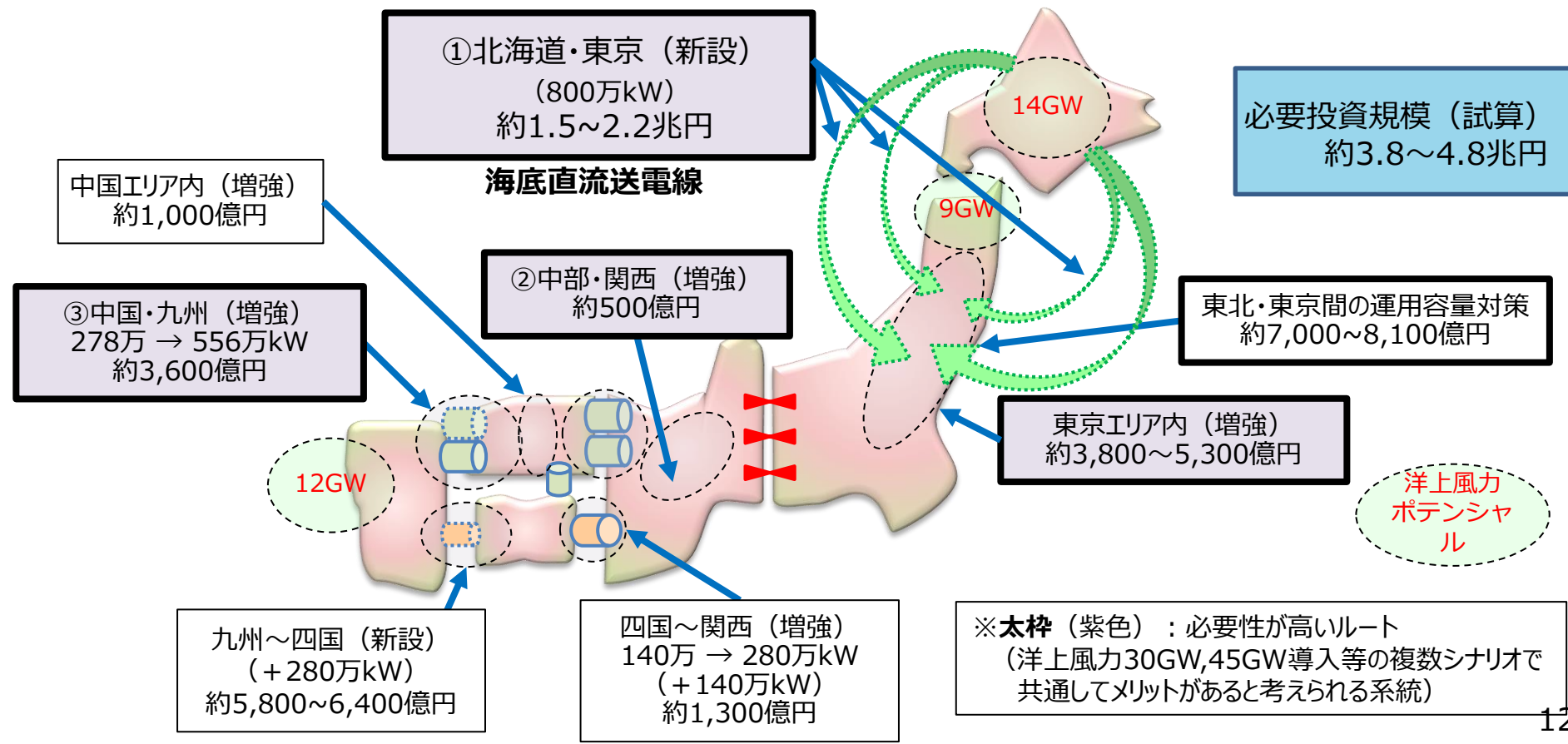
論点① 投資費用の回収方法（地域間連系線等）

- 再エネの導入拡大及びレジリエンスの強化に向けて、今後、現在策定中のマスタープラン等に基づき、エリア間をつなぐ地域間連系線等の整備が進められることとなる。
- その費用回収については、連系線のもたらす便益に応じて、各エリアの託送料金に加え、全国の託送料金や再エネ賦課金等の財源が活用されることとなっている（＝全国調整スキーム）。
- 一方、例えば、北海道～本州の海底直流送電については、巨額かつ長期のプロジェクトであることから、①単独事業者での建設・運営が困難、②投資回収までの長期間をどのようにファイナンスするか、③完工リスクや遅延リスク、工事費増大リスクにどのように対応するか、といった課題が挙げられている。
- 今後、早期かつ着実に地域間連系線の整備を進めるためには、上記課題への対応が重要であり、これまでの全国調整スキームに加え、更なる仕組みの検討が必要となる。
- 例えば、海底直流送電のような、再エネ導入促進により大きな効果をもたらすと期待される一定規模以上かつ重要性の高い系統整備等について、公的なファイナンスを活用する仕組みとして、どのような方策が考えられるか。
- また、より効率的に系統整備を進める観点から、徒な工事費の増大に歯止めをかけた、真にやむを得ない他律的な要因による工事費増大に対応する仕組みとして、どのような方策が考えられるか。

(参考) マスタープランに基づく地域間連系線等の増強

- 再エネの導入拡大やレジリエンス向上に向けて、全国大での広域連系システムの整備を計画的に進めるためのマスタープランについて、中間整理を2021年5月に取りまとめ、2022年度中の完成を目指して検討を進めている。
- 並行して、北海道と本州を結ぶ海底直流送電等の必要性が高いルートは、順次、具体化を検討することとしている。

中間整理の概要（電源偏在シナリオ4 5 GWの例）



(参考) マスタープランに基づく設備増強と費用負担

「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
電力ネットワークの次世代化に向けた中間とりまとめ」 一部編集

- マスタープランに基づく設備増強は、全国に裨益する便益を含めた社会的便益が費用を上回るとの判断に基づき実施されるものであることから、再エネ特措法上の賦課金方式の活用等の全国調整スキームを広く適用することが考えられる。
- 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**として、再エネ由来の効果分（価格低下及びCO2削減）に対応した負担についての**再エネ特措法上の賦課金方式の活用や、JEPX値差収益の活用（全国調整スキーム）の大枠を、エネルギー供給強靱化法において実現。**

“マスタープラン”
電力広域機関が策定し、
国に報告

広域系統長期方針
＝広域送電網整備の基本的な方向性

広域系統整備計画
＝費用便益評価に基づく**主要送電線の整備計画**

事業者が送電網を整備
(**全国調整スキーム**による費用分担)

○社会的便益（効果：3E）

1. 価格低下
(安価な電力の広域流通)

2. CO2削減

3. 安定供給
(停電率減少)

原則
全国で負担

各地域負担

全国の託送料金

※JEPX(卸電力取引所)の
値差収益も活用

再エネ特措法上の
賦課金方式

※再エネ由来の効果分

各地域の託送料金

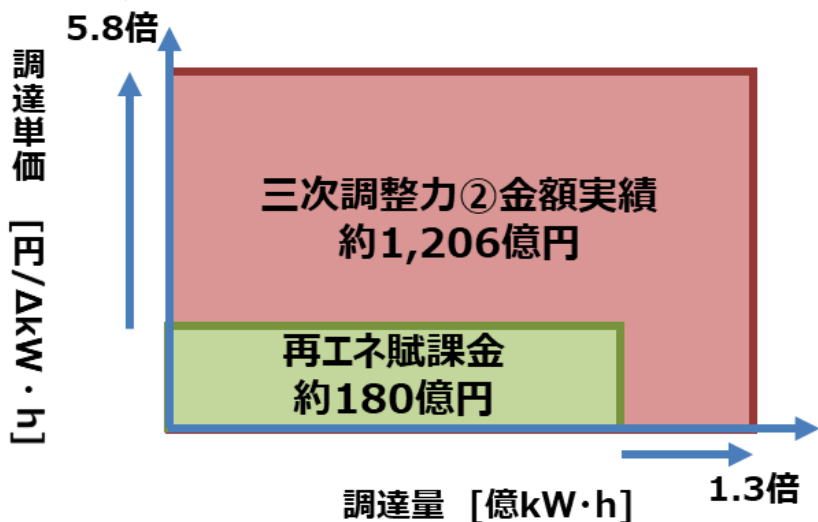
論点② 需給調整費用（三次調整力②）

- 一般送配電事業者において、電気事業法に定められた周波数調整等の業務に必要な費用は、基本的に託送料金で回収することとされている。
- 一方、一般送配電事業者の再エネ予測誤差に起因する調整力費用（三次調整力②）については、再エネ賦課金の仕組みを活用して回収することとされており、2021年度には約180億円が交付された。
- しかしながら、事前の想定から費用内訳や燃料価格等が大きく変化し、2021年度の実績は1,200億円を上回った。また、調整力の必要量低減など削減に向けたインセンティブ設計と併せて、2022年度の交付見込額は約800億円と大幅に増えたものの、引き続き三次調整力②の調達単価・調達費用は上昇基調にあり、4～6月の実績を踏まえると、今年度の交付見込額を数百億円程度上回る可能性もある。
- ウクライナ情勢を踏まえてエネルギー価格が大幅に高騰する中で、一般送配電事業者のFIT制度に係る必要なコストを適時に反映する観点から、どのような対応が考えられるか。
- 例えば、2023年度の交付見込額に反映させることが考えられるが、緊急の対応策を講じることも考えられるか。

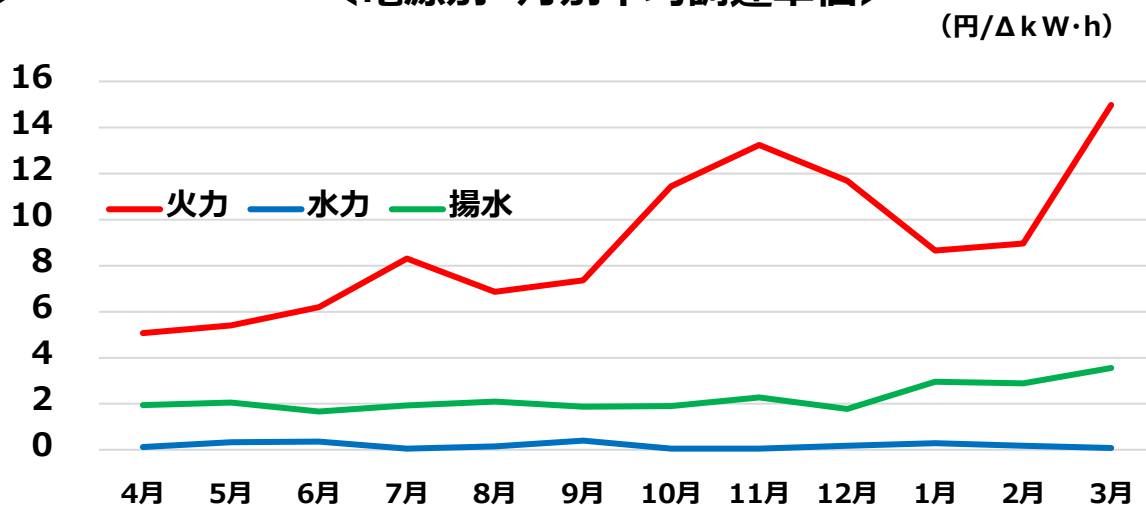
(参考) 需給調整費 (三次調整力②)

- 2021年度分を算定した際には、需給調整市場の開場前であったため当該調整力の実績値を特定することが困難であることを踏まえ、電源持替費用のみを確保費用として試算した結果を基に交付金を算定した。
- 2021年度の三次調整力②の ΔkW 調達費用は一般送配電事業者全体で計1,206.55億円。市場取引における売り入札金額は電源の起動費や固定費の一部の算入のうえ、燃料価格高騰等により上昇したことから市場での調達費用は増加し、2021年度における当該調整力調達費用と賦課金の差額は約1,030億円となった。

