

第1号議案 補足資料

(2025年度供給計画の取りまとめについて)

2025年3月27日

電力広域的運営推進機関

- 供給計画の取りまとめにおける本機関の役割
- 2024年度供給計画の振り返り
- 2025年度供給計画の取りまとめについて

- 供給計画とは、電気事業法第29条の規定に基づき、全ての電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電源や送電線の開発等についての計画である。
- 本機関は、供給計画の取りまとめにあたり、短期・長期的な視点で国内における電力需給の見通しのほか、電源や送電線の開発計画等について確認し、その結果を公表する。
- その際、本機関として安定供給の観点で必要と考える場合、本機関は国や一般送配電事業者と連携して必要な対策（供給力の追加調達等）を検討し、対策を実現することで、安定供給の確保を図る。
- 取りまとめた結果は、毎年、当該年度の開始前に、本機関から国に送付する。その際、取りまとめを通じて抽出された課題について意見を付すことにより、安定供給の確保や必要な制度的措置の検討につなげている。

■ 2025年度供給計画の取りまとめ事業者数

供給計画の提出期限

① 電気事業者（一般送配電・配電事業者を除く）から本機関への提出	3月1日 (2月10日)
② 一般送配電・配電事業者から本機関への提出	3月25日 (3月10日)
③ 本機関から国への送付	3月末日

() 内は本機関への供給計画（案）の提出期限
提出期限が本機関の休業日であるときは、前営業日が当該期限となる

事業ライセンス	2025年度 供給計画	参考：2024年度 供給計画
発電事業者	1,135	1,108
小売電気事業者	694	680
特定卸供給事業者	90	60
登録特定送配電事業者	37	33
特定送配電事業者	5	8
送電事業者	3	3
一般送配電事業者	10	10
配電事業者	0	0
合計	1,974	1,902

2024年度供給計画の振り返り

- 2024年度の年間EUEは目標停電量以内となった。2025年度は目標停電量を超過し、補完的確認で予備率10%以上を確認したものの、追加オークションの実施結果によっては電源の補修調整等の需給対策について国や関係する事業者と連携することとした。
- 長期断面（2026年度以降）については、目標停電量を満たさないエリア・断面があることから、中長期的な電源開発動向に注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとした。

3. (1) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期) 19

- 年間EUEで評価した結果、短期断面（第1・2年度目）では、電源の休廃止や補修停止等により2025年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。
- 長期断面でも、電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア（2026～2029年度）、東北エリア（2026、2028、2029年度）、九州エリア（2026～2033年度）、沖縄エリア（2026、2028年度）で目標停電量を超過している。

	(kWh/kW・年)									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	0.024	0.085	0.035	0.214	0.024	0.021	0.014	0.011	0.012	0.010
東北	0.001	0.004	0.104	0.002	0.029	0.027	0.010	0.008	0.009	0.008
東京	0.009	0.043	0.612	0.047	0.029	0.027	0.011	0.009	0.009	0.008
中部	0.001	0.017	0.022	0.010	0.006	0.006	0.003	0.005	0.006	0.006
北陸	0.009	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.003	0.004
関西	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
中国	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
四国	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
九州	0.002	0.039	0.803	0.701	0.726	0.567	0.240	0.234	0.213	0.193
9エリア計	0.005	0.024	0.303	0.093	0.085	0.068	0.029	0.028	0.027	0.025
沖縄	0.069	0.094	3.385	1.163	3.745	1.276	1.364	1.462	1.521	1.354

<容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.033	0.033	0.028	0.027	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.015
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2024年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

3. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2025年度・予備率) 22

- 第2年度（2025年度）の予備率は、全ての月・エリアで10%を上回った。

● 2025年度 各エリアの月毎の予備率（連系線活用後 & 工事計画書提出電源等加算後）

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	19.3%	29.6%	33.9%	23.2%	18.0%	22.0%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東北	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東京	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	10.9%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
中部	29.1%	30.7%	28.1%	17.1%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	15.5%	17.1%	33.6%
北陸	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
関西	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
中国	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
四国	29.1%	34.6%	35.8%	42.5%	40.7%	45.0%	54.1%	49.6%	20.5%	19.8%	18.3%	35.2%
九州	29.1%	21.3%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	15.2%	32.1%
沖縄	60.1%	40.7%	38.8%	29.8%	39.7%	34.7%	42.3%	57.3%	66.2%	60.5%	74.2%	83.8%

※ 連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示
※ 沖縄エリアは最小予備率断面

(注) 本評価は地域間連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用
7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関等を踏まえた追加供給力を適用
① 空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)
①: 2024～2033年度の連系線の運用容量 (年間・長期) (2024年3月1日: 本機関) による
②: 2024・2025年度の連系線のマージン (年間) 、マージン設定の考え方及び確保理由 (2024年3月1日: 本機関) を考慮のうえ算出した値

- 2024年度供給計画の取りまとめにおいて課題を3点抽出し、課題を踏まえた本機関としての対応と、国に求める対応とを合わせ、経済産業大臣へ意見として提出した。
- その課題に対し、2024年度において本機関として以下の取組を進めた。

（1）中長期的な供給力・調整力の確保の在り方

容量市場メインオークションにおいて落札されなかった火力等の休廃止が新增設を上回り、設備量が減少していくこと等から、中長期の需給バランスについて、いくつかのエリアや年度で厳しい状況が見受けられた。

事業者の計画的な電源開発等の推進に資する「将来の電力需給シナリオ」の検討や、電源投資の予見性に資する「長期脱炭素電源オークション」の実施、持続可能な需給運用・市場システムを目指した「同時市場」の検討等を進めていく。

カーボンニュートラルと安定供給確保の実現に向け、「将来の電力需給シナリオ」や「同時市場」について、国と連携して具体的な施策の検討を実施している。

容量市場について、脱炭素電源への新規投資を促進する「長期脱炭素電源オークション」を初めて実施し、脱炭素化と長期的に必要な供給力の確保を進めた。

（２）需給構造の変化と系統混雑への対応

データセンター等の新增設の需要増や再エネ電源の系統連系の増加等、需給両面の変化により電力潮流がより複雑化し、域内の系統混雑が発生、拡大する可能性がある。

系統状況の把握等に加え、混雑管理に取り組み、再給電方式等による混雑解消に万全を期す。また、電力量だけではなく、市場取引される供給力や調整力についても、系統混雑対策としての価格シグナルの発信に向けた仕組み等を検討していく。

足元の系統状況の把握に加えて、将来的な系統状況の把握および発電所等の立地誘導等を目的として、将来の系統混雑見通しの精緻化を行い、見通し結果を用いた供給力・調整力等への影響評価と、情報公表を実施した。

また、将来的な系統混雑の発生・拡大に伴う、足元から中長期にわたる諸課題（供給力・調整力・設備形成面等）を網羅的に整理した。

（３）補修調整後の需給バランス変化への対応

端境期（春季・秋季）は、需要期（夏季・冬季）と比較して、需要の減少よりも補修停止の増加等供給力減少の影響が大きく、容量停止計画の調整以降に需給バランスが厳しくなる傾向がある。このため端境期について、きめ細かな情報発信の在り方を検討する。

また大規模災害等の備えとして予備電源制度の導入に向けて国と連携して検討を進める。

2025年度の需給見通しに対して、追加オークションを実施し、約定結果を踏まえた需給バランスを発信するとともに、目標停電量を超過した東京エリアの端境期で補修調整を実施した。予備電源制度については、本機関は調達の実施主体として初回オークションを実施し、次回募集に向けて国と連携して応札要件の見直し検討を進めている。

2025年度供給計画の取りまとめについて

- 電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に従い、供給計画の取りまとめを実施した。

電気事業法施行規則（供給計画の取りまとめ送付書）	概要
1. 電力需要想定	—
（1）前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し（短期）	全国大及び各エリアの前年度の実績及び第一,二年度の電力需要の見通し
（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需要の見通し
2. 需給バランス	—
（1）前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し（短期）	全国大及び各エリアの前年度及び第一,二年度の電力需給バランスを評価
（2）当該年度以降10年間の見通し（長期）	全国大及び各エリアの第三年度～第十年度の電力需給バランスを評価
3. 電源構成の変化に関する分析	電源開発（廃止）計画等から全国大の電源構成の変化等を取りまとめ
4. 送配電設備の増強計画	各エリア及び地域間連系線の増強計画の取りまとめ
5. 広域的運営の状況	エリア間の取引計画の状況を取りまとめ
6. 電気事業者の特性分析	ライセンス毎の電気事業者の状況を取りまとめ
7. その他	取りまとめでの気付き事項・課題等

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 第94回・第95回の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委員会。2024年1月24日・2月20日）の通り、**供給信頼度評価の精度向上のため、偶発的需給変動・厳気象対応を毎年最新データを用いて見直すことが整理された。**
- 加えて、第105回・第106回の調整力等委員会（2025年1月28日、2月17日）において、**連系線運用容量の取扱い及び6月の厳気象対応の考え方について整理された。**
- 本取りまとめにおいては、上記整理を踏まえた2025年度供給計画の諸元に基づく「容量市場・供給計画における目標停電量」によりEUE評価を行う。
- 第1・2年度の月別の補完的確認は予備率（偶発的需給変動と持続的需要変動の合計）により行う。

<2025年度供給計画取りまとめ時の諸元を用いた目標停電量の算定結果>

（ ）は2024年度の目標停電量との差

想定年度	全国H3需要 (離島除き) ※ [万kW]	偶発的 需給変動 対応 [%]	厳気象対応 [%]		稀頻度リスク 対応 [%]	容量市場・供給計画に おける目標停電量 [kWh/kW・年]	持続的需要 変動対応 [%]
			夏季・冬季	春季・秋季			
2025年度	15,863	6.5	4.4	3.8	1	0.018(▲0.015)	2
2026年度	15,905	6.3	4.5	3.9		0.015(▲0.013)	
2027年度	15,971	6.5	4.4	3.8		0.017(▲0.010)	
2028年度	16,081	5.9	5.0	4.3		0.010(▲0.006)	
2029年度	16,179	5.8	5.0	4.3		0.010(▲0.006)	
2030年度	16,270	5.8	5.1	4.3		0.009(▲0.006)	
2031年度	16,351	5.8	5.0	4.3		0.010(▲0.005)	
2032年度	16,393	5.8	5.1	4.4		0.009(▲0.006)	
2033年度	16,398	5.8	5.1	4.4		0.009(▲0.006)	
2034年度	16,387	5.8	5.1	4.4		0.009(-)	

※ 北海道、東北、北陸エリアは1月断面、その他エリアは8月断面の値を合計（沖縄除く）

(参考) 第94回本委員会の方向性について

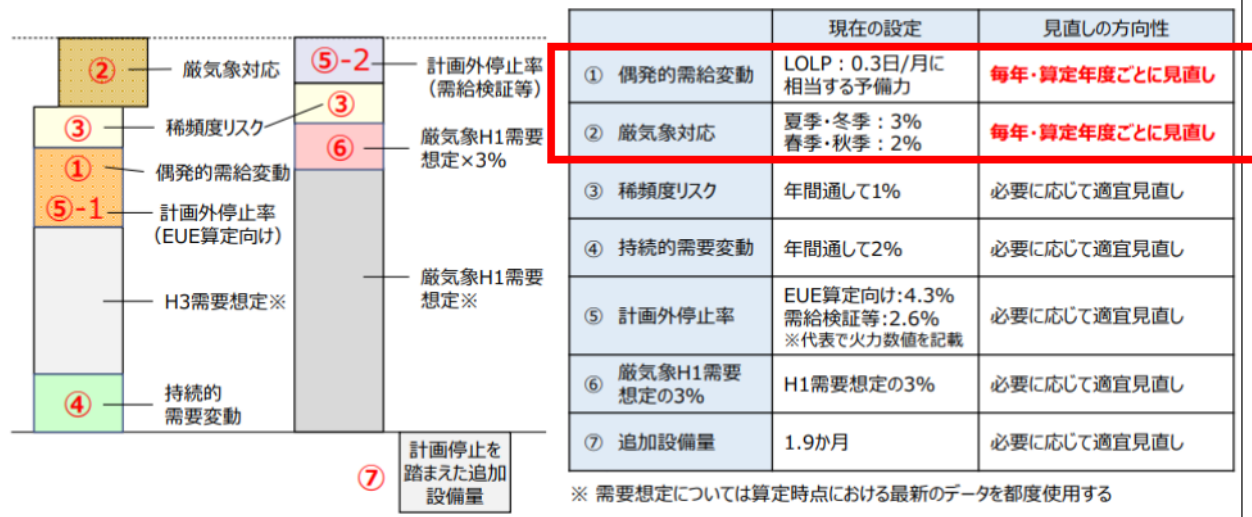
3

- 必要供給予備力想定の精度向上を図るためには、毎年・算定年度ごとに見直しが必要な要素（偶発的需給変動・厳気象対応）を最新データを用いて見直したうえで目標停電量（EUE）を定めることについて整理した。

