経済産業省

資料３

最近の電力広域的運営推進機関の主な取組状況と役割の拡大について

2025年５月28日

資源エネルギー庁

前回開催（2023年12月）以降の主なトピックス

1．広域系統整備計画の策定

2．広域予備率による需給管理の本格化

3．容量市場の実需給の開始

4．需給調整市場の全商品の運用開始

5．予備電源制度の開始

6．FIT/FIP交付金留保制度に対する積立金管理業務の開始

１．広域系統整備計画の策定

マスタープランを踏まえた広域系統整備計画の策定について

- 2022年７月に、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について、**国から広域機関に対して計画策定プロセスの開始を要請。**
- ①の東地域のうち、北海道本州間連系設備（日本海ルート）については、2024年10月に実施案及び事業実施主体の募集を開始し、**2025年２月に有資格事業者を決定。現在、有資格事業者において、実施案提出に向けた検討が行われている。**
- ②の中西地域のうち、**中国九州間連系設備**については、2024年４月から実施案及び事業実施主体の募集を開始し、同年９月に有資格事業者を決定。**2025年２月末に有資格事業者から実施案の提出**があり、現在、**広域機関において実施案を評価中。**
- また、②の中西地域のうち、**中地域（中部関西連系線）**については、**2024年６月に広域系統整備計画を国に届出。同年７月**には**事業実施主体が工事に着手（2030年６月運開予定）**
- なお、広域機関では着実な整備のため、**四半期に一度の進捗確認**や工事費等の変動に対して**個別フォローを実施**している。

地域間連系線の整備に向けた検討スケジュール

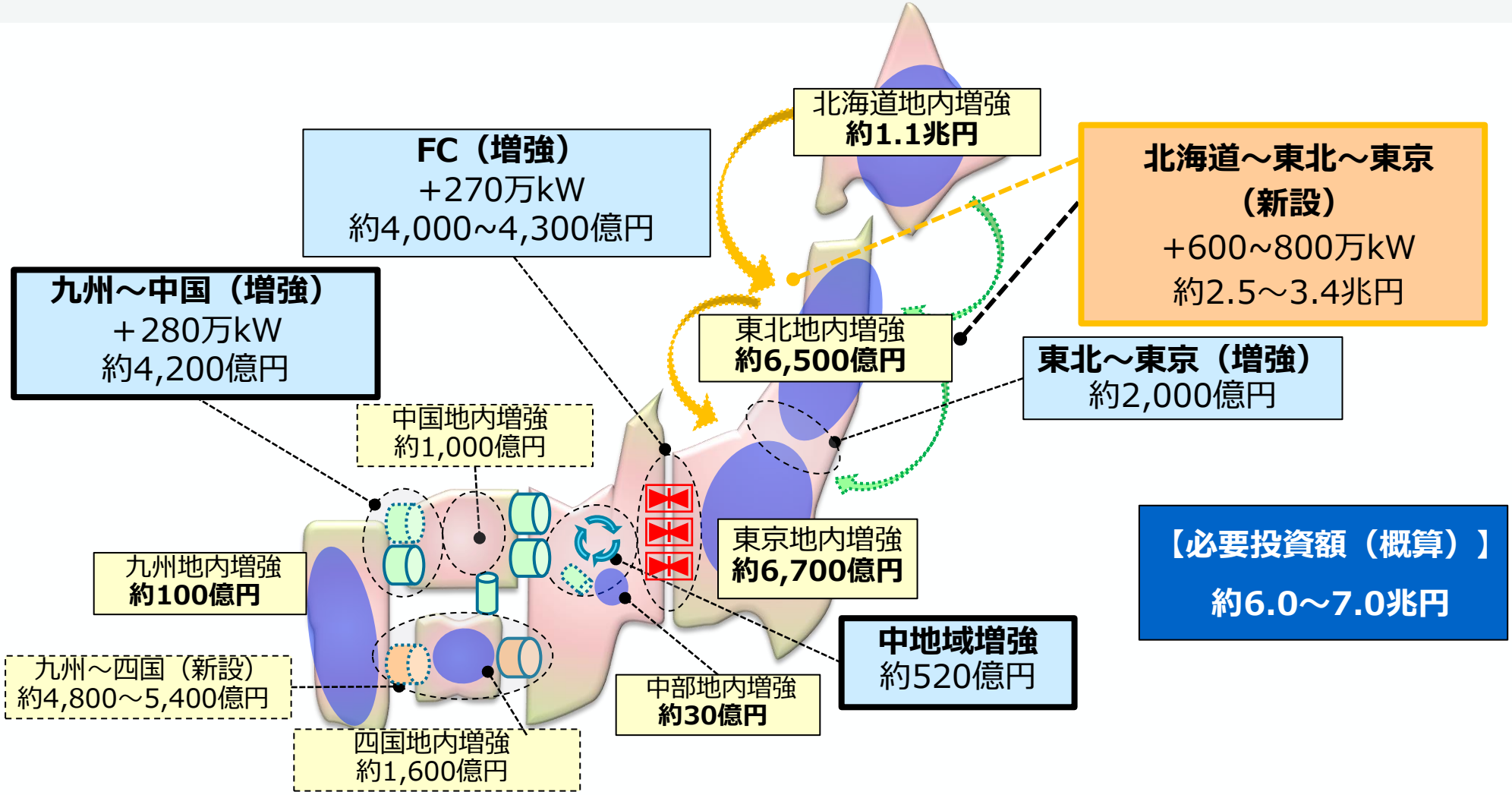
- **マスタープランを踏まえた系統整備**について、今後、**早期の着工・運開を目指すべく、広域機関における計画策定プロセス**を着実に進めていく。

年	2024										2025			
月	1～3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4
①東地域（北海道本州間連系設備（日本海ルート））	基本要件の決定（4/3）				実施案及び事業実施主体の募集に向けた情報提供（7/3～12/23）			実施案及び事業実施主体の募集（10/3～12/23）			応募資格審査・有資格事業者の公表（2/26）		有資格事業者による実施案の検討（12/26締切）	
②中西地域（中国九州間連系設備）	基本要件の決定（4/3）				実施案及び事業実施主体の募集（6/28～8/30）・有資格事業者の公表（9/4）		有資格事業者による実施案の検討（2/28締切）						整備計画の策定（2025年度上半期）	
②中西地域（中部関西連系線）	整備計画の策定（6/28）				工事着手									

（出典）電力広域的運営推進機関　2024年度第4回評議員会　報告事項１　他より事務局作成

（参考）広域連系系統のマスタープランの策定

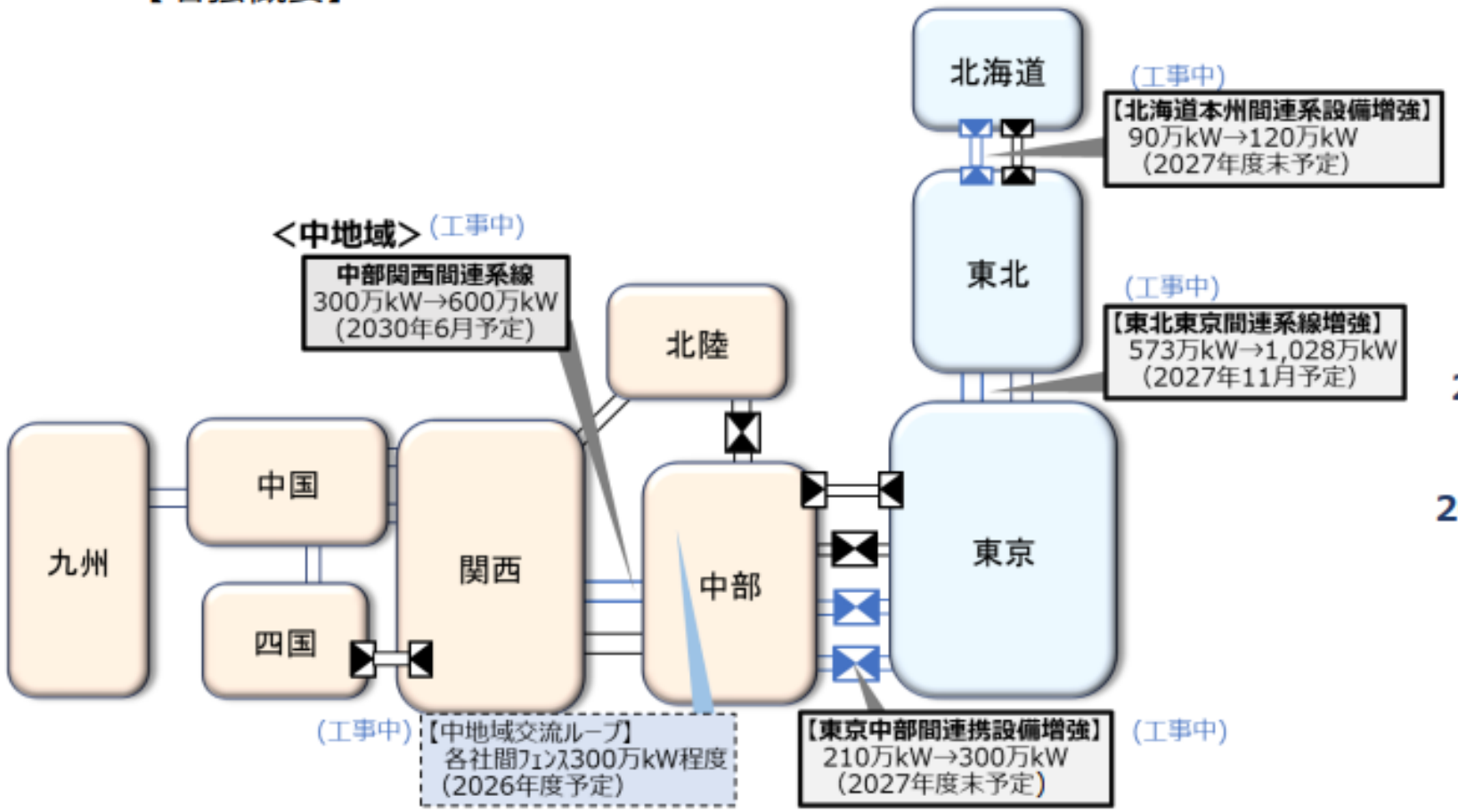
- 再エネ大量導入とレジリエンス強化のため、広域機関において、2050年カーボンニュートラルも見据えた、**広域連系系統のマスタープランを2023年3月29日に策定・公表**



（出典）広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（電力広域的運営推進機関2023年3月29日策定）のうちベースシナリオより作成

（参考）これまで策定してきた広域系統整備計画

【増強概要】



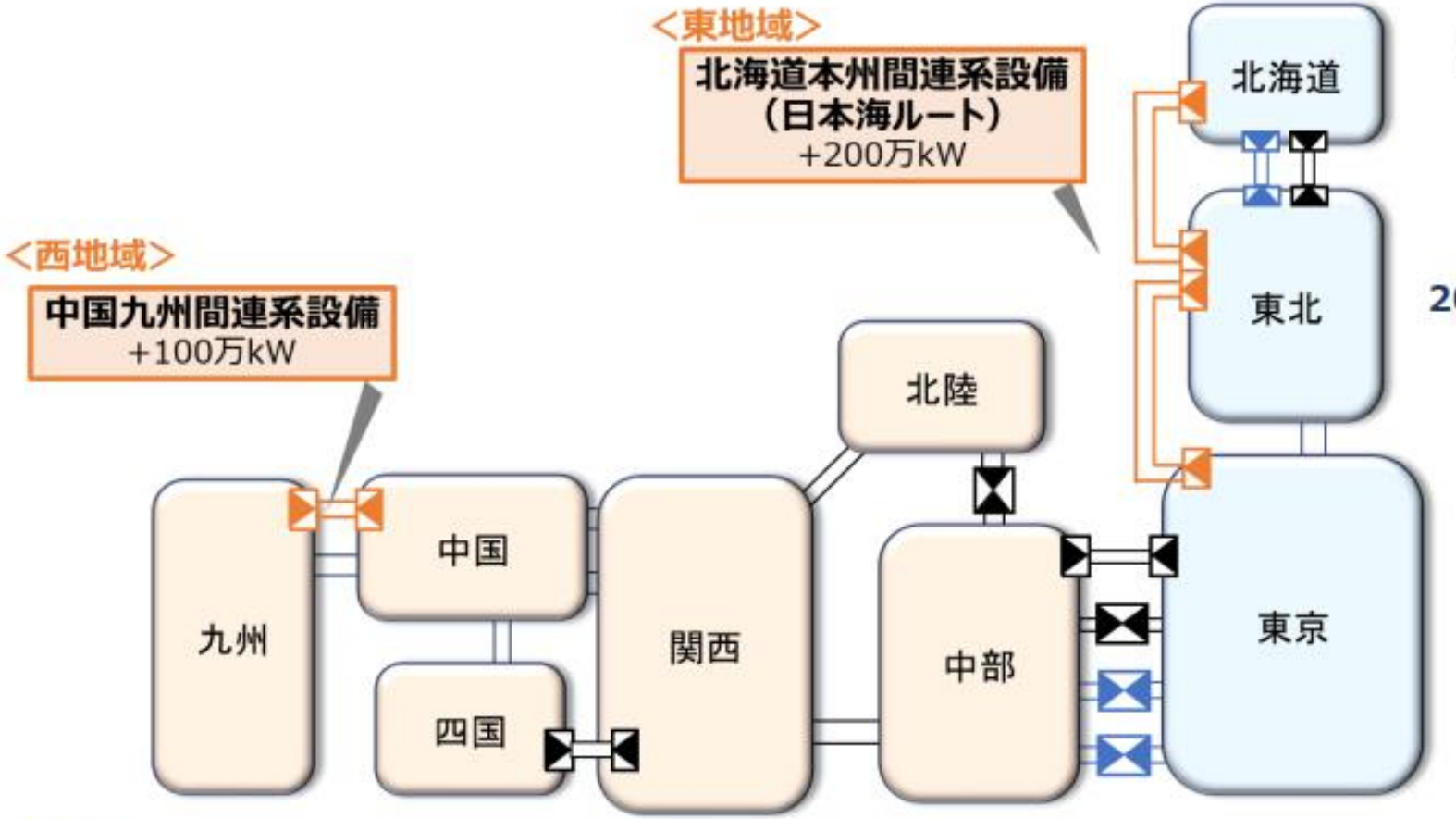
- 2016年度　東京中部間連系設備【広域系統整備計画策定】
- 東北東京間連系線【広域系統整備計画策定】
- 2021年度　北海道本州間連系設備【広域系統整備計画策定】
- 2024年度　中部関西間連系線【広域系統整備計画策定】
- 2027年度　東北東京間連系線【11月完工予定】
- 東京中部間連系設備【3月完工予定】
- 北海道本州間連系設備【3月完工予定】
- 2030年度　中部関西間連系線［6月完工予定］