<調達費用と2021年度再エネ賦課金の比較>



<電源別 月別平均調達単価>



(参考) 2022年度の三次調整力②調達実績

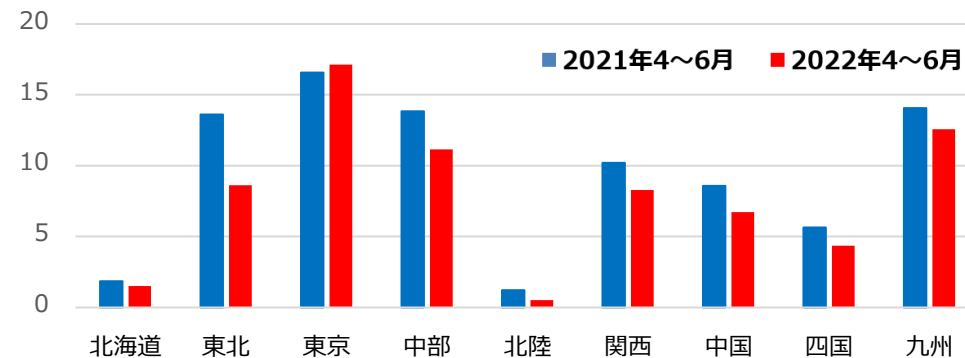
- 本年度からは各社に予測誤差の削減に向けた取組を促しつつ、交付額の考え方を変更し、約800億程度を交付する見込み。
- 2022年度より、三次調整力②についてはエリア間の共同調達等、必要量低減の取組を行っている。前年同月と比較した場合、三次調整力②の必要量が増加しているエリアもあるが、減少しているエリアも多く、必要量削減にむけた取組の効果も一因であると考えられる。
- 他方、足下の燃料価格高騰等の影響を受け調達単価は上昇しているエリアもあり、調達費用は前年同月対比で増加しているエリアもみられる。

<2022年度再エネ賦課金の交付見込※>

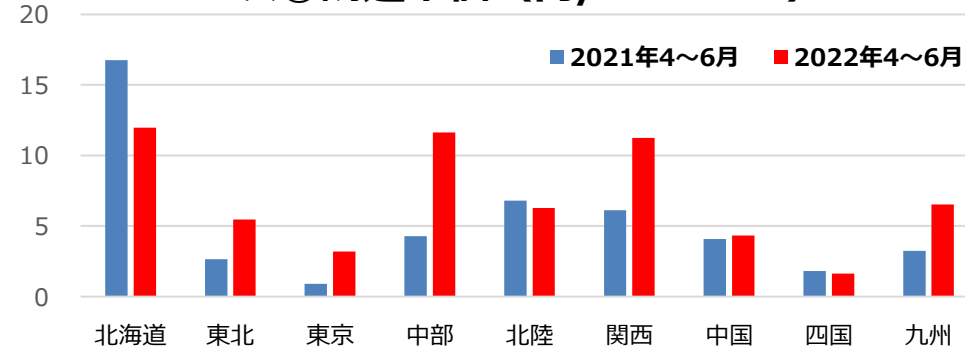
2022年度交付金見込額 [億円]	
北海道	91.6
東北	59.9
東京	66.4
中部	181.9
北陸	21.3
関西	135.8
中国	65.3
四国	39.2
九州	140.0
沖縄	2.4
合計	802.8

(出典) 第39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2月24日)資料2より抜粋

三次②必要量 (億ΔkW・h)



三次②調達単価 (円/ΔkW・h)



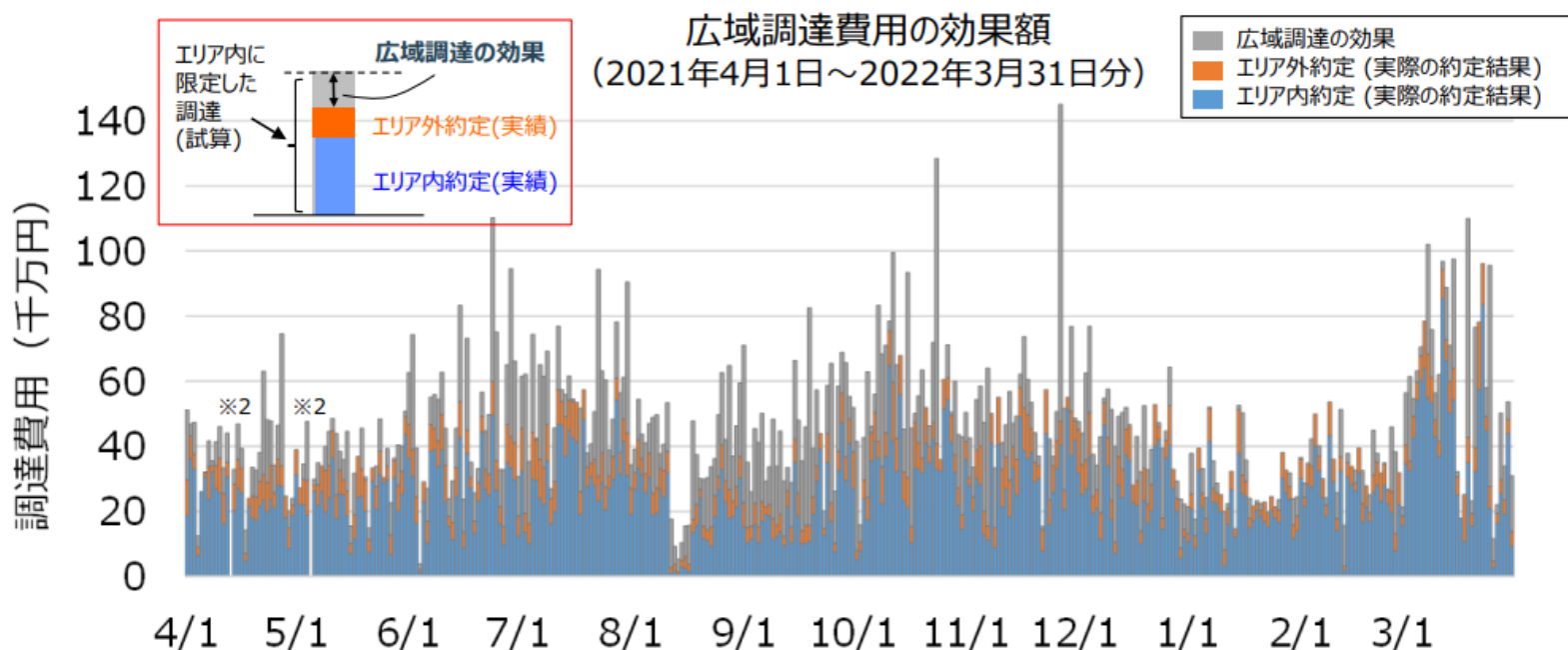
(参考) 三次調整力②による費用低減効果

1. 2021年度の三次②取引実績について

広域調達の効果

第64回制度検討作業部会
(2022年4月25日)資料4より抜粋

- 従前、FIT特例①③の予測誤差に対応する調整力は、電源Ⅱ余力等でエリア毎に対応してきたが、**需給調整市場運用開始により、三次②として広域調達に移行。**
- 広域調達時の三次②調達費用は、日平均で約3億3千万円であり、仮に従来のように、当該期間の調達量をエリア内に限定して調達した場合※1の試算結果(日平均で約4億7千万円)と比較すると、**30%程度の低減効果**を上げている。



※1 エリア内約定のみの調達費用は、全エリアを分断させ、それぞれのエリア毎の募集量に対し、同エリア内応札を単価の安い順で約定させて算出。なお、調達不足分は、当該エリアの最高単価を乗じた費用を調達費用に加えて算出

※2 4/13、5/5は需給調整市場システムの障害によりシステムによる取引を中止

(参考) 一般送配電事業者における予測誤差削減への取組

- 一般送配電事業者各社では、再エネ予測誤差削減に向けた取組が、現状、行われている。その代表的な取組は以下のとおり。
 - FIT特例①予測の前日6時再通知
 - 最新の気象情報の取り込み（気象庁初期時刻前々日21時の使用）
 - 複数の気象モデルを活用した出力予測の導入
- また、更なる予測誤差削減に向けた取組が一般送配電事業者各社にて継続的に進められている状況。

	今後の取組		今後の取組
北海道電力 NW	・<u>細分化された予測地点（メッシュ）ごとの日射量実績導入後の精度検証</u> ・アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討	関西電力 送配電	・予測精度向上に向けた日射量から発電出力への換算係数の細分化および精緻化（継続的取組） ・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討
東北電力 NW	・<u>日射量予測および発電出力予測の機械学習モデル改良</u> ・<u>予測外し時の気象状況分析による日射量予測の高度化検討</u> ・<u>海外気象機関の数値予報更新頻度細分化</u>	中国電力 NW	・発電実績を踏まえ出力予測に用いる出力換算係数を検証し、必要により見直しを実施 ・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討
東京電力 PG	・<u>日射予測について気象会社の追加比較や予測方法の確認・検証</u> ・PV出力予測のメッシュ化を実装予定（2024年度） ・気象の類似性を加味した最適な予測地点設置の検討（2022年度）	四国電力 送配電	・アンサンブル予報に基づく信頼度予測の適用方法の検討 ・発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施
中部電力 PG	・アンサンブル予測で複数パターンの予測による誤差傾向を検証 ・<u>発電実績をもとに出力予測に用いる換算係数を検証し、必要により見直しを実施</u>	九州電力 送配電	・複数の短時間予測モデルの内、過去類似日で好成績であったモデルを重視することによる予測精度向上 ・日射量予測メッシュの細分化(LFM導入)による精度向上検討
北陸電力 送配電	・複数の気象モデルを用いたSYNFOS-Solar統合版予測（外部委託）の導入後の精度検証とチューニング ・<u>アンサンブル予報に基づく信頼度予測の精度検証と適用方法の検討</u>	沖縄電力	・日射計を増設し、データ収集・分析等の検討を通して、PV発電出力推定実績の精度向上およびPV発電出力予測精度向上を図る ・<u>日射量予測メッシュの細分化による精度向上の検討</u> ・<u>アンサンブル予測に基づく予測信頼度情報の有効性、適用方法の検討</u>

※第38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(2021年12月24日)資料2以降に取組がされた主な点について、太字で示している。

(参考) 三次②必要量低減に向けた制度面の取組

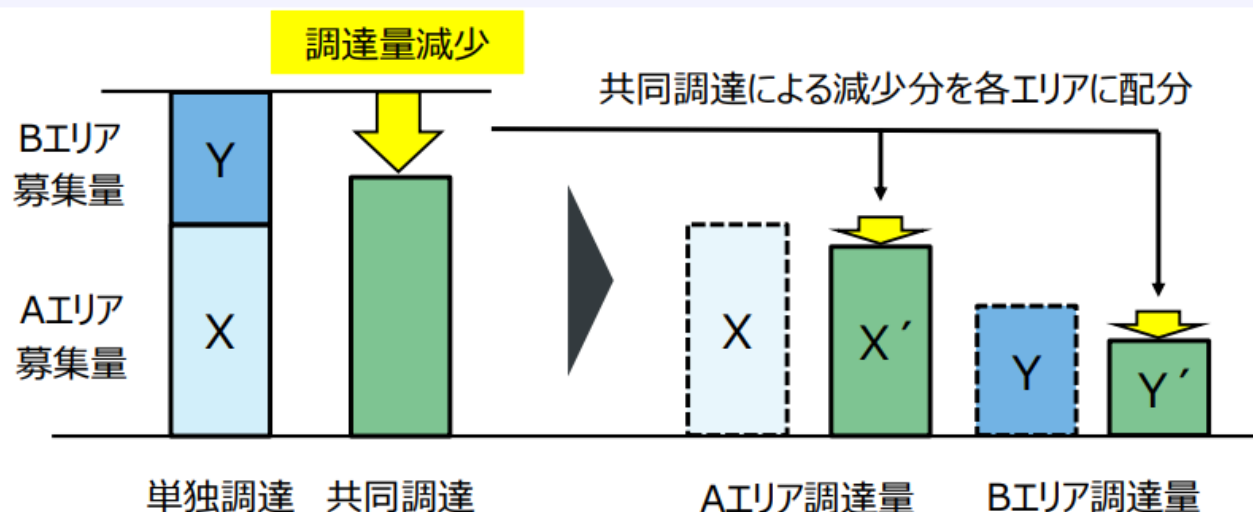
第64回制度検討作業部会
(2022年4月25日)資料4より抜粋

1. 2021年度の三次②取引実績について

調達不足への対応状況 (2/2) - 複数エリアでの共同調達 - 15

- 三次②募集量の低減対策の一つとして、エリア毎に確保している ΔkW の募集量に対して、エリア間の不等時性を考慮し、複数エリアで共同調達するスキーム※を2022年4月から導入。
- 今後、共同調達の実績を蓄積することにより、適宜、対象エリア拡大も含めて共同調達実施エリアの見直しを広域機関殿と共に検討していく予定。