論点 2：供給信頼度評価の精度向上のため諸元を適宜見直すべき要素について

45

- 必要供給予備力を構成する各要素について、毎年・算定年度ごとに見直しが必要なものと、今後の状況変化などを踏まえて必要に応じて適宜見直すべきものに分類した。
- **必要供給予備力想定を精度向上を図るため、今後は①偶発的需給変動対応、②厳気象対応について、毎年・算定年度ごとに最新データを用いて算定していくこととする。**
- なお、それ以外の項目についても、必要に応じて適宜見直していくこととする。



【出典】第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2024.1.24）資料1

4. まとめ

30

- 供給信頼度評価における連系線運用容量の取扱いについて、以下のように整理した。

＜検討事項②：連系線運用容量の30分細分化（拡大）の反映＞

- ある程度の蓋然性が期待できる範囲において、運用容量の30分細分化を適用することとし、適用範囲については、下図のとおり、基本的には第2年度までとする。
- ただし、容量市場のメインオークションおよび容量停止計画調整については、実需給までの連続性等の観点から、例外的に適用対象とする。

＜検討事項③：個別間連系線への負荷制限織り込み＞

- 運用容量等作業会の整理に基づく負荷制限織り込みを反映した運用容量を供給信頼度評価に適用する。

- これらは、今後の供給信頼度評価への速やかな適用を目指すこととし、具体的な開始時期は下表の通りとする。

対応方針のまとめ

分類		適用項目	開始時期
容量市場	メインオークション	②運用容量の30分細分化 ③負荷制限織り込み※	2025年度（実需給年度2029年度）
	追加オークション		2025年度（実需給年度2026年度）
	容量停止計画調整		2025年度（実需給年度2027年度）
供給計画	短期断面（第1・第2年度）	③負荷制限織り込み※	2025年度供給計画取りまとめ
	長期断面（第3年度以降）		
需給検証等		②運用容量の30分細分化 ③負荷制限織り込み※	2025年度需給見通し

※ 設備・運用上の準備が整った連系線から順次負荷制限織り込んだ運用容量に変更する

■ 第106回の調整力等委員会（2025年2月17日）において、6月の厳気象対応の考え方が整理され、暫定対応に基づき定めたことで春季・秋季の厳気象対応が2024年度から増加。

出所）第106回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2025.2.17）資料1
暫定対応に基づく試算結果が https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_106_01.pdf

- 6月に暫定対応を適用した試算結果は以下の通りであり、従来の目標調達量に対して32万kWの増加となっている。
- 暫定対応により前半・後半の需要傾向をとらえた厳気象対応になったと考えられ、また月後半に高需要になる6月の特徴も考慮することで、安定供給面でも一定程度寄与すると考えられる。
- したがって、**6月の厳気象対応の必要量は、今回の暫定対応に基づいて定めることでどうか。**
- 他の月も前半・後半で需要傾向が異なることはあるが、6月ほど顕著な違いが表れておらず、暫定対応は割り切った方法でもあることから、当面は他の月には適用せず、EUEツール改修含めた恒久対策を今後検討することでどうか。
- なお、供給信頼度での必要供給力は月平均化したものの、実務的には補修停止時期を適切に調整することが必要であり、このような課題についても今後検討を深めていくことが必要である。

<2028年度における試算結果※1>

	厳気象対応（春秋）							目標調達量	目標停電量	
	4月	5月	6月		10月	11月	3月			平均
			前半	後半						
従来	4.8%	1.8%	3.6%		5.0%	4.1%	2.8%	3.6%	18,616万kW	0.016 kWh/kW・年
当初見直し案	4.8%	1.8%	13.2%		5.0%	4.1%	2.8%	5.3%	18,778万kW (+162万kW)	0.011 kWh/kW・年
暫定対応	4.8%	1.8%	5.2%※2		5.0%	4.1%	2.8%	3.9%	18,648万kW (+32万kW)	0.014 kWh/kW・年
			(3.4%※2)	(14.0%※2)						

※1 本結果は、2024年度供給計画とりまとめ時の諸元をベースにした試算であり、条件が変わることで数値が変わりうることに留意
また厳気象対応は夏季（8月）H3需要に対する比率

※2 簡易的な手法で算定

<2025年度における試算結果>

	厳気象対応（春秋）							
	4月	5月	6月		10月	11月	3月	平均
			前半	後半				
2024供計 取りまとめ	4.1%	0.7%	3.7%		4.1%	3.4%	2.1%	3.0%
2025供計 取りまとめ	4.4%	1.4%	4.8%		4.6%	3.6%	4.1%	3.8%
			(3.0%)	(13.6%)				

- 供給計画の予備率評価に用いる供給力は、電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン等に基づき、最大需要発生時に安定的に見込めるものが計上され、純揚水等のブラックスタート機能として確保する容量や火力増出力等、厳気象・稀頻度リスクのみに対応するものは計上されない。

電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン

第3. 供給計画における需給バランスの算定方法

1. 基本事項

- ・最大電力需給バランスにおいては、最大需要電力と最大需要電力発生時に安定的に見込める供給能力を記載するとともに、供給能力から最大需要電力を差し引いた供給予備力を用いて算出する需給の均衡度合（供給予備率）を示す。

電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン（2024年11月）

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/2024-11_jukyujuyou_keijogaidorain.pdf

2025年度供給計画届出書の記載要領

様式第32 第1表（年度別の最大電力供給計画表）

（記載要領）

- 供給電力からは、一般送配電事業者と電源Ⅰ' 契約した当該契約分、ブラックスタート機能契約し、機能提供に必要な電力量の確保による減少分を除く。
- 保有電源の欄には、自らが保有する発電等用電気工作物の発電能力から補修等による減少を除いた分を記載すること。この場合、「発電能力」とは、当該年度において安定的に発電又は放電可能な出力とする。
- 調達分の欄には、安定的に供給電力として見込める調達分について、事業者種別毎に分類して記載すること。
なお、自ら調達した電気あるいは保有する発電等用電気工作物より他の事業者に対し電気の供給を行う場合は、受電分から送電分を差し引いた値を記載すること。

2025年度供給計画届出書の記載要領（2024年11月）

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/2024-11_kyoukei_kisaiyouryou.pdf

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 2024年度の夏季の最大需要電力は、節電・省エネ影響等の弱まりや経済回復などにより、前年度を上回った。
- 2025年度以降については、**人口減少や節電・省エネ影響等の減少影響よりも、経済成長及びデータセンター・半導体工場の新増設に伴う増加影響が大きくなると考えられることから、2034年度まで増加傾向**が続くものと想定した。

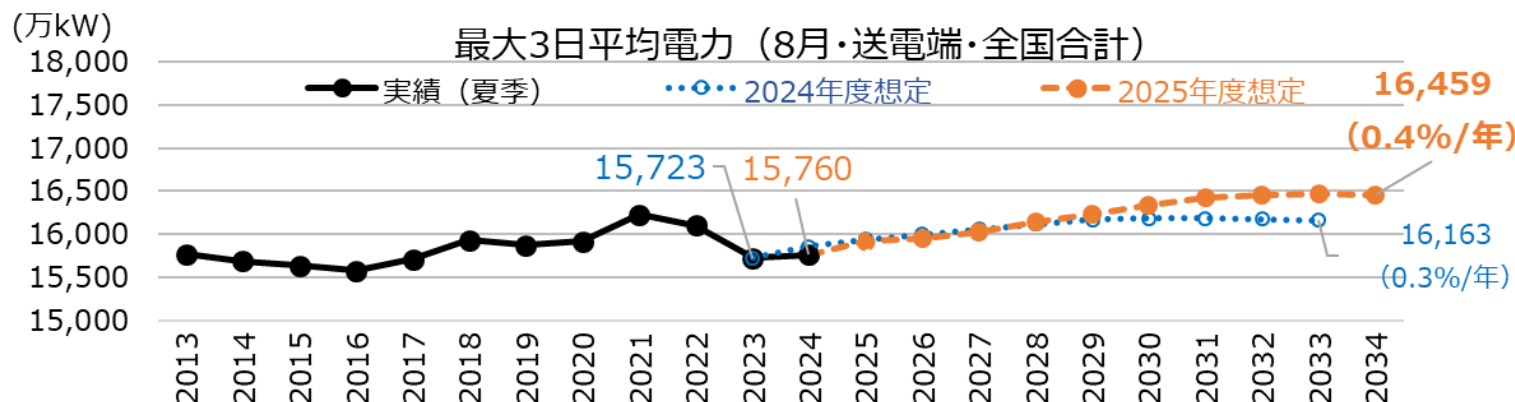
● 需要想定的前提となる全国のエconomic見通し

	2024年度	2034年度
国内総生産 GDP 2015暦年価格	559.8兆円	603.8兆円 [+0.8%]
鉱工業生産指数 IIP 2020暦年=100	102.5	110.5 [+0.8%]
人口	1.24億人	1.17億人 [▲0.5%]

● 需要想定（全国合計、送電端）

	2024年度 実績	2025年度 見通し	2034年度 見通し
最大需要電力 (万kW)	15,760	15,916	16,459 [+0.4%]
年間需要電力量 (億kWh)	8,417	8,496	8,944 [+0.6%]
年負荷率	61.0%	60.9%	62.0%

- ・2024年度実績は気象補正後。
- ・2024年度の年間需要電力量及び年負荷率は推定実績を示す。
- ・[]内は2024年度実績に対する年平均増減率



※現時点でのデータセンター・半導体工場の申込状況をもとに想定した結果、2031年度を境に伸びが減少しているが、将来の新増設申込の動向により変わる可能性がある。

1. 供給信頼度基準について
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (2) 電力量（kWh）の見通し
 - (3) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 年間EUEで評価した結果、短期断面（第1・2年度目）では、電源の休廃止や補修停止等により**2025年度の東京エリア・九州エリア、2026年度の東京エリアにおいて、目標停電量を超過**している。
- 長期断面でも、電源の休廃止等により、**北海道エリア（2027年度）、東北エリア（2028～2034年度）、東京エリア（2027～2034年度）、九州エリア（2027～2034年度）で目標停電量を超過**している。

＜年間EUEの算定結果＞

(kWh/kW・年)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	0.007	0.003	0.035	0.006	0.008	0.002	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.001	0.004	0.003	0.049	0.060	0.034	0.021	0.018	0.021	0.020
東京	0.028	0.104	0.113	0.050	0.061	0.034	0.022	0.021	0.024	0.023
中部	0.017	0.002	0.003	0.007	0.007	0.002	0.003	0.002	0.002	0.001
北陸	0.000	0.000	0.002	0.005	0.006	0.002	0.002	0.002	0.001	0.001
関西	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
中国	0.000	0.000	0.003	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.002	0.001
四国	0.000	0.000	0.002	0.006	0.008	0.004	0.003	0.002	0.001	0.001
九州	0.021	0.005	0.140	0.449	0.440	0.868	0.986	0.884	0.904	0.777
9エリア計	0.015	0.038	0.056	0.069	0.073	0.102	0.107	0.096	0.099	0.086
沖縄	0.346	0.121	1.983	1.509	1.583	1.672	1.735	1.827	1.660	1.756

