

カーボンニュートラル時代に向けた 電力ネットワークの次世代化

令和3年1月8日

資源エネルギー庁

1. 系統マスタープラン
2. ハンファーム型接続
3. 系統運用と出力制御
4. その他

再エネの更なる導入に対応する電力ネットワーク形成の必要性

- 我が国の電力ネットワークは、大規模発電所と消費地を結ぶ形で、戦後、電源開発・消費拡大とともに蓄積的に形成。中央に山脈が走る地形的形状、及び、海岸沿いへの発電所立地に伴い、**細長い「くし形」の形状**といった特徴。
- **分散型の再エネの導入**には、**従来型系統のままでは限界が存在し**、これまで「電源接続案件募集プロセス」等により対応してきたが、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洋上風力等の導入拡大も見据え、**プッシュ型で、全国ワイドでの電力系統の形成を計画する「マスタープラン」策定を行い、再エネの導入拡大を図っていく。**

地内基幹系統（上位2電圧）の現状

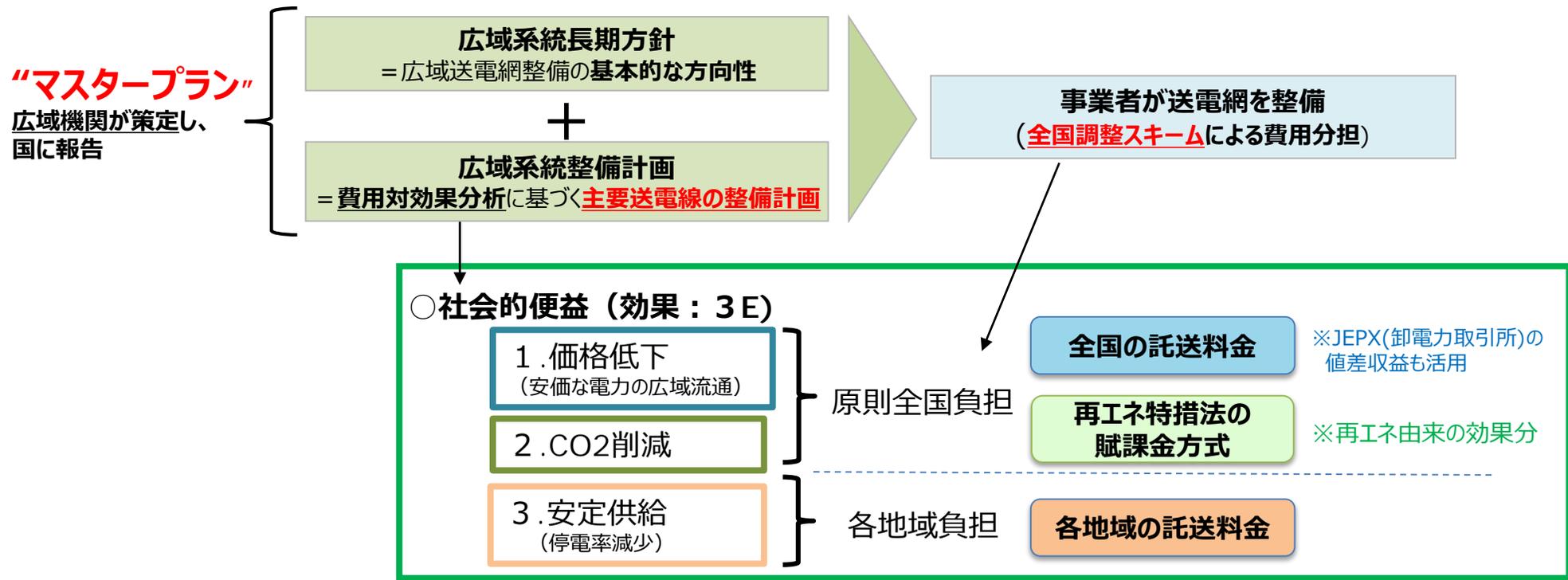


洋上風力のエリア別導入イメージ



マスタープランと全国調整スキーム

- 我が国の電力ネットワークを次世代型に転換していく上での障壁として、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。



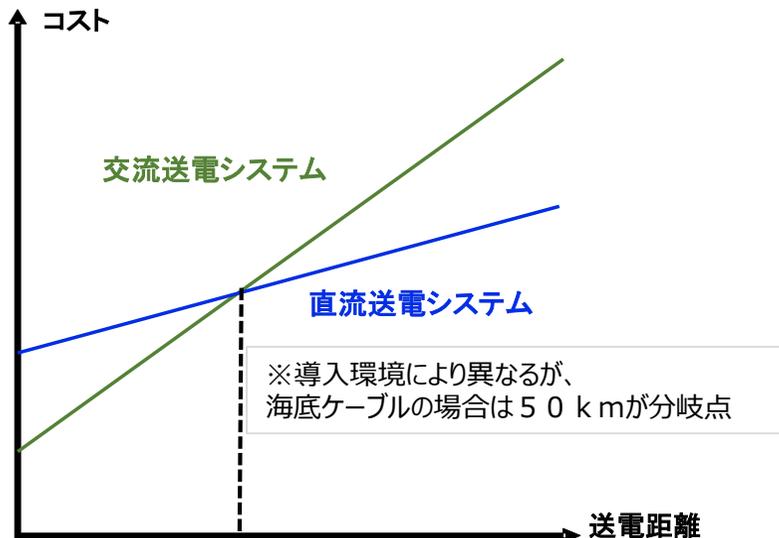
直流送電の必要性

- 送電距離が長くなると、交流送電と比較し直流送電の方がコスト優位になる。
- 特に洋上風力発電については、適地と大需要地は離れているため、大需要地まで長距離を効率的に送電するための、洋上直流送電の実現に向けた具体的な検討を開始する。