※実運用において空容量が残存している蓋然性が高い連系線に接続しているエリアにて実施
(東ブロック：東北・東京エリア、中西ブロック：北陸・関西・中国・四国・九州)

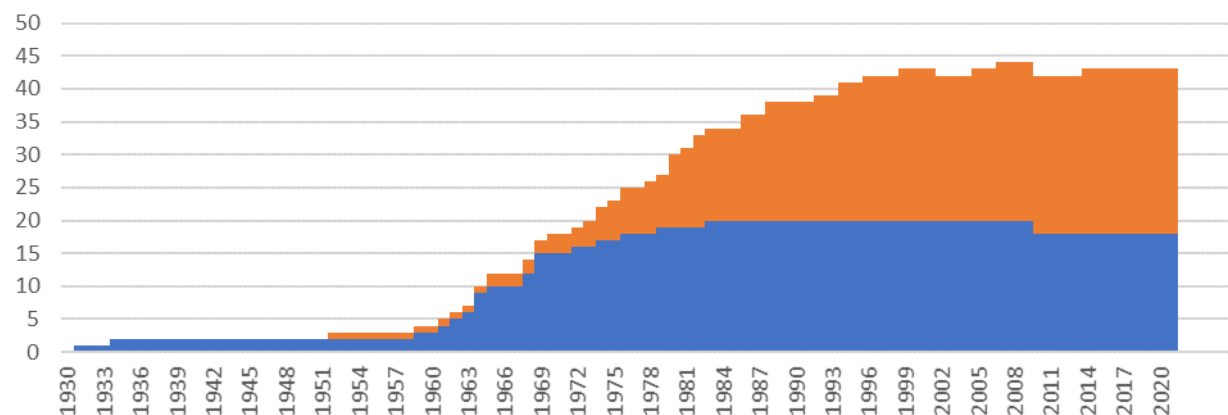


なお、調達不足の解消に向けたルール上の課題解決について、広域機関と協調して継続的に取り組んでいく。

揚水発電の課題（揚水発電の採算性の改善等）

- 揚水発電は、揚水時のロスや運用コストの高さから、需要ピーク時などの利用に限られ、**稼働率が低く、採算性の確保が難しい発電方式**。また、1950年代から始まった揚水発電は、2030年までに建設後約60年経過する発電所が約250万kW分存在。廃止・機能停止のリスクが一層向上。
- 再エネの自然変動性を平準化する蓄電機能とCO₂を排出しない慣性力を大規模に有するのは現時点で揚水発電のみであり、その**維持・機能強化を図るためには、採算性の向上が優先的な課題**。
- 採算性向上には、収入機会の拡大、効率性の向上及びコストの削減の2つの側面があり、それぞれの観点から今後の対応策について深掘していく。
- また、採算性向上に加えて、電源投資の確保の議論に合わせ、揚水発電の新規開発の可能性についても検討していくことが重要となる。

＜揚水発電地点数の推移＞



2020年度末
純揚水：25地点、2,190万kW

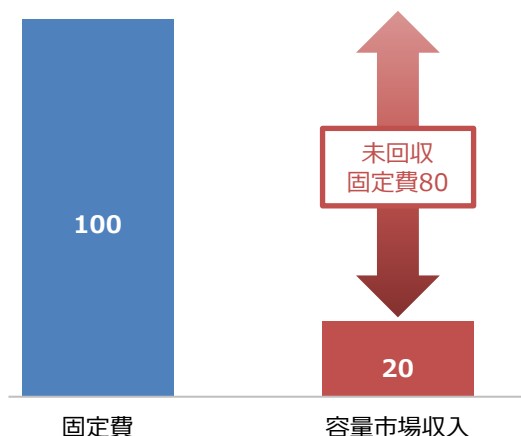
2020年度末
混合揚水：17地点、557万kW

(参考) 揚水発電の課題（揚水発電の採算性の改善等）

<2025年度の揚水発電における収入と費用>

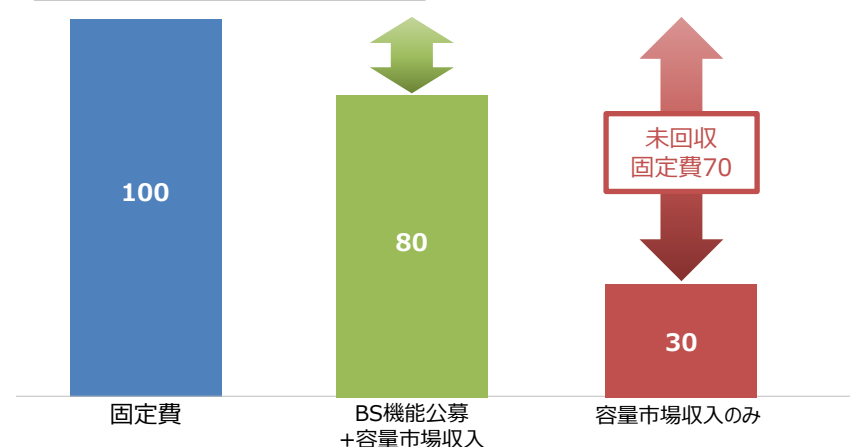
【可変速純揚水】

- 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>

収入 拡大	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、ゾーン制やノードル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
費用 削減	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	

1. 送配電事業を取り巻く環境変化と
今後の費用回収の在り方

2. 系統整備の促進

3. 系統接続・利用の高度化

東地域の系統の現状と課題

- 北海道・東北エリアにおいては、再エネの導入見込みが高く、日本全体での再エネの導入を促進する上でも、これらのエリアにおいて、特に洋上・陸上風力発電の拡大が期待される一方、**地内系統の空き容量不足が顕在化**している。
- 足下では、東京エリアを含め、太陽光発電が着実に増加しつつあり、**今春、初めて北海道・東北エリアで再エネの出力制御が発生**した。今後、再エネの導入を拡大する中で、これらのエリアにおける再エネの出力制御は、更に増大する見込みである。
- また、他エリアと直流連系線で接続され、独立系統である**北海道においては、調整力の不足により自然変動電源側に変動緩和要件が課されている**。
- これらの系統制約の課題に対応すべく、これまでも、ノンファーム型接続等の利用ルールの見直しや、需要側・発電側の対策等を含む出力制御対策パッケージの実施、変動緩和要件の撤廃・蓄電池等の導入促進等を図ってきている。
- 今後、**こうした課題の根本的な解決策として、余剰電力の他エリアへの送電や、調整力の広域的な調達等の観点から送電網の増強の検討が不可欠**である。

(参考) 東地域の系統の現状と課題

【再エネ】

- 北海道においては、洋上風力に関して、5海域が準備区域に指定されているものの、調整力の確保を含む系統制約が課題。
- 東北においては、洋上風力の区域指定が先行する中、将来的な導入を見越す必要あり。

【北海道地内系統】

- ＜設備容量＞
 - 道央圏を除くエリアで空容量不足が顕在化
- ＜周波数調整＞
 - 変動緩和要件の撤廃による調整力の確保
 - 調整力の調達費用の偏在性が課題
- ＜下げ代不足＞
 - 2022年度より出力制御が発生

【北本連系線】

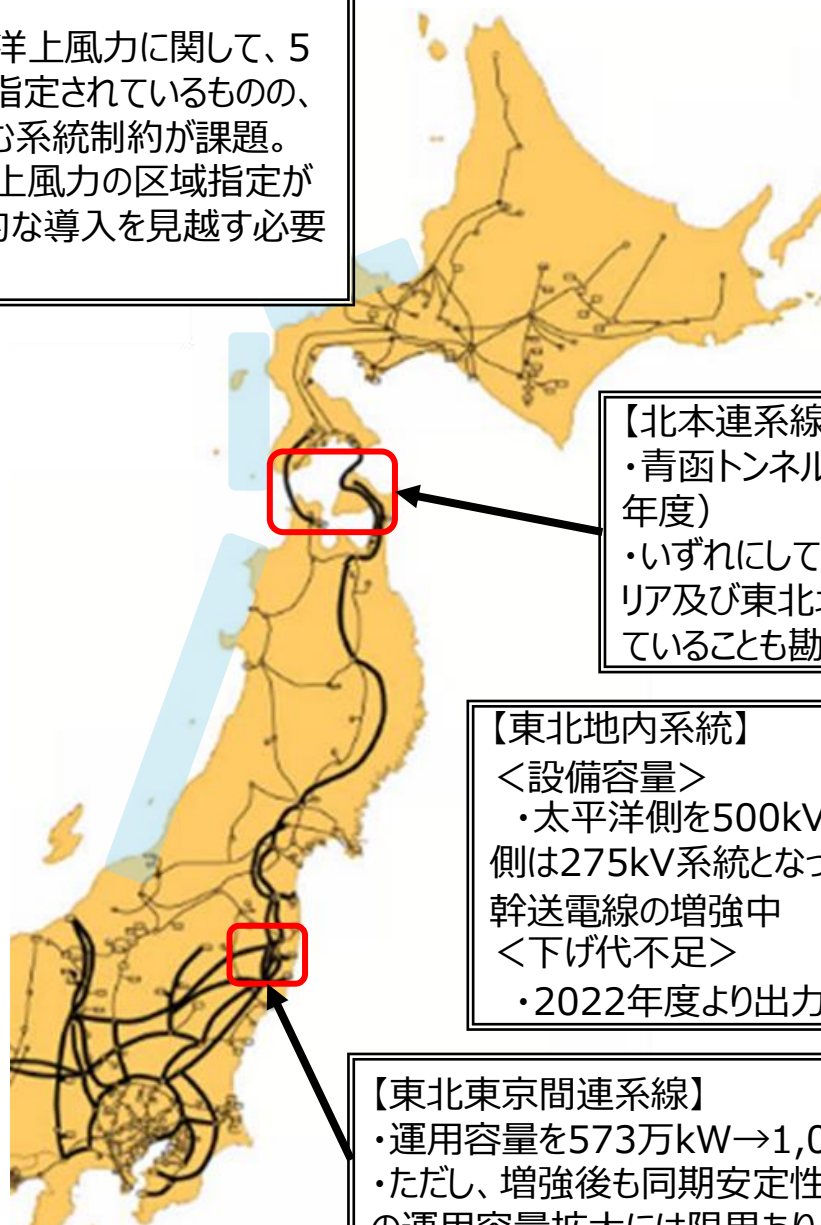
- 青函トンネルを用いて、90万kW→120万kWに増強中（2027年度）
- いずれにしても海域を横断することが必須である中、北海道道南エリア及び東北北部エリアの陸域の既存送電設備が容量上限に達していることも勘案した増強の検討が必要。

【東北地内系統】

- ＜設備容量＞
 - 太平洋側を500kV基幹送電線が縦断しているものの、日本海側は275kV系統となっているため、秋田～山形～新潟の500kV基幹送電線の増強中
- ＜下げ代不足＞
 - 2022年度より出力制御が発生

【東北東京間連系線】

- 運用容量を573万kW→1,028万kWに増強中（2027年度）
- ただし、増強後も同期安定性制約があるため、既存系統を活用しての運用容量拡大には限界あり。



中西地域の系統の現状と課題

- 日射量に恵まれる西日本エリアでは、比較的早くから太陽光発電の導入が進んできた。
- 特に、九州においては、時間帯によっては九州エリア内の需要の約9割相当の太陽光の発電量があり、2018年以降、下げ代不足による出力制御が発生している。また、四国・中国エリアにおいても、今年の春に初めて再エネの出力制御が発生した。
- こうした中、需要側・発電側の対策等を含む出力制御対策パッケージの実施等を進めることが重要。
- また、九州エリアと中国エリアを結ぶ関門連系線について、運用容量の拡大に向けた取組が進められてきているが、さらなる再エネの導入のためには、設備容量の増強を検討することが不可欠。