＜容量市場・供給計画における目標停電量＞

9エリア	0.018	0.015	0.017	0.010	0.010	0.009	0.010	0.009	0.009	0.009
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2025年度供給計画に基づく結果であり、算定諸元が変更となれば結果は変化する

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 第1年度 (2025年度) の予備率は、全ての月・エリアで12%を上回った。

●2025年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源等加算後)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	27.6%	36.6%	37.5%	17.9%	17.5%	24.3%	23.5%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
東北	19.9%	18.7%	19.6%	17.9%	17.5%	24.3%	12.7%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
東京	19.9%	18.7%	19.6%	17.9%	17.5%	24.3%	12.4%	14.4%	19.8%	15.5%	14.8%	21.6%
中部	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	21.7%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
北陸	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
関西	27.5%	30.1%	24.6%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
中国	27.5%	30.1%	34.4%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
四国	63.5%	66.1%	54.7%	46.3%	37.1%	28.0%	31.7%	23.5%	17.0%	24.8%	35.3%	59.8%
九州	27.5%	21.7%	34.4%	17.9%	17.5%	24.3%	29.6%	23.5%	17.0%	14.7%	14.8%	25.7%
沖縄	38.8%	35.2%	28.4%	24.6%	34.2%	34.4%	40.1%	56.5%	68.7%	68.4%	72.9%	94.8%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

※沖縄エリアは最小予備率断面

(注) 本評価は地域間連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用

7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関等を踏まえた追加供給力を適用

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)

①:「2025～2034年度の連系線の運用容量 (年間・長期) 2025年3月1日:本機関」を基に一部連系線 (中部関西間、中国九州間) は運用容量の30分細分化を反映した値

②:「2025・2026年度の連系線のマージン (年間)、マージン設定の考え方及び確保理由 (2025年3月1日:本機関)」を考慮のうえ算出した値

■ 第2年度 (2026年度) の予備率は、**全ての月・エリアで11%を上回った。**

●2026年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後 & 工事計画書提出電源等加算後)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	22.9%	38.4%	34.0%	25.7%	21.4%	21.7%	23.8%	19.0%	22.6%	17.9%	15.9%	22.0%
東北	18.6%	37.5%	34.0%	14.4%	21.4%	21.7%	15.8%	16.8%	20.7%	15.7%	15.3%	22.0%
東京	14.9%	16.9%	12.7%	11.8%	11.8%	18.0%	14.6%	16.8%	20.0%	15.7%	15.3%	22.0%
中部	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	18.0%	14.6%	18.0%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
北陸	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
関西	36.2%	32.6%	26.7%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
中国	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
四国	45.2%	52.3%	35.1%	21.9%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
九州	36.2%	32.6%	35.1%	19.7%	18.8%	27.6%	24.3%	21.1%	14.0%	14.0%	15.3%	23.7%
沖縄	58.8%	45.0%	31.3%	28.8%	31.5%	35.7%	43.2%	56.2%	67.3%	74.8%	76.4%	77.7%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

※沖縄エリアは最小予備率断面

(注) 本評価は地域間連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用

7・8月の北海道から九州エリアについては太陽光と需要の相関等を踏まえた追加供給力を適用

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)

①:「2025～2034年度の連系線の運用容量 (年間・長期) 2025年3月1日:本機関」を基に一部連系線 (中部関西間、中国九州間) は運用容量の30分細分化を反映した値

②:「2025・2026年度の連系線のマージン (年間)、マージン設定の考え方及び確保理由 (2025年3月1日:本機関)」を考慮のうえ算出した値

- 沖縄エリアについては、予備率が最小となる断面において、34.2万kW※を引いた供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準とし、**全ての期間において本基準を満たすことを確認した。**

※ 実運用を踏まえた必要予備力 (第85回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2023年4月19日) 資料1)

- 2025年度 沖縄エリアの供給力 (kW) の補完的確認における予備率の見通し
(予備率最小断面における供給力から34.2万kWを差し引いて評価)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	7.2%	9.0%	5.6%	3.0%	12.5%	12.3%	15.2%	26.2%	33.6%	35.0%	36.9%	59.3%

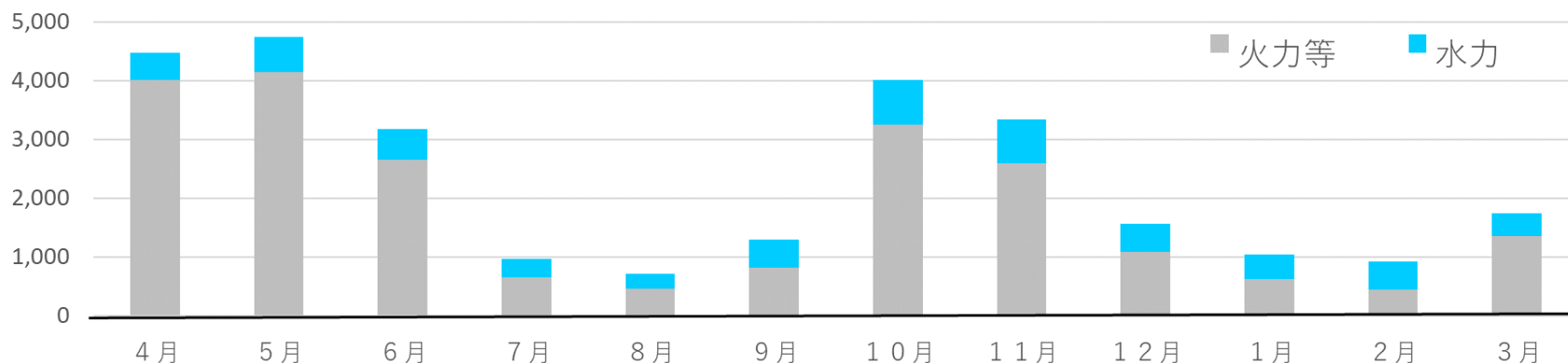
- 2026年度 沖縄エリアの供給力 (kW) の補完的確認における予備率の見通し
(予備率最小断面における供給力から34.2万kWを差し引いて評価)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
沖縄	27.4%	18.9%	8.6%	7.3%	9.9%	13.7%	18.4%	26.0%	32.4%	41.5%	40.5%	42.4%

- 補修は高需要期を避けて計画。昨年度との比較では、**年間を通じて補修量は増加傾向**。
- 需給バランスが相対的に厳しい期間における補修計画の変更ならびに新規補修計画の回避について、本機関から全発電事業者へ協力を要請し、一部の期間で補修量は減少。

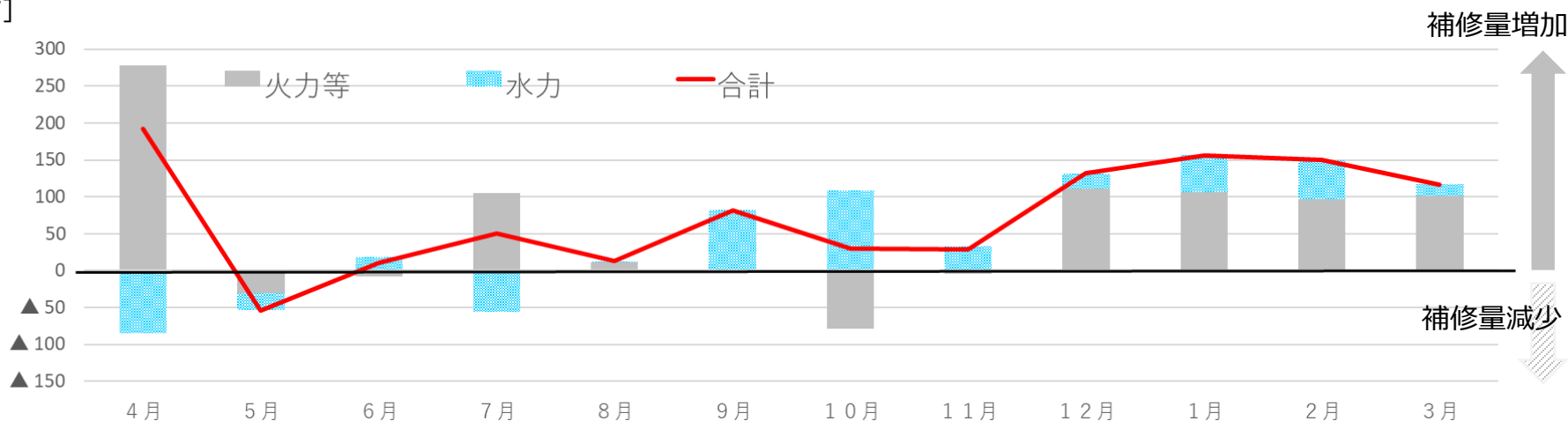
● 2025年度供給計画 (2025年度) の各月補修量

[万kW]



● 2025年度供給計画 (第1年度) と2024年度供給計画 (第2年度) の各月補修量の増減

[万kW]



※ 「水力発電所・火力発電所・新エネルギー等発電所等 発電・補修計画明細書」に基づき、原則10万kW以上の発電設備を対象に集計
火力等にはバイオマス・地熱・蓄電池を含む

- **2025年度中に休廃止となる火力電源は602万kW。**
- このうち、従来から休廃止が計画されていたものが336万kW、2025年度供給計画で新規計上されたものが266万kWである。

● 2025年度中に休廃止となる火力電源

(単位：万kW)

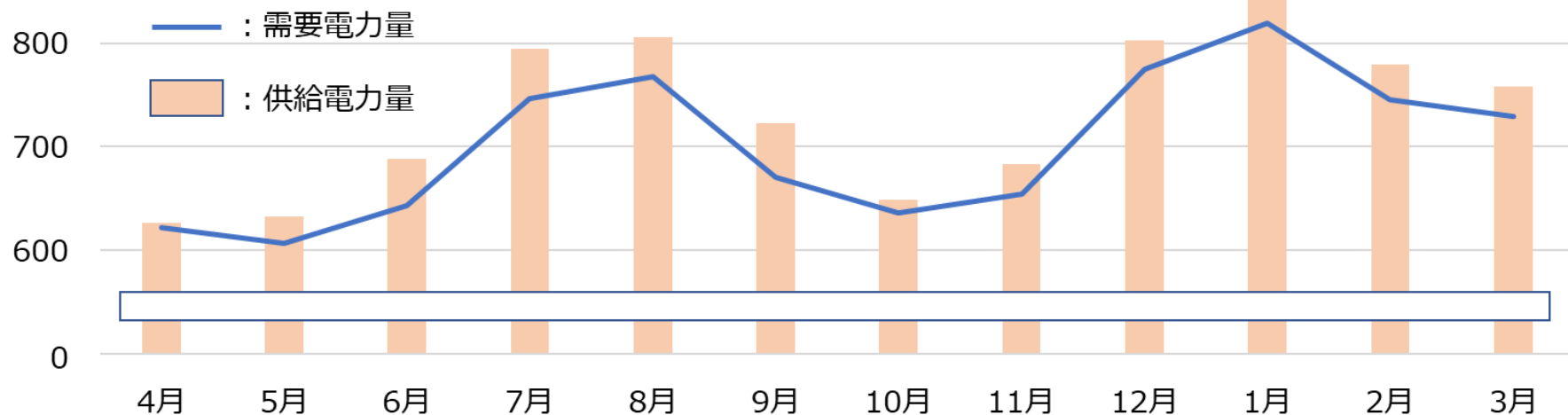
燃種	新規計上分	従来から計上分	合計
LNG	60	155	215
石油他	202	64	266
石炭	4	117	121
合計	266	336	<u>602</u>

※「発電所及び蓄電所の開発等についての計画書」に基づき、原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