直流と交流のメリット・デメリット

	変圧	送電ロス	送電線コスト
直流	困難 (特に高圧の場合)	少	小 ※送電線は2本
交流	容易	多	大 ※送電線は3本

送電距離と設備費の関係性



直流送電の検討の進め方

意義

・洋上風力の適地と大需要地は離れており、長距離を効率的に送電する上では、交流送電と比べて安価な直流送電が望ましい。

課題

ルートを検討するにあたって、英国・ドイツ等の事例も踏まえ、以下の課題を整理する。

①経済効率的な導入の在り方

- ・ルートの検討にあたっての考慮事項の整理
- ・敷設にあたっての費用の検討 等

②直流送電の技術課題の克服

- ・洋上に点在する多数の洋上変電所を直流送電により繋ぐ技術
- ・水深が深い場所でも活用可能な海底ケーブルの開発 等

進め方

直流送電の課題を集中的に議論する場を新たに設けるとともに、議論の成果をマスタープランの策定に活用する。

系統費用の抑制に向けた取組

- 送配電網の効率的な利用を促し、NWコストの削減・最適化を図る取組として、一般送配電事業者各社の資機材の**仕様統一化**、新たな託送料金制度（**レベニューキャップ制度**）の検討等を進めている。

〈仕様統一化〉

調達額が大きく、新規の電源アクセスの際にも使用される以下3品目について、仕様統一化の取組を実施。

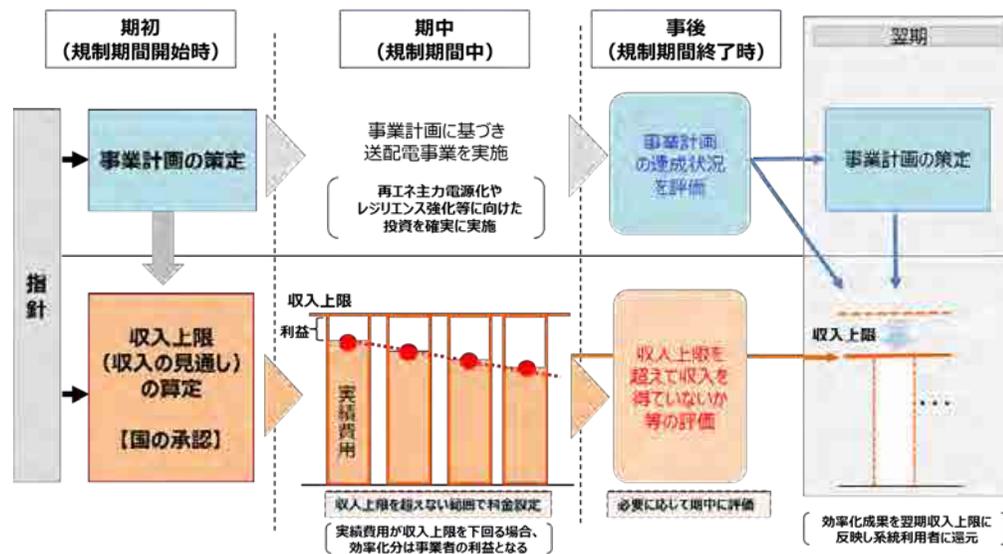
対象品目	イメージ図	用途	今後の方針
架空送電線 (ACSR/AC)		<ul style="list-style-type: none"> 一般的な電線。再エネ導入に係る新設工事でも使用される。 	仕様数2 → 全国大で統一
ガス遮断器 (66・77kV)		<ul style="list-style-type: none"> 落雷などが起きた際に、事故の影響が波及しないよう変電所などに設置される装置。 	10社個別仕様 → 全国大で統一
地中ケーブル (6kVCVT)		<ul style="list-style-type: none"> 電線地中化などに使われる電線。再エネ導入に係る新設工事でも追加的に使用される。 	10社個別仕様 → 全国大で統一

〈レベニューキャップ制度〉

新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）では、**定期的**に**洗替えを行う仕組み**を導入。

一般送配電事業者が**一定期間に達成すべき目標を明確にした事業計画**を策定し、電取委において、その内容を確認することとしている。

その事業計画においては、**仕様統一化や競争発注等を通じた効率化取組施策についての目標を明確にした効率化計画の策定を求め**ることを検討している。



1. 系統マスタープラン
2. **ノンファーム型接続**
3. 系統運用と出力制御
4. その他

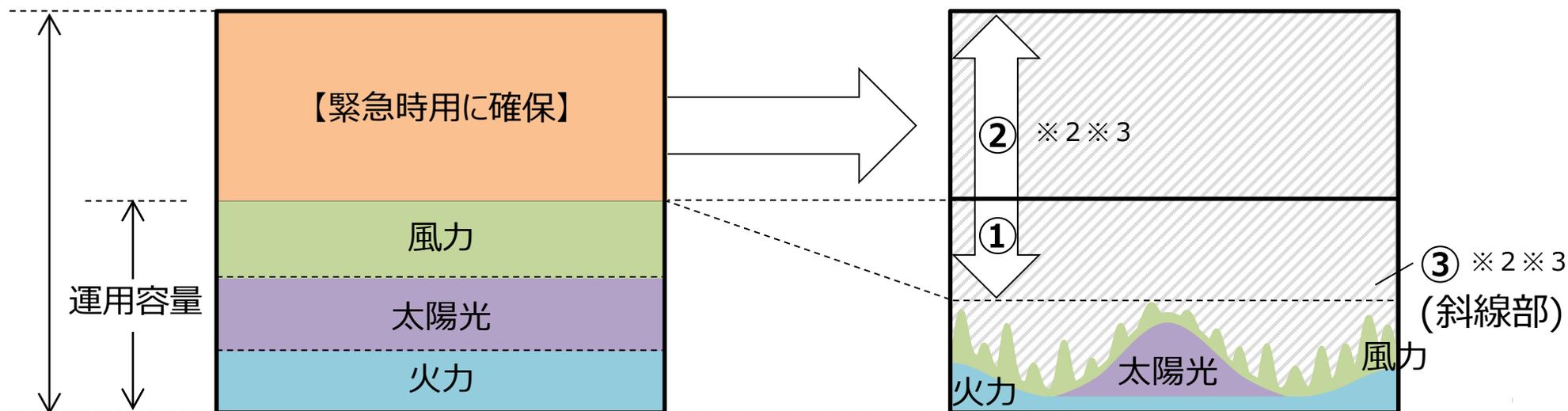
日本版コネクト&マネージの進捗状況

	従来の運用	見直しの方向性	実施状況
①空き容量の算定	全電源フル稼働	実態に近い想定 (再エネは最大実績値)	2018年4月から実施 ※1 約590万kW の空き容量拡大を確認
②緊急時用の枠	半分程度を確保	事故時に瞬時遮断する装置の設置により、枠を開放	2018年10月から一部実施 ※1 約4040万kW の接続可能容量を確認
③ノンファーム型の接続	通常は想定せず	一定の条件(系統混雑時の制御)による新規接続を許容	2019年9月から千葉エリア、2020年1月から北東北エリア及び鹿島エリアにおいて先行的に実施。2021年1月より全国の空き容量の無い基幹系統において受付を開始。