<関門連系線>

- 関門連系線で系統混雑が発生している状況
- 熱容量だけでなく周波数制約もあるため、複線化が必要となる

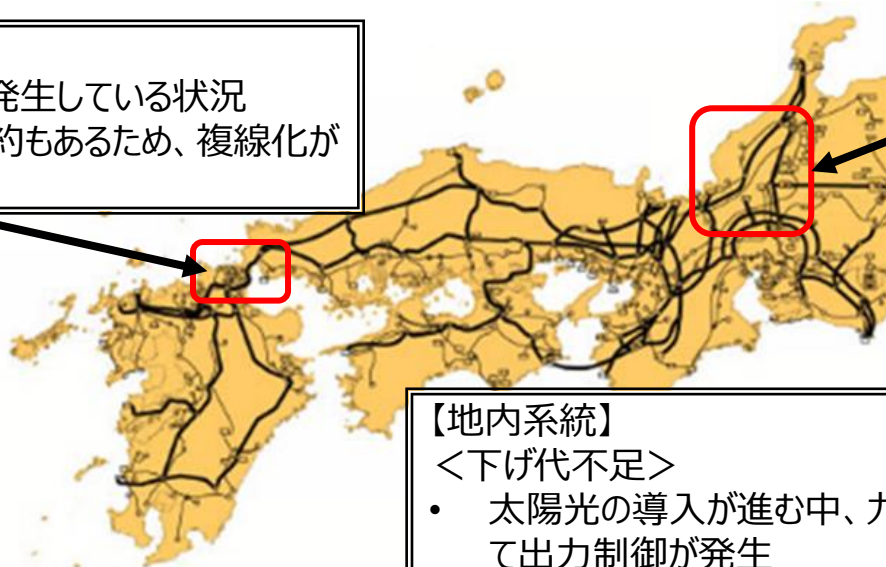
<中地域>

- 運用容量の増加等の面から、増強にメリットがある

【地内系統】

<下げ代不足>

- 太陽光の導入が進む中、九州において、2018年、全国で初めて出力制御が発生
- 今年度から、中国・四国エリアにおいても出力制御が発生



東地域及び中西地域の地域間連系線整備計画の策定プロセスの開始要請

- 再エネの導入促進とレジリエンス強化に向けて、電力広域機関を中心にマスタープランの検討を進める一方、資源エネルギー庁においては、海底直流送電に関する実地調査等を進めてきている。
- こうした中で、通常であれば、全国大の系統増強計画であるマスタープランの策定を待って、個々の地域間連系線等の整備計画を進めるところである。しかし、再エネの導入を加速化する政策的な観点から、**一部の地域間連系線については、マスタープランの策定を待たずに検討を具体化することが重要**と考えられる。
- このため、**①東地域（北海道～東北～東京間）、②中西地域（関門連系線、中地域）の地域間連系線増強計画について、広域機関において計画策定プロセスを開始することとしてはどうか。**
- また、東地域の地域間連系線増強の計画策定にあたって、洋上風力等の案件組成状況では日本海側に準備区域が集中していることやレジリエンスの優位性、さらにはこれまでの机上検討等の結果での技術的の実現可能性を踏まえて**日本海ルートでの2GWの増強を基本**として、計画策定プロセスを進めてはどうか。
- なお、これらの計画策定プロセスを進める上では、S+3Eの視点から以下の点に留意する必要がある、エネルギー政策や電源立地動向を踏まえることが重要である。
 - ・再エネを含めた電源の設置の動向（容量・時期）との整合性
※2030年度の再エネ導入目標に向けた電源の設置が進んでいるところ、これを踏まえたものであること
 - ・技術動向や経済性等を踏まえた将来的な拡張性

(参考) マスタープランにおいて検討中の増強案イメージ

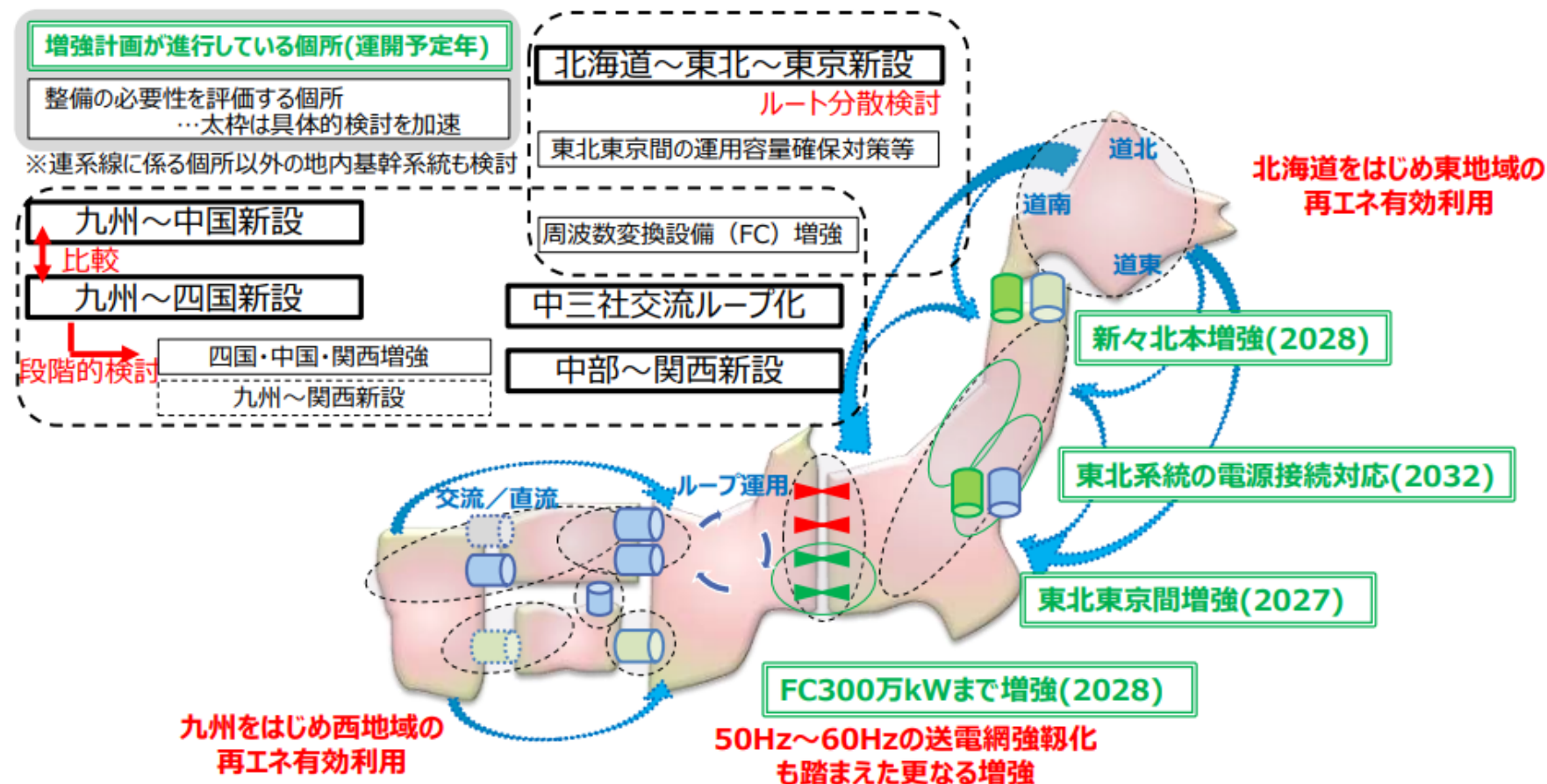
第18回広域連系システムのマスタープラン及びシステム利用ルールの
在り方等に関する検討委員会 資料1 (2022年6月22日)

(参考) 検討中の増強案イメージ

29

- マスタープランの最終取りまとめとして、エネルギー基本計画を踏まえて一定の前提のもとで整理した電源構成や需要側対策の下での長期展望における系統増強案を見極める。

(注意) 検討中の案をもとに記載したものであり、最終結果ではない。



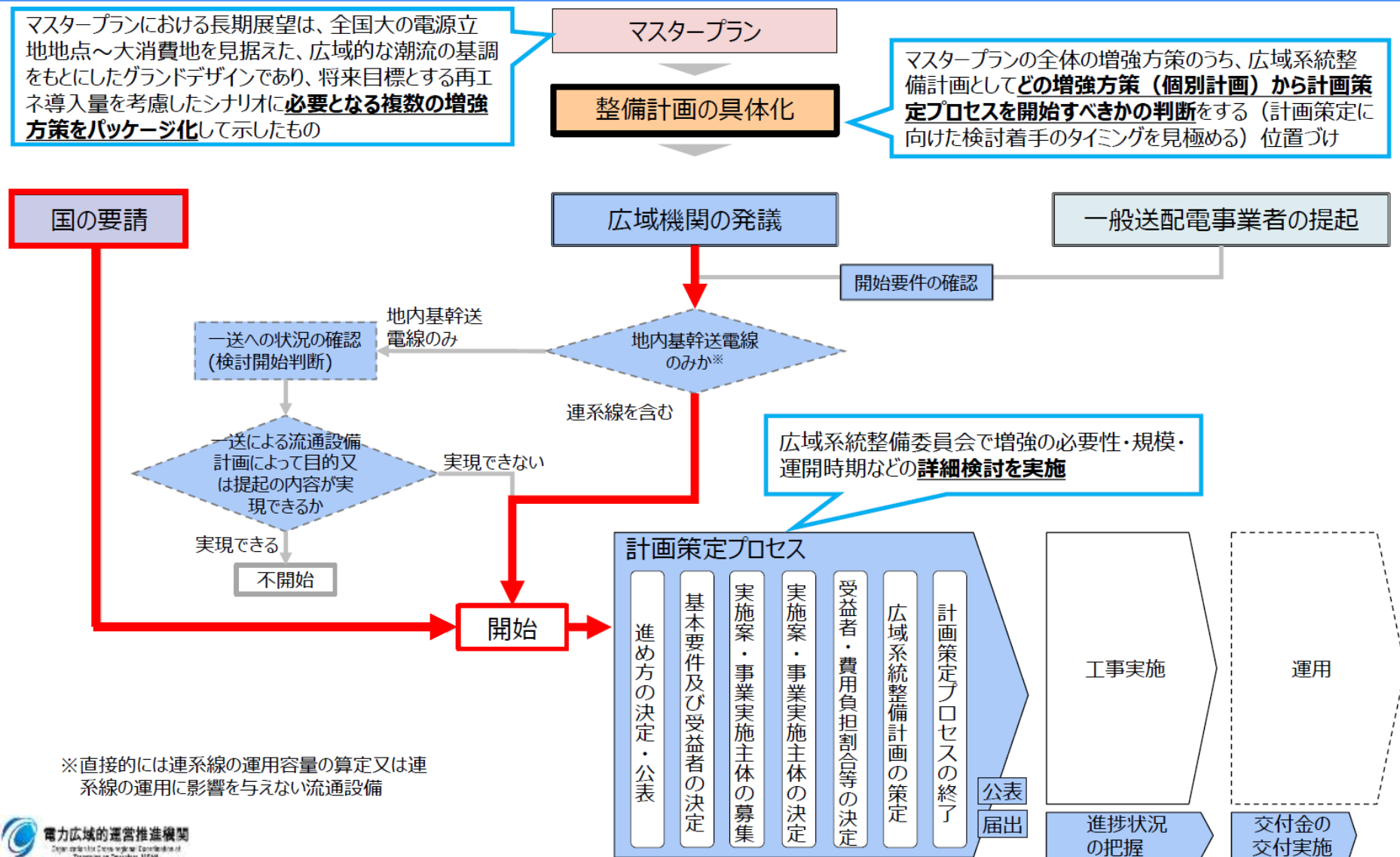
(参考) 広域系統整備計画の計画策定プロセス

第13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 (2021年10月22日)