- 供給計画の第1年度（2025年度）における電力量（kWh）バランス（9エリア合計）を月別に確認すると、**一般送配電事業者が想定する需要電力量に対して、供給電力量※は全ての月で上回った。**
- 実需給断面において、発電事業者には需要動向にあわせた燃料の調達が期待されるが、本機関においても、夏季・冬季にてkWhモニタリング等を実施し、電力量の確保見通しについて確認していく。

※ 電気事業者が保有する電源等の発電電力量と非電気事業者との取引電力量の合計から登録特定送配電事業者との取引電力量を除いたもの
(億kWh)



〔億kWh〕

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
需要電力量	622	606	643	747	767	671	636	654	775	819	745	729	8,415
供給電力量と需要電力量の差分量	5	26	45	48	38	52	13	29	27	34	34	29	380
供給電力量と需要電力量の差分率	0.8%	4.3%	7.0%	6.4%	5.0%	7.7%	2.0%	4.4%	3.5%	4.2%	4.6%	4.0%	4.5%

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

・年間 EUE で評価した結果、短期断面 (第 1・2 年度目) では、電源の休廃止や補修停止等により 2025 年度の東京エリア・九州エリア、2026 年度の東京エリアにおいて、目標停電量を超過している。

・長期断面でも、電源の休廃止等により、北海道エリア (2027 年度)、東北エリア (2028～2034 年度)、東京エリア (2027～2034 年度)、九州エリア (2027～2034 年度) で目標停電量を超過している。

■ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

・第 1・2 年度とも全てのエリア・月で予備率は 11% を上回る。

■ 電力量 (kWh) の見通し (第 1 年度の月別)

・需要電力量に対して、供給電力量が全ての月で上回る。

■ 2025年度

- 東京エリア・九州エリアの年間EUEが目標停電量を超過している。これは、東京エリアにおいて補修調整を実施したものの、厳気象による目標停電量の見直しを実施したことにより目標停電量がより厳しくなったためである。一方で、補完的確認によるH3予備率においてはすべての月で12%を上回る結果となった。今後は各月の需給状況を注視し、必要に応じて需給対策を検討していく。

■ 2026年度

- 東京エリアの年間EUEが目標停電量を超過している。今後、追加オークションの要否判断を国の審議会等で議論のうえ、業務規程第32条の21の規定に基づき決定する。その結果によっては、電源の補修時期の調整等の需給対策が必要となるため、国や関係する事業者と連携する。

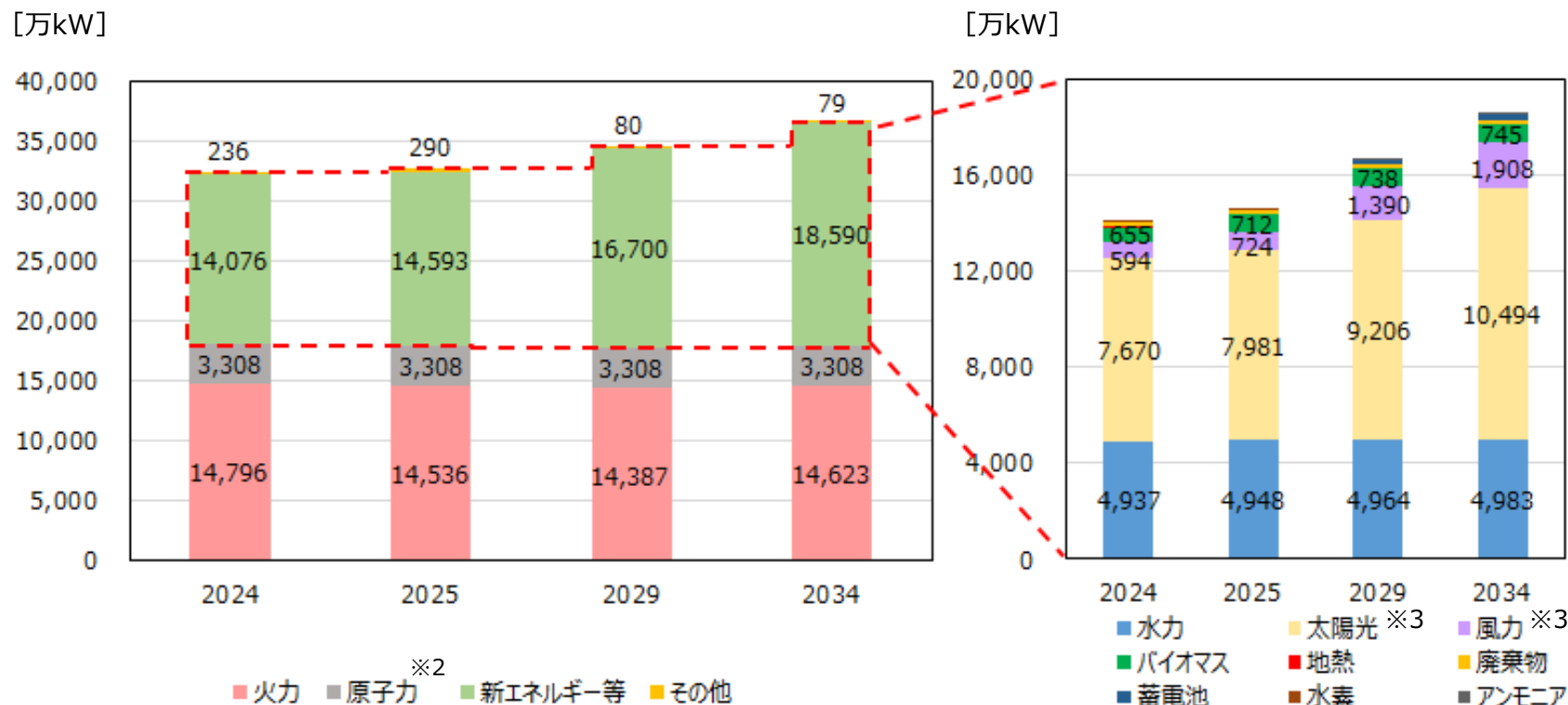
■ 2027年度以降

- 実需給の2年度前に実施する容量停止計画の調整の結果等を確認し、必要に応じて追加オークションの要否を見極めるとともに、中長期的な電源動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査する。

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 事業者の計画に基づき合計した年度末時点で保有する設備等の容量（kW）※1について太陽光・風力等の新エネルギー等が増加する傾向である。

設備容量（全国合計）※1



※1発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。

※2 過去に稼働実績がある設備（既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む33基）

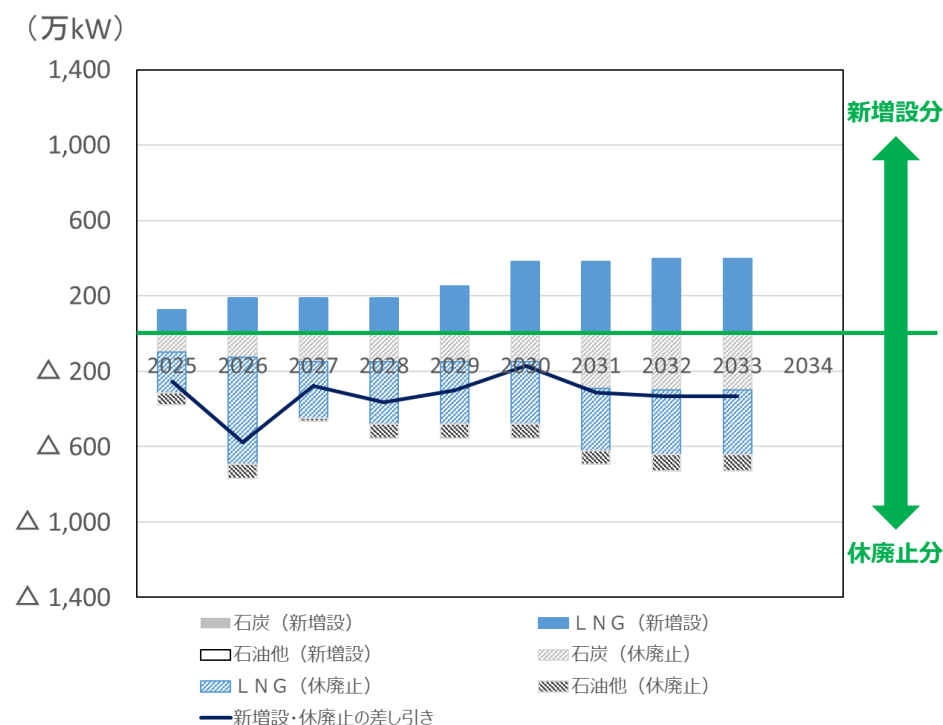
※3 一般送配電事業者が系統連系申込状況や過去の伸び率の実績等を基に設備容量の導入見通しを立てて積み上げ。

4. 電源構成の変化に関する分析：火力発電の新增設及び休廃止計画の推移 32

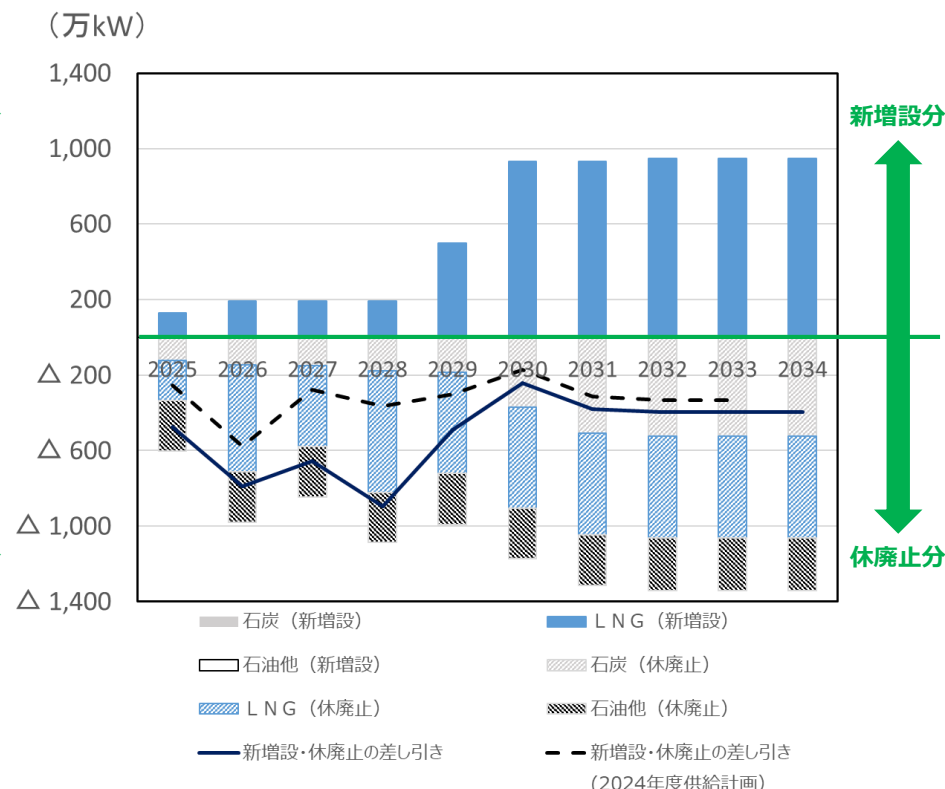
- 2024・2025年度供給計画との比較において、**長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリプレイス及び石炭火力のフェードアウトの影響により状況は大きく変化。**
- 全体として、休廃止が増加することから、新增設から休廃止を差し引いた設備量は減少。