設備容量

従来の運用

見直しの方向性



※1 最上位電圧の変電所単位で評価したものであり、全ての系統の効果を詳細に評価したものではない。

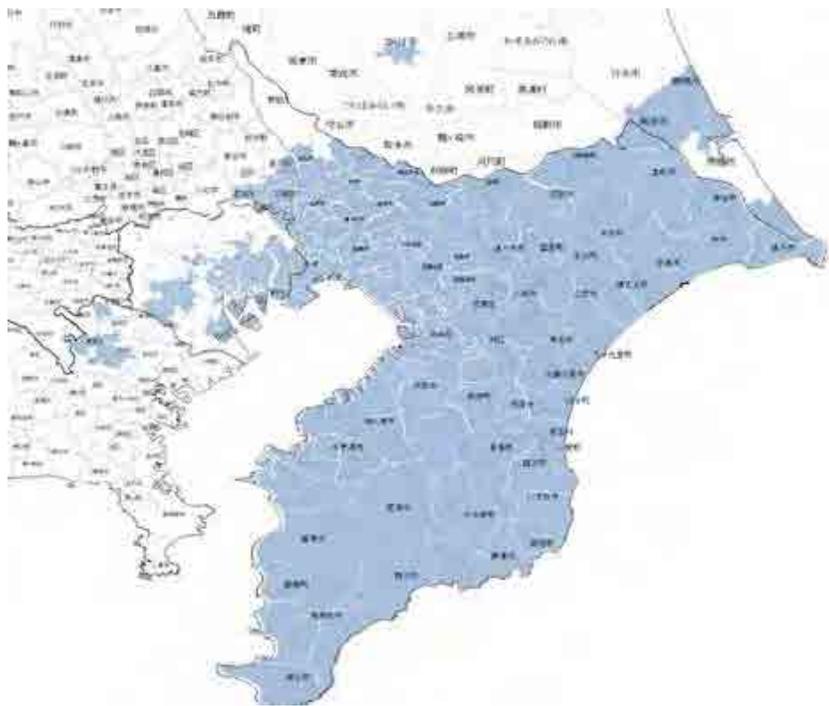
※2 周波数変動等の制約により、設備容量まで拡大できない場合がある。

※3 電制装置の設置が必要。

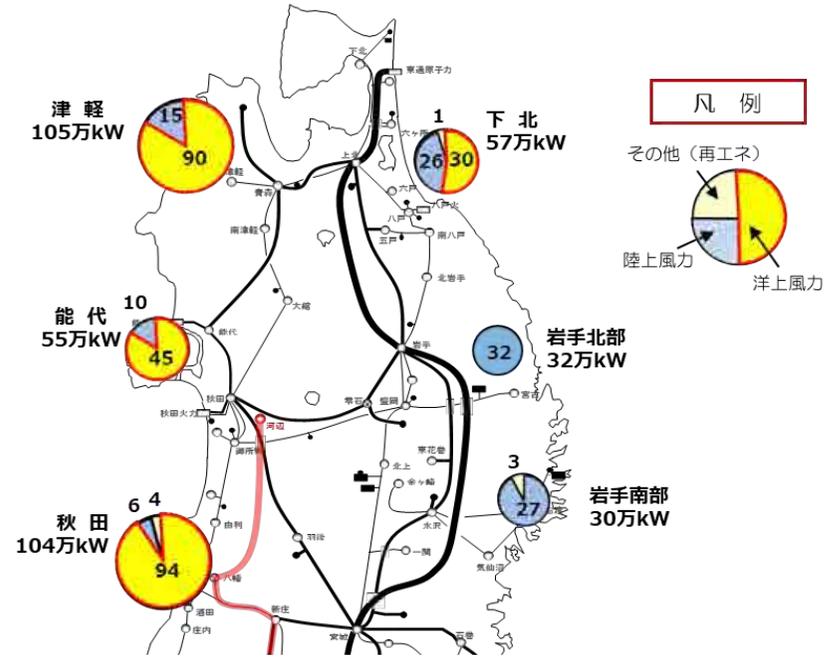
基幹系統へのノンファーム型接続の全国への適用拡大

- 再エネの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ための方策の1つとして、2019年以降、**送電線混雑時の出力制御を条件に新規接続を許容する「ノンファーム型接続」を試行的に実施**している。
- **2019年9月から千葉エリア、2020年1月から北東北エリア及び鹿島エリア**での先行的実施結果を踏まえ、**2021年1月13日から全国の基幹系統で、空き容量がなく接続ができていなかった電源に対して、ノンファーム型接続の受付・回答を開始**する。

千葉エリアにおけるノンファーム型接続の先行実施
(青色が対象エリア)