(参考) 計画策定プロセスの流れ

※第56回広域系統整備委員会（2021年11月12日）での
プロセスの開始要件等見直しを反映したもの

10



(参考) 東地域の地域間連系線整備計画の策定プロセスに関するスケジュール

- 今後、広域機関において計画策定プロセスを開始する一方で、具体的な整備計画策定に当たっては、現在実施中の海域の実地調査や、多端子技術等の実証結果を踏まえる必要がある。
- このため、今後の検討スケジュールとしては、以下を基本とすることとする。

主な検討事項	2022年度	2023年度	2024年度
国や広域機関の審議会等	国からの要請 (7/13大量小委) ▼ 計画策定 プロセス開始 (7/22系統整備委) ▼ 基本要件の検討	実施案及び 実施主体の募集等	発注方法の 検討等
事業実現に向けての 環境整備	費用回収方法等の検討		
先行利用者との関係等	国による海域実地調査等		実施主体による実地調査等
ケーブルの敷設方法等	国による海域実地調査等	大水深ケーブルの開発等 (NEDO事業)	
既存系統への影響評価等	影響評価		
敷設ルート・設備構成等	既存インフラの活用も含めた検討		
	多用途多端子技術の開発 (NEDO事業)		

(参考) 海底直流送電に関する検討の進捗状況

(出所) 第42回電力・ガス事業分科会 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6月7日) 資料3

- 本年2月の本小委員会において、北海道～東京／東北ルート of 海底直流送電等について、できる限り早期の計画策定プロセス開始に向けて検討を加速化するため、以下のとおり検討事項を整理し、検討の進捗状況について、春頃を目途に報告することとした。
- 本日は、各検討の進捗状況の報告を踏まえ、電力広域機関における広域系統整備計画の策定プロセスの早期開始に向けた、今後の検討の進め方について御議論いただきたい。

主な課題 ※1	主な検討事項	当面の検討 ※2
①事業実施主体等	・実施主体の組成 ・ファイナンス、費用回収	エネ庁
②先行利用者との関係等	・先行利用者等の特定 ・海域の実地調査等	エネ庁
③ケーブルの敷設方法等	・ケーブルの敷設方法等 ・メンテナンス手法の検討等	エネ庁
④既存系統への影響評価等	・地内系統への影響 ・地内発電機への影響等	一般送配電事業者 ※3
⑤敷設ルート・設備構成等	・②、③等を踏まえたコスト等の検討 ・再エネポテンシャルの整理 (※) ・費用便益評価等	電力広域機関 (※) エネ庁とも連携

※1：主な課題を例示。他に追加的な課題があればあわせて検討を行う。

※2：計画策定プロセス開始後は、電力広域機関（広域系統整備委員会）を中心に検討 ※3：エネ庁等から示す一定の前提条件を踏まえて検討 30

1. 東地域の広域系統整備について

HVDCの系統構成 【海底ケーブルのルート：日本海側ルート／太平洋側ルート】

7

- 東北エリアの500kV基幹送電線は太平洋側を縦断しているが、日本海側は275kV系統となっている。今後、秋田までの500kV基幹送電線の増強計画があるものの、更なる再生可能エネルギーの導入拡大では東北東京間の同期安定性が低下し、再生可能エネルギーの抑制も多くなることが想定される。再生可能エネルギーの導入拡大には、東北エリア全体での500kV基幹送電線のループ化が有効と考えられる。
- 特に今後の洋上風力の導入見込みに対しては、地内系統とHVDCの両方を考えつつ、効率的な接続を考える必要がある。
- 後述のHVDCの多端子化の整理にもよるが、北海道日本海側に洋上風力の大規模な導入見込みがあること、北海道の既設地内系統の規模などを踏まえると、HVDCと北海道系統との接続点は日本海側が優位となる。
- また、東日本大震災では設備被害が少なかった日本海側の送電ルートから復旧した観点を踏まえると、地震・津波による設備損壊リスク等を考慮して日本海側ルートとする方が、レジリエンス上は優位である。
- 一方、太平洋側ルートは海底ケーブルの敷設距離及び工期が短くなるが、地内系統の増強などを含めた工期やコストを想定した場合、特に北海道地内の系統増強規模が大きくなる可能性がある。



1. 送配電事業を取り巻く環境変化と
今後の費用回収の在り方

2. 系統整備の促進

3. 系統接続・利用の高度化

系統接続・利用の高度化

- 再エネ導入拡大の鍵となる送電線の増強には一定の時間を要することから、早期の再エネ導入を進める方策の1つとして、ノンファーム型接続を進めている。
- 空き容量のない基幹系統については、2021年1月に全国でノンファーム型接続の受付を開始した。その後、2022年3月末までに、約4,100万kWの接続検討、約300万kWの契約申込みが行われている。
- また、ローカル系統におけるノンファーム型接続については、2022年度末頃を目途に受付を順次開始することを目指して、検討を進めている。
- 並行して、基幹系統の混雑時に、CO2排出が少なく、限界費用が安い再エネの発電が、石炭火力等より優先されるように、系統利用ルールの見直しを進めてきた（先着優先に代わる再給電方式の導入）。
- 具体的には、2022年12月末までに再給電方式（調整電源の活用）を開始し、2023年12月末までに再給電方式（一定の順序）を開始することを目指し、本小委員会等で出力制御ルール等の整理を行ってきた。
- 本日は、再給電方式（一定の順序）開始に向けて残る論点として、出力制御時の精算単価等について御議論いただく。
- また、北海道において再エネ導入を促進する上で大きな課題となっていた、自然変動電源に対する変動緩和要件（蓄電池の設置等）の撤廃について、御報告する。

	1. 基幹混雑(平常時)			2. ローカル混雑(平常時)			3. N-1電制(事故時)		
	①適用 系統	②適用 電源	③制御 対象	①適用 系統	②適用 電源	③制御 対象	①適用 系統	②適用 電源	③制御 対象
基幹系統 (上位2電圧)	2021.1 ↓	2022.4 全電源 ↓	(調整電源活用) 2022.12 (一定の順序) 2023.12 系統混雑の見通し などに変化があれば 対象の拡大を検討				2022.6 電制量が目安を超える場合や ループ系統で制御が困難な 場合は除く ↓		2023.4 電制量が目安を超える場合や ループ系統で制御が困難な 場合は除く ↓
ローカル系統		2021.1 空き容量の無い系統 に接続される電源 ↓		2022年度末頃 検討予定 ↓	2022年度末頃 検討予定 ↓	検討予定 ↓			
配電系統 (高圧)									
配電系統 (低圧)									
		10kW未満			10kW未満			10kW未満	
④制御方法	再給電方式			検討予定			N-1電制		

※平常時の配電混雑においては、当面、分散型エネルギーリソースを活用したNEDOプロジェクトにおいて必要となる要素技術等の開発・検証を進める。

- ①適用系統：ノンファーム型接続またはN-1電制の考え方をどの送変電設備に適用するか
- ②適用電源：ノンファーム型接続の考え方をどの電源に適用するか
- ③制御対象：利用（出力制御）の考え方をどの電源に適用するか
- ④制御方法：平常時及び事故時において系統容量を超過した場合に電源をどのように出力制御するか

(参考) エリア別・電源別の接続検討の受付状況 (1 / 2)

単位：万kW

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
太陽光	①接続検討受付	42.0	365.8	488.6	224.0	7.8	193.0	318.0	17.9	72.8	0.2	1,730.1
	②うちノンファーム型	32.0	272.8	468.5	0.0	0.3	3.0	2.5	0.5	14.1	0.0	793.7
	比率 (②÷①)	76.2%	74.6%	95.9%	0.0%	4.2%	1.6%	0.8%	2.6%	19.3%	0.0%	45.9%
風力 (陸上)	①接続検討受付	52.0	235.7	15.7	39.0	51.5	21.0	109.0	28.4	80.5	0.2	633.0
	②うちノンファーム型	31.0	152.4	15.7	0.0	0.0	0.0	0.0	3.6	75.3	0.0	278.0
	比率 (②÷①)	59.6%	64.7%	100.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	12.7%	93.5%	0.0%	43.9%
風力 (洋上)	①接続検討受付	1009.0	916.6	1583.2	108.0	96.0	259.0	116.0	0.0	593.7	0.0	4681.5
	②うちノンファーム型	310.0	652.7	1382.0	0.0	0.0	247.0	0.0	0.0	246.4	0.0	2838.0
	比率 (②÷①)	30.7%	71.2%	87.3%	0.0%	0.0%	95.4%	0.0%	-	41.5%	-	60.6%
バイオマス 等	①接続検討受付	57.0	44.9	32.8	13.0	5.9	11.0	14.0	5.0	23.7	0.0	207.3
	②うちノンファーム型	13.0	3.4	25.1	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	17.5	0.0	61.3
	比率 (②÷①)	22.8%	7.6%	76.7%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	46.3%	73.7%	-	29.6%
水力 (揚水除く)	①接続検討受付	19.0	5.9	46.3	9.0	7.7	1.0	4.0	3.2	0.5	0.0	96.5
	②うちノンファーム型	2.0	0.2	0.8	0.0	0.3	0.0	0.0	1.4	0.3	0.0	4.9
	比率 (②÷①)	10.5%	3.4%	1.6%	0.0%	3.9%	0.0%	0.0%	42.5%	69.4%	-	5.1%

注1 各一般送配電事業者HP公表の2022.3末データより資源エネルギー庁集計

注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計

注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リブレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む

注5 2021年1月13日以降の受付の累計（東京電力パワーグリッド含む）

35

(参考) エリア別・電源別の接続検討の受付状況 (2/2)

単位：万kW

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
地熱	①接続検討受付	7.0	3.9	2.0	3.0	0.0	0.0	1.0	0.0	2.4	0.0	19.2
	②うちノンファーム型	7.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.4	0.0	10.3
	比率 (②÷①)	100.0%	0.0%	48.7%	0.0%	-	-	0.0%	-	100.0%	-	53.7%
火力	①接続検討受付	0.0	660.0	430.3	0.0	0.2	42.0	605.0	0.0	0.0	0.0	1737.5
	②うちノンファーム型	0.0	0.0	68.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	68.6
	比率 (②÷①)	-	0.0%	15.9%	-	0.0%	0.0%	0.0%	-	-	-	3.9%
その他	①接続検討受付	105.0	0.0	9.4	45.0	0.2	1.0	2.0	12.8	0.0	0.1	175.4
	②うちノンファーム型	22.0	0.0	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22.2
	比率 (②÷①)	21.0%	-	1.6%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	-	0.0%	12.6%
合計	①接続検討受付	1291.0	2232.8	2608.2	441.0	169.4	528.0	1169.0	67.2	773.6	0.4	9,280.7
	②うちノンファーム型	417.0	1081.5	1961.8	0.0	0.6	250.0	2.5	7.7	355.9	0.0	4077.1
	比率 (②÷①)	32.3%	48.4%	75.2%	0.0%	0.4%	47.3%	0.2%	11.5%	46.0%	0.0%	43.9%

注1 各一般送配電事業者HP公表の2022.3末データより資源エネルギー庁集計

注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計

注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リプレイスに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む

注5 2021年1月13日以降の受付の累計（東京電力パワーグリッド含む）

(参考) エリア別・電源別の契約申込みの受付状況 (1 / 2)

単位：万kW

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
太陽光	①契約申込み受付	13.0	239.0	320.4	173.0	2.3	20.0	148.0	11.5	14.8	0.7	942.8
	②うちノンファーム型	8.0	71.4	67.1	0.0	0.1	0.0	5.1	1.2	5.8	0.0	158.7
	比率 (②÷①)	61.5%	29.9%	21.0%	0.0%	2.8%	0.0%	3.5%	10.2%	39.4%	0.0%	16.8%
風力 (陸上)	①契約申込み受付	23.0	38.9	129.6	72.0	9.6	0.0	9.0	0.0	21.2	0.0	303.3
	②うちノンファーム型	23.0	15.3	5.0	0.0	2.5	0.0	0.0	0.0	11.1	0.0	56.9
	比率 (②÷①)	100.0%	39.3%	3.9%	0.0%	26.0%	-	0.0%	-	52.4%	-	18.8%
風力 (洋上)	①契約申込み受付	10.0	136.1	0.0	213.0	22.5	0.0	0.0	0.0	6.4	0.0	388.0
	②うちノンファーム型	0.0	50.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.4	0.0	56.9
	比率 (②÷①)	0.0%	37.1%	0.0%	0.0%	0.0%	-	-	-	99.9%	-	14.7%
バイオマス 等	①契約申込み受付	11.0	9.8	5.5	231.0	0.6	3.0	3.0	0.6	5.7	0.0	270.2
	②うちノンファーム型	1.0	8.1	2.3	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0	0.4	0.0	11.9
	比率 (②÷①)	9.1%	82.7%	40.7%	0.0%	0.0%	0.0%	6.8%	0.0%	6.5%	0.0%	4.4%
水力 (揚水除く)	①契約申込み受付	9.0	3.2	1.5	12.0	2.9	2.0	4.0	1.5	1.5	0.0	37.6
	②うちノンファーム型	0.0	0.6	0.6	0.0	2.5	0.0	0.0	0.5	0.1	0.0	4.4
	比率 (②÷①)	0.0%	18.8%	41.5%	0.0%	84.7%	0.0%	0.5%	34.0%	9.6%	-	11.6%