● 長期の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2025年度からの累計値）

2024年度供給計画



2025年度供給計画



※1 「発電所及び蓄電所の開発等についての計画書」に基づき、原則1,000kW以上の発電設備（離島設備を除く）を対象に集計

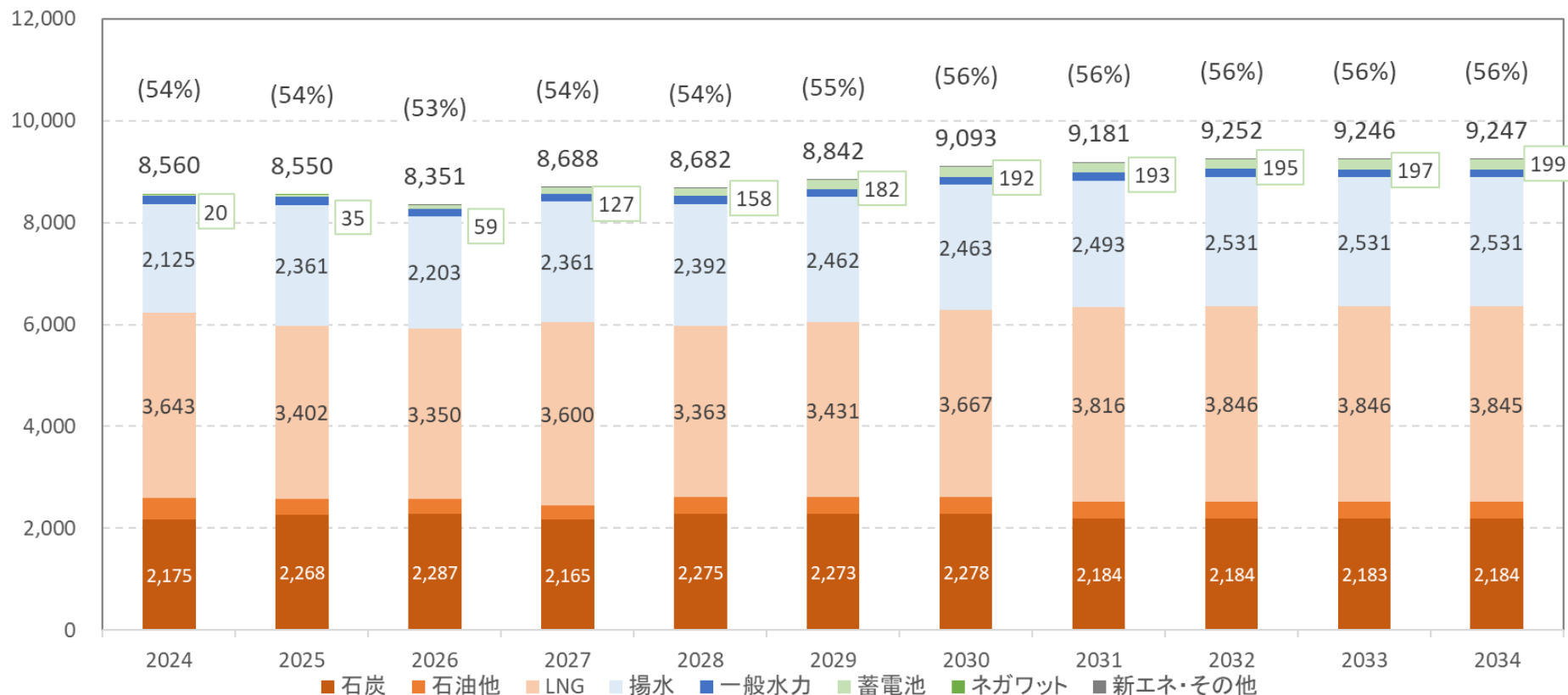
※2 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物・その他火力の合計値

※3 休廃止には長期計画停止を含み、休止・長期計画停止からの再稼働による減少分を含む

- 先行き10年間の調整能力に関して、電源等の休廃止・新增設に応じて、年度毎に増減はあるが、**2024年度実績と同水準を維持する見通し。**
- 石炭火力・LNG火力・揚水が大部分を占めており、その構成は先行きも同水準となる。

●調整能力の推移（8月・全国合計）

[万kW]



1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

増強計画

■ 送電線網の整備計画

再生可能エネルギーを含む新規電源が北海道エリア、東北エリアを中心に、新規需要が東京エリア、中部エリア、関西エリア、九州エリアを中心に接続されることに伴う送電線の整備が計画されている。

■ 地域間連系線の整備計画

広域的運営に必要と判断した地域間連系線の整備が計画されている。

更新計画

■ 1960年～1970年代以降に建設された送変電設備の高経年化

更新工事の物量が増加傾向にあることから、施工力を考慮しつつ、更新の必要性・優先度に応じて適切に更新していく必要があるため、広域機関は2021年12月に高経年化設備更新ガイドラインを策定した。これを踏まえて各一般送配電事業者にて設備のリスク量や更新工事物量が算定され、適切かつ合理的な設備更新計画が策定されている。

- 送電線路の新增設整備計画は、架空線は昨年度と同程度となる一方、地中線の完工による減により、全体としては昨年度計画に比べ少々減少している。変電設備の新增設整備計画は需要対策による増設等により昨年度計画と比べ増加している。
- 地域間連系線関連では、新北海道本州間連系設備、丸森いわき幹線、東清水変電所、新佐久間周波数変換所、関ヶ原北近江線及び南福光連系所等の計画が計上されている。

○主要な送電線路の整備計画（こう長）

区分	架空(km)	地中(km)	合計(km)
新增設	360 (356)	41 (87)	401 (443)
廃止	△88 (△94)	0 (0)	△88 (△94)
合計	272 (262)	41 (87)	313 (349)

※（）内は昨年度値

※使用開始年月が未定のはカウントしていない

※合計値が合わないのは四捨五入の関係による

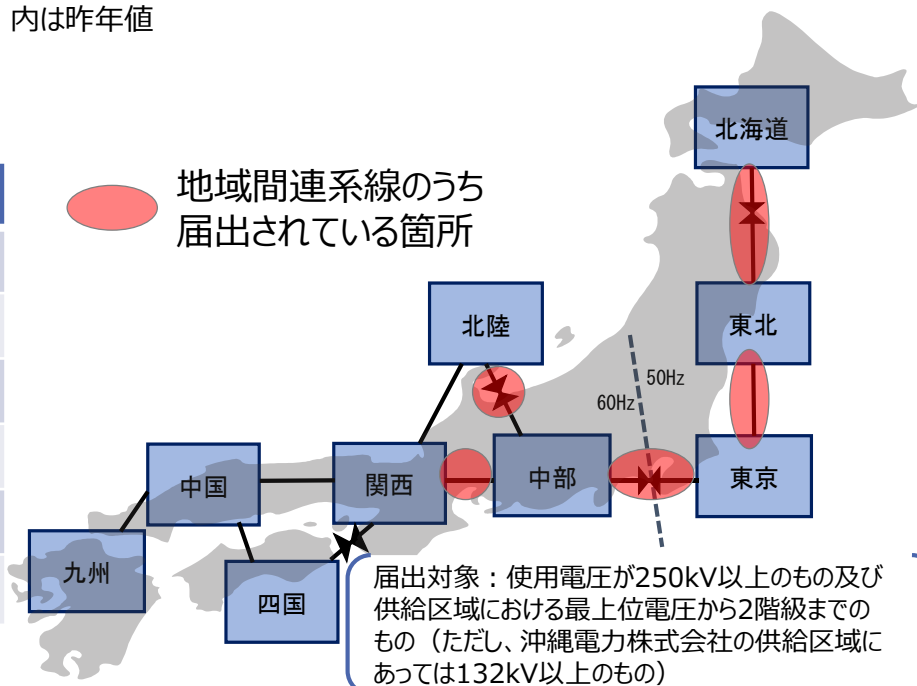
○主要な変電設備の整備計画

区分	変電所(MVA)	変圧器台数(台)	変換所(MW)
新增設	32,018 (30,648)	47 (46)	1,200 (1,200)
廃止	△6,725 (△6,300)	△17 (△20)	△300 (△300)
合計	25,293 (24,348)	30 (26)	900 (900)

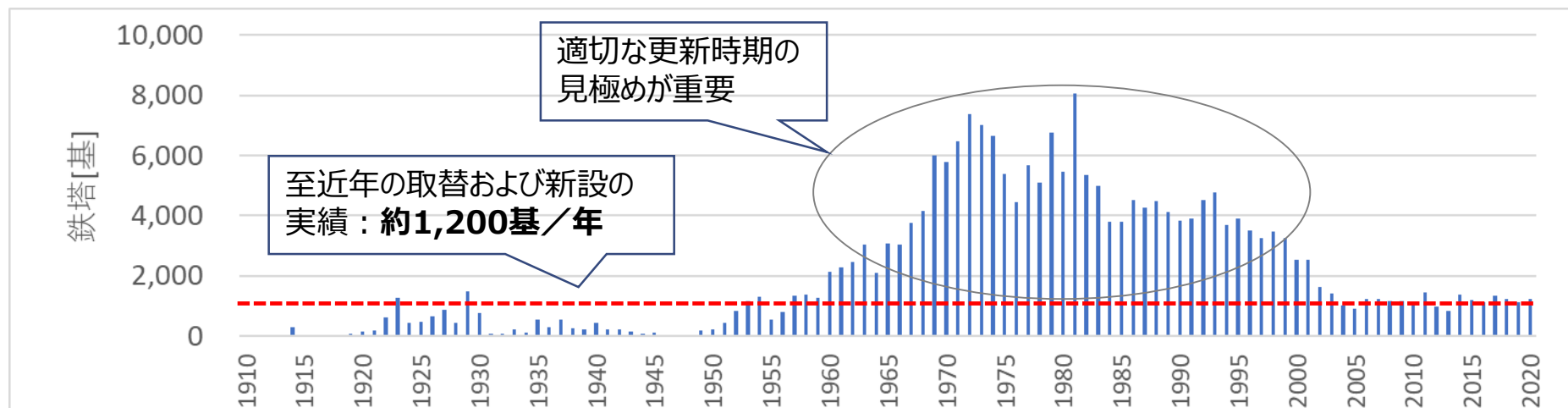
※（）内は昨年度値

○地域間連系線の整備計画(主なもの)

連系エリア	名称	容量・亘長	使用開始
北海道～東北	新北海道本州間連系設備	300MW	2028年3月
東北～東京	丸森いわき幹線	64km	2027年11月
東京～中部	東清水変電所	600MW	2028年3月
	新佐久間周波数変換所	300MW	2028年3月
中部～関西	関ヶ原北近江線	2km	2030年6月
中部～北陸	南福光連系所	300MW	2026年4月 (廃止予定)



- 経済成長が著しかった1960年～1970年代以降に大量に施設された送配電設備が、今後本格的に経年対策を要する時期を迎えつつあり、将来にわたって安定供給を確保していくためには、高経年化設備更新ガイドラインを踏まえつつ、施工力を考慮のうえ適切に更新時期を見極めていくことが必要。



- 日本国内における広域連系系統の設備量に対し、今回の新たな新增設及び廃止を踏まえると、各設備量ともに数%増加することになる。

設備	日本国内における 広域連系系統	今回計画			設備量の変化
		新增設	廃止	計	
架空線こう長	約22,000km	360km	△88km	272km	数%増加
地中線こう長	約800km	41km	△0km	41km	
変圧器	約1,400台	47台	△17台	30台	