北東北エリアにおけるノンファーム型接続の先行実施
赤線が増強予定の送電線（秋田⇒宮城・新潟）

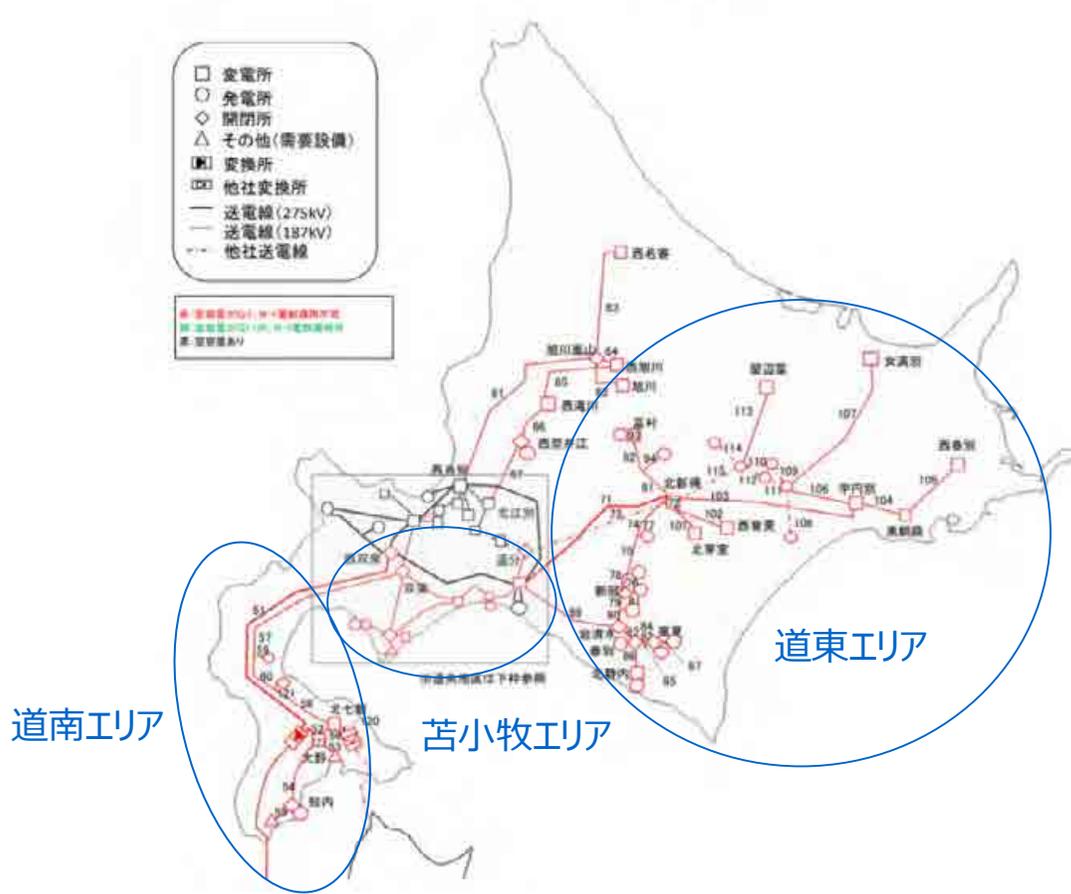


(参考) 北海道におけるノンファーム型接続の適用見込み

- 例えば、北海道では、再エネ等の電源導入が進み、基幹系統の空き容量が道央圏を除くエリアでゼロとなっていることから、ほぼ全域でノンファーム型接続が適用されることになる見込み。

<北海道3エリアの状況>

系統空き容量マップ(187kV以上)

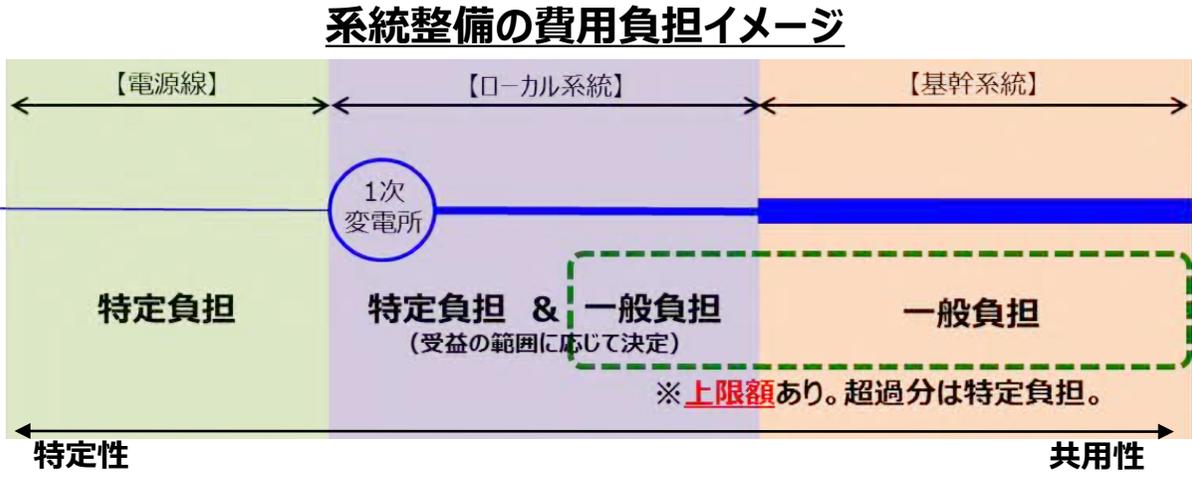
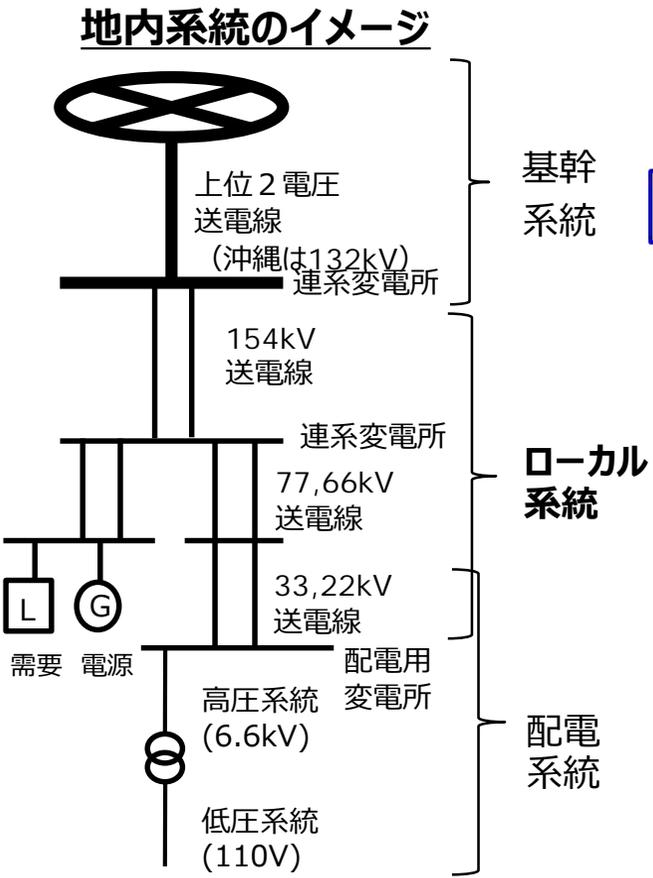