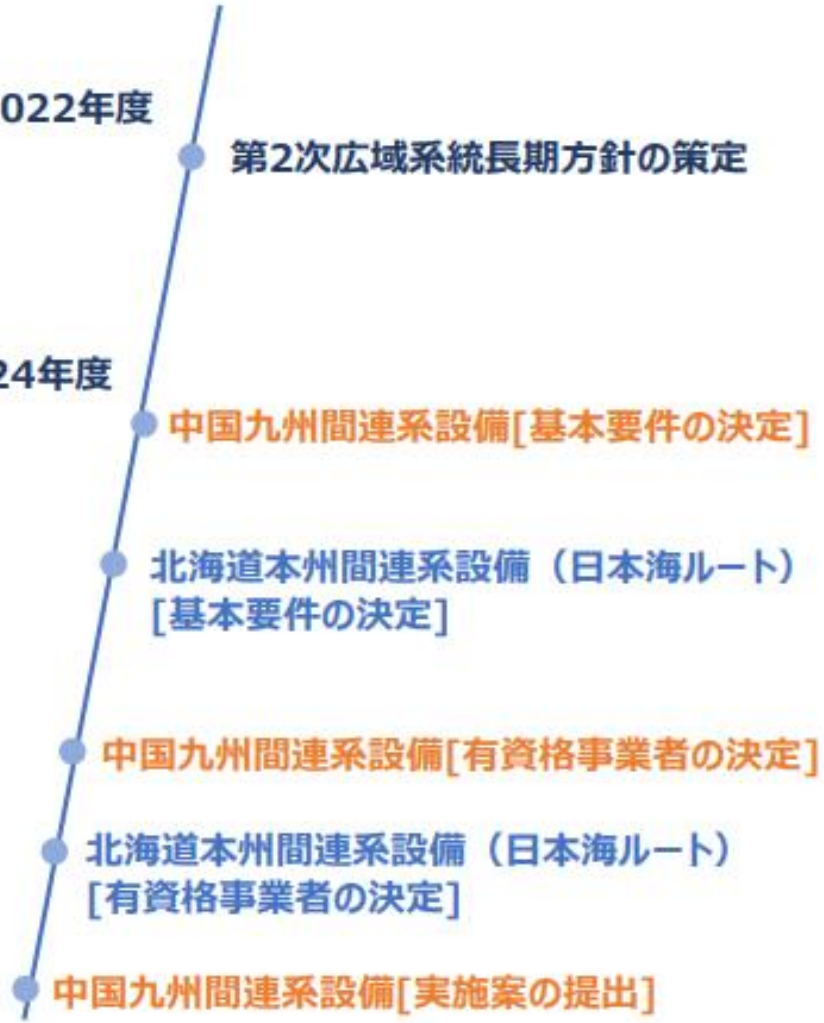
OCCTO

（出典）電力広域的運営推進機関　2024年度第4回評議員会　報告事項１

（参考）現在検討中の計画策定プロセス

【増強概要】





OCCTO

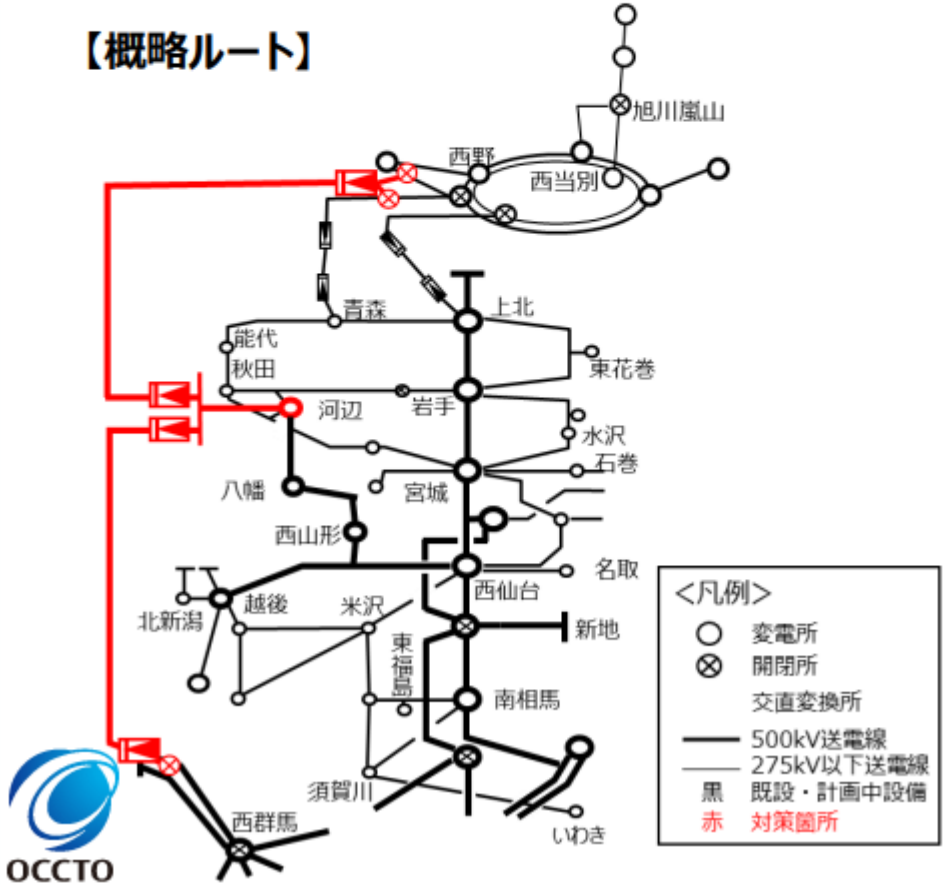
（出典）電力広域的運営推進機関　2024年度第4回評議員会　報告事項１

（参考）北海道本州間連系設備（日本海ルート）

■ 本整備計画は、長距離海底直流送電（亘長約800km）で、概算工事費1.5～1.8兆円の大規模なものである。
■ 大容量の長距離送電であるため、交流送電に比べて優位性のあるHVDC（高電圧直流送電）を採用している。

有資格事業者（連名）	■ 北海道電力ネットワーク株式会社 ■ 東北電力ネットワーク株式会社 ■ 東京電力パワーグリッド株式会社 ■ 電源開発送変電ネットワーク株式会社

【概略ルート】

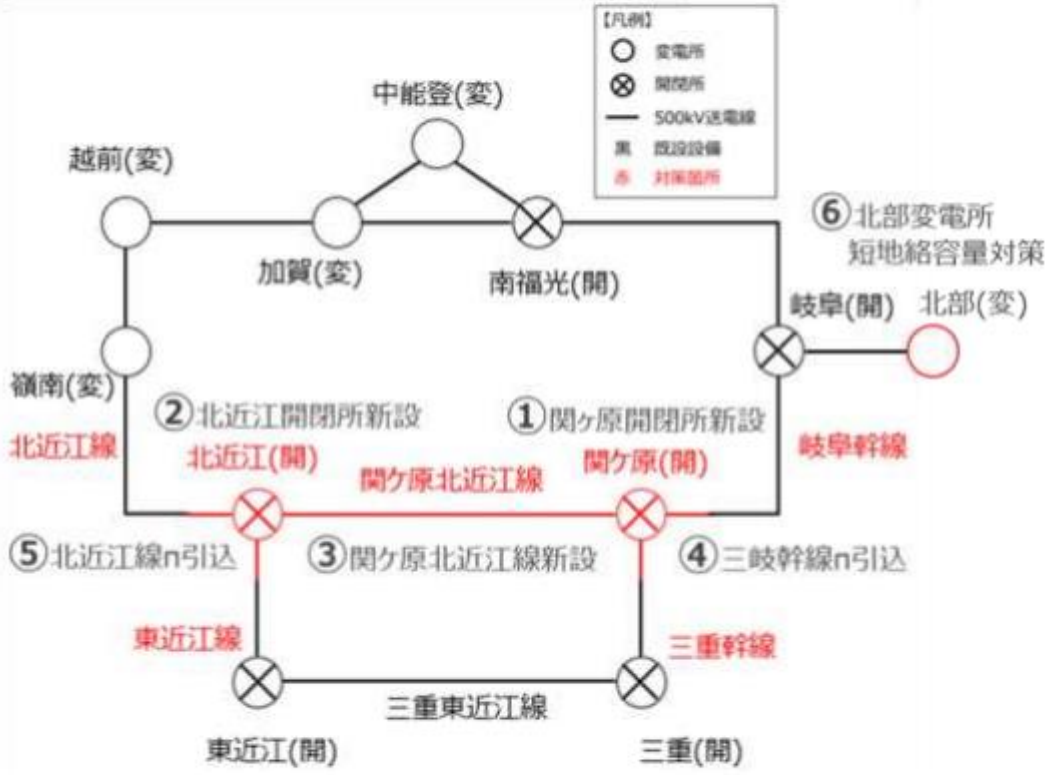


増強概要		■ **工事費の概算額：1.5～1.8兆円** ■ **想定工期：6～10年程度** ■ **策定完了時期：2025年度末** ■ **増強容量：200万kW**
連系線新設		■ **HVDC海底ケーブル、地中ケーブル、架空線** ±525kV 200万kW, 双極構成(ｹｰﾌﾞﾙ3条)×約800km ■ **交直変換所3箇所** 北海道、東北、東京
地内系統増強	北海道	■ **交直変換所と地内交流系統接続** ・変換所～後志幹線間送電線新設 ・変換所～道南幹線間送電線新設 ・275kV開閉所２箇所新設
	東北	■ **交直変換所と地内交流系統接続** ・変換所～河辺変電所間交流500kV送電線新設
	東京	■ **交直変換所と地内交流系統接続** ・変換所～南新潟幹線 または新新潟幹線間送電線新設 ・500kV開閉所新設

（出典）電力広域的運営推進機関　2024年度第4回評議員会　報告事項１

（参考）中部関西間連系線

■ 中部関西間連系線運用容量を300万kW程度（300万kW程度➡600万kW程度）増強する。



◆費用の概算額：1,218億円
　工事費の概算額：590億円
　運転維持費の概算額：628億円

◆工事完了予定時期：2030年6月

◆事業実施主体：中部PG、関西送配電

個別工事件名	事業実施主体
① 関ケ原開閉所新設	中部PG
② 北近江開閉所新設	関西送配電
③ 関ケ原北近江線新設	中部PG
④ 三岐幹線n引込	中部PG
⑤ 北近江線n引込	関西送配電
⑥ 北部変電所短地絡容量対策	中部PG
― 電磁誘導対策	中部PG・関西送配電
― 給電システム改修	中部PG・関西送配電
― 通信設備	中部PG・関西送配電

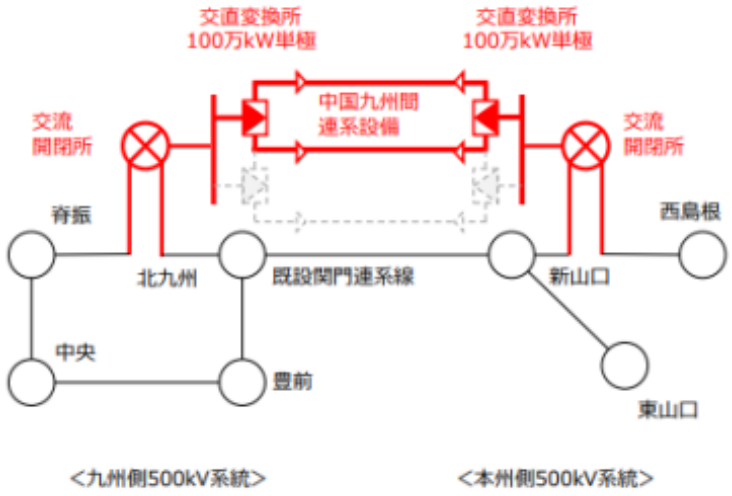
（出典）電力広域的運営推進機関　第87回広域系統整備委員会　資料２

（参考）中国九州間連系設備

- 本計画は、500kV級の交流海底ケーブルの製造が困難であることや交流連系と比較してケーブルの条数を削減できることから直流連系を採用した。
- また、社会的ニーズの観点から、早期の運用容量拡大を志向し、将来拡張性を考慮した段階的な増強も可能な設計としている。

有資格事業者（連名）	■ 中国電力ネットワーク株式会社 ■ 九州電力送配電株式会社 ■ 電源開発送変電ネットワーク株式会社

【概略ルート】



※1 交直変換所や直流送電線等の設計に将来、200万kWへ増強するための拡張性を考慮
※2 交流系統は2回線送電線を１本線にて表記

増強概要		■ **工事費の概算額：3,700～4,100億円** ■ **想定工期：6～9年程度** ■ **策定完了時期：2025年上半期** ■ **増強容量：100万kW**
連系線新設		■ **直流海底ケーブル、地中ケーブル、架空線** ±500kV 100万kW 双極構成(ケーブル2条)×40～55km ■ **交直変換所2箇所** 中国、九州
地内系統増強	中国	■ **交直変換所と地内系統接続** ・既設送電線～交流開閉所500kV 4回線 ・交流開閉所～交直変換所500kV 2回線 ・500kV開閉所 6回線引出
	九州	■ **交直変換所と地内系統接続** ・既設送電線～交流開閉所500kV 4回線 ・交流開閉所～交直変換所500kV 2回線 ・500kV 6回線引出

（出典）電力広域的運営推進機関　2024年度第4回評議員会　報告事項１

２．広域予備率による需給管理の本格化

広域予備率による需給管理の本格化について

- 2024年度以降、電力需給の安定性を示す**広域予備率が週間～翌々日計画において８%を下回る見通しとなった場合**は、広域機関は、**容量確保契約を締結した発電事業者等に対して「供給力提供準備通知」を発出**し、また、実需給の前日17:30以降、**翌日・当日計画の広域予備率が８%を下回る見通しとなった場合**は、**「供給力提供通知」を発出**することとなった。

- このため、広域予備率がこれまで以上に重要な指標となることから、2024年度以降は最新の見通しに基づき、**翌々日の広域予備率の見通しを毎日更新**し、広域機関の**「広域予備率Web公表システム」において公表を開始**した。

（参考）2024年度以降の需給運用（広域運用に伴う主な変更点）

第72回電力・ガス基本政策小委員会
資料７　抜粋（赤枠追加）

- 東日本大震災後、**電力システム改革の一環として2015年に電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が設立**され、全国大での効率的な設備形成・需給運用を目指し、地域間連系線の整備が進められるとともに、**広域的な需給管理・運用**が段階的に行われてきている。
- 電力需給運用については2022年度に広域管理に移行し、**広域予備率に基づく需給検証や需給ひっ迫対応、インバランス料金制度の見直しを行ってきた**。
- その結果、日常的な電力需給運用において、従前のようなエリア単位での予備率管理ではなく、**地域間連系線を最大限活用した広域ブロック単位での予備率管理が一般化**している。
- こうした状況変化を踏まえつつ、**2024年度以降の需給運用の広域管理の本格化により、主に以下の内容が変更**となる。

①容量市場の実需給開始

②需給調整市場におけるすべてのメニューの取引開始

③広域予備率の見通し公表

④電力需給ひっ迫時の追加供給力対策

⑤電力需給ひっ迫時の対応（ひっ迫注意報警報・計画停電等）

（参考）③広域予備率の見通し公表

- 現状、**広域予備率の週間計画の見通し**は、毎週木曜日に広域機関が算定・公表後、**電力需給が厳しくなると見込まれる場合を除き、特に更新を行っていない**。
- 一方、2024年度以降、広域予備率の低下が見込まれる場合は、広域機関から発電事業者への通知等により、供給力増大に向けた事業者の自発的な行動を促すこととしており、**広域予備率がこれまで以上に重要な指標**になる。
- このため、 2024年度以降は最新の見通しに基づき、翌々日の**広域予備率の見通しを更新**する予定。

＜現在（2023年度）＞

提出する計画	週間計画（翌週・翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
提出期限	毎週木曜日	-	毎日17時30分頃	毎ゲートクローズ
計画点数	日別の広域機関が指定した時刻（注1）の2点	電力需給が厳しい時のみ各一送が試算(注2)	翌日の48点	当日の48点

＜2024年度＞

提出する計画	週間計画（翌週・翌々週）	翌々日計画	翌日計画	当日計画
提出期限	毎週木曜日	毎日17時30分頃	毎日17時30分頃	毎ゲートクローズ
計画点数	日別の広域機関が指定した時刻（注1）の2点 **※週間計画における翌々日に該当する日の各計画値を見直し、期限までに更新する。(注3)**	日別の広域機関が指定した時刻（注1）の2点（注4）	翌日の48点	当日の48点

注1：月ごとに広域機関が指定する時刻
注2：準備情報発出の際に48点を試算するが公表は実施していない
注3：見直しの結果各計画値に変更がない場合は更新は行わない
注4：電力需給が厳しい時のみ各一送が48点を試算

（出典）2024年度以降の翌々日計画に関する事業者説明会資料
https://www.occto.or.jp/occtosystem2/oshirase/2022/files/20230323_setumeikai01.pdf

（参考）【参考】広域予備率に関する通知情報（システム画面イメージ）

- 2024年度以降は容量市場の実需給に合わせて、「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」及び「広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知」について、広域公表Webで公表となる。

広域予備率Web公表システム　ホーム　お知らせ 1　情報ダウンロード　© 2022 OCCTO.