注1 各一般送配電事業者HP公表の2022.3末データより資源エネルギー庁集計

注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計

注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リブレースに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む

注5 2021年1月13日以降の受付の累計（東京電力パワーグリッド含む）

(参考) エリア別・電源別の契約申込みの受付状況 (2/2)

単位：万kW

区分		北海道 NW	東北 NW	東京 PG	中部 PG	北陸 送配電	関西 送配電	中国 NW	四国 送配電	九州 送配電	沖縄 電力	合計 (参考値)
地熱	①契約申込み受付	1.0	0.0	1.5	4.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0	9.2
	②うちノンファーム型	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2.7	0.0	3.7
	比率 (②÷①)	100.0%	-	0.0%	0.0%	-	-	-	-	99.9%	-	40.3%
火力	①契約申込み受付	15.0	0.0	0.7	343.0	0.0	0.0	15.0	1.5	0.0	4.5	379.7
	②うちノンファーム型	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.4	0.0	0.0	0.0	7.4
	比率 (②÷①)	0.0%	-	0.0%	0.0%	-	-	49.0%	0.0%	-	0.0%	1.9%
その他	①契約申込み受付	4.0	0.0	5.4	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0	0.0	0.0	10.4
	②うちノンファーム型	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
	比率 (②÷①)	0.0%	-	0.0%	-	-	-	1.2%	-	0.0%	-	0.1%
合計	①契約申込み受付	86.0	427.0	464.5	1,048.0	38.0	25.0	180.0	15.1	52.3	5.3	2,341.2
	②うちノンファーム型	33.0	145.9	75.0	0.0	5.1	0.0	12.7	1.7	26.5	0.0	299.9
	比率 (②÷①)	38.4%	34.2%	16.1%	0.0%	13.3%	0.0%	7.1%	11.2%	50.8%	0.0%	12.8%

注1 各一般送配電事業者HP公表の2022.3末データより資源エネルギー庁集計

注2 ノンファーム型接続の容量は、ノンファーム型接続適用エリアでの受付を集計

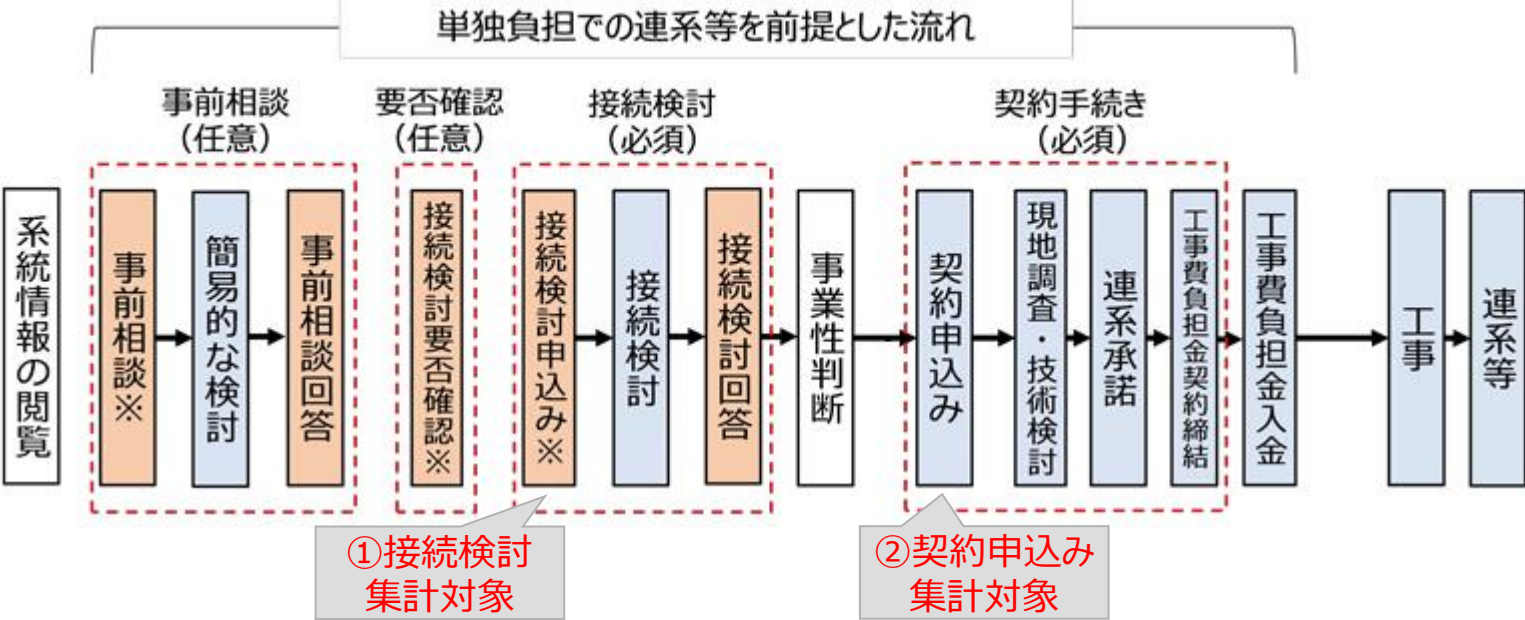
注3 端数処理により、合計値が合わない場合があります

注4 新規連系以外（発電設備リプレイスに伴う出力増減、同容量取替等）の申込み、地点重複の申込みを含む

注5 2021年1月13日以降の受付の累計（東京電力パワーグリッド含む）

(参考) 接続検討・契約申込みの集計対象

＜発電設備等システムアクセス業務の流れと集計対象＞



＜集計区分＞

区分	状況
①接続検討の受付状況	事業者から接続検討の受付の累計 (事業者からの取り下げがないものも含み、「契約申込み受付」の区分に進んだものを除く)
②契約申込みの受付状況	事業者から契約申込み受付の累計 (連系・運転開始となったものを除く)

再給電方式（一定の順序）の開始に向けた論点

- 2023年中までに開始することを目指して検討を進めている**再給電方式（一定の順序）**においては、非調整電源も制御対象とすることから、整理すべき論点が多く存在する。**本日は、残された論点について御議論いただきたい。**

論点① ノンファーム型接続の精算単価

論点② 再エネの出力制御見通し・制御時の確認

※再給電方式（一定の順序）については、2023年12月末までの開始を見据え、本日の論点の議論をもって、各一般送配電事業者及び電力広域機関より周知、広報を始めることとする。

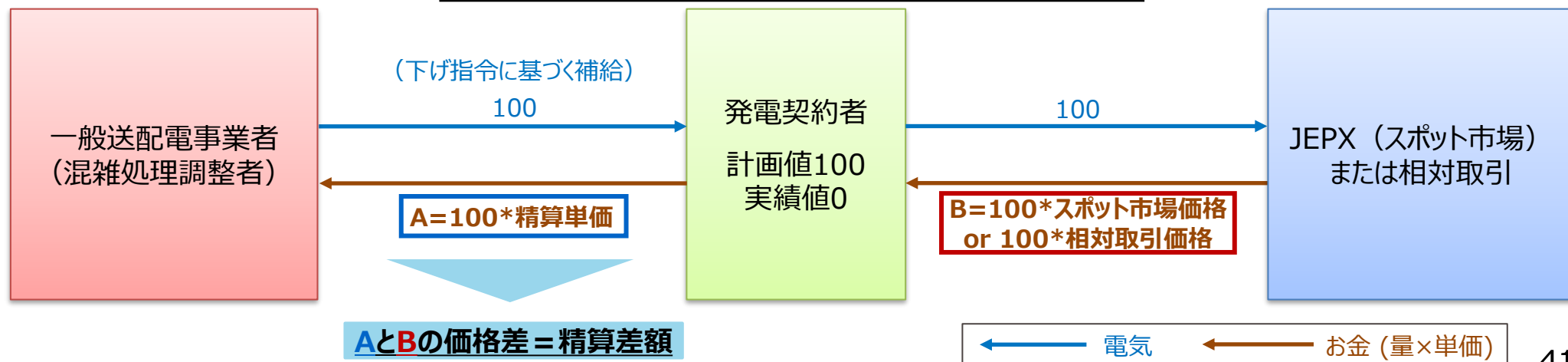
＜再給電方式（一定の順序）の開始に向けた論点＞

項目	論点	検討の場
①運用	出力制御順、同一順序内のノンファーム型接続の制御方法、電圧階級※など ※系統混雑の見通しなどによって制御対象拡大を検討	本小委員会 (第37回・21/11/30、第41回・22/4/26)
②精算	計画提出・精算単位の変更	本小委員会（第41回・22/4/26）
	電源Ⅲの精算単価	制度設計専門会合（第62回・21/6/29）
③情報公開	ノンファーム型接続の精算単価	今回（論点①）
	再エネの出力制御見通し	本小委員会（第41回・22/4/26）、今回（論点②）
	制御時の確認	今回（論点②）
④スケジュール	再給電方式（一定の順序）	本小委員会（第41回・22/4/26）

論点① ノンファーム型接続の精算単価

- 再給電方式においては、実需給段階で発電計画に基づく出力制御が一般送配電事業者によって行われる。このため、実際には発電しない場合も、発電契約者は市場や取引相手の小売電気事業者から一定価格（約定価格、契約額）を受領する。
- 出力制御により発電しなかった場合、発電契約者において、少なくとも燃料費等の現実には発生していない限界費用を受領する合理的な理由はない。このため、系統制約による出力制御が行われた場合、ファーム型接続の火力・揚水等は、あらかじめ契約等で定められた下げ調整対価等に基づき、限界費用ベースで精算がなされる。
(ファーム型接続の再エネ等その他電源は、系統制約による出力制御を原則行わない。)
- ノンファーム型接続の電源においても、ファーム型接続の電源と同様、電源Ⅰ・Ⅱについては、下げ調整対価等に基づき、限界費用ベースで精算が行われる。他方、電源Ⅲや太陽光・風力等については、新たに精算単価を定める必要がある。

＜出力制御時の各事業者間の精算イメージ＞



論点① ノンファーム型接続の精算単価（続き）

- 発電契約者の相対取引単価について、通常、一般送配電事業者が把握することは困難である。また、仮に価格の開示を求める仕組みを整備しようとする、発電契約者と一般送配電事業者の協議や精算システムの構築等、運用面での負担及び費用増加が見込まれる。
- 一方、スポット市場価格を精算単価とする場合、相対取引において取引価格と精算差額が生じるものの、相対取引価格は一般に限界費用以外に固定費も含むことを踏まえれば、必ずしも不合理ではない。また、一律に市場価格とすれば、運用面での負担及び費用が小さい。
- このため、ノンファーム型接続の電源の精算単価については、スポット市場価格を基本とすることとしてはどうか。

※電力広域機関による2026年度の基幹系統の混雑見込みに関するシミュレーションにおいては、発生しうる混雑はすべて火力電源の出力制御で解消でき、精算差額の問題が生じる可能性は低いとされている。

- その上で、相対価格開示の必要性については、系統混雑の発生状況や市場主導型に向けた検討等を鑑みつつ、将来的に必要な応じて検討することとしてはどうか。
- また、ファーム・ノンファーム型接続で精算単価が異なる電源Ⅲについては、ノンファーム型接続電源をプロラタ制御した後で、ファーム型接続電源を価格順に制御することとしてはどうか。