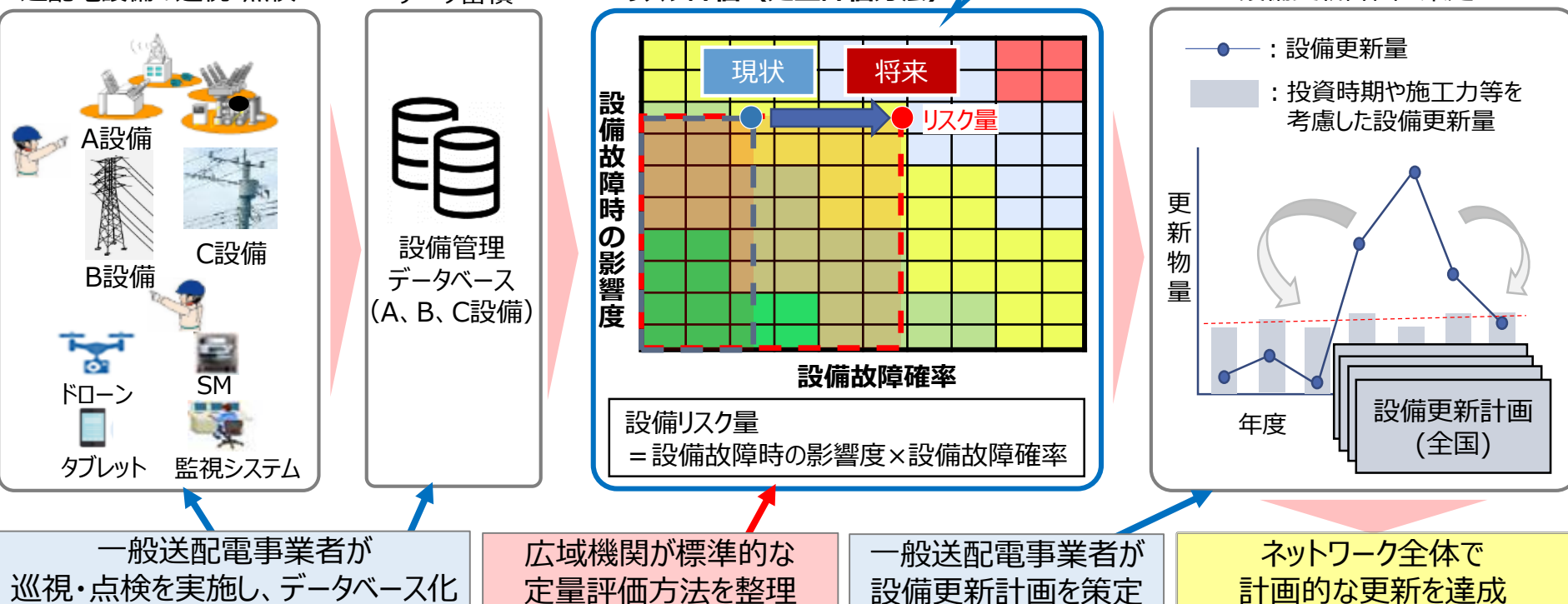
- ### ＜設備保全から設備更新計画策定までの流れ＞

データ蓄積

高経年化設備更新ガイドラインを策定

リスク評価（定量評価方法）

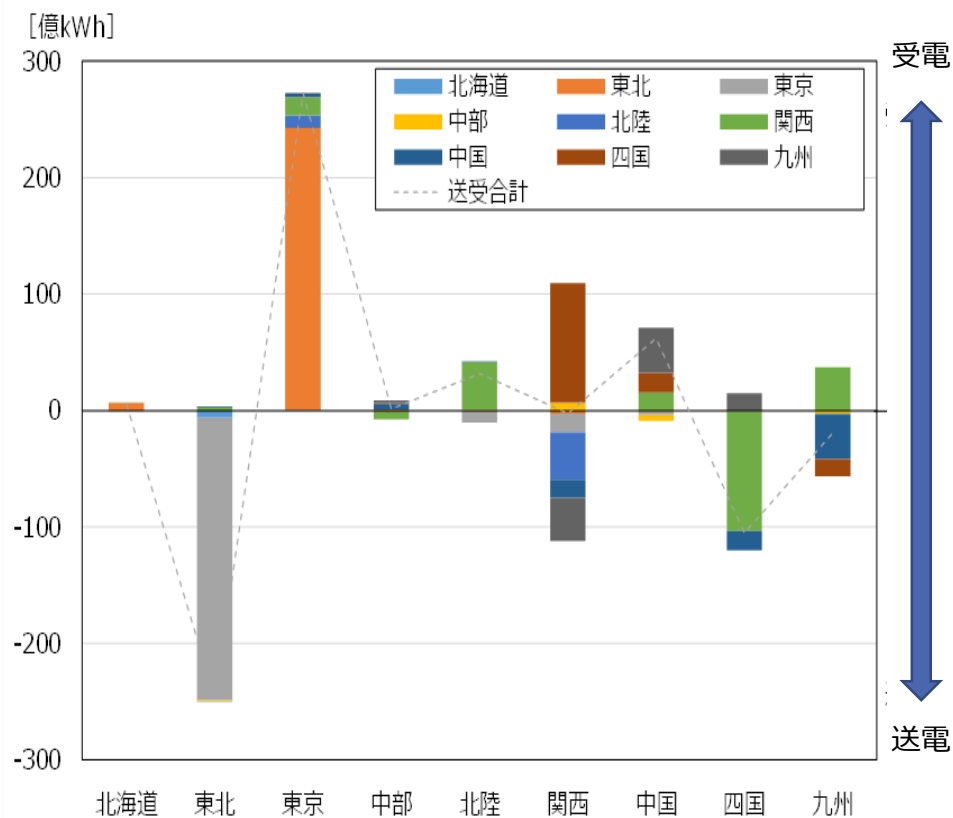
設備更新計画の策定



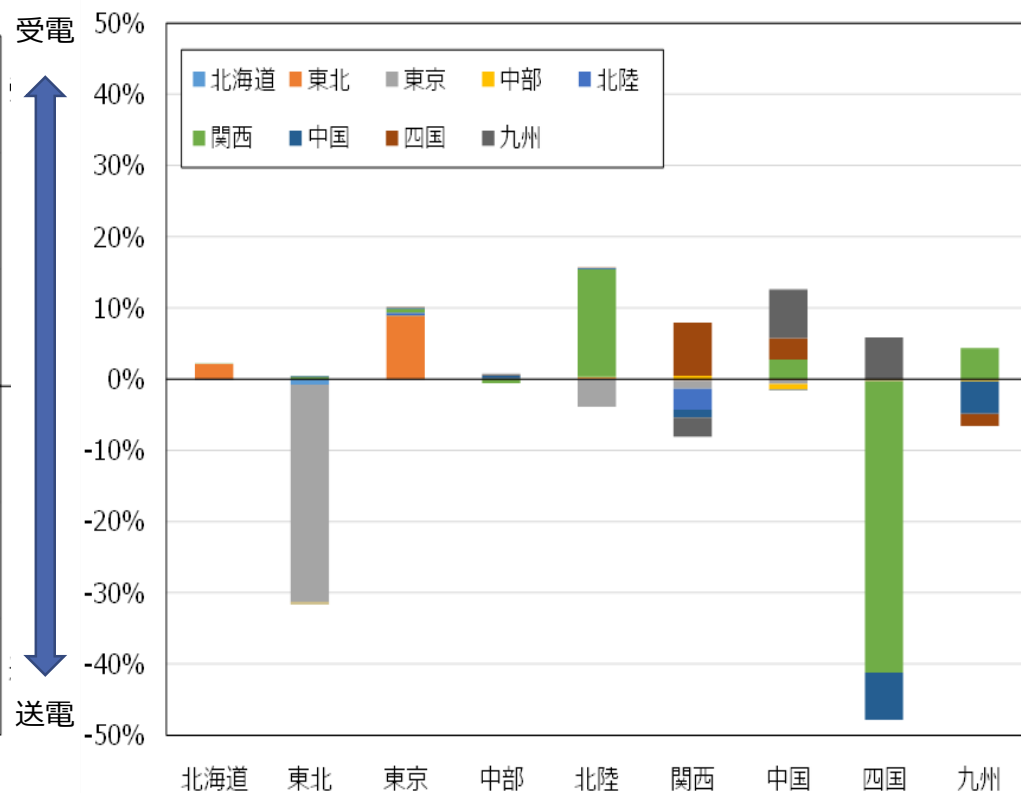
1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

2025年度の契約済の取引計画において、送受電合計でみると、受電エリアは主に東京・北陸・中国エリアが多く、送電エリアは主に東北・四国・九州エリアが多い。

● エリア外との取引電力量



● エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率

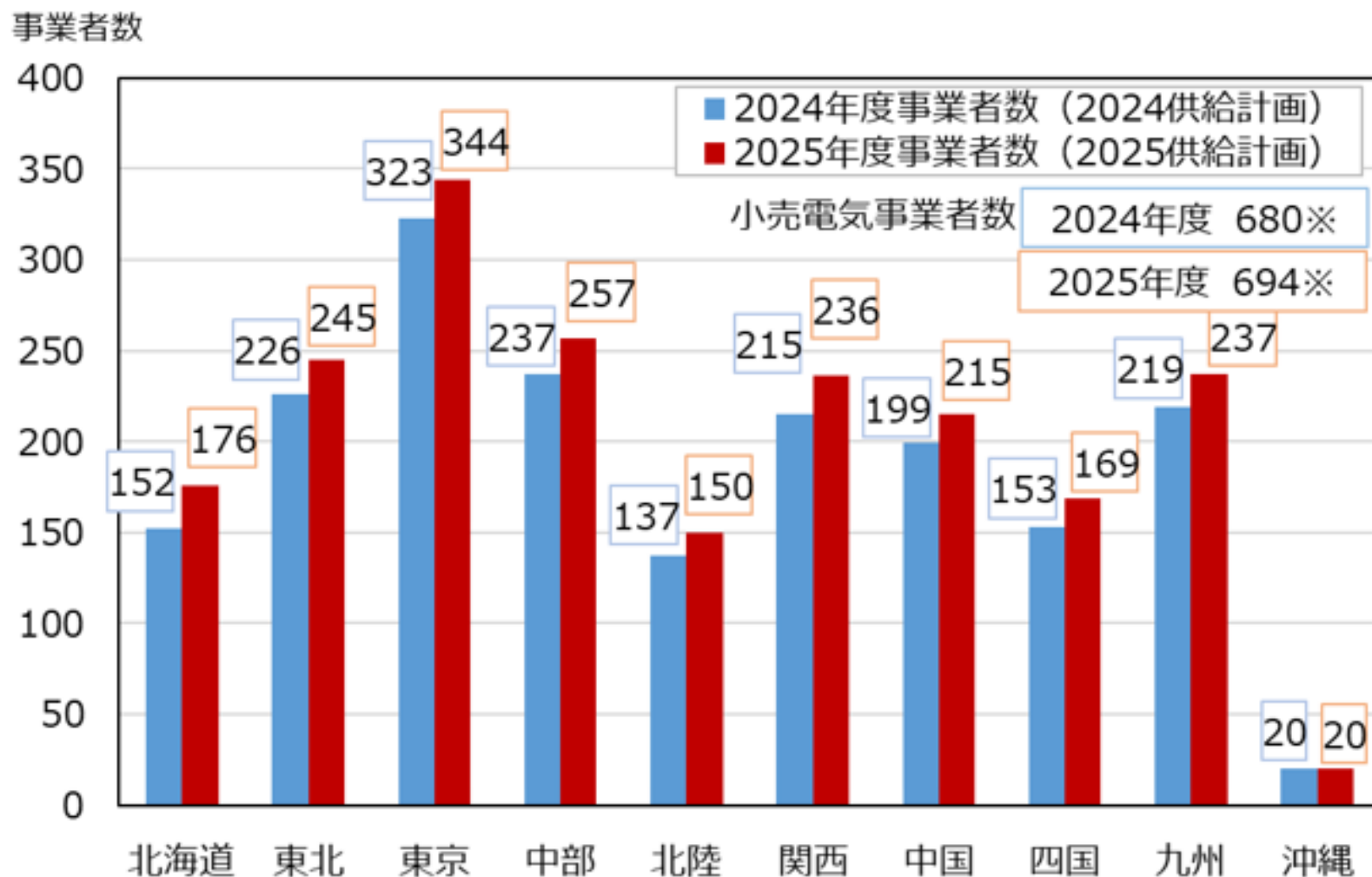


※ エリア外との取引について、相手エリア毎に調達（受電）と販売（送電）を相殺して算定

1. 供給信頼度基準・需給バランス評価
2. 電力需要想定
3. 需給バランス
 - (1) 供給力（kW）の見通し（短期・長期）
 - (2) 供給力（kW）の補完的確認（短期）
 - (3) 電力量（kWh）の見通し
 - (4) 需給バランス確認結果のまとめ
4. 電源構成の変化に関する分析
5. 送配電設備の増強計画
6. 広域的運営の状況
7. 電気事業者の特性分析
8. その他