広域予備率に関する通知情報【容量市場向け】

対象日：　2024/03/13　検索

「翌日・当日計画」において、各通知状況を表示。
この表示であれば、3月13日1時00分～6時00分に
「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」が送られていることになる。

エリア	時刻	0:30	1:00	1:30	2:00	2:30	3:00	3:30	4:00	4:30	5:00	5:30	6:00	6:										2:
北海道	最新の広域予備率	8.29	9.41	8.74	8.51	9.67	10.16	9.62	9.91	9.87	9.72	9.87	10.19	9.67	13.04	16.33	15.99	21.62	17.64	15.70	14.14	18.73	21.76	28.23
	最小の広域予備率	8.29	8.40	7.75	7.74	7.74	7.74	7.75	7.76	7.75	7.75	7.75	7.76	9.15	8.49	10.51	13.57	19.38	17.52	15.70	14.14	18.62	21.19	23.54
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時			3/12 23:25	3/12 23:25	3/12 23:25	3/12 23:25	3/12 23:25	3/12 23:25	3/12 23:25	3/12 23:25	3/12 23:25	3/12 23:25											
東北	最新の広域予備率	15.93	18.71	20.33	21.16	19.89	19.99	20.19	20.85	20.08	22.90	17.54	15.89	13.51	18.82	28.73	30.85	25.87	28.97	15.70	14.14	18.73	21.76	28.23
	最小の広域予備率	15.93	18.47	17.90	19.19	16.39	16.05	16.28	16.25	15.70	21.02	16.73	14.66	11.94	17.41	27.05	30.85	25.87	27.61	15.70	14.14	18.62	21.19	27.54
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時																							
東京	最新の広域予備率	15.39	18.71	20.33	21.16	19.89	19.99	20.19	20.85	20.08	19.95	17.02	14.28	11.68	12.24	10.83	10.84	10.83	10.83	11.70	14.14	14.87	15.06	16.56
	最小の広域予備率	14.52	15.46	15.87	17.04	16.39	16.05	16.28	16.25	15.70	17.71	14.90	12.89	11.35	11.32	10.83	10.82	10.83	10.83	11.64	11.54	12.68	13.47	14.12
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時																							
中部	最新の広域予備率	15.39	15.43	15.46	14.27	14.22	13.76	13.57	12.89	12.80	13.41	14.41	14.28	12.50	12.24	14.16	15.11	15.60	15.31	15.06	15.87	15.64	15.06	16.56
	最小の広域予備率	14.52	14.97	14.84	13.12	13.35	12.62	12.01	11.53	11.35	11.76	12.56	12.89	11.35	11.32	11.87	12.32	12.25	11.95	11.64	11.54	12.68	13.47	14.12
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時																							
北陸	最新の広域予備率	15.39	15.43	15.46	14.27	14.22	13.76	13.57	12.89	12.80	13.41	14.41	14.28	12.50	12.24	14.16	15.11	15.60	15.31	15.06	15.87	15.64	15.06	16.56
	最小の広域予備率	14.52	14.97	14.84	13.57	13.35	12.62	12.01	11.53	11.35	11.76	12.56	12.89	11.35	11.32	11.87	12.40	12.25	11.95	11.64	11.54	12.68	13.47	14.12
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時																							
関西	最新の広域予備率	15.39	15.43	15.98	15.75	15.58	14.16	13.57	12.89	12.80	13.41	14.41	14.28	12.50	12.24	14.16	15.11	15.60	15.31	15.06	15.87	15.64	15.06	16.56
	最小の広域予備率	14.52	14.97	14.96	14.24	13.52	12.62	12.01	11.53	11.35	11.76	12.56	12.89	11.35	11.32	11.87	12.40	12.25	11.95	11.64	11.54	12.68	13.47	14.12
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時																							
中国	最新の広域予備率	15.39	15.43	15.98	15.75	15.58	14.16	13.57	12.89	12.80	13.41	14.41	14.28	12.50	12.24	14.16	15.11	15.60	15.31	15.06	15.87	19.53	25.14	28.44
	最小の広域予備率	14.52	14.97	14.96	14.24	13.52	12.62	12.01	11.53	11.35	11.76	12.56	12.89	11.35	11.32	11.87	12.40	12.25	11.95	11.64	11.54	12.68	15.03	16.80
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時																							
四国	最新の広域予備率	15.39	15.43	15.98	15.75	15.58	14.16	13.57	12.89	12.80	13.41	14.41	14.28	12.50	12.24	14.16	15.11	15.60	15.31	15.06	15.87	19.53	25.14	28.44
	最小の広域予備率	14.52	14.97	14.96	14.24	13.52	12.62	12.01	11.53	11.35	11.76	12.56	12.89	11.35	11.32	11.87	12.40	12.25	11.95	11.64	11.54	12.68	15.03	16.80
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時																							
九州	最新の広域予備率	15.39	15.43	15.98	15.75	15.58	14.16	13.57	12.89	12.80	13.41	14.41	14.28	12.50	12.24	14.16	17.81	21.12	28.07	35.75	37.59	37.99	38.19	38.53
	最小の広域予備率	14.52	14.97	14.96	14.24	13.52	12.62	12.01	11.53	11.35	11.76	12.56	12.89	11.35	11.32	11.87	12.86	13.88	15.43	28.26	34.56	35.45	35.68	35.79
	低予備率アセスメント対象コマとなった日時																							

CSVダウンロード

翌日・当日計画　広域予備率低下に伴う供給力提供通知対象　　週間・翌々日計画　広域予備率低下のおそれに伴う供給力提供準備通知対象　　データ更新日時：2024/03/13 22:58

（出典）広域公表Webシステム　https://web-kohyo.occto.or.jp/kks-web-public/

※本画像は画面イメージであるため、実際の数値ではなくテスト数値となる。

（参考）④電力需給ひっ迫時の追加供給力対策

第72回電力・ガス基本政策小委員会
資料７　抜粋

- 各種追加供給力対策の前から実需給開始までに検討する対策※1の順序と実施判断基準の予備率については以下のとおり。
- また、追加供給力対策については発動を決定したものから随時予備率に加味していく。

～前日　⋮　当日　実需給開始　日にち

追加供給力公募電源・DR※2の発動

追加的な供給力（kW）を確保するため、一般送配電事業者が公募を実施し、落札した休止発電所の稼働・DRの発動により、供給力を供出する対策。

発動指令電源の発動

一般送配電事業者の発動指令に応じ、相対契約に基づく小売電気事業者への供給や卸電力市場等への応札をする対策。

増出力運転・ピークモード運転

余力活用契約を結んでいる火力発電設備において、定格出力を超えて過負荷運転を実施し供給力を供出する対策。（増出力運転）
余力活用契約を結んでいる火力発電設備において、事前に合意のうえ、排気ガスの温度設定を通常の運転値より超過させることにより出力を上昇させる対策。（ピークモード運転）

安定電源への電気の供給指示

一般送配電事業者からの電気の供給指示に基づき、ゲートクローズ以降の余力を供給力として提供する対策。

8%未満

揚水発電機の運用切替

一般送配電事業者が一時的に貯水池全体の水位を主体的に運用する対策。

余力活用電源の追加起動

一般送配電事業者が余力活用契約に基づいて電源を追加起動する対策。

自家発焚き増し要請

自家用発電設備（火力発電設備）を保有する事業者に対して、発電機の焚き増しを要請することで供給力を供出する対策。

5%未満

水力両用機切り替え※3

水力発電所の周波数変換等を行い、地域間連系線を介さずにひっ迫するエリアに対して、
ひっ迫していないエリアから電力を融通することで供給力を確保する対策。

連系線マージンの使用・運用容量拡大

連系線マージン及び運用容量を超過して連系線を使用し、
ひっ迫していないエリアから電力を融通することで供給力を確保する対策。

供給電圧調整

変電所からの送り出し電圧を電気事業法施行規則で定める値を維持して、供給電力の電圧を下げることで供給力を確保する対策。

ブラックスタート容量の活用

ブラックスタート機能として確保する容量(純揚水等)を需給ひっ迫解消のために活用する対策。

3%未満

需給ひっ迫融通受電

ひっ迫しているエリアに対して、ひっ迫していないエリアから必要な電気の供給を行うことで、供給力を確保する対策。

※エリア予備率3%未満の見通しの場合に実施

広域予備率

※1　対策の実施の検討においては、発動回数制限やその時の電力需給ひっ迫度合等も踏まえ判断しており、必ずしも同じ順番で検討しないことがある。
※2　ディマンド・リスポンス　消費者が電力使用量を制御することで、電力需要パターンを変化させること。
※3　水力両用機は小売事業者が供給力調達した発電機であるため、本対策の発動に関しては、連系線を活用できない場合に小売電気事業者の承諾を得て供給エリアを切り替えて使用する。
※4　電源の作業停止時期の調整や休止電源の稼働等における対策についても実需給断面の状況に応じて実施する。

（参考）　【参考】追加供給力対策（変更後）

第82回電力・ガス基本政策小委員会
資料４　抜粋

- 各種追加供給力対策の前から実需給開始までに検討する対策※1の順序と実施判断基準の予備率については以下のとおり。
- また、追加供給力対策については発動を決定したものから随時予備率に加味していく。

～前日　⋮　当日　実需給開始　日にち

8%未満

追加供給力公募電源・DR※2の発動
追加的な供給力（kW）を確保するため、一般送配電事業者が公募を実施し、落札した休止発電所の稼働・DRの発動により、供給力を供出する対策。

揚水発電機の運用切替
一般送配電事業者が一時的に貯水池全体の水位を主体的に運用する対策。　**順序変更**

安定電源への電気の供給指示※3
一般送配電事業者からの電気の供給指示に基づき、ゲートクローズ以降の余力を供給力として提供する対策。

余力活用電源の追加起動
一般送配電事業者が余力活用契約に基づいて電源を追加起動する対策。　**順序変更**

5%未満

発動指令電源の発動
一般送配電事業者の発動指令に応じ、相対契約に基づく小売電気事業者への供給や卸電力市場等への応札をする対策。

増出力運転・ピークモード運転
余力活用契約を結んでいる火力発電設備において、定格出力を超えて過負荷運転を実施し供給力を供出する対策。（増出力運転）
余力活用契約を結んでいる火力発電設備において、事前に合意のうえ、排気ガスの温度設定を通常の運転値より超過させることにより出力を上昇させる対策。（ピークモード運転）　**順序変更**

自家発焚き増し要請
自家用発電設備（火力発電設備）を保有する事業者に対して、発電機の焚き増しを要請することで供給力を供出する対策。

水力両用機切り替え※4
水力発電所の周波数変換等を行い、地域間連系線を介さずにひっ迫するエリアに対して、
ひっ迫していないエリアから電力を融通することで供給力を確保する対策。

3%未満

連系線マージンの使用・運用容量拡大
連系線マージン及び運用容量を超過して連系線を使用し、
ひっ迫していないエリアから電力を融通することで供給力を確保する対策。

供給電圧調整
変電所からの送り出し電圧を電気事業法施行規則で定める値を維持して、供給電力の電圧を下げることで供給力を確保する対策。

ブラックスタート容量の活用
ブラックスタート機能として確保する容量(純揚水等)を需給ひっ迫解消のために活用する対策。

広域予備率

エリア間補正融通指示

名称変更

広域機関が、エリア単独での供給力が不足する、又は不足するおそれのあるエリアに対して、それ以外のエリアから必要な電気の供給を指示することで、供給力を確保する対策。

※エリア予備率3%未満の見通しの場合に実施

※1　対策の実施の検討においては、発動回数制限やその時の電力需給ひっ迫度合等も踏まえ判断しており、必ずしも同じ順番で検討しないことがある。
※2　ディマンド・リスポンス　消費者が電力使用量を制御することで、電力需要パターンを変化させること。
※3　バランス停止中の余力活用契約を締結している安定電源を除く
※4　水力両用機は小売事業者が供給力調達した発電機であるため、本対策の発動に関しては、連系線を活用できない場合に小売電気事業者の承諾を得て供給エリアを切り替えて使用する。
※　電源の作業停止時期の調整や休止電源の稼働等における対策についても実需給断面の状況に応じて実施する。

（参考）⑤電力需給ひっ迫時の対応（ひっ迫注意報警報・計画停電等）

前々日18:00目処

需給ひっ迫準備情報の発信

- 蓋然性のある追加供給力対策を踏まえても、広域予備率5%を下回る見通しとなった場合、前々日18:00を目処に一般送配電事業者から需給ひっ迫準備情報の発信

※各一般送配電事業者が蓋然性のある追加供給力対策を反映したエリア予備率を算出し、電力広域的運営推進機関が広域予備率を算定する。この広域予備率を基に各一般送配電事業者が電力需給ひっ迫準備情報を発信する。

前日16:00目処

需給ひっ迫注意報の発令

- あらゆる供給対策を踏まえても、**広域予備率が５～３%の見通しとなった場合**、前日16:00を目途に資源エネルギー庁から注意報を発令。

※前日16:00以降に、気象条件の変化や、電源の計画外停止等により、広域予備率3%未満の見通しとなった場合は急きょ警報発令となることがあり得る。

※需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には注意報を解除する。

需給ひっ迫警報の発令

- あらゆる供給対策を踏まえても、**広域予備率が３%を下回る見通しとなった場合**、前日16:00を目途に資源エネルギー庁から警報を発令。

※計画停電等を行う可能性がある場合、一般送配電事業者から実施の可能性を公表する。

当日

需給ひっ迫警報の発令（続報）

- 需給状況が前日時点から改善がされず更新があった場合や、より厳しい見通しとなった場合、**広域予備率が3%未満の場合**に資源エネルギー庁から警報（続報）を発令。