<出力制御時の精算単価・出力制御方法>

電源種別	ファーム型接続	ノンファーム型接続	出力制御
電源Ⅰ・Ⅱ	調整単価 (限界費用ベース)	調整単価 (限界費用ベース)	価格順
電源Ⅲ	給電指令時補給単価 (限界費用ベース)	給電指令時補給単価 (スポット市場価格)	ノンファーム（プロラタ） ⇒ファーム（価格順）
バイオマス、太陽光・ 風力、長期固定	(原則、出力制御なし)	給電指令時補給単価 (スポット市場価格)	ノンファーム（プロラタ）

(参考) ノンファーム型接続の精算単価に関する扱いの比較

- 相対取引価格がスポット市場価格より高価であり、また出力制御発生時、すなわち電力供給が十分な状況において、スポット市場価格が廉価であった場合、精算差額は拡大するため、発電事業者には相対取引価格を開示しないインセンティブが働く。
- 一方、発電契約者が一般送配電事業者に相対取引価格を開示する義務は存在せず、開示に向けては精算システムの構築等、運用面の負担及び費用増加が見込まれる。

	全てスポット市場価格	相対取引価格を任意開示	相対取引価格を強制開示
発電事業者の精算差額	全ての相対取引で精算差額が発生 発生あり	非開示の相対取引で精算差額が発生	精算差額が発生せず 発生せず
発電事業者のコスト	対応なし 低コスト	要請に応じて任意開示	開示義務負担あり 高コスト
一般送配電事業者のコスト	比較的低コスト 低コスト	開示タイミングで価格を変更する必要あり	精算システムの構築等で高コスト 高コスト

(参考) 2026年度の基幹システムの混雑見込み

混雑設備：2箇所（確認総数：1411）

年間混雑率※：0.14%、2.17% 最大混雑発生量：422MW

最大混雑発生量での、当該混雑で出力制御対象となり得る電源（種別ごと）の出力状態は下記の通り

- 火力：13,640 MW
- 太陽光：1,026 MW
- 風力：2 MW
- バイオマス等：621 MW

沖縄

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

九州

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

※ 年間（8760h）のうち混雑が発生する時間の割合
注：今回の結果は供給計画における需要想定や電源想定を元とした2026年度のシミュレーション結果であり、2027年度以降に連系予定の電源も含めたうえで過酷断面を想定する接続検討の潮流想定的前提条件と異なることや、今後の電源・需要動向によっては結果が変わることに留意が必要。

中国

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

北陸

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

北海道

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

東北

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

四国

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

関西

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

中部

年間混雑率※	箇所数
1%未満	0
1%～3%	0
3%超過	0

東京

年間混雑率※	箇所数
1%未満	1
1%～3%	1
3%超過	0

電力広域機関によるシミュレーションでは、**全て火力電源の出力制御で混雑解消が可能**

※火力の下げ調整ポテンシャル=10,852MW（最低出力控除後）

（注）最低出力は「再生可能エネルギー技術報告書（第2版）」（NEDO）を参照し算出

論点② 再エネの出力制御見通し・制御時の確認

- 2022年4月26日の本小委員会で、系統制約による再エネの出力制御（混雑処理）が発生する可能性がある場合、需給制約時と同様に出力制御の見通し及び出力制御指示を公表することと整理した。
- 再給電方式に基づく出力制御が適切に実施されたかについては、事後的に確認することを基本としつつ、その必要性を含めて今後検討することとしてはどうか。
- 出力制御見通しで公表する項目や、制御時の確認における必要性及びその具体的な方法については、系統制約固有の特徴も踏まえつつ、系統WGで検討することとしてはどうか。

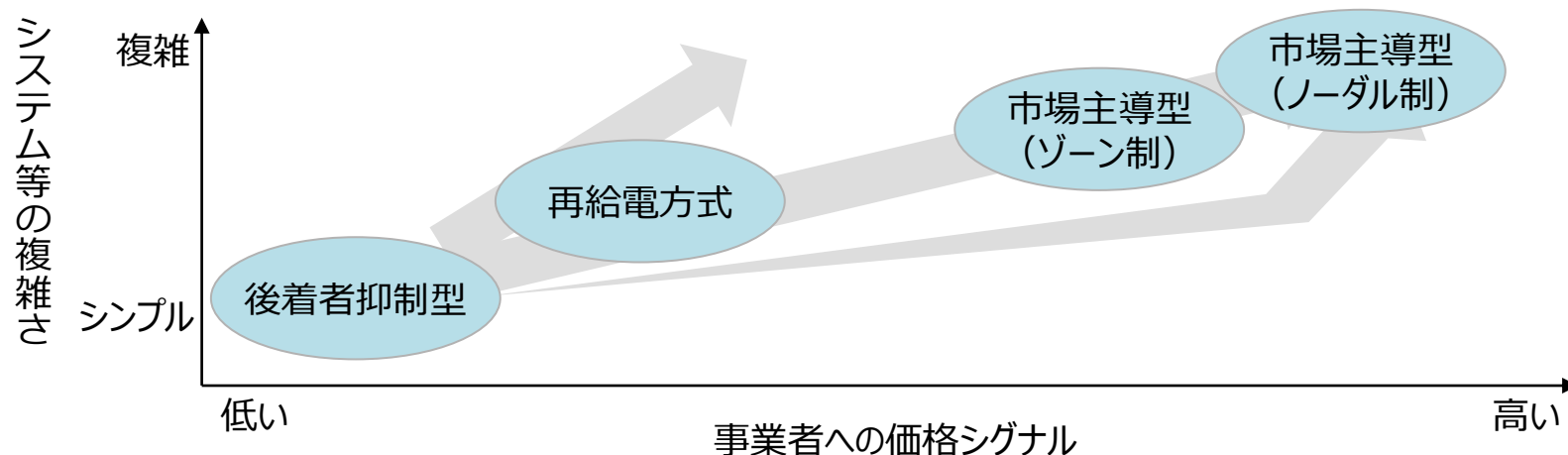
＜再エネ出力制御指示に関する報告（九州電力送配電の例）＞

通し番号 ^(注1)		1		2		3		4	
出力制御内容	発 信 日	03/31(木)16時頃 (前日指示)	04/01(金)実績 (速報)	04/01(金)16時頃 (前日指示)	04/02(土)実績 (速報)	04/02(土)16時頃 (前日指示)	04/03(日)実績 (速報)	04/03(日)16時頃 (前日指示)	04/04(月)実績 (速報)
	再エネ出力制御期間	04/01(金) 8時00分～16時00分	04/01(金) 10時30分～14時30分	04/02(土) 8時00分～16時00分	04/02(土) 10時30分～14時30分	04/03(日) 8時00分～16時00分	04/03(日) 8時00分～16時00分	04/04(月) 8時00分～16時00分	04/04(月) 11時00分～14時30分
	最大余剰電力発生時刻	12時30分 \$ 13時00分	12時30分 \$ 13時00分	12時30分 \$ 13時00分	12時30分 \$ 13時00分	12時00分 \$ 12時30分	13時00分 \$ 13時30分	12時30分 \$ 13時00分	12時30分 \$ 13時00分
	再エネ出力制御量	0 * ~ 176	110	0 * ~ 283	130	33 * ~ 263	222	0 * ~ 195	106
予想需給状況 ^(注5)	エリア需要 ^(注2) ①	875	854	782	799	738	736	835	888
	大容量蓄電池の充電・揚水運転 ^(注3) ②	224	193	224	121	224	215	224	193
	域外送電 ^(注4) ③	239	239	188	185	190	187	239	239
	小 計	1,338	1,286	1,194	1,105	1,152	1,138	1,298	1,320
	供給力 ^(注5) ④	1,514	1,396	1,477	1,235	1,415	1,360	1,493	1,426
	(再掲)再エネ出力	(925)	(833)	(979)	(731)	(922)	(873)	(972)	(899)
	再エネ出力制御必要量 ^(注5) (⑤=①+②+③-④) ⑤	176	110	283	130	263	222	195	106

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を考慮したメルिट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。

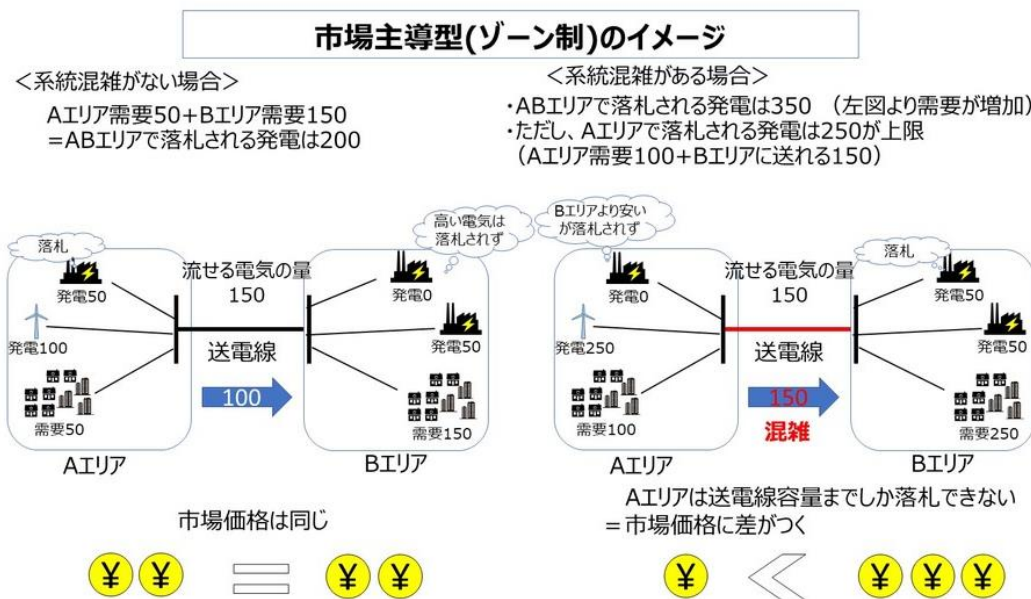
<代表的な送電線利用の仕組み>



再給電方式	市場主導型（ゾーン制）	市場主導型（ノードル制）
英国、ドイツ、スペイン、フランス など	イタリア、ノルウェー など	米国（PJM、ERCOT、CAISO） など

(参考) 市場主導型の概要

- 現在の卸電力市場は全国共通の市場であり、基本的に電源のエリアによらず安い電源から落札されるが、系統混雑発生時には、混雑処理方法に基づき、別途送電線利用の順序が決定される。
- 一方、**市場主導型とは、市場の中で落札された電源から送電線を利用する方式**であり、系統混雑が発生した（市場での取引量に対してエリア間を結ぶ送電線の容量が足りなくなった）場合、電源が市場で約定しても送電できないため、混雑エリア（下図のAエリア）だけで市場を形成（市場分断）する処理を行う。
- **市場主導型では、各エリア内の送電線についても、市場原理により利用されることになる。**混雑エリアでは他のエリアより市場価格が安くなる。この方式を市場主導型の中でも**ゾーン制**と呼ぶ。
- 市場主導型にはゾーン制の他にも、**ゾーン制よりも狭く、よりきめ細やかなノード単位で送電線利用を行うノード制**と呼ばれる方式もある。



(参考) 諸外国の市場市場主導型に関する検討状況・変遷

- 市場以外で混雑管理を実施している国（ドイツ等）、ゾーン制を採用している国（ノルウェー等）、ノードル制を採用している国（北米PJM等）が存在する。
- 欧州においては、ノードル制の導入が具体的に進められている国はないが、2020年に欧州委員会から、ノードル制に関するレポートが公表された。
- 北米PJMにおいては、ゾーン性では運用上の様々な課題が存在していたため、課題解決を目的に、より効率的な運用が可能なノードル制が導入された。
- 諸外国事例を参考にしつつ、ゾーン性やノードル制の効果（混雑管理費用の低減、地点別価格シグナル等）や課題（移行コスト、市場支配力の行使等）の検討を深めていくことが重要。

6. 欧州におけるノードルプライシングの検討状況

MRI



欧州におけるノードルプライシングの検討状況

- 現段階で、特定地域においてノードルプライシングの導入検討が具体的に進められている国はないが、2020年に欧州委員会のJoint Research Centreから、ノードルプライシングに関する技術レポートが公表されている。