■ 小売電気事業者数は、沖縄を除く全てのエリアで2024年度から増加している。

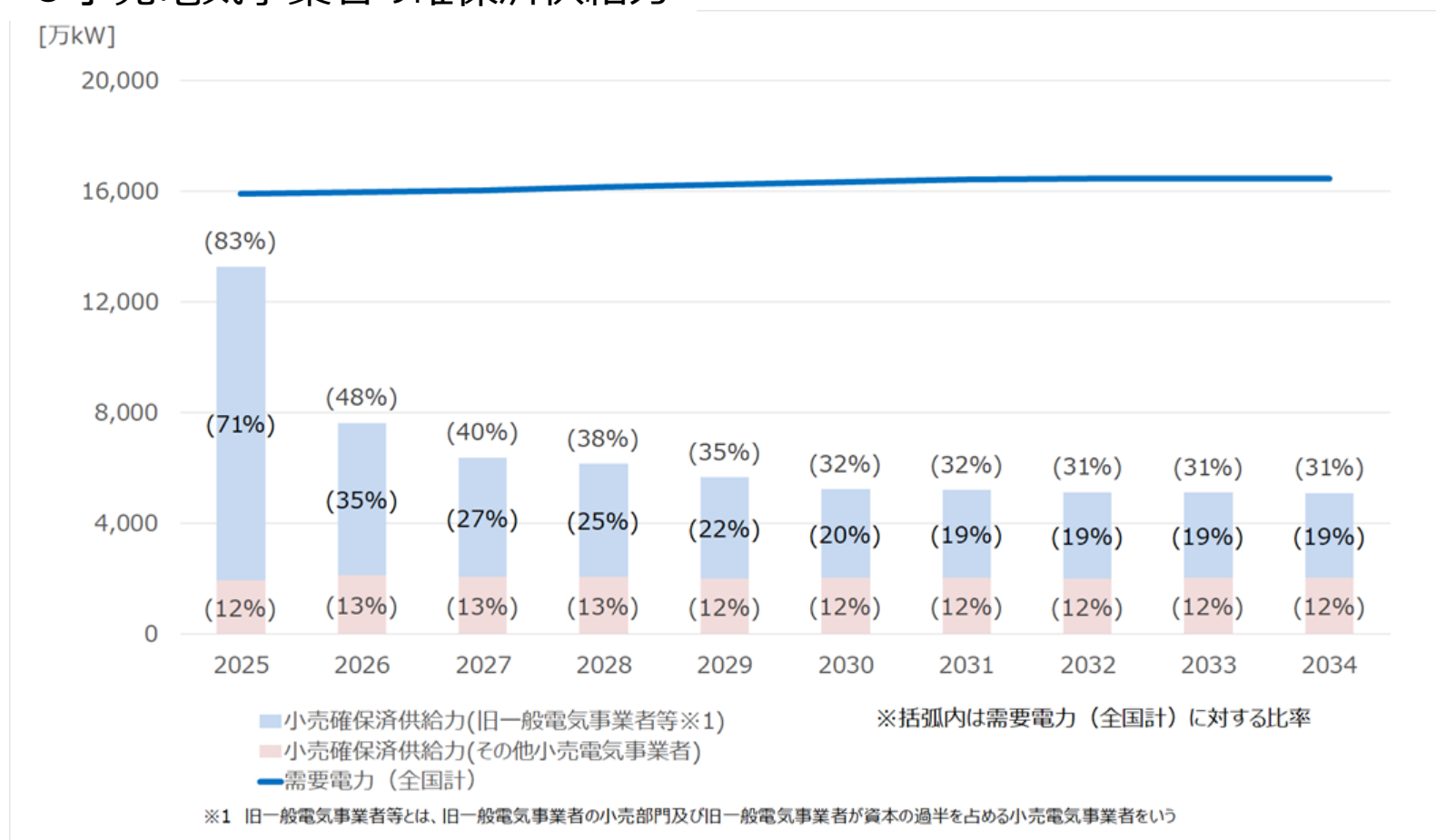
● 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数



※複数エリアにおいて事業展開する事業者数を考慮

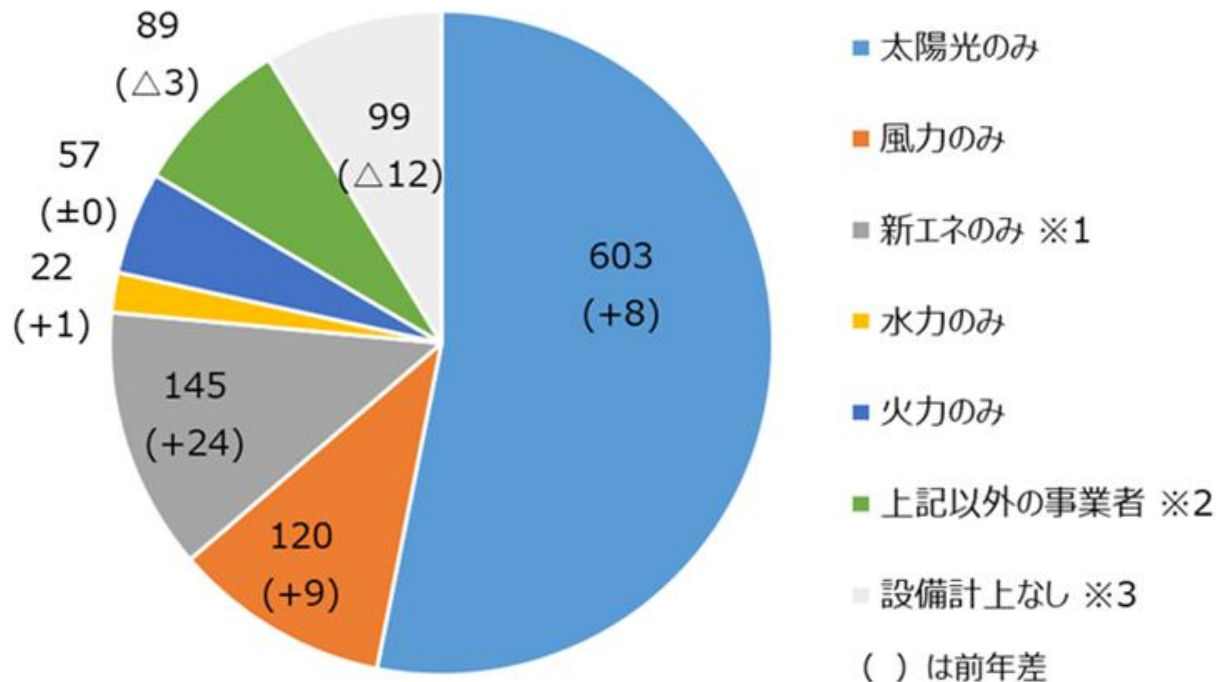
- 小売電気事業者の確保済供給力（相対契約）について、2025年度は一定程度契約されているが、2026年度以降、その契約量が減少する傾向にある。
- 長期レンジの相対契約においては先行きが不透明であり、かつ価格面で折り合いが付きにくいことから確保済供給力は減少傾向。

●小売電気事業者の確保済供給力



- 発電等設備の種別による分類では、太陽光のみの事業者数が最も多い。
- 前年度からは太陽光風力を含む新エネルギーの事業者数の増加が顕著。

●保有電源等（2025年度末時点）の種別に応じた事業者数



※1：太陽光・風力以外の新エネ電源のみ（地熱のみ・バイオマスのみ・廃棄物・蓄電池・水素・アンモニアのみ）保有、または太陽光・風力含む複数種類の新エネ電源のみ保有事業者が対象

※2：バイオマスを混焼する火力等、単一の設備を複数の種別に計上している事業者も含む

※3：2026年度以降に発電事業を開始し、2025年度に発電等設備を保有していない事業者

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

（１）中長期的な供給力・調整力の確保の在り方

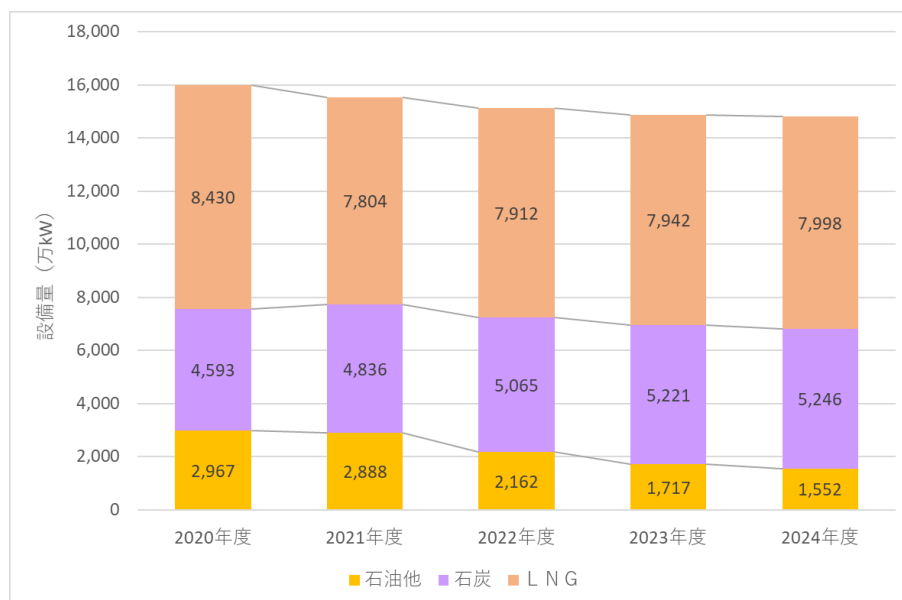
- データセンター・半導体工場などにより需要が増加する想定があり、一方で電源は新增設よりも休廃止が多く、中長期の需給バランスは厳しい状況となっている。
- 休廃止が増加した背景としては、石炭火力のフェードアウトに向けての事業者の検討により、2030年の前後に集中して休廃止する計画が計上されたことが挙げられる。非効率石炭火力に稼働率抑制が求められる予定であり、これらの電源の動向に注視が必要である。
- また、長期脱炭素電源オークションで落札した新規LNG火力のなかに、既設の廃止を伴うリプレイス計画があることの影響もある。
- 休廃止やリプレイスは、事業者が策定して供給計画に計上しており、需給バランスへの影響は考慮されていない。この傾向が続けば需給バランスが悪化していく。
- このため、既設火力を休廃止せずに供給力として維持する水素・アンモニアやCCUSなどの方策や、低稼働となる火力を維持して、供給力、調整力及び慣性力などの活用を可能にする方策について、国に制度的措置検討の継続を期待する。
- また、今般の供給計画のとりまとめ結果が、事業者にとって計画の再検討の契機となることを期待する。
- 同時に、本機関としては、供給計画の内容を精査することで、電源の休廃止時期やリプレイス計画が一時期に集中しないような調整の余地を検討するので、国も連携して必要な対応の検討をお願いする。

（2）電源補修が需給バランスに与える影響

- 今回の供給計画における電源の補修量は、昨年度の供給計画の取りまとめ時点と比較して増加しており、同様の傾向は昨年度の供給計画でもみられた。また、2020年度以降の傾向として、火力電源の設備量が減少するにも係わらず、補修量は増加傾向にある。
- 補修量増加の背景は、設備の経年化、建設業の「働き方改革」による工期の長期化、及び再エネ発電量の増加に対しての出力調整の頻度・起動停止の増加による機器負担の影響も想定される。
- 電源補修は、端境期を中心に実施するが、年間を通じて高気温のため、需給対策として補修調整が常態化の傾向にある。しかし、補修工期変更は作業員確保などの理由から困難となっている。
- そのため、本機関としては、端境期を含めた需給見通しをきめ細かに評価する検討を進めていく。
- また、ここ数年の端境期の需給ひっ迫と補修量の増加傾向を踏まえ、年間計画停止可能性を見直す必要があると考え、当機関としては定量的に分析評価を進める必要があると認識している。
- 年間計画停止可能性の増加には複合的な要因が考えられるため、仮に見直しが必要な場合は、妥当性のコンセンサス醸成と、見直しに伴う電源確保量の増分費用の負担の在り方について、国に検討をお願いします。