※需給ひっ迫のおそれが解消されたと判断される場合には警報を解除する。

節電要請　※切迫度に応じて、節電要請の内容を変更

警報発令・節電要請等を行った後も広域予備率が１%を下回る見通しの場合

緊急速報メール（対象者：不足ブロック内の携帯ユーザー）の配信

・不足ブロック内の携帯ユーザーに「計画停電実施の可能性」を資源エネルギー庁から「緊急速報メール」にて配信。

実需給の２時間程度前

計画停電の実施を発表

・「計画停電の実施」を、資源エネルギー庁から「緊急速報メール」にて配信。

※自然災害や電源の計画外停止が重なる等、急遽予備率低下が生じるケースにおいては、上記スキームに限らず警報等を発令する場合がある。

※ただし、電力需給ひっ迫準備情報、電力需給ひっ迫警報・注意報、計画停電実施の可能性及び実施については、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関、各一般送配電事業者等において連携し広く一般に向け周知をおこなう。

（参考）【参考】計画停電の広域的な実施

第72回電力・ガス基本政策小委員会
資料７　抜粋

- **2024年度以降の計画停電の実施**については、基本的には**広域予備率により判断**されることとなる。

第66回電力・ガス基本政策小委員会
(2023年10月31日)資料4

③計画停電の実施方法（広域ブロック単位での実施）

- 現状、**計画停電は原則不実施**とされている一方、**あらゆる需給対策を踏まえてもなお、予備率が１％を下回ると見込まれる場合**は、対象エリアの需要家に**緊急速報メールを配信**した上で、**計画停電を実施**することとされている。
- また、2024年度以降は、地域間連系線を**最大限活用した上で広域ブロック単位での需給運用**になり、計画停電の実施についても、基本的には**広域予備率により判断**されることとなる。
- ただし、**広域ブロック単位での計画停電の実施については、国民的な理解を得ること**が欠かせない。
- 需給運用の広域化については、**高需要期に備えた需給検証**や、**2022年3月及び6月の電力需給ひっ迫警報・注意報の発令**を通じ、一般的な理解は広がりつつあると考えられる。
- 他方、計画停電の広域的な実施については、現状、必ずしも広く社会的な認知を得られていない。このため、今後、**広域機関や一般送配電事業者と連携しつつ、様々な機会を通じ、周知を図っていく**。
- また、広域的な実施に不可欠な複数エリアにおける計画停電量の分担方法等については、**広域機関や一般送配電事業者と連携**し、2023年度中に調整を行う。

（参考）【参考】計画停電実施の考え方の周知

第72回電力・ガス基本政策小委員会
資料７　抜粋

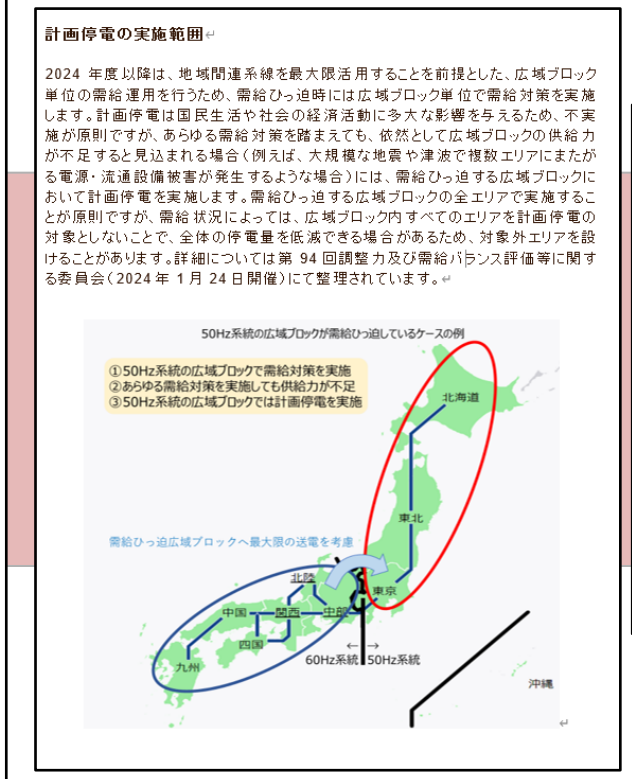
- 2024年度の計画停電の広域的な運用について、資源エネルギー庁、電力広域的運営推進機関及び一般送配電事業者で連携して周知を行う。
- 2024年4月1日に**関係各社のホームページにて周知予定**。

③電力需給ひっ迫時の対応

精度の高いアラートを直前に出すより、一定の余裕をもって早めに段階的に周知する必要があるため、あらゆる追加供給力対策を踏まえても広域予備率が3%未満の場合は、電力需給ひっ迫警報を発令することになります。
前日段階で警報発令の基準（広域予備率 3%未満）には届かないまでもあらゆる追加供給力対策を踏まえても広域予備率 5%を下回る場合には、電力需給ひっ迫注意報を発令し、生活・経済活動に支障のない範囲で最大限の節電の協力を促すこととなります。
さらに、前々日段階においても電力需給ひっ迫の可能性を伝え、需要家や事業者が事前に需給両面の対策の準備時間を確保するために、前々日 18 時頃に一般送配電事業者より電力需給ひっ迫準備情報を発信いたします。
電力需給ひっ迫警報発令後、節電要請等を行った後も広域予備率が1%を下回る見通しの場合、緊急速報メールにて「計画停電実施の可能性」を配信し、実需給の2時間程度前に計画停電の実施を発表します。
なお、計画停電の実施に際しては、電力が不足するエリアだけに負担が集中してしまうことを考慮し、複数エリアが一体となって助け合うことで分担を軽減するため、複数エリア（広域ブロック）で計画停電を実施することが基本となります。

電力需給ひっ迫時の対応（2024年度以降）

資源エネルギー庁HPイメージ



計画停電の実施範囲

2024 年度以降は、地域間連系線を最大限活用することを前提とした、広域ブロック単位の需給運用を行うため、需給ひっ迫時には広域ブロック単位で需給対策を実施します。計画停電は国民生活や社会の経済活動に多大な影響を与えるため、不実施が原則ですが、あらゆる需給対策を踏まえても、依然として広域ブロックの供給力が不足すると見込まれる場合（例えば、大規模な地震や津波で複数エリアにまたがる電源・流通設備被害が発生するような場合）には、需給ひっ迫する広域ブロックにおいて計画停電を実施します。需給ひっ迫する広域ブロックの全エリアで実施することが原則ですが、需給状況によっては、広域ブロック内すべてのエリアを計画停電の対象としないことで、全体の停電量を低減できる場合があるため、対象外エリアを設けることがあります。詳細については第 94 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024 年 1 月 24 日開催）にて整理されています。

電力広域的運営推進機関HPイメージ

広域ブロック単位で計画停電を行う理由　p2

- 日本における電力の供給エリアは北海道～沖縄まで10のエリアに分かれていますが、そのうち北海道～九州までの9つのエリアは送電網（地域間連系線）で一つにつながっています。また、東日本大震災での電力不足の経験などを踏まえて、電力が不足するエリアへ他エリアから電力を届けるため、地域間連系線の整備を進めています。
- こうした取り組みもあり、現在は電気をつくる場所と電気をつかう場所は一つのエリアに留まることなく、地域間連系線の容量の範囲内で９つのエリアが一体となって電力の取引や運用を行っています。
- これを電力の広域的な運用と呼び、日常的な電力需給運用において、従前のようなエリア単位での予備率管理ではなく、地域間連系線を最大限活用した広域ブロック単位※での予備率管理を行う仕組みとなっています。
- 計画停電においても、電力が不足するエリアだけに負担が集中してしまうことを考慮し、複数エリアが一体となって助け合うことで負担を分担するため、複数エリア（広域ブロック）での計画停電を実施する方向性が第66回電力・ガス基本政策小委員会（2023年10月31日開催）にて示されています。

一般送配電事業者HPイメージ

３．容量市場における実需給の実運用開始

容量市場の実需給の実運用開始について

- 容量市場は、初回のメインオークションを2020年度に開催し、**対象となる実需給年度を2024年度に初めて迎えた。**
- 広域機関では、容量市場の2024年度の実需給期間にあたり、容量拠出金の取引対応を開始し（小売電気事業者、一般送配電事業者等）、また容量確保契約に関するアセスメントを開始した（発電事業者等）。

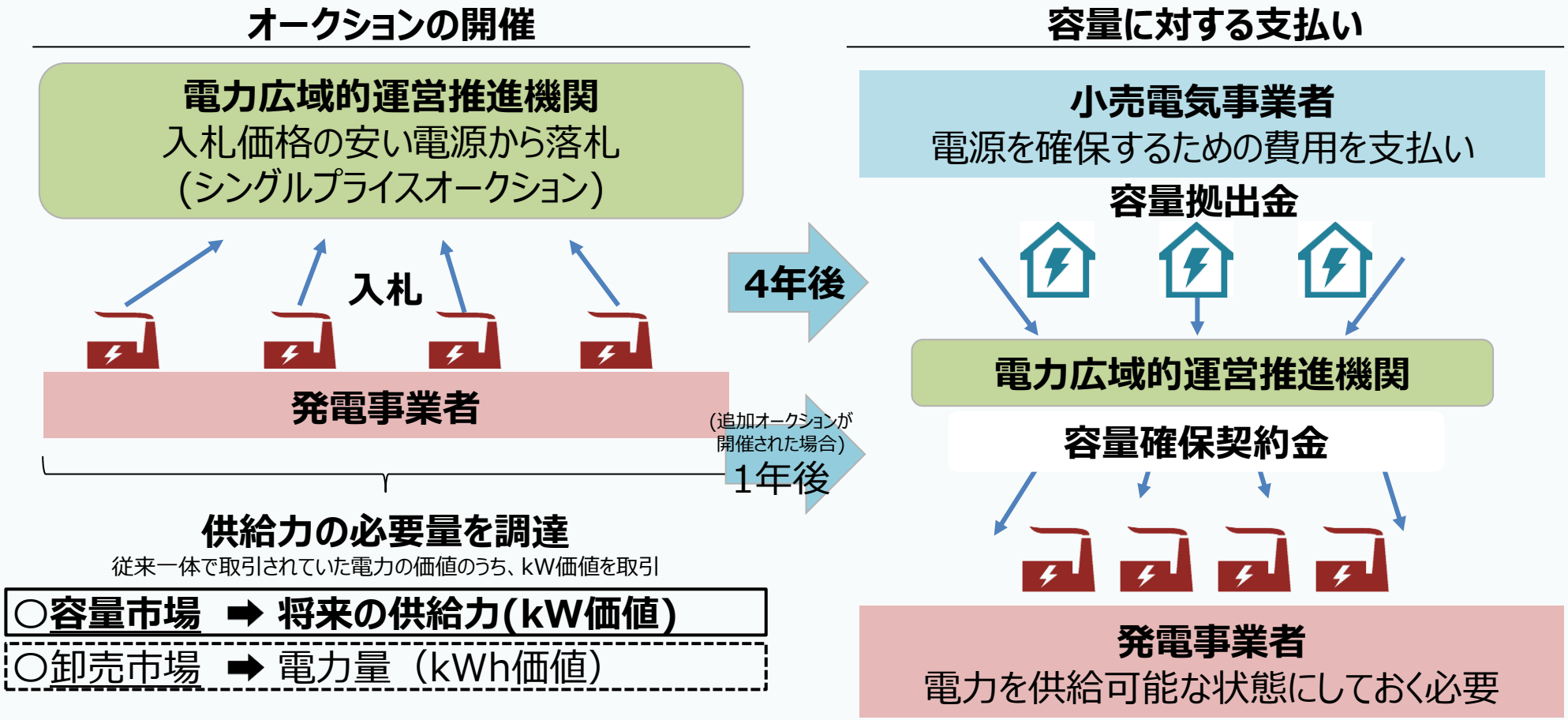
容量市場メインオークション結果概要（第１回～第５回）

	第1回	第2回	第3回	第4回	第5回
実施年度	2020	2021	2022	2023	2024
実需給年度	2024	2025	2026	2027	2028
約定総容量（万kW）	16,769	16,534	16,271	16,745	16,621
落札電源数（件）	-	1,428	1,507	1,567	1,639
指標価格（円/kW）	9,425	9,372	9,557	9,769	9,875
約定総額（経過措置控除後）（億円）	15,987	5,140	8,504	13,140	18,506
総平均単価（経過措置控除後）（円/kW）	9,534	3,109	5,226	7,847	11,134

（出典）約定総容量、エリアプライス、約定総額（経過措置控除後）については、電力広域的運営推進機関が公表している各オークションの約定結果
落札電源数については、電力広域的運営推進機関が各オークションの約定結果公表時に公表している落札電源一覧より算出（※第1回は落札電源一覧の公表はなし）
総平均単価（経過措置控除後）については「約定総額（経過措置控除後）÷約定総容量」にて算出

（参考）容量市場の仕組み

- 電力広域的運営推進機関は、実需給年度の4年前に容量市場のメインオークションを開催し、**発電事業者等から全国で必要な供給力を募集**。応札があった電源等のうち、金額が安いものから順に落札され、約定価格が決定。なお、実需給年度の1年前に必要に応じて追加オークションが開催される。
- 発電事業者等は、容量確保契約で定められた義務を履行することで、**約定価格に応じて決められた「容量確保契約金」を受け取る**。その原資は、**小売電気事業者や一般送配電事業者等が支払う「容量拠出金」によって賄われる**。



（参考）2024年度以降の需給運用（広域運用に伴う主な変更点）

第72回電力・ガス基本政策小委員会
資料７　抜粋（赤枠追加）

- 東日本大震災後、**電力システム改革の一環として2015年に電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が設立**され、全国大での効率的な設備形成・需給運用を目指し、地域間連系線の整備が進められるとともに、**広域的な需給管理・運用**が段階的に行われてきている。
- 電力需給運用については2022年度に広域管理に移行し、**広域予備率に基づく需給検証や需給ひっ迫対応、インバランス料金制度の見直しを行ってきた**。
- その結果、日常的な電力需給運用において、従前のようなエリア単位での予備率管理ではなく、**地域間連系線を最大限活用した広域ブロック単位での予備率管理が一般化**している。
- こうした状況変化を踏まえつつ、**2024年度以降の需給運用の広域管理の本格化により、主に以下の内容が変更**となる。

①容量市場の実需給開始

②需給調整市場におけるすべてのメニューの取引開始

③広域予備率の見通し公表

④電力需給ひっ迫時の追加供給力対策

⑤電力需給ひっ迫時の対応（ひっ迫注意報警報・計画停電等）

（参考）容量市場の実需給開始（容量確保契約の状況）

第72回電力・ガス基本政策小委員会
資料７　抜粋

- 2024年度実需給向けオークション結果から、市場退出等を踏まえ、容量確保契約の契約締結総容量は全国で163,253,264kWとなった。

第54回容量市場の在り方等に関する検討会
（2024年3月28日）資料4

２．2024年度の契約容量、容量確保契約金額について

①2024年3月時点の契約容量、容量確保契約金額（2024年3月8日時点の見込み）

■ 容量市場では、オークションの開催後も、定期的に毎年度の契約容量と金額の最新情報の提供を行っており、今回、2024年度直前のタイミングの情報として、2024年度分の数値を算定した。