エリア名	再エネ潜在容量※ (2020年3月末時点)
道南	79万kW
道東	80万kW
苫小牧	77万kW

※接続検討受付済(受付予定含む)、接続検討回答済・本申込前の合計

再エネ開発と地域共生・系統形成：ローカル系統の整備と費用負担・接続のあり方

- 基幹系統より下位のローカル系統などについても、再エネ導入・拡大に向けて、ノンファーム型接続の適用の仕方について検討を進めていく。
- ただし、その際、① 下位系統ほど電源特定性が高いことから、再エネ開発に伴う更なる増強の必要性が高く、「特定負担性」が大。また、② 地域の理解や系統形成の効率性の観点からは、計画的な形でローカル系統整備が望ましいことを踏まえ、ローカル系統の整備と費用負担・接続のあり方を一体的に検討し、今夏頃までに一定の方向性を取りまとめ予定。



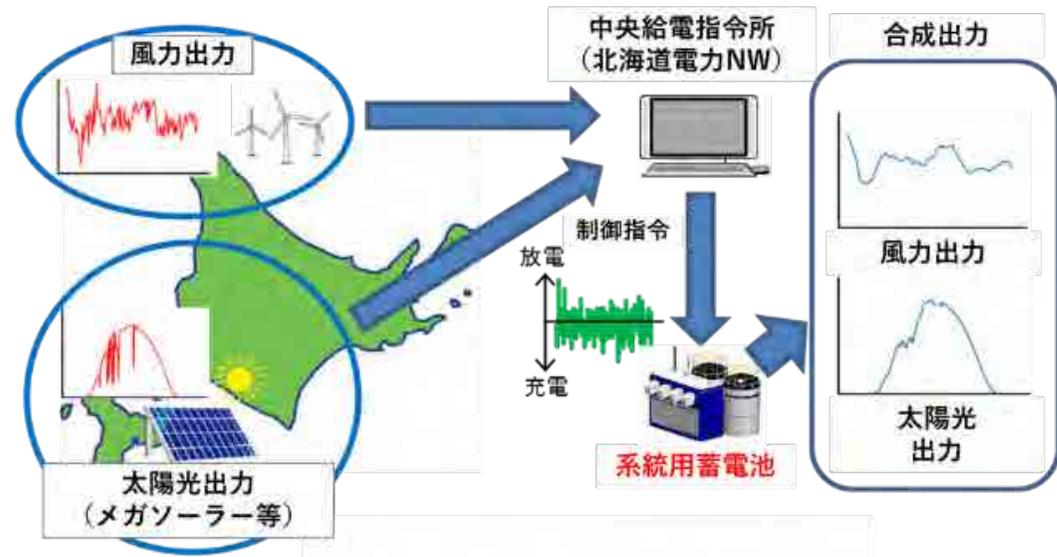
ローカル系統へのノンファーム型接続適用に向けた課題

① システム費用・開発期間	⑤ 増強判断の規律
② 出力制御の実行 (再エネ予測誤差)	⑥ 先着優先利用ルールの見直し
③ 情報の公開・開示	⑦ 適用の範囲
④ N-1電制との両立	

蓄電設備の維持・強化に向けた取組

- 日本は、欧州大陸などと比較して小規模な島の集合体であることから、再エネの自然変動への対応を各地域で行うために、蓄電設備について早期に取組を進めていく必要性が高い。
- そのため、技術開発によるコスト低減を進めると共に、需給調整市場へ参加する環境整備や、蓄電設備を活用するアグリゲータ事業者の振興、蓄電地の募集プロセスの取組などを進めている。
- 蓄電池導入促進に関しては、系統集中型と再エネ一体分散型の両アプローチがあり、再エネ導入促進の観点から、費用負担の在り方を含めて、**蓄電設備の維持・強化に向けた更なる取組について、今夏頃までに一定の方向性を取りまとめ予定。**

北海道における蓄電池による再エネの出力変動の調整の仕組み



大型蓄電システム緊急実証事業 実施概要 (平成25年度～平成31年度)

事業者名	東北電力株式会社	事業者名	北海道電力株式会社 住友電気工業株式会社
設置箇所	西仙台変電所	設置箇所	南早来変電所
電池種類	リチウムイオン電池	電池種類	レドックスフロー電池
電池容量	出力：20,000kW 容量：20,000kWh	電池容量	定格出力：15,000kW 定格容量：60,000kWh

(出所) 各社公表資料から作成

北海道内では、再エネの導入拡大により系統全体の出力変動も増大している一方、**既存の調整力が限られている**ため、再エネ電源の参入制約となっており、新規の調整力として蓄電池を導入する重要度が高い。**1.7万kW・5.1万kWhの蓄電池システムを、風力発電事業者の共同負担等により増設中。**