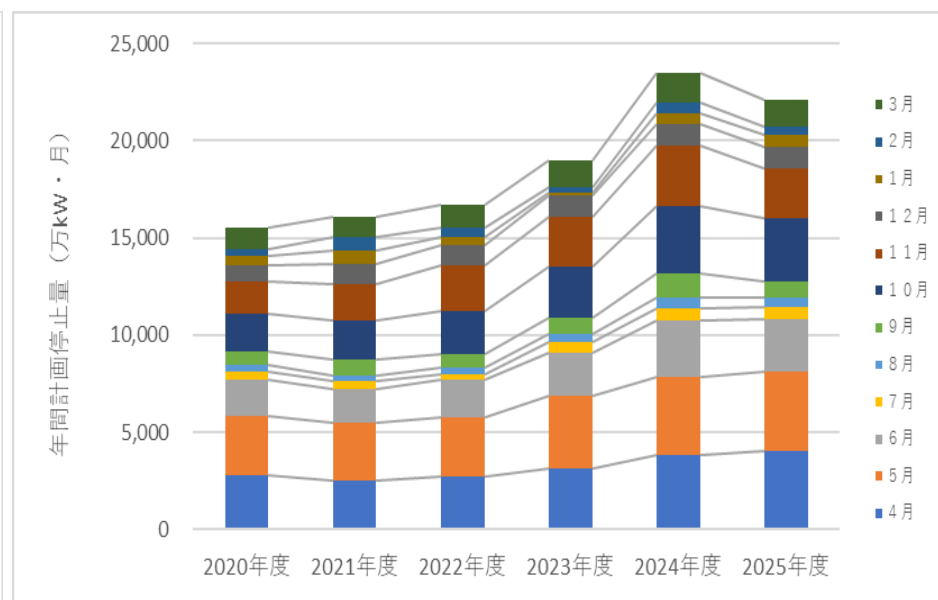
（２）電源補修が需給バランスに与える影響

■ 火力の設備量は、ここ数年で減少しているにも係わらず、補修量については、増加していることがわかる。



火力電源設備量の推移（全国合計）

※過去の供給計画取りまとめにおける年度末設備量より作成



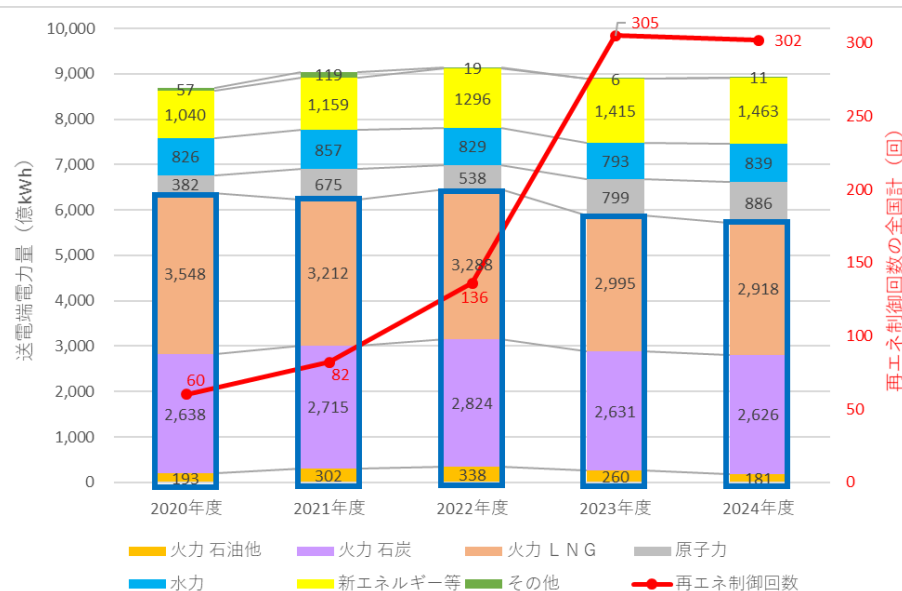
年間計画停止量の推移（全国合計）

※過去の供給計画取りまとめにおける第一年度の補修量より作成

※2024年度は能登半島地震（2024年1月1日発生）による電源トラブルを含む

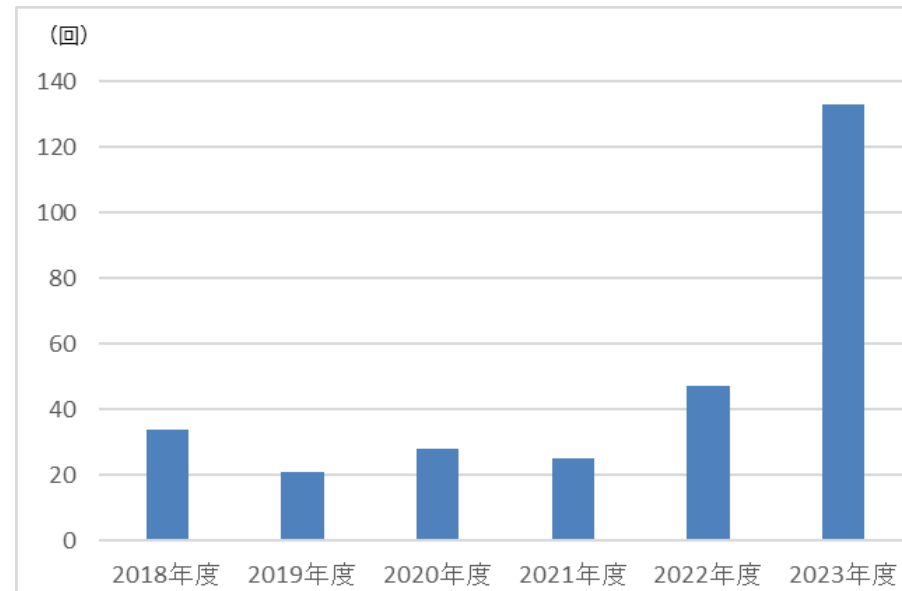
(2) 電源補修が需給バランスに与える影響

- ここ数年で再エネの出力制御が増え、同時に火力の出力抑制の頻度も増えたことから、火力の発電量（kWh）が減少したことが読み取れる。



電力量の推定実績と再エネ制御回数の推移

※過去の供給計画取りまとめにおける推定実績より作成
 ※2024年度は1月末時点の実績を示す

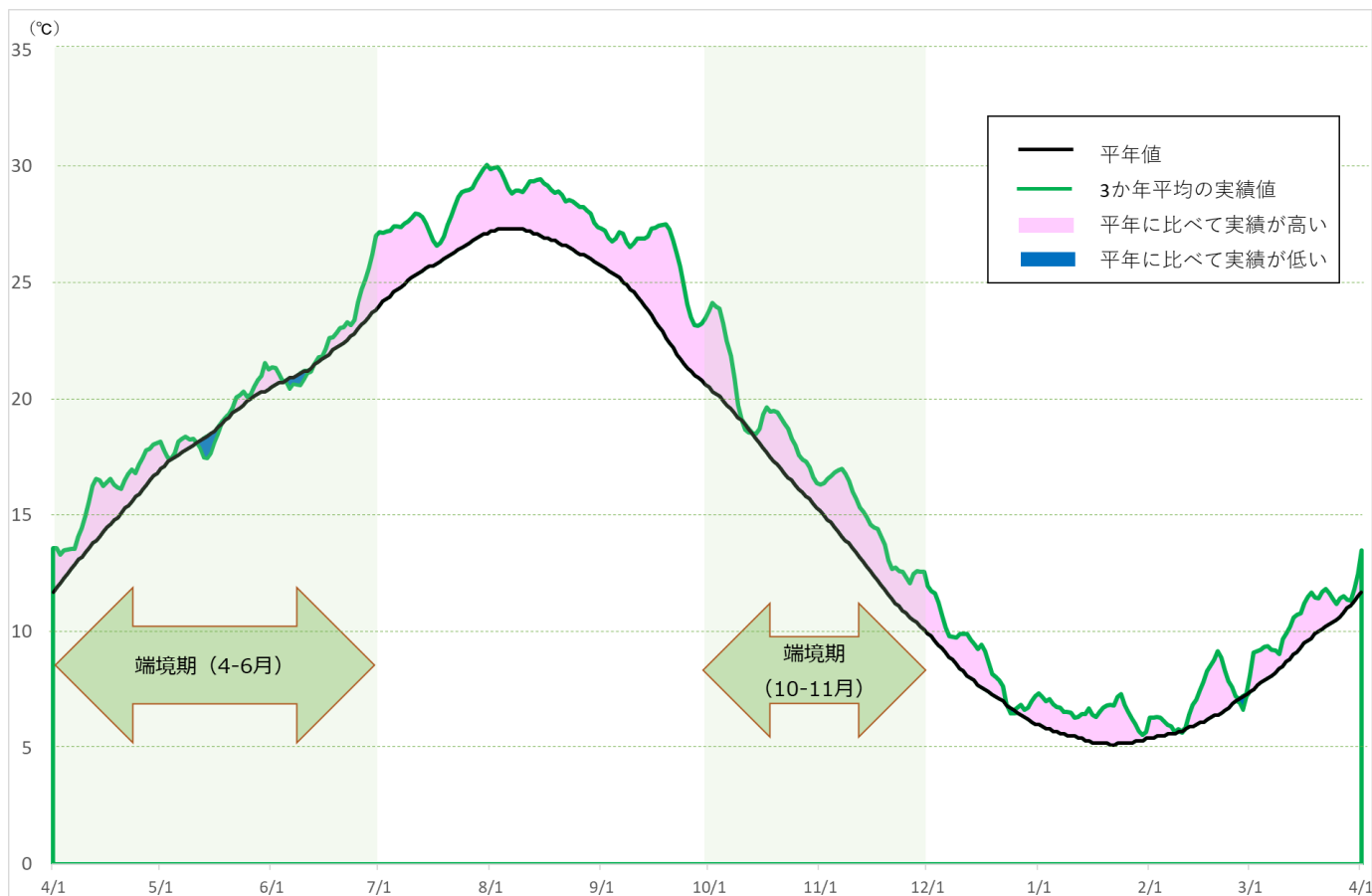


A発電所（LNG火力）のDSS※回数

※Daily Start and Stopの略。日間起動停止を行う運用

(2) 電源補修が需給バランスに与える影響

- 年間を通じて高気温の傾向が続いている。



※気象庁HP公表データより作成

※実績は3か年平均値（2022～2024年）の7日間移動平均を示す

（3）大規模需要とネットワーク設備増強の協調

- 我が国の産業競争力の観点から、D XやG Xに向けての将来の電力需要を見据え、タイムリーな電力供給の必要性が謳われている。
- また、昨年度と比べデータセンターや半導体工場の新増設による需要の増加が顕著となるエリアの拡大がみられる。
- そのため、一般送配電事業者においては、需要の早期の接続を図るため、ウェルカムゾーンマップを用いた立地誘導を図っているが、特定の系統への連系申込みが集中することで系統増強が見込まれる事例も確認されている。
- 系統増強のための送変電設備建設に必要となる期間を考慮すると、これら需要設備の設置時期に間に合わないことが想定される。このような状況のもと、需要規模が未確定のまま、とりあえず系統への連系容量を確保する需要家が現れる懸念がある。
- こうした問題が深刻化する前に、国・自治体などを含む協力関係のもとでの全体最適の観点からの調整の在り方や、系統整備にあたっての公平な費用負担の在り方、更には、大規模需要の系統接続に関する規律について、国が主導して検討することが求められていると考える。
- 本機関としては、データセンター等の大規模需要の動向について引き続き情報収集を行うとともに、一般送配電事業者と連携して国での議論を踏まえた実務への反映に取り組んでいく。