＜2024年度の容量契約容量（2024.3.8現在）＞

	契約締結総容量		契約締結総額（経過措置控除後）	
		差分※		差分※
全国	163,253,264 kW	▲444万kW	1,555,438,919,152 円	▲約433億円

エリア	エリア毎の契約締結総容量		エリア毎の契約締結総額（経過措置控除後）	
		差分※		差分※
北海道	5,259,182 kW	▲67.2 万kW	49,734,036,685 円	▲56.9 億円
東北	17,491,346 kW	▲16.1 万kW	169,901,689,236 円	▲21.6 億円
東京	51,410,260 kW	▲157.1 万kW	519,474,752,572 円	▲144.8 億円
中部	24,693,798 kW	▲58.3 万kW	233,656,590,466 円	▲62.4 億円
北陸	4,771,774 kW	▲70.1 万kW	42,180,877,914 円	▲59.8 億円
関西	28,055,303 kW	▲28.8 万kW	260,842,988,645 円	▲28.2 億円
中国	7,526,437 kW	▲13.2 万kW	64,385,411,430 円	▲17.8 億円
四国	6,951,254 kW	▲6.7 万kW	62,286,632,410 円	▲9.0 億円
九州	17,093,910 kW	▲26.4 万kW	152,975,939,794 円	▲32.4 億円

※　差分は容量市場メインオークション約定結果の「約定総容量、約定総額」との差を示す。端数処理の関係で合計が合わないことがある
（本スライドの金額はいずれも税抜金額）

４．需給調整市場の全商品の運用開始

需給調整市場の全商品の運用開始について

- **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低減を図るため、**需給調整市場を開設**し、**前日商品である三次調整力②（三次②）の取引を開始**、**2022年４月**には週間商品のひとつである**三次調整力①（三次①）の取引を開始**した。
- **2024年４月**に**残りの週間商品である二次調整力①②（二次①、二次②）、一次調整力（一次）の取引を開始**した中で、募集量に対する 応札量・約定量の未達が発生。前日商品については調達費用の高騰も大きな課題となった。
- このような状況を踏まえ、**2024年度、**広域機関では、**需給調整市場検討小委員会において、応札不足解消のための対応として、三次②の効率的な調達や揚水応札拡大の方策、制度的措置に関する検討などを行った。**
- 加えて、2026年度に予定されている全商品の前日取引化に向けた課題の整理なども行った。

（参考）2024年度以降の需給運用（広域運用に伴う主な変更点）

第72回電力・ガス基本政策小委員会
資料７　抜粋（赤枠追加）

- 東日本大震災後、**電力システム改革の一環として2015年に電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）が設立**され、全国大での効率的な設備形成・需給運用を目指し、地域間連系線の整備が進められるとともに、**広域的な需給管理・運用**が段階的に行われてきている。
- 電力需給運用については2022年度に広域管理に移行し、**広域予備率に基づく需給検証や需給ひっ迫対応、インバランス料金制度の見直しを行ってきた**。
- その結果、日常的な電力需給運用において、従前のようなエリア単位での予備率管理ではなく、**地域間連系線を最大限活用した広域ブロック単位での予備率管理が一般化**している。
- こうした状況変化を踏まえつつ、**2024年度以降の需給運用の広域管理の本格化により、主に以下の内容が変更**となる。

①容量市場の実需給開始

②需給調整市場におけるすべてのメニューの取引開始

③広域予備率の見通し公表

④電力需給ひっ迫時の追加供給力対策

⑤電力需給ひっ迫時の対応（ひっ迫注意報警報・計画停電等）

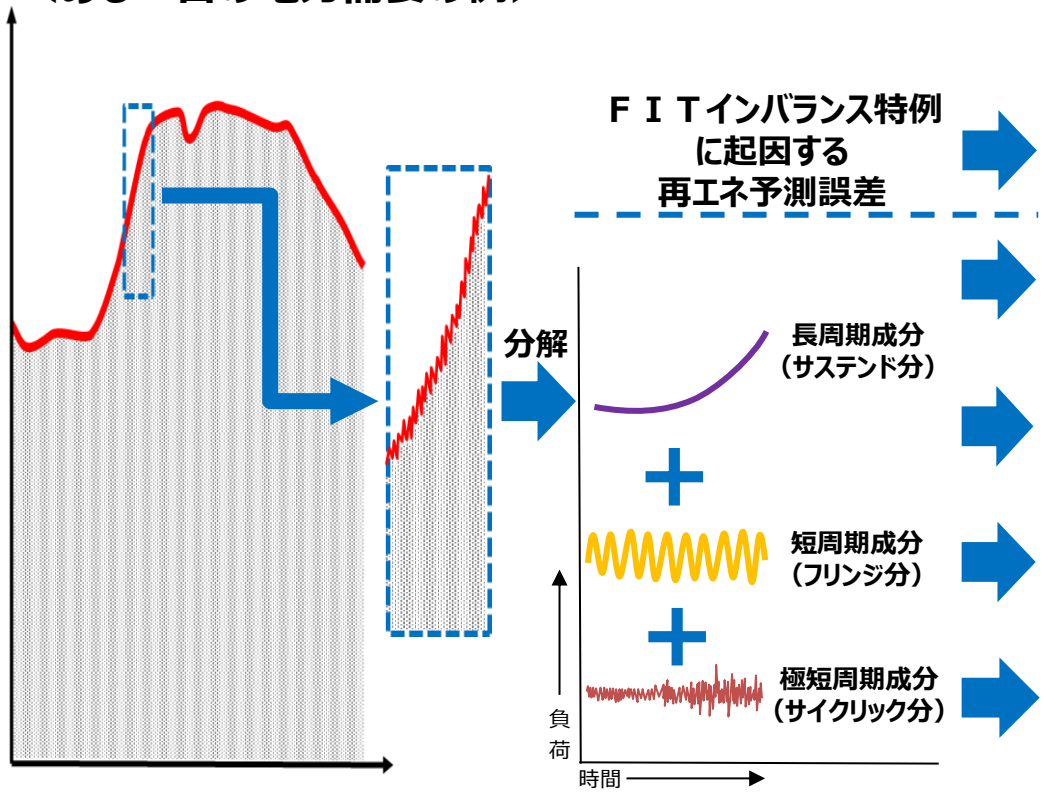
（参考）②需給調整市場におけるすべてのメニューの取引開始

第72回電力・ガス基本政策小委員会
資料７　抜粋

- 電力需要の変動は成分毎に分解可能であり、発電機はそれぞれの変動成分に対応した機能を使い分けて周波数制御を実施している。
- まずは**2021年度から低速域の三次②の広域調達を開始し、2022年度からは三次調整力①（三次①）の調達を開始**した。**他商品についても2024年度から取引を開始する**。
- また、2024年1月26日、需給調整市場の運営及びその他附帯・関連する事業を実施するため、**「電力需給調整力取引所（EPRX※）」の法人化**をおこなった。

※Electric Power Reserve Exchange（EPRX）

＜ある一日の電力需要の例＞

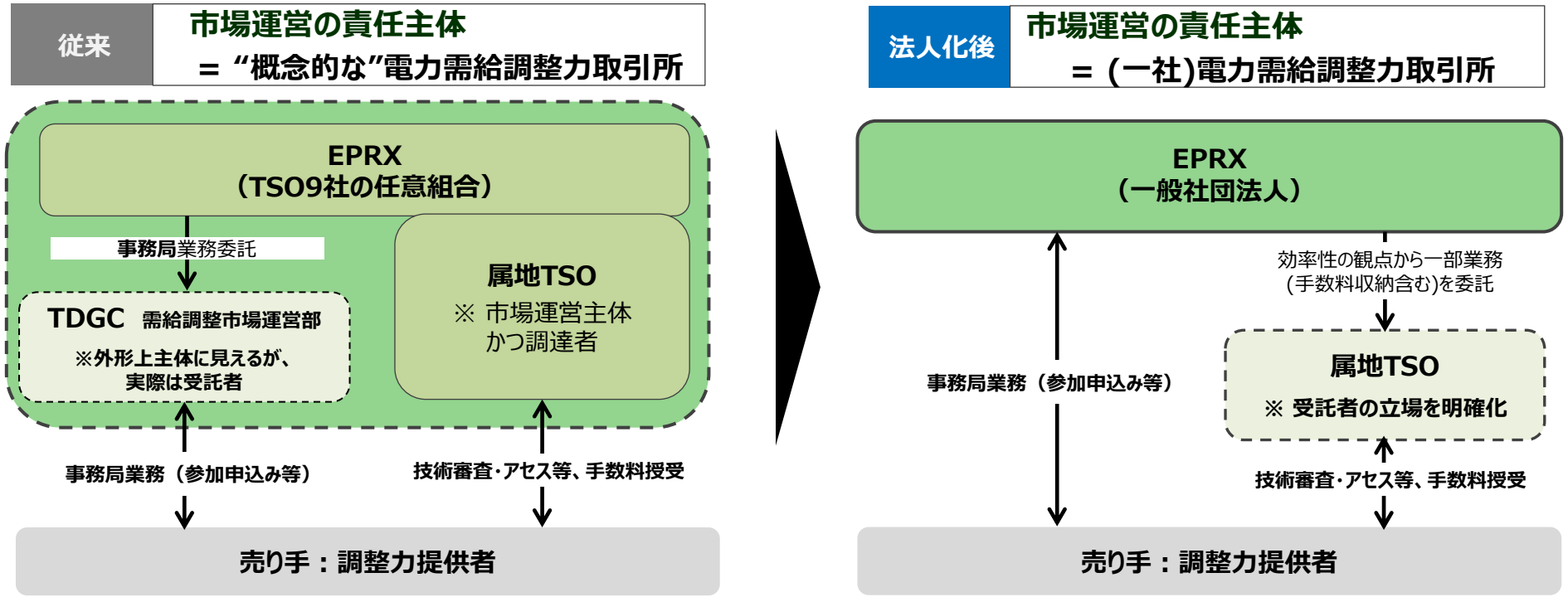


＜商品区分と導入スケジュール＞

	年度	2021	2022	2023	2024	2025
商品区分	三次調整力② 応動時間45分以内 継続時間：3時間	▼調達開始				
	三次調整力① 応動時間15分以内 継続時間：3時間		▼調達開始			
	二次調整力② 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	二次調整力① 応動時間5分以内 継続時間：30分以上				▼調達開始	
	一次調整力 応動時間10秒以内 継続時間：5分以上				▼調達開始	

（参考）【参考】電力需給調整力取引所の法人化の経緯

- 2021年4月より、TSOによる民法上の任意組合の形態でEPRXは設立し、取引所事務局業務については当該組合から、送配電網協議会(需給調整市場運営部)へ委託する形で市場運営を担ってきた。
- **市場運営の安定性、透明性・中立性の向上を大目的**としつつ、万が一システムトラブル等が発生した際の**市場運営に係る責任をより明確化**するため、今般**新法人を設立しEPRXを法人形態に変更**することとなった。



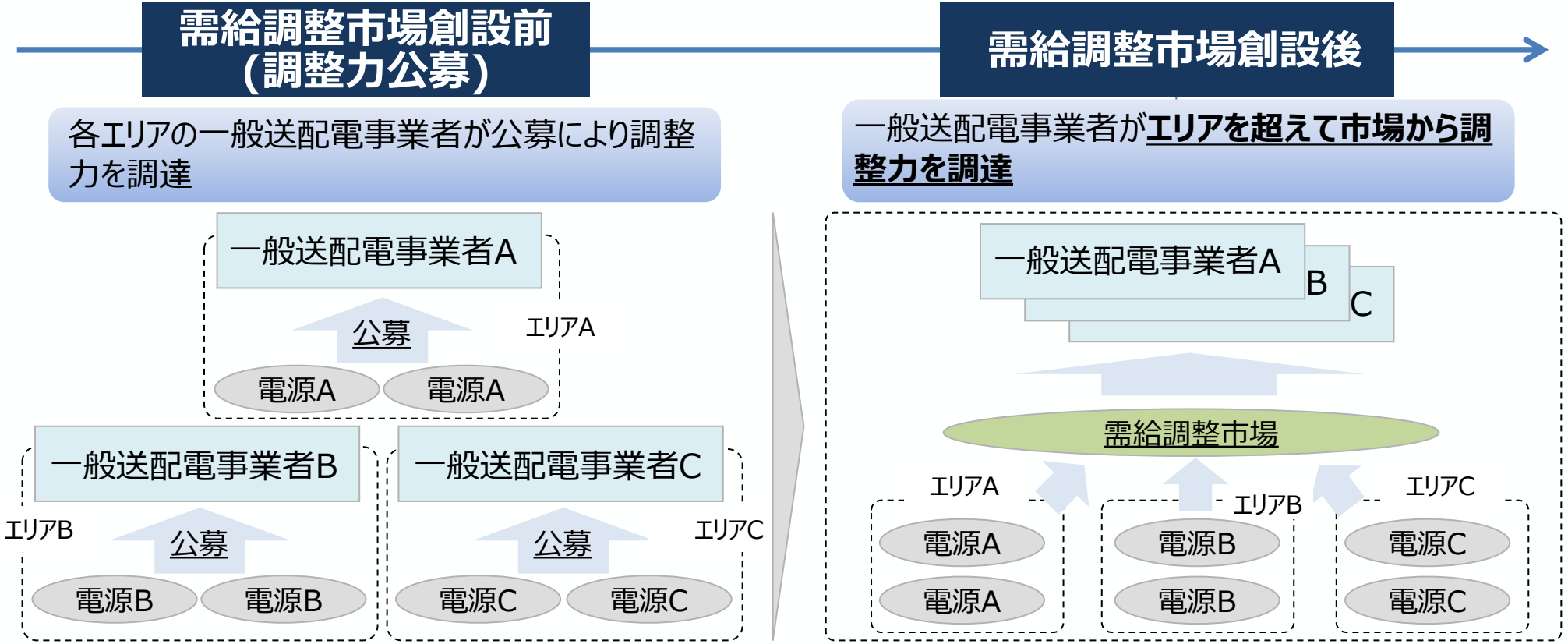
（参考）調整力公募から需給調整市場へ

第51回電力・ガス基本政策小委員会
（2022年6月30日）資料5-1より抜粋

第83回制度検討作業部会
資料３　抜粋

- 周波数を維持し安定供給を実現するため、**一般送配電事業者は需要と供給を最終的に一致させる調整力を確保するという、極めて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ところ。
- 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低減**を図るため、**需給調整市場を開設し取引を開始**した※。DR事業者や新電力等の新規事業者も市場に参加し、より効率的で柔軟な需給運用の実現が望まれている。