1. 系統マスタープラン
2. ノンファーム型接続
3. 系統運用と出力制御
4. その他

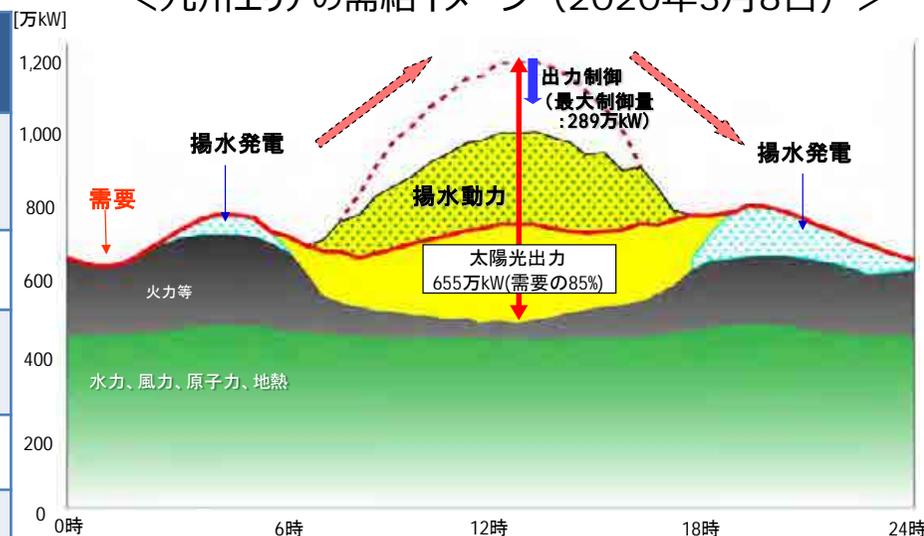
需給制約による出力制御の現状について

- 需給バランス制約による出力制御は、現時点、九州エリアでのみ実施実績あり。
- 九州では太陽光発電の導入が急速に進んでおり、直近1年だけでも約90万kW増加。総接続量は944万kW（2020年3月時点）。九州本土では2018年以降、休日やGW等の軽負荷期において、再エネの出力制御を実施。出力制御実施を前提に、再エネ導入拡大を促進。
- 2019年度の出力制御実績は、出力制御実施日74日（1発電所あたり、オフライン23～24日、オンライン15～16日）、再エネ（太陽光・風力）の総発電量（制御量を含む）に占める制御量の割合は4.1%であり、年間30日（約8%）を下回る水準。
- 出力制御量の抑制は、重要な課題。2019年秋以降、出力制御量低減に資する新たな運用（平均制御見込量まではオフライン制御、当日の需給状況に応じてオンライン制御を活用）に移行したことにより、従来の運用に比べて出力制御量は19%、制御日は24日程度削減。

＜九州における出力制御実績＞

	2019年度	2018年度	(比較)
太陽光・風力接続量 (いずれも年度末時点)	1,002万kW (太陽光 944万kW 風力 58万kW)	904万kW (太陽光 853万kW 風力 51万kW)	+98万kW
出力制御日数	74日	26日	+48日
1発電所あたりの 累積制御日数	15～16日(オンライン) 23～24日(オフライン)	5～6日	+10日(オンライン) +18日(オフライン)
出力制御率	4.1%	0.9%	+3.1%
最大出力制御量	289万kW	180万kW	+109万kW

＜九州エリアの需給イメージ（2020年3月8日）＞



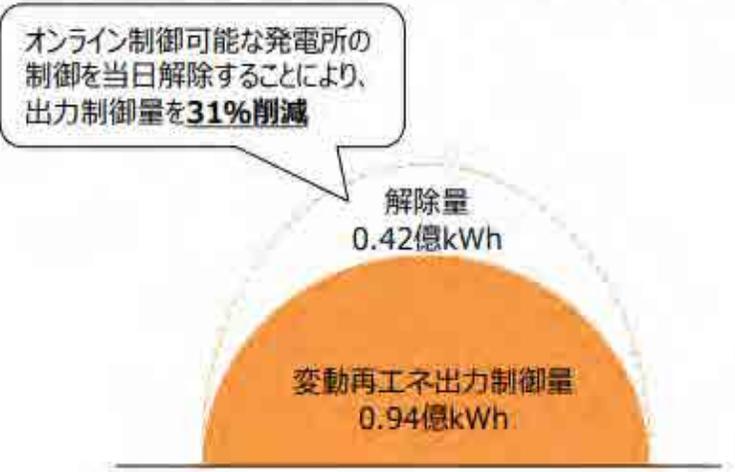
出力制御量の低減対策

- 出力制御量を低減するため、オンライン制御可能な機器設置、連系線活用枠の拡大、発電量予測精度向上、火力やバイオマス発電設備の最低出力の明確化、再エネの自律的な調整を促すFIP制度の制定などの取り組みを行ってきた。
- 今後、オンライン代理制御の導入や、蓄電池の普及拡大等、出力制御量低減に向けたさらなる対策を進めていく。併せて、課題となる再エネの市場統合(FIP)、時間前市場の活性化を進める。

対策	詳細
オンライン制御可能な機器設置	オンライン制御が可能になることで、前日予測ではなく、実際に発電する直前(2時間前)の予測に応じ、柔軟な出力制御が可能となる。
連系線活用枠の拡大	九州においては、関門連系線ルート断事故時に九州エリアの周波数が上昇することからOFリレー活用による電源制限量の確保、転送遮断システム構築による電源制限量を確保(連系線運用容量拡大)済み。
火力・バイオマス発電設備の最低出力の明確化	「電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン」を改正し、『火力・バイオマス発電設備については、技術的に合理的な範囲で最大限抑制するよう努め、その最低出力を多くとも50%以下に抑制するために必要な機能を具備する等の対策を行うものとする』等を記載。
オンライン代理制御(経済的出力制御)	オフライン事業者が本来行うべきである出力制御分をオンライン事業者に実施させた上で、オフライン事業者が出力制御を行ったとみなして、オンライン事業者がその買取価格での発電を行ったものとして対価を受けるといった仕組み。 2022年早期の導入を目指す。

2019年10月 系統WG第23回資料より抜粋

<九州における再エネ出力制御量(2018年度)>



30日等出力制御枠と再エネ導入拡大

- 現状、再エネ電源の発電所当たりの出力制御については、年間30日、もしくは年間360時間（太陽光）、年間720時間（風力）に達するまでに限り、無補償で出力制御することとし、**約8%の無補償制御の上限を設定。**
- 他方、2014年の再エネ接続保留問題に対応し、この30日等出力制御枠での接続可能量を超える再エネ接続に関しては、需給バランス要因での一種のノンフォーム型接続の形で、無制限無補償での接続を可能とすることとし、更なる再エネ導入拡大を促進してきている（指定事業者制度）。
- 今般の、FIP制度の導入により、**欧州同様に再エネ事業者が自ら発電計画を提出する形となり、必ず買取が行われる状況から市場連動型での再エネ導入が進む形へと転換していく中で、出力制御のあり方について、今夏頃までに一定の方向性を取りまとめ予定。**

＜太陽光＞ <電力エリア別の太陽光・風力発電の接続量・接続申込量>

2020年12月11日系統WG第28回資料より抜粋

[単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	117万	552万	-	-	110万	-	660万	257万	817万	49.5万
接続量・接続契約申込量合計	230万	1,155万	2,539万	1,181万	132万	773万	766万	348万	1,445万	43.8万
接続量	194万	620万	1,561万	933万	106万	595万	515万	285万	998万	35.8万
接続契約申込量	36万	535万	978万	248万	26万	178万	251万	63万	447万	8.0万
指定電気事業者	○	○	-	-	○	-	○	○	○	○
接続検討申込量	29万	334万	1,167万	124万	48万	160万	389万	36万	136万	6.7万