JRC技術報告書「欧州電力市場におけるノードルプライシング」の結論

- ノードル・プライシングは、市場分割の最も極端な形態と解釈することができ、ネットワークの各ノードが1つの入札ゾーンを表す。したがって、現在の欧州市場の設計原則は、理論的にはノードル・プライシングを適用する可能性を排除していないと推測される。しかし、実際には、EUにおけるゾーン制からノードル制への移行は煩雑であり、克服すべき技術的・規制的課題がいくつもある。
- EUの電力市場設計にノードル・プライシングを適用するには、市場のリファレンス価格に関する考え方を変える必要がある。ノードル・プライシングでは、リアルタイム市場が価格がリファレンス価格とされ、前日市場と時間前市場は、リアルタイム市場に対するフォワード市場と位置づけられる。そのため、ノードル・プライシングの導入においては、まず、EU内のバランス市場を現在よりも緊密に調和させる必要がある。
- 欧州の電力市場にノードル・プライシングを導入するためには、相当抜本的な制度変更が必要となる。特に、バランス市場の考え方については大きな変化が予想される。
- 欧州の電力市場を脱炭素化するには、必然的に分散型レベルの発電（太陽光発電、風力発電、デマンドサイドマネジメント、蓄電）を増やす必要がある。この点とノードル・プライシングの導入が相まって、TSOとDSOがどのように相互作用するかが課題となる。分散リソースが市場に積極的に参加できるようにするために、配電レベルでの地域限界価格にも拡張することが考えられる。

出所) European Commission Joint Research Centre, "JRC Technical reports Nodal pricing in the European Internal Electricity Market", 2020年
<https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119977> (2021年11月24日閲覧)

Copyright © Mitsubishi Research Institute

95

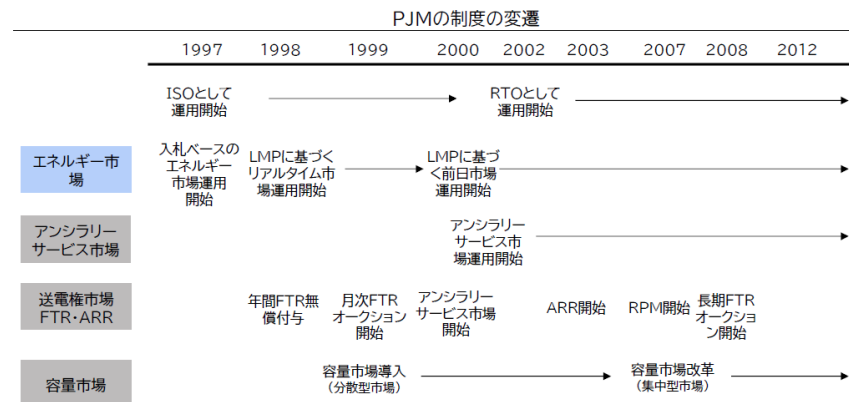
6. 欧州におけるノードルプライシングの検討状況

MRI



(参考) 米国PJM: 市場運用制度の変遷

- PJMはISOとしての設立以前から行われていたプール運用から、1998年にLMPに基づくノードルプライシングでの市場運用へ移行。
- ノードル制市場導入前のゾーン制市場ではオペレーション上の様々な問題が存在していた。主要な問題は以下の2つ。これらの課題解消を目的とし、より細やかで効率的な系統運用が可能なノードル制が導入された。
 - ゾーン価格と発電の入札価格の関係性により、効率的な再給電を実施できない。発電事業者への再給電指令に伴う機会損失費用の補償（アップリフト）のコストが増大していたこと。
 - ゾーン制では、価格はゾーン全体で同一であるため、地点別の価格シグナルが発せられず電源立地誘導効果が小さいこと。



出所) 電力広域の運営推進機関「欧米における送電線利用ルールおよびその運用実態に関する調査(平成30年度・海外調査) - 最終報告書」
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikeitouseibi/files/2018kaigaih_oukokusyo.pdf より三菱総研作成

Copyright © Mitsubishi Research Institute

107

北海道における変動緩和要件の撤廃（御報告）

- 電力の安定供給のためには、調整力の確保が必要不可欠である。そのため、北海道において、従来は、確実に見込まれる調整電源を前提とした上で、自然変動電源に対して変動緩和要件を設定することで、再エネの導入を進めてきた。
- また、当該要件の代替として、より効率的な調整力の調達策として蓄電池募集プロセスなどを進めつつ、更なる再エネ導入のために制約の解消を目指して検討を進めてきた。
- 引き続き精査が必要ではあるものの、今回、北海道電力ネットワークによるシミュレーションにより、一定の仮定の下、当面の間は調整力不足が生じる断面は限られると考えられる一方、風力発電等の連系量が増加する将来に向けては、更なる調整力の導入を図っていく必要があることも示された。
- 今後は、引き続きシミュレーションの精緻化等により調整力必要量の精査を行い、調整力の導入を促進することを前提に、まずは要件撤廃以降に接続検討の受付を行う新規電源について、変動緩和要件を求めないこととする。
- また、再エネの導入を更に拡大するにあたっては、自然変動電源の制御による調整力低減や、蓄電池等の調整電源の導入促進等、様々な手段で調整力の確保を進める必要がある。
- 加えて、変動緩和要件を撤廃し、調整力が不足した場合においても、系統の安定性を確保する手段として、調整力不足時には、自然変動電源の出力制御を行うことの検討も行うことで、トータルで調整力に係るコストを低減することが重要である。

変動緩和要件撤廃に向けた今後の検討の進め方

- 北海道においては、2023年7月以降、変動緩和要件を設けずに新たな接続検討の受付を開始することを目指すこととしている。
- これに向けて、引き続き、以下の論点等について、本委員会及び系統WGにて検討を進めていく。

項目	論点	検討の場	
必要な調整力の算定	・シミュレーションBの精緻化（平滑化効果の考慮等） ・北海道における再エネの導入量・見込みの提示	系統WG 系統WG	次回以降 5/24
必要な調整力の確保	・自然変動電源の制御による調整力低減 ・調整力の調達量に関する費用負担 ・調整力の分担（蓄電池・DR・広域連系設備等） ・系統用蓄電池の導入促進・環境整備	大量小委 大量小委 系統WG 系統WG	4/26 議論を開始 4/26 議論を開始 7/7 議論を開始 7/7 議論を開始
調整力不足時の対策	・変動電源の制御に係る制度面での課題 ・電源側・指令側の技術・システム側の対策 ・調整力不足時間帯等の見込みの算出	大量小委 系統WG 系統WG	4/26 議論を開始 次回以降 7/7 議論を開始
要件撤廃	・変動緩和要件撤廃について	系統WG	7/7
その他	・手続き的な課題整理	系統WG	7/7 議論を開始

(出所) 第40回系統WG
(2022年7月7日) 資料2

- [illegible]

(参考) 論点① 調整力不足時の出力制御の可能性について

(出所) 第40回系統WG
(2022年7月7日) 資料2

- 北海道電力ネットワークによるシミュレーションの結果、当面の間は、調整力不足が生じる可能性は少ないと考えられる一方、将来的に、調整電源の導入等が遅れる場合には、調整力の調達ができないケースも生じ得ると考えられ、そのような場合にシステムの安定性を確保するための手段が必要である。
- また、今後、変動緩和要件を撤廃し、調整力が不足した場合においても、システムの安定性を確保する手段が必要である。そのため、調整力不足時には、自然変動電源の出力制御を行うことで調整力必要量を低減することもできるようにしてはどうか。
- なお、需給バランスによる出力制御が発生する状況では、必要な調整力は低減すると考えられるところ、どちらの状況が先に生じるかは、自然変動電源の連系量の推移等を踏まえた追加の検討が必要である。なお、その場合には、例えば火力の追加起動など、再エネ制御に繋がる方法で調整力を調達することの是非についても検討が必要ではないか。
- また、需給調整市場の検討においても、調達不調が生じた場合には、エリアに調整電源が存在することを前提に、調整力が不足するエリアの一送が代替電源等を調達することと整理されており、市場の制度や余力活用の在り方等について検討が進められている。
- 具体的な方法や、判断の基準、タイミング、費用負担については、これらの検討状況も踏まえ、引き続き、全体コストにも留意して検討する必要がある。

北海道における変動緩和要件についての対応

令和 4 年 7 月 7 日
資源エネルギー庁
省エネルギー・新エネルギー部

- ・北海道は土地の広さや風況の良さから再エネの導入見込みが大きい地域である一方、電力系統の規模が小さく、出力変動に対応するための調整力の観点など系統における課題が存在。
- ・固定買取制度の開始により北海道に太陽光発電の導入が集中し、当時の接続条件等を前提に接続可能量の限界に近づきつつあったことから、2013 年 4 月 17 日、資源エネルギー庁は「北海道における大規模太陽光発電の接続についての対応」として対応策を公表。その中で、2,000kW 以上の太陽光発電について、蓄電池の併設等の対応を行う場合を除き、接続を拒むことができる事由に該当する蓋然性が高いとした。
- ・これを受け北海道電力（当時）は、系統アクセスマニュアル等を改定して変動緩和要件を設定し、一定以上の規模の太陽光発電及び風力発電の系統接続に蓄電池等の併設を求めることとした。
- ・その後、発電サイト毎に出力変動対策を講じることは非効率との系統ワーキンググループの御指摘を踏まえ、系統側で一括して出力変動対策を講じるべく、2017 年から北海道電力ネットワークによる、系統用蓄電池の設置に係る費用を共同負担することを前提とした蓄電池募集プロセスが行われている。あわせて、地域間連系線を活用した調整力の広域融通実証などを通じて、調整力を確保することで再生可能エネルギーの導入拡大を図ってきた。
- ・一方、変動緩和要件の撤廃を求める声があることを受け、変動緩和要件の見直しを進めてきたところ、第 40 回系統ワーキンググループにおいて、北海道電力ネットワークによるシミュレーションにより、一定の仮定の下、当面の間は調整力不足が生じる断面は限られると考えられる一方、風力発電等の連系量が増加する将来に向けては、更なる調整力の導入を図っていく必要があることも示された。
- ・今後は、引き続きシミュレーションの精緻化等により調整力必要量の精査を行い、調整力の導入を促進することを前提に、2023 年 7 月以降に接続検討の受付を行う新規電源について、変動緩和要件を求めないこととした。
- ・また、再エネの導入を更に拡大するにあたっては、自然変動電源の制御による調整力低減や、蓄電池等の調整電源の導入促進等、様々な手段で調整力の確保を進める必要がある。
- ・加えて、変動緩和要件を撤廃し、調整力が不足した場合においても、系統の安定性を確保する手段として、調整力不足時には、自然変動電源の出力制御を行うことの検討も行うことで、トータルで調整力に係るコストを低減することが重要となる。

(参考)

●経緯等について

2013/4/17：資源エネルギー庁が「北海道における大規模太陽光発電の接続についての対応」を公表。

2013/4/17：同日、北海道電力（当時）がプレスリリース。

2016/4：北海道電力（当時）が「系統アクセスマニュアル」を改正、出力変動対策を要件化。

2016/10/14：第8回系統WGにおいて、北海道電力（当時）が系統アクセスマニュアルの改正について報告。

2021/2/25：第29回系統WGにおいて、変動緩和要件に関する議論を開始。

2022/7/7：第40回系統WGにおいて、変動緩和要件の撤廃

●「北海道における大規模太陽光発電の接続についての対応」について（抜粋）

「特に、超大型太陽光発電（2,000kW以上。2,000kWは、およそ2～3haで、横浜スタジアムの敷地面積に相当）については、接続量の限界と推定される40万kW程度に達したところ。このため、このクラス（2,000kW以上）については、太陽光発電所側で蓄電池を設置する等の対応を行う場合を除き、接続を拒むことができる事由（出力の抑制を行ってもなお、電気事業者が受け入れることが可能な電気の量を超えた電気の供給を受けることとなることが合理的に見込まれる場合（省令6条6号））に該当する蓋然性が極めて高く、この点、北海道電力から、申請者に個別に説明を行うこととなる。」