※2021年度は需給調整市場の商品のうち三次調整力②のみ取引開始。2022年度からは三次調整力①の取引を開始し、他商品は2024年度より導入。



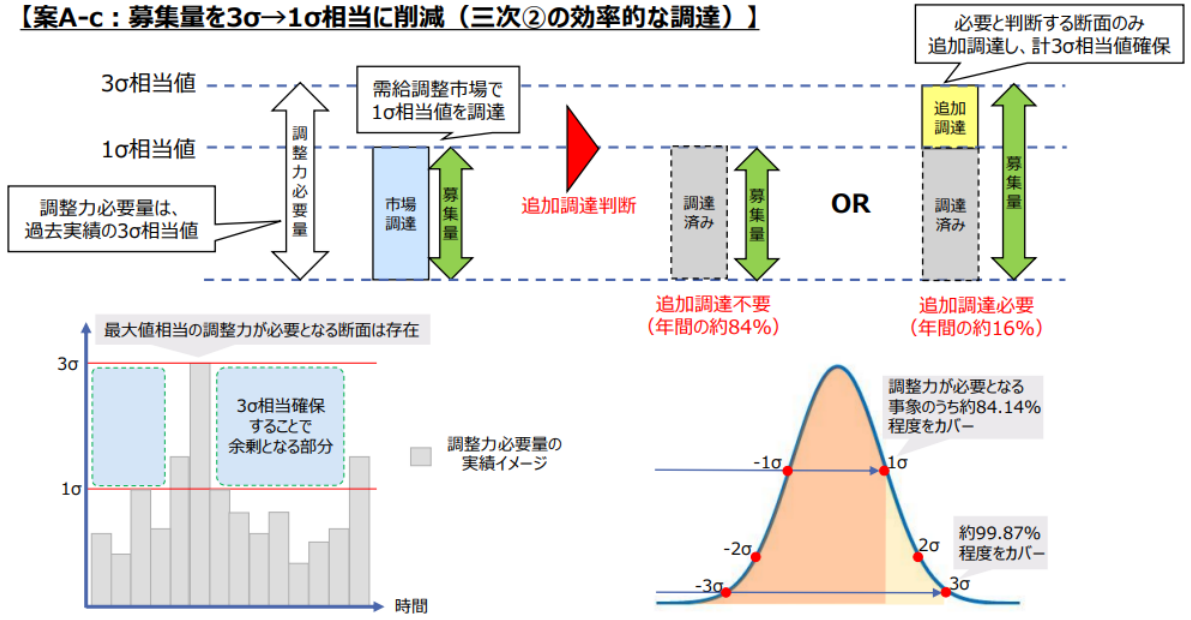
※ 「電源」は旧一電電源、新電力電源、DR等

（参考）三次②の効率的な調達について

三次②の効率的な調達について　15

■ 一方で、本質的に不要な断面の調整力（必要量）は削減することが望ましく、前回の本小委員会でもお示ししたとおり、既に検討が進んでおり、三次②募集量見直しにおける案A-c（募集量を3σ→1σ相当に削減）に該当する三次②の効率的な調達の取り組みを進めていくことも重要になると考えられる。

【案A-c：募集量を3σ→1σ相当に削減（三次②の効率的な調達）】



まとめ　35

■ 案A-a（一定割合を乗じた募集量削減）との組み合わせも踏まえ、追加論点を整理した結果は以下のとおり。

■ これらを踏まえ、本質的に不要な断面の調整力（必要量）削減に資する、三次②の効率的な調達（追加調達は余力活用対応）の早期導入を目指すこととしてはどうか。

項目		三次②の効率的な調達（追加調達は余力活用対応）（青字は今回の整理）
効率的な調達方法		・**前日に1σ相当値を調達し、3σ必要と想定される断面では余力活用にて追加調達を行う（案A-aとの組み合わせにおいては、募集量は3σ相当値に一定割合を乗じた値とする※1※2）**
必要量	前日市場での必要量	・前日6時時点の再エネ予測値をもとに 【「前日予測値-実績値」の1σ相当値 －「GC予測値-実績値」の1σ相当値 】とする **※ 前日調達量は、前日時点における3σ相当値を上限とする**
	追加調達量	・前日15時時点の再エネ予測値を加味して、 【前日15時時点の必要量 ＋ 予測値の下振れ量 － 前日調達量】とする **※ 前日調達量と追加調達量の合計量は、前日時点における3σ相当値を上限とする**
追加調達判断基準（閾値）		・「前日予測値-前日15時予測値」の分布のうち、再エネ予測値が下振れした中で上位16%となる場合に追加調達を実施する（再エネ予測量が、各エリア再エネ設備量の2.5%～5.9%（エリア毎の閾値）以上、下振れした場合を追加調達閾値とする）
追加調達の判断・実施タイミング		**・追加調達判断は前日15時とし、追加調達不要時は1σ相当値まで、追加調達必要時は1σ相当値＋追加調達量まで、余力活用により確保を行う** **・三次②余剰分の時間前市場への売り入札（領域a）については一時中断する**
追加調達の費用の取り扱い		**・時間前市場での買い入札に関する各課題は概ね解消**

※1　1σ相当値が、3σ相当値に一定割合を乗じた値より小さい断面では、1σ相当値を募集量とする
※2 案A-aの「一定割合」の考え方を見直す際には、募集量算定がシンプルな案（募集量は1σ相当値に一定割合を乗じた値とする）への移行を検討

（出典）電力広域的運営推進機関　第48回需給調整市場検討小委員会　資料２　抜粋

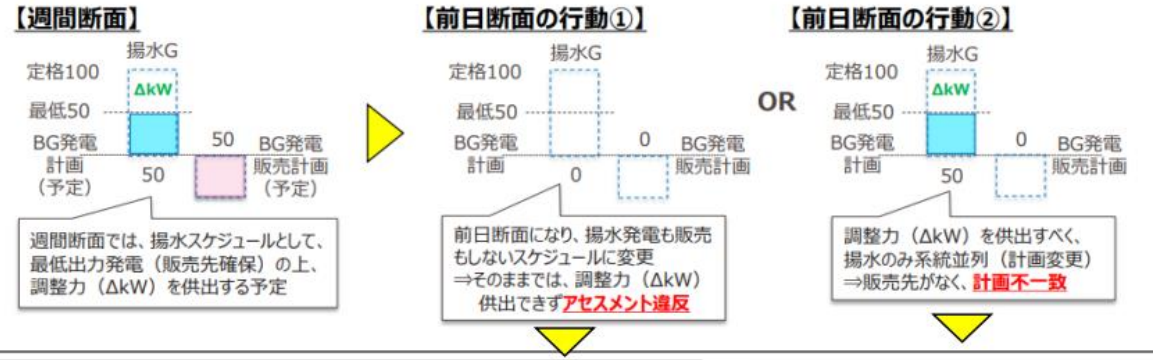
（参考）揚水応札拡大方策について

課題②（電源態勢持替え）に対する対応の方向性（１／２）

35

- 課題②に関係するヒアリング意見として「No.1：一次、二次①の並列必須要件」ということで、約定ブロックにおいては最低出力（50%程度）等で運転（並列）したうえで、調整力指令に応じる運用を求められるため、経済的運用を考えると、並列必須要件のある週間商品の一次・二次①への応札を控えることとなるといったご意見をいただいた。
- 他方、一次、二次①は時間内変動（あるいは瞬時の電源脱落）対応の調整力であり、技術的には約定時間帯において、系統並列しておくことは必須となる。
- 言い換えると、本課題は一次、二次①の並列要件有無が課題なのではなく※1、週間断面では系統並列時の電源態勢の持替えが確約できない※2ため、**アセスメント違反や計画不一致のリスクを背負ってまで応札できないというのが本当の課題**であると考えられる（そのため、自社火力等で持替え可能なパターンⅠは比較的対応が容易）。

※1 仮に、並列要件を緩和したとしても、TSO指令等により約定時間帯の前には、必ず並列する必要があるため。
※2 この点、過去（～2023年度）の揚水TSO運用においても、狙った時間帯に確保していた訳ではなく、供給力（kWh）の確保（あるいは経済差替）を目的とした揚水（発電・ポンプ）スケジュール上、系統並列している時間帯のみ期待できていたのが実態。



対応策①

最低出力等の供給力を確保できない場合TSOが余力活用電源で代替ΔkWを用意する（その場合調整力提供者（揚水発電）にΔkW費用は支払わない）

対応策②

最低出力等の販売できなかった場合はTSOが最低出力分を系統並列し、持ち替え先も用意する

対応策の概要について

12

- 通常、調整力供出にあたり並列が必要な（一次、二次①を供出する）場合には、調整力提供者は最低出力等の供給力を小売BGに販売かつ実需給時に系統並列をした上で、余力をΔkWとしてTSOに提供する。
- 対応策①については、調整力提供者が最低出力等の供給力を準備できなかった場合に、TSOが余力活用電源で代替ΔkWを確保すること（TSOポンプアップによる供給力確保含む）によって、調整力必要量を充足させるもの。
- 対応策②については、調整力提供者が最低出力等の供給力を準備できたものの、運用できる状態（並列状態）にできなかった場合、TSOが余力活用契約に基づき揚水発電を並列し調整力必要量を充足させるもの。
- 以降の頁で、それぞれの対応策の論点ならびに実現方法について検討した。

（出典）電力広域的運営推進機関　第47回需給調整市場検討小委員会　資料４　抜粋（一部修正）

（参考）需給調整市場における制度的措置の検討について

まとめ（１／３）

77

■ 制度的措置に関する予備的検討や事業者アンケート結果等を踏まえ、制度的措置の基本的な考え方や個別の論点について詳細検討を行った。

■ 制度的措置と誘導的措置の関係性を踏まえ、制度的措置に関する基本的な考え方について、以下の青字箇所のとおり注釈を追記してはどうか。

- ➢ 基本的な考え方１
  - ✓ 以下を制度的措置の定義とし、肉付けする方向性で検討を進める
    - 特定のルールのもと、スポット市場後の需給調整市場の活性化（調整力調達費用の低減）を果たすため、特定の事業者に対して、調整力ΔkW市場への供出を求める措置
- ➢ 基本的な考え方２
  - ✓ 社会コストが過大とならない範囲で、誘導的措置の検討・議論をさらに加速※させた上で、最大限事業者に配慮した設計とする（誘導的措置の状況によって、制度的措置の強度は変わり得る）

※ 事業者の技術的・金銭的な応札リスク低減に繋がる施策を、迅速かつ網羅的に整理することを指す

電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN

まとめ（２／３）

78

■ 第52回本小委員会で検討したものも含め、制度的措置の個別論点について検討した結果は下表のとおり。

■ なお、制度的措置の実施要否ならびに論点１－５、論点４については、全体最適の視点から他制度に与える影響等についても十分に留意する必要がある点を踏まえつつ、国とも連携のうえ、検討を進めることとする。

大論点	No.	論点	検討結果
【論点１】 制度的措置の対象	１－１	規模・種別	• 規模：現行ルールとの整合ならびに安定供給、社会コスト等の観点から、規模によらず制度的措置の対象とする • 種別：現行ルールとの整合ならびにリソースの有効活用等の観点から、種別（電源種）によらず制度的措置の対象とする（ただし、各リソースの契約形態や入札制約は考慮）
	１－２	契約形態	• 需給調整市場契約を締結しているリソース：対象 • 余力活用契約のみを締結しているリソース：基本的に対象※1 • 需給調整市場・余力活用の両方とも契約のないリソース：基本的に対象外※2 ※1 入札制約（一部の水系運用制約）等により、パターン２となる止むを得ない特別な事情を持つリソースである場合、対象外 ※2 制御回線を設置すれば調整力として供出可能な設備の取り扱いについては未検討
	１－３	相対契約	• 通告変更権の行使期限「後」の確定した余力であって、かつスポット市場後の余力が制度的措置の対象 • 通告変更権の行使期限「前」の余力の供出は、努力目標
	１－４	入札制約	• 適取GL上の入札制約との整合を踏まえ、国とも連携のうえ、事業者アンケート結果をもとに、仮に制度的措置を導入する場合は、それまでにあらためて1項目ずつ精査
	１－５	事業者	• （対象事業者の違いによる定性評価を踏まえつつ、論点4の中で今後検討）

電力広域的運営推進機関 Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN

まとめ（３／３）

79

大論点	No.	論点	検討結果
【論点２】 求める具体的行動	２－１	応札行動	• 制度的措置として、「需給調整市場の開場時点で有する"余力"を需給調整市場（調整力ΔkW市場）に全量入札」することを求める • 入札を求める余力＝定格（発電可能上限※3）－発電（需要）計画－入札制約－予備力 • 併せて、余力活用契約を有する揚水等のリソース※4に対しては、調整力kWh市場への以下の余力供出（GC後の余力水位幅として提示）を求める • 上げ調整余力＝発電可能上限※3－発電（需要）計画－入札制約－予備力 • 下げ調整余力＝充電可能上限※5－需要（発電）計画－入札制約 ※3 揚水等のリソースにおける発電可能上限（蓄電池の場合は水位をSOCと読み替え） ＝池水位（計画上の水位）-下限水位（設備制約・各種契約等を考慮した下限水位）を全て活用した分 ※4 蓄電池における詳細な運用や取り扱い等については今後検討 ※5 揚水等のリソースにおける充電可能上限（蓄電池の場合は水位をSOCと読み替え） ＝上限水位（設備制約・各種契約等を考慮した上限水位）-池水位（計画上の水位）を全て活用した分 （上記の余力供出における揚水等運用の基本的な考え方） • 水位合わせのタイミング等を踏まえ、先々の計画に影響を与えうる分（kWh）に限り、GC後の余力幅から控除してTSOに提示 • 需給調整市場（前日取引）へのΔkW応札予定分はGC後の余力幅に含めて提示 • TSOからGC後の余力活用量の事前予告は受けない
	２－２	応札商品	• 応札商品：複数機能を持つリソースについては、基本的に複合商品への応札協力を求めつつ、三次②未達状況にも留意しながら、適切に三次②への応札配分も求める • 応札方法：複数機能を持つリソースを複数有する場合は、基本的に複数ユニットの持ち下げ供出を求める（自然体余力、追加起動余力、持ち下げ余力の供出を求める）
	２－３	事業者リスク	• 現時点で考えられる事業者リスクについては手当て済み
【論点３】 開始時期	3	開始時期	• 2026年度前日取引化に合わせることを基本としつつ、国とも連携のうえ引き続き検討（システム、ツール対応等により間に合わなかった場合は、事情を確認の上柔軟に対応することも考えられる）
【論点４】 ルールへの紐づけ	4	ルールへの紐づけ	• （国とも連携のうえ、今後検討）

（出典）電力広域的運営推進機関　第53回需給調整市場検討小委員会　資料２　抜粋

（参考）2026年度前日取引化に伴う課題について

（参考）前日取引化に伴う課題の検討結果（課題①～③）

26

■ 前回ご議論した課題①～③の詳細検討結果は下表のとおりである。
■ 今後、他審議会での議論状況や状況変化も踏まえながら2026年度に向けて準備を進めていくこととする。