(備考)

・接続量・接続申込量は各エリアの一般送配電事業者ホームページの情報に基づく(2020年9月末時点)。

・接続検討申込量は、事業者が1発電所に対して複数地点に検討申込を行ったものを含む。

・淡路島南部分は、四国エリアに含む。

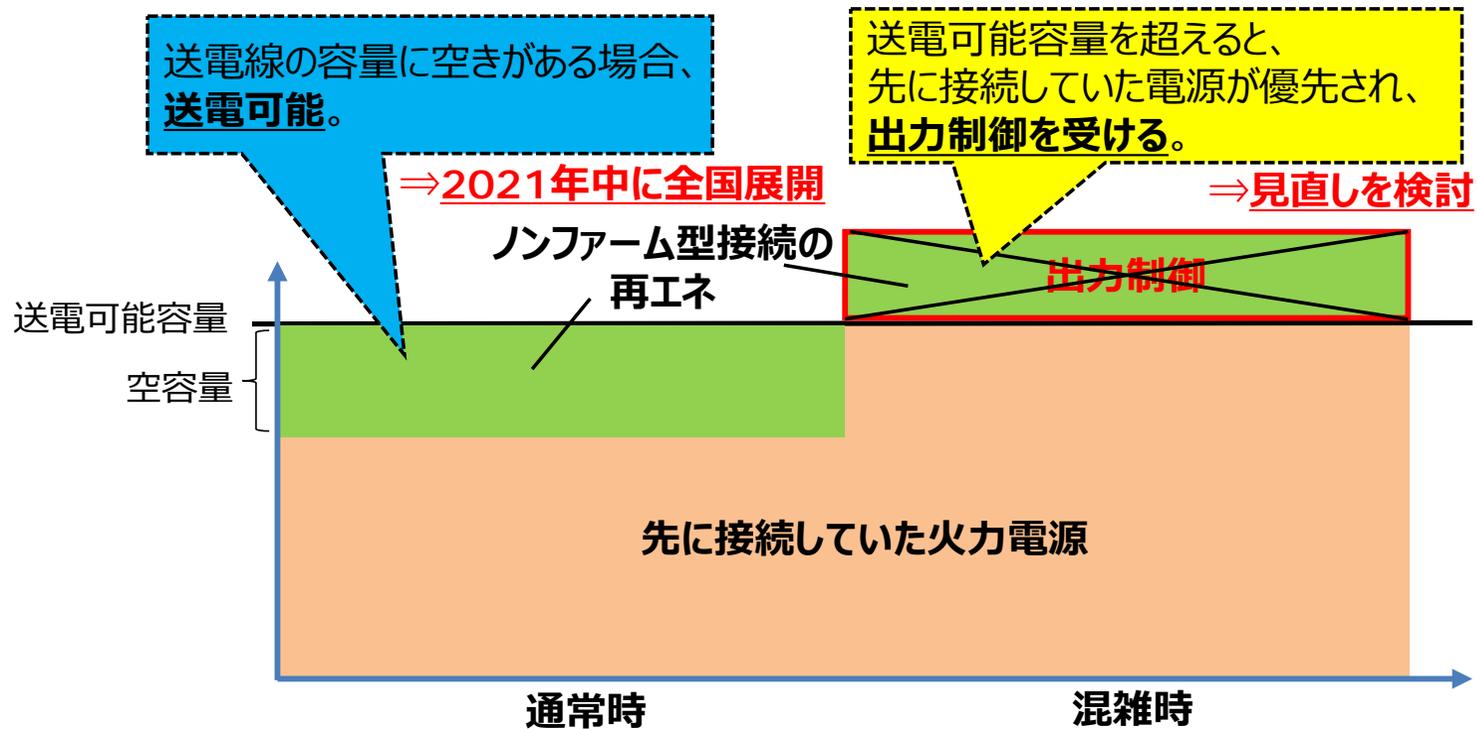
・接続量・接続契約申込量合計については、四捨五入のため、内訳の計と一致しない場合がある。

＜風力＞

[単位：kW]	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
30日等出力制御枠	36万	251万	-	-	59万	-	109万	71万	180万	18.3万
接続量・接続契約申込量合計	208万	811万	493万	324万	142万	172万	192万	84万	571万	1.8万
接続量	53万	162万	43万	37万	16万	17万	36万	28万	59万	1.2万
接続契約申込量	155万	649万	450万	287万	125万	155万	156万	56万	512万	0.6万
指定電気事業者	○	○	-	-	○	-	○	○	○	-
接続検討申込量	1,116万	1,792万	2,890万	679万	162万	219万	264万	253万	1,236万	0.0万

送電容量上の制約における出力制御と先着優先ルールの見直し

- 送電容量上の制約における現行の出力制御ルールは、先着優先ルールに基づき、ファーム型接続の電源は出力制御を行わず、ノンファーム型接続をした電源を一律に制御することになっている。
- 他方、このような送電容量上の制約における出力制御ルールは、ノンファーム型接続をした再エネより、CO2排出があり燃料費もかかるファーム型接続をした石炭火力等が優先されている状態であることから、既存のファーム型接続をした石炭火力等を含めて、先着優先ルールの見直しを進める。