No	課題	詳細検討結果
①	広域予備率の計上方法	・他審議会の広域予備率の在り方検討において、週間および翌々日計画における調整力計上方法が、「調達不足分※を見込み計上」に整理されたことに伴い、当初想定していた課題（週間取引分が計上されなくなる）も解消されるため、本課題も合わせて整理済とする　※ 余力活用電源を起動するものとみなして予備率に計上
②	発電機の起動判断（前日市場以降で起動が間に合わないリソースの取扱い）	・前日取引化以降のロング機の起動の仕組み（バックアップ方法）については、調整力不足・供給力不足に対応した余力の特別対応に期待するものとする ・TSOが起動した後の扱いに関しては、小売電気事業者の供給力確保に活用するには、発電事業者に対し、卸電力市場への応札を促す必要があり、TSOからの起動指令時刻が、スポット市場の応札〆切より前の電源であれば、スポット市場に応札されることが望ましく、歯抜け約定や起動費取り漏れといった発電事業者側リスクを考慮すると、起動費を含めた限界費用でブロック入札を行う方法が合理的と考えられる ・また、起動指令時刻が、スポット市場の応札〆切から需給調整市場の応札〆切までであった電源、あるいはスポット市場入札後に不落となった電源の場合、調整力の確実な確保、ならびに起動費等の織込み・回収といった観点からは、需給調整市場に応札されることが望ましい※と考えられる ※現行の容量市場リクワイアメントでは、需給調整市場への応札が十分に促されないとも考えられ、この点、検討が進められている制度的措置の内容によっても取扱いが変わり得るため、引き続き深掘りしていく
③	調達量の判断（現：追加調達の判断）	・こちらも課題①と同様に、広域予備率算定の見直しに伴い、予備率が下がってしまい、常に過調達してしまうといった課題は解消される（適切な判断ができなくなる点は解消） ・また、調達量の判断基準としている閾値（現：翌々日計画の広域予備率12%）について、今年度上期の広域予備率をもとに、算定方法見直し後相当の補正を実施したうえで試算した結果、12～14%程度となり、現在の閾値12%から大きく乖離していないため、今後の実績等を踏まえて変更要否を判断していく ・また、本課題と関連して三次②必要量の見直し（複合商品の調達量により控除量を使い分け）については、前日取引化のタイミングに合わせて実施することが望ましいが、テーブル増加に伴い共同調達が複雑化する等の課題も考えられるため、実現に向けた課題整理について、引き続き検討を深掘りしていく

まとめ

24

■ 今回の課題（④⑤）の詳細検討結果をまとめると下表のとおりとなる。
■ 今後は、前回整理した課題①～③も含め、国をはじめ関係箇所と連携しながら詳細検討を進めていくこととしたい。

No	課題	詳細検討結果
④	連系線枠の取扱い	・連系線枠の取扱い方法としては、連系線枠を最大限活用できる観点から「シリアル処理（逐次処理）」を採用する方向※とする　※ 今後、処理時間の問題が顕在化した際は再度検討を実施する ・また、シリアル処理の付随論点である「どちらの市場を先行にするか」に関しては、シリアル処理の優位性を最大限発揮する観点・調整力提供者の収益機会を最大化する観点から、先行市場を現在の週間商品である「一次～三次①・複合」とし、後続市場を「三次②」とする
⑤	応札商品の偏り	**＜課題⑤-Ⅰ：恒久対策＞** ・応札商品の偏り問題に対する恒久対策としては、まずは「市場一本化案」を本案としつつ、実現可否をはじめ、改修期間やコスト等を踏まえて、次点で「自動エントリー案」を志向することとしてはどうか（ただし、これら両案はMMS改修が伴うため要件定義等を踏まえると、2026年度からの実現は難しい） **＜課題⑤-Ⅱ：暫定対策＞** ・暫定対策として、MMSや中給システムの改修が伴うものは、恒久対策案と同様に2026年度からの対応が困難と考えられ、システム改修せずにできる運用面や制度面での対策についても考えていく必要がある ・調達不足や価格高騰といった応札商品の偏りにより発生しうる課題は、応札量と募集量のバランスにより顕在化するものと考えられるため、システムに依らない対策としては、現行の応札不足対応の暫定措置である募集量削減の取組みや商品の上限価格といった対応も一定程度の効果を発揮するものと考えられる ・今後の市場応札状況次第ではあるものの、募集量調整の中止判断に際しては、前日取引化後の商品の偏りへの影響も考慮した上での慎重な判断が必要になると言えるため、このような点も踏まえて、今後、国をはじめ関係個所と連携しながら進めていく

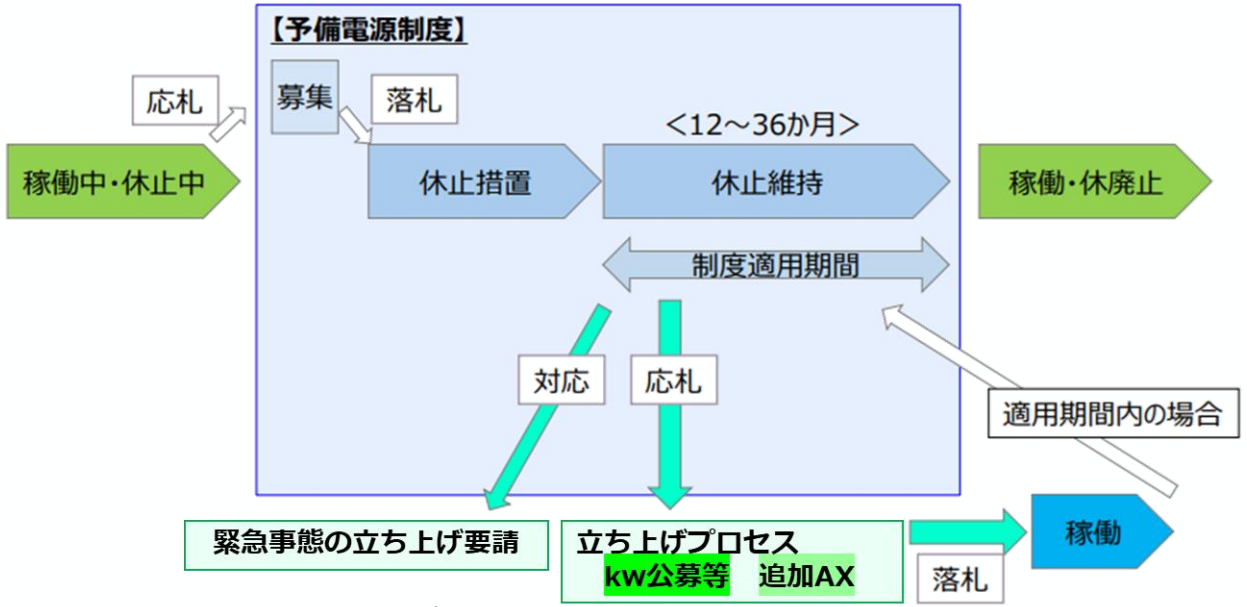
（出典）電力広域的運営推進機関　第53回需給調整市場検討小委員会　資料３　抜粋

５．予備電源制度の開始

予備電源制度の開始について

- 「予備電源制度」は、大規模災害などの緊急時にも必要な供給力が確保されるよう、**一定期間内に稼働が可能な休止電源を維持する枠組み。**
- 2024年度から制度が開始され、７月に予備電源募集要綱等（2025年度・2026年度制度適用開始向け）に関する説明会を実施した上で**10月に初回募集を実施（応札無し）。**
- 初回募集で応札が無かったことを踏まえ、第２回募集に向けて、**対象電源の要件を広げる方針で見直しを実施中。**

予備電源制度の全体像



（出典）電力広域的運営推進機関　説明会資料（2025年度・2026年度制度適用開始向け）（2024年７月）

（参考）第2回の予備電源募集に向けて議論を深めるべき論点

- これまでの議論を踏まえ、第２回の予備電源募集に向けて、**電源を休止することにインセンティブが生じないように留意しつつ、予備電源を確保するために予備電源制度の対象を広げる方針で要件を適切に見直してはどうか。**
- なお、第２回の予備電源募集に向けた見直しにあたり、アンケートの結果を踏まえ**次のような論点について議論していくべきと考えられるが、追加で議論すべき論点や留意すべき視点はあるか。**

項　目	論　点
①参加要件	・応札が可能な電源（２年連続不落札等の条件）
②制度適用期間	・募集対象年度
③価格規律	・目安の価格 ・目安の価格を上回っても落札できる限定的な条件の整理
④リクワイアメント・ペナルティ	・休止状態の維持期間における設備健全性の確認
⑤その他	・調達エリア ・募集スケジュール ・募集量 ・調達方式

（参考）継続的に議論を深めるべき論点

- アンケート結果より得られた以下の論点は、予備電源制度を継続的に運営する上で留意すべきと考えられるため、今後必要に応じて検討することとしてはどうか。
- また、追加すべき論点や留意すべき視点はあるか。

項　目	論　点
①参加要件	-
②制度適用期間	・制度適用期間の定義の見直し
③価格規律	・予備電源制度のインセンティブの在り方
④リクワイアメント・ペナルティ	・制度適用期間における稼働の可否
⑤その他	・非効率な石炭火力のフェードアウトを進める中での予備電源制度の位置付け ・稼働に伴うCO2排出による、GX排出量取引制度における負担の取り扱い ・容量市場と一体となった、予備電源制度の在り方の検討

（参考）【参考】予備電源の概要

- 緊急時にも必要な供給力が確保されるよう、**一定期間内に稼働が可能な休止電源を維持する枠組み**である**「予備電源」制度**について、2024年８月30日～９月30日に初回募集を実施。

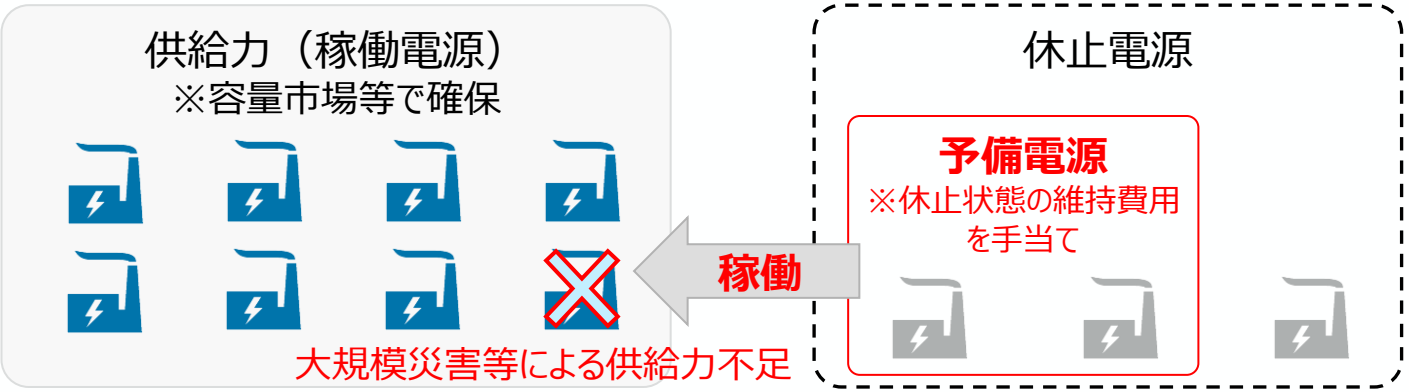
✓ 目的：大規模災害等による電源の脱落や、需要の急増など、**追加の供給力確保を行う必要が生じた際に、休止中の予備電源を稼働させることで、供給力不足を防ぐ**。

✓ 対象電源・対象費用：休止中又は休止を予定している10万kW以上の火力（容量市場において2年連続で落札できなかった電源）から選定し、休止状態の維持や修繕等に必要な費用を手当てする。なお、予備電源を稼働させる際は、供給力不足が生じた際の公募等のプロセスを経ることとする。

✓ 調達量・制度適用期間：合計で300～400万kW程度とし、募集エリアは東西の2エリア、制度適用期間は最大3年間とする。

✓ 費用負担・実施主体：託送料金による負担とし、電力広域的運営推進機関で調達等のプロセスを実施する。

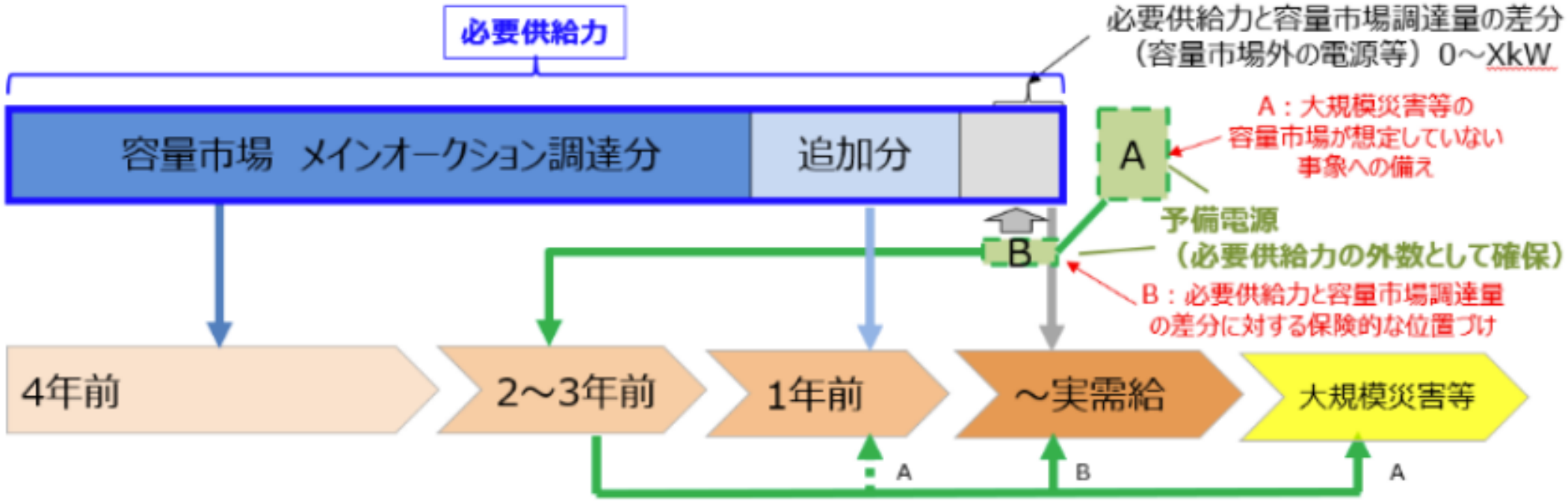
予備電源の制度イメージ



※予備電源は、短期（3カ月程度）で立ち上げが可能な電源と長期（1年程度）で立ち上げを行う電源に分けて募集を行う。

（参考）予備電源制度の役割

必要供給力と容量市場における調達量、予備電源の関係



（出典）電力広域的運営推進機関　説明会資料（2025年度・2026年度制度適用開始向け）（2024年７月）

６．FIT/FIP交付金留保制度に対する積立金管理業務の開始

積立金管理業務の開始について

- 広域機関では、2022年４月から再エネ特措法に基づくFIT/FIP制度の入札・賦課金徴収・交付金交付業務を開始した。
- また、**2024年４月施行の改正再エネ特措法**において、再エネの地域共生に向けた規律強化を目的とした関係法令などの違反FIT/FIP認定事業者に対する**交付金を一時留保する制度が開始**され、 **当該制度に伴う積立金管理業務を開始**した。
- 当該業務を円滑に実施するため、広域機関では**2023年度中にシステムを改修**し、ウェブサイトを通じて**必要な手続き**や**Q&Aを公表**した。
- なお、改正再エネ特措法の施行日以降、関係省庁と連携の上で、①森林法違反の太陽光発電事業**計９件**、②農地法違反等の不適切な事由が確認された営農型太陽光発電事業**計342件**、③農地法違反や盛土規制法違反等の太陽光発電事業**計19件**の**一時停止措置が行われている。**

（参考）交付金一時停止措置の実績

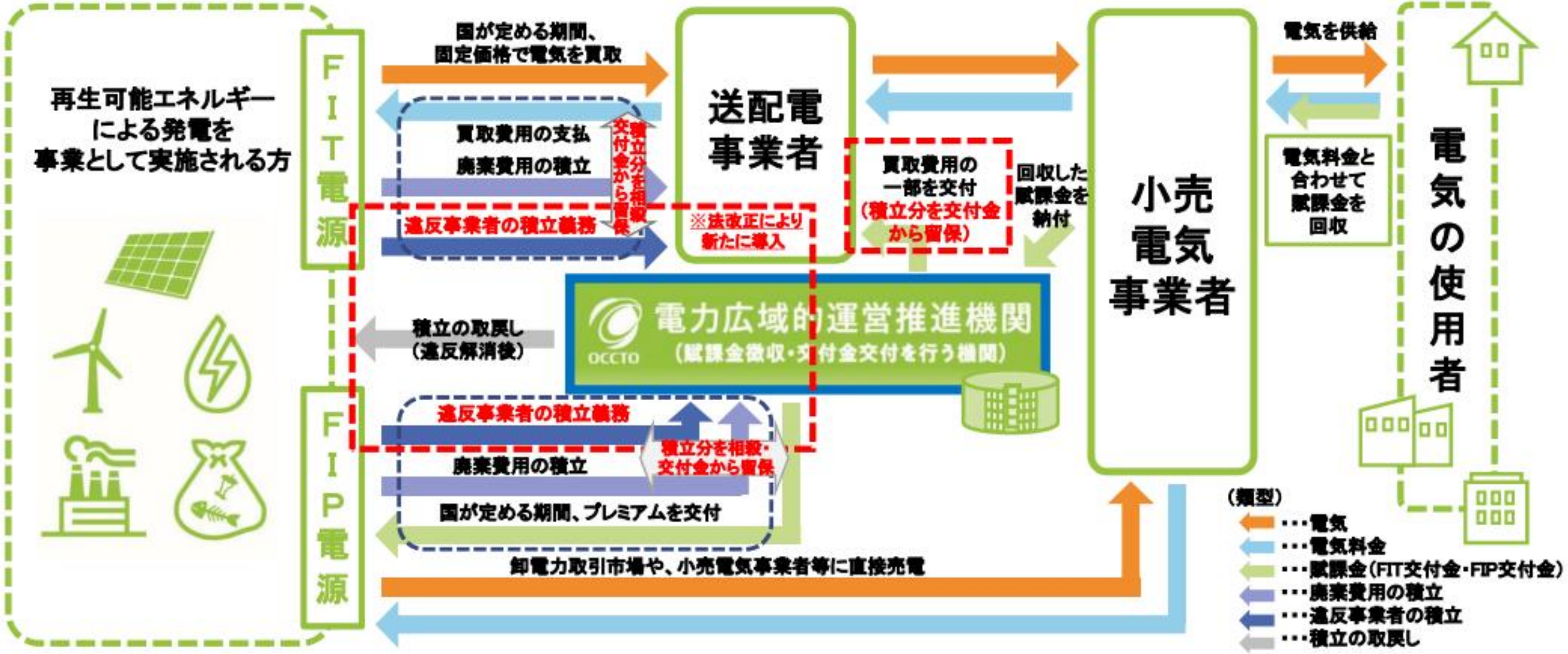
第71回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会　資料１　抜粋

（参考）FIT/FIP交付金の一時停止措置について

第66回再エネ大量導入・次世代電力NW小委員会（2024年８月７日）資料３を一部修正

- 改正再エネ特措法では、**関係法令に違反する事業者等**に対して、**早期の是正を促すため、FIT/FIP交付金を一時停止する**措置を講じている。
- **違反解消等が確認された場合**は、**一時停止された交付金を取り戻す**ことができる。他方、**違反が解消されずに認定取消しに至った場合**には、**違反発生時点から認定取消し時点までの交付金の返還命令が可能**となっている。
- 法施行日以降、**関係省庁と連携**の上で、まずは、次の事案に対して、**一時停止措置を講じた**。
  - ① 2024年４月２日、**森林法違反の太陽光発電事業（計９件）**に対して、一時停止措置を講じた。
  - ② 2024年８月５日、**農地法違反（必要な農地転用許可を受けていないものや、収穫量８割以上の営農が継続されていないもの）等の不適切な事由が確認された営農型太陽光発電事業（計342件）**に対して、一時停止措置を講じた。
  - ③ 2024年11月25日、**農地法違反や盛土規制法違反等の太陽光発電事業（計19件）**に対して、一時停止措置を講じた。
  - ※ 森林法違反のうち２件については、違反状態が解消されたことが確認できたため、2024年11月25日に措置を解除。
- 今後も、**随時、関係法令に違反する事業者等には、厳格な対応を講じていく**。

（参考）FIT・FIP交付等の業務フローと広域機関の位置付け



（出典）2023年度第2回評議員会　別紙3　2024年度事業計画案について（第5号議案説明資料）

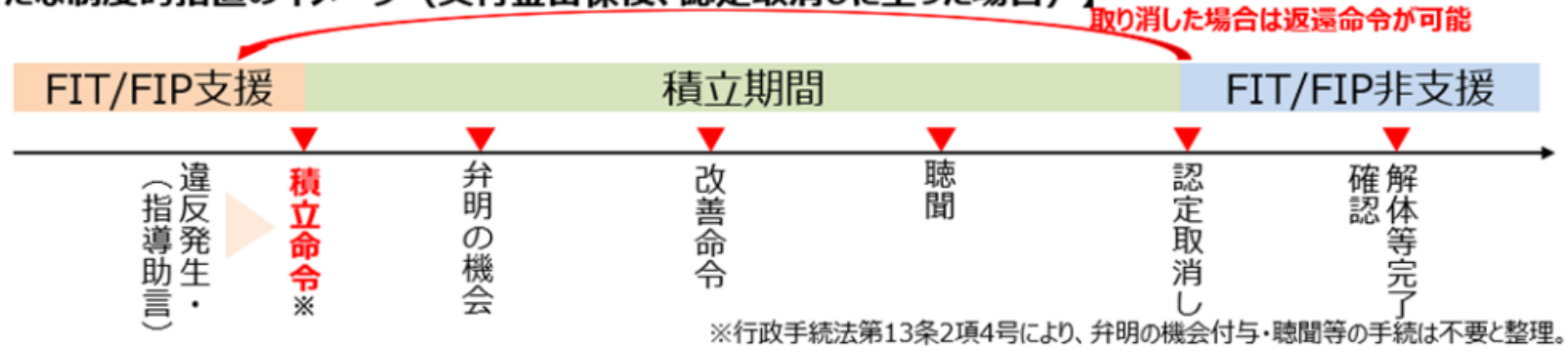
（参考）交付金留保制度の概要

第12回再生可能エネルギー長期電源化・地域共生WG　資料１　抜粋

（参考）違反状況の未然防止・早期解消の措置（交付金の一時停止）

- 再エネ特措法における認定事業者は、認定計画に従って発電事業を実施することが求められ、認定された計画に違反した場合は、必要に応じて指導、改善命令を経て、認定が取り消される。
- 認定取消しは上記のとおり指導・改善命令等を経て実施されるが、**現行制度においては、違反状況が続いている間であっても、認定事業者である以上、FIT/FIP制度における支援は継続**。このため、早期に違反状態が解消されづらいなどの懸念もある。
- こうした懸念に対応するため、認定事業者に対して、違反の未然防止・早期解消を促す仕組みとして、認定計画に違反した場合、**FIT/FIP交付金を一時停止するための積立命令に基づく積立義務を新たに課す**こととし、**違反状態の間は、FIT/FIP交付金の一時停止を継続する**こととする。また、違反状態の早期解消インセンティブを持たせるため、**違反の解消又は適正な廃棄等が確認された場合は、一時停止された交付金を取り戻せる**こととするべきである。
- また、認定取消しをした際には、**認定取消しに加えて、例えば、違反時点から、認定が取り消された時点までのFIT/FIP交付金の返還を求めていくことが適切**である。

【新たな制度的措置のイメージ（交付金留保後、認定取消しに至った場合）】

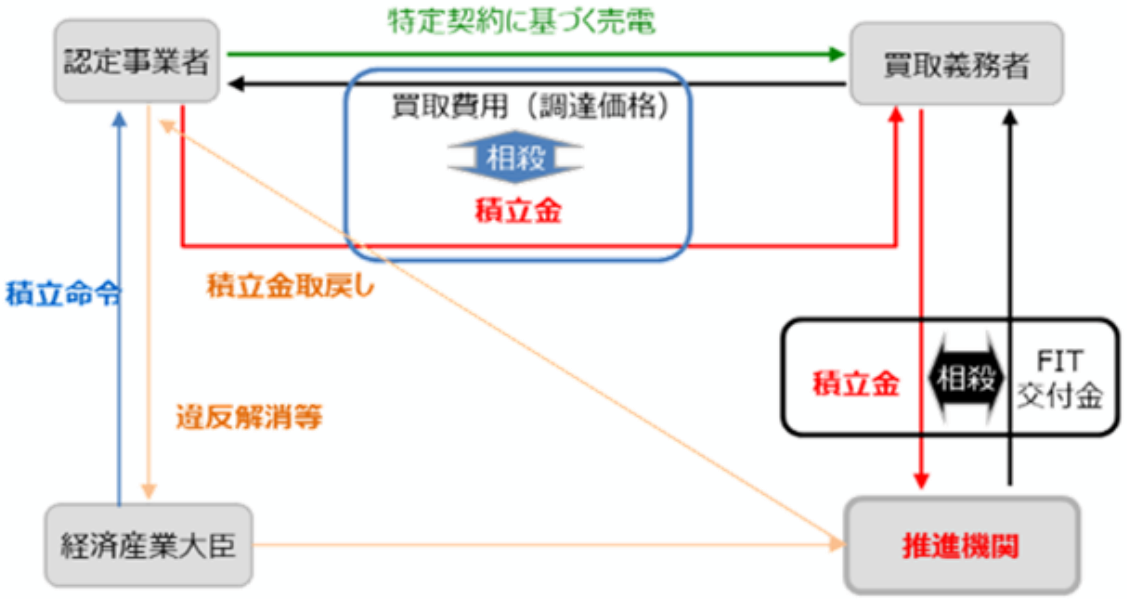


※行政手続法第13条2項4号により、弁明の機会付与・聴聞等の手続は不要と整理。

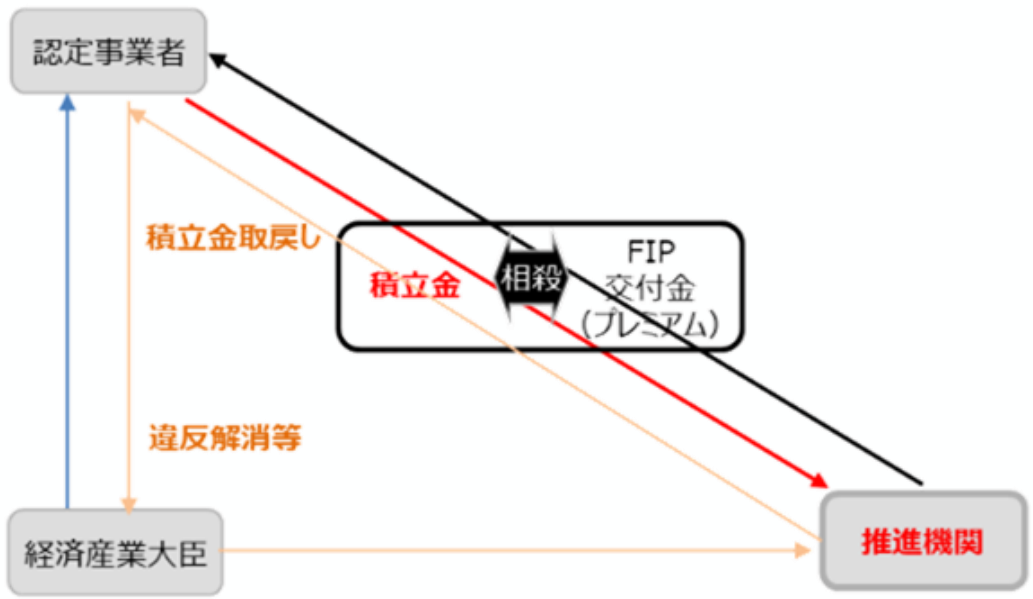
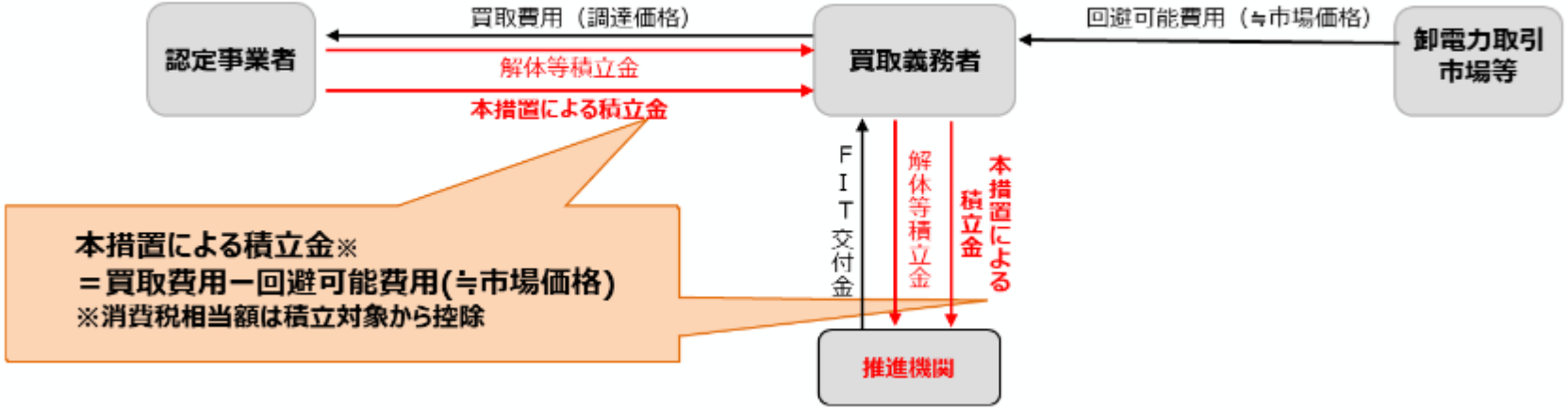
（参考）留保した交付金（交付金相当額積立金）の取扱い

再生可能エネルギー長期電源化・地域共生WG
中間とりまとめ（2023年10月）抜粋

（図２）　FIT 制度における交付金留保の積立命令のスキーム図



（図３）　FIP 制度における交付金留保の積立命令のスキーム図



（図４）　交付金留保のための積立命令の対象金額