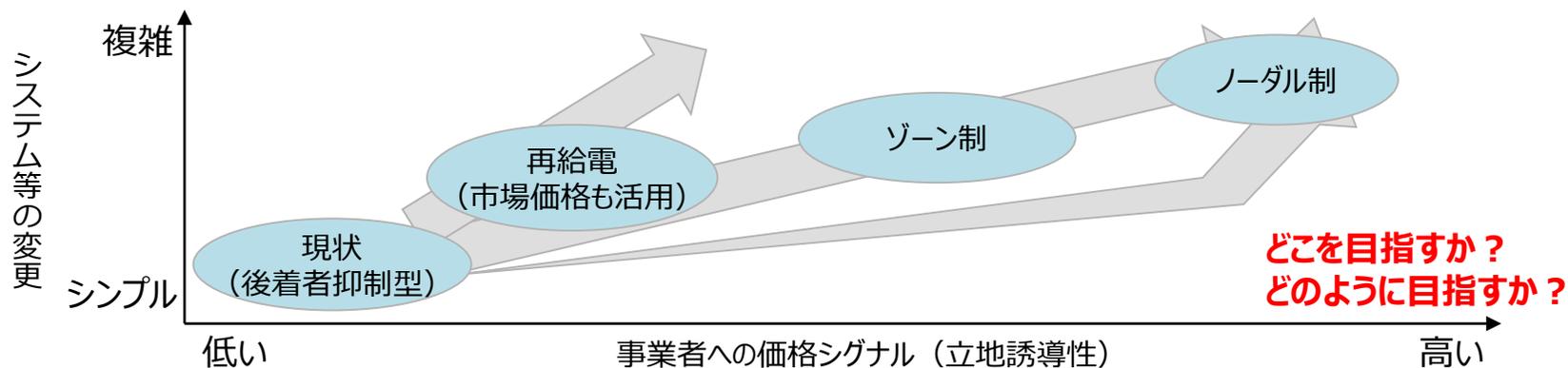


先着優先ルールの見直しの状況

- 先着優先ルールの見直しの方向性としては、メリットオーダーを追求していく方針であり、再エネを出力制御する前に、まずは燃料費がかかりCO2排出が生じる火力を制御していくこととし、その制御順は、市場価格を活用する方針。
- 早期に先着優先ルールを見直して再エネの出力制御の量を減らしていくため、市場価格も活用しつつ、事前に決められた順序に応じて送配電会社が出力制御を実施する再給電方式を、当面の措置として進めていく予定。並行して、将来の出力制御の仕組みとして、ノードル制、ゾーン制を含め、市場を活用する新たな仕組みについても、継続して検討していく。

代表的な混雑管理の仕組みと今後の検討イメージ

	再給電方式	ゾーン制	ノードル制
適用可能系統	基幹系統～ローカル系統	基幹系統 (ある程度のゾーン間系統を対象)	基幹系統～ローカル系統
抑制方法	TSOが抑制 (市場価格型/優先給電ルール)	市場落札されなかった 電源が抑制	市場落札されなかった 電源が抑制
例	ドイツ・イギリスなど	ノルウェーなど	PJMなど



1. 系統マスタープラン
2. ノンファーム型接続
3. 系統運用と出力制御
4. その他

系統情報の公開・開示の取組

- **投資判断と円滑なファイナンスを可能とするために発電事業の収益性を適切に評価できるようにする観点から、事業期間中の出力制御の予見可能性を高めることが必要。**
- 出力制御の見通しについて、発電設備設置者やコンサルタント等が自らシミュレーションを行い、その精度を高めるために、「**系統情報の公表の考え方**」を2019年4月に改定。ノンファーム型接続の推進に向けた**情報の公開・開示を実現。**
- その上で、電力需給の情報も含め、**更なる系統情報の公開・開示の高度化を進めるため、今夏頃までに一定の方向性を取りまとめ予定。**

<系統情報の公表の考え方に基づき公開される需給情報>

項目	内容等
需給予想	長期、年間、翌月の需要最大時
電力需要	翌週、翌日、当日の最大・最小
ピーク時供給力	翌週、翌日、当日
現在の電力需要	ピーク時使用率（翌日、当日） 当日、前日の需要実績カーブ 需要実績（5分値、1時間値）
周波数	瞬時値
需要実績	1時間値
供給実績	電源種別、1時間値

<日本と米国・EUにおける公表（開示）電源情報の比較>

日本 （開示情報） ^{*1}	米国 （EIA） ^{*2}	EU （ENTSO-E） ^{*3}
接続系統	×	○
発電出力実績[MW] ※発電所別・1時間毎	×（発電所別は月 or年間のみ、電源種 別合計は1時間毎）	○
電源種	○	○
発電機単位の設備容量[MW]	○	○
発電機単位のLFC幅[MW]	×	×
発電機単位のLFC変化速度 [MW/min]	×	×
最低出力[MW]	×	×
発電所単位の運用制約 ^{*4}	×	×
電源の新設・停止・廃止計画	×	△（停止のみ）

^{*1} 秘密保持契約を締結のうえ一般送配電事業者が開示する情報
^{*2} 連邦エネルギー情報管理局 (<https://www.eia.gov>) より
^{*3} 欧州送電系統運用者ネットワーク (<https://transparency.entsoe.eu/dashboard/show>) より
^{*4} 燃料消費制約、海水温制約、取水量制約、大気温度制約等

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 電力広域的運営推進機関検証ワーキンググループ 取りまとめ概要

目的

- 2020年6月に成立したエネルギー供給強靱化法に伴い、電力広域機関の役割がますます重要となる中、これまでの活動について、中立性や公平性の観点を含め第三者による検証を行い、取りまとめを行った上で、その結果を踏まえて、同機関が求められる機能を果たせるよう、必要な取組を進めていくことを目的とする。

取りまとめ

- 電力広域機関は、全国大での需給調整機能の強化という目的の達成に向け着実に活動を行ってきた。今後、法改正に伴う新たな業務への対応や再エネ主力電源化に向けた更なる需給調整機能の強化等の観点から、以下の機能強化を図る必要がある。

機能の強化の方向性

各一般送配電事業者を離れた独立的な立場から、専門的な知見や経験を生かし、全国大での効率的かつ効果的な電力ネットワークの整備・運用等を行う機能を強化

取組内容

ガバナンスの強化

- 多額の資金管理業務等の追加に伴う、監査法人による会計監査の導入
- 監事・監査室による監査機能の強化
- 業務遂行体制の強化（業務の追加に合わせた役職員の増員）
- 一定の新陳代謝と業務継続性の確保を両立した役員の再任回数の上限の見直し
- 事業の中期計画の策定、フォローアップ

中立性・公平性の向上

- プロパー職員の採用強化等による大手電力（旧一般電気事業者及び電源開発）出向者比率の計画的な引き下げ
- プロパー職員等のスキル向上のための研修の充実
- 会員との双方向のコミュニケーション（アンケート調査の実施による会員意見を踏まえた業務運営への反映）

情報収集・発信機能の強化

- 2050年カーボンニュートラルを見据えた、海外組織との連携強化等による海外情報の収集機能の強化
- 事業の中期計画等の情報発信の強化
- 会員の新たなビジネスの創出に向けた取組検討

- 上記方向性を踏まえ、電力広域機関は、具体的な行動計画（アクションプラン）を策定するとともに、定期的にフォローアップを実施。