

第1号議案 補足資料

(2026年度供給計画の取りまとめについて)

2026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
- 2025年度供給計画の振り返り
- 2026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。

■ 2026年度供給計画の取りまとめ事業者数

事業ライセンス	2026年度 供給計画	参考：2025年度 供給計画
発電事業者	1,299	1,135
小売電気事業者	751	694
特定卸供給事業者	122	90
登録特定送配電事業者	38	37
特定送配電事業者	11	5
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	2,234	1,974

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

2025年度供給計画の振り返り

- 2025年度の年間EUEは目標停電量を超過したが、補完的確認で予備率12%以上を確認した。2026年度の年間EUEは目標停電量を超過したが、追加オークションの実施結果をみつつ、必要に応じて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（2027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)

18

- 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

3. (2) 供給力 (kW) の補完的確認 (2025年度・予備率)

20

- 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




- 2025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、2025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への対応

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。

既設火力を休廃止せずに供給力として維持する方策や、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をお願いします。また、電源の休廃止時期やリプレー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。



既設火力の活用の検討向け、既存の電源を最大限活用できる制度の見直し検討に着手するとともに容量市場の不落札電源の取扱いについても検討を実施している。

休廃止時期やリプレース計画の調整の余地について、国・広域機関・一般送配電事業者で電源の動向をあらかじめ把握し、需給・系統状況を確認できる仕組みの検討を進めた。

（2）電源補修が需給バランスに与える影響への対応

電源の補修量は、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。

そのため、端境期を含めた需給見通しをきめ細かに評価するとともに、補修量の増加傾向を踏まえ、年間計画停止可能量の見直しを検討する

需給見通しのきめ細かな評価に向けて、2026供給計画からは各月前後半化による予備率評価を実施した。

年間計画停止可能量の再評価を行い、至近の補修量の実績に応じて現状の1.9ヶ月の水準を上げる方向に見直しを実施した。

（3）大規模需要とネットワーク設備増強の協調への対応

第7次エネ基でタイムリーな電力供給の必要性が謳われており、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中、特定の系統への連系申込みが集中、需要規模が未確定のまま連系容量を確保する需要家が現れる懸念がある。

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、国での議論を踏まえた実務への反映に取り組む。

足下のデータセンター需要への対応、集積拠点の実現、地方分散・高度化の推進について検討を実施している。

本機関としては、一般送配電事業者等と連携して、電力系統接続の規律確保や、運用ルール見直しによる既存設備の最大限活用の検討を実施している。

2026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) 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

- 本取りまとめにおいては、2026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。
 - 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へ見直し
 - 夏季・冬季における需要の不等時性、および端境期の前後半の需要を考慮した厳気象対応の考え方を反映
- 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。
 - よりきめ細かい需給バランス評価のため、各月前後半の細分化を実施

<2026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>

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 (参考) 平均値			
2026年度	15,927	8.6	2.4	2.1	1.0	0.058	2.0
2027年度	15,961	8.6	2.3	2.1		0.059	
2028年度	16,019	8.5	2.4	2.1		0.054	
2029年度	16,101	8.1	2.9	2.4		0.038	
2030年度	16,190	8.1	2.9	2.5		0.038	
2031年度	16,260	8.2	2.8	2.4		0.041	
2032年度	16,309	8.2	2.8	2.4		0.041	
2033年度	16,365	8.2	2.8	2.4		0.041	
2034年度	16,386	8.2	2.8	2.4		0.040	
2035年度	16,401	8.1	2.9	2.4		0.039	

※ 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

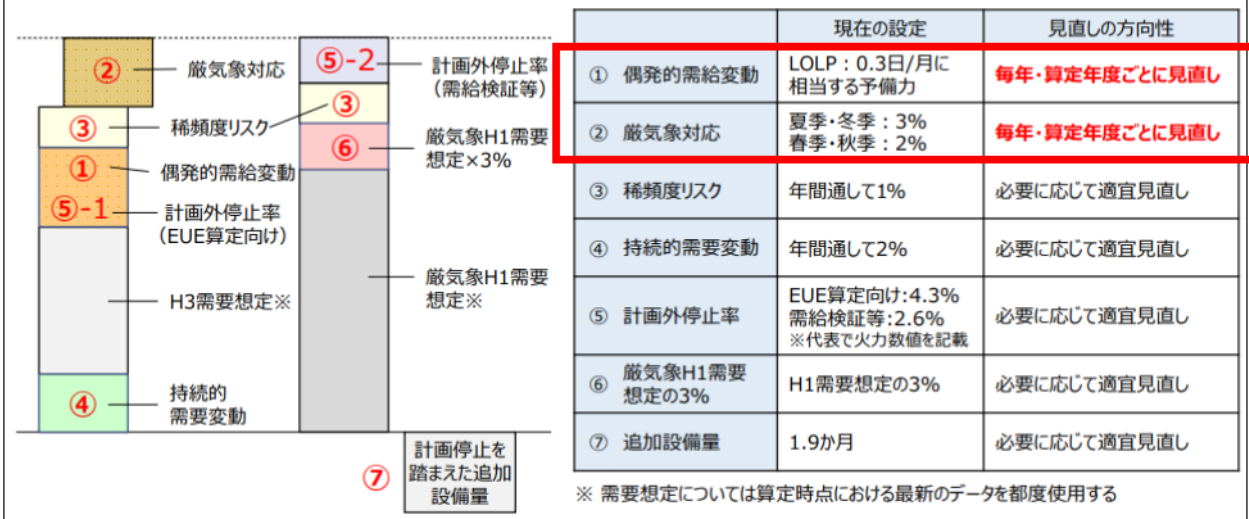
3

- 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**の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どうか。**
- 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

- 第115回の調整力等委員会（2026年1月28日）の整理に基づき、需要の不等時性を考慮した需要減少率の見直し、および春季・秋季における前後半の需要を考慮した簡易的手法を適用した。
- 上記を反映した結果、必要供給力における厳気象対応分は前年度から減少した。

<2026年度における夏季・冬季 厳気象対応分>

	厳気象対応 (夏冬)	夏季	冬季
2025年度 供給計画 取りまとめ	4.5%	2.4%	4.5%
2026年度 供給計画 取りまとめ	2.4%	0.7%	2.4%

<2026年度における春季・秋季 厳気象対応分>

	4月		5月		6月		10月		11月		3月		平均
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	
2025年度 供給計画 取りまとめ	4.5%		1.5%		4.9%		4.7%		3.7%		4.3%		3.9%
					3.1%	13.8%							
2026年度 供給計画 取りまとめ	1.8%		0.6%		3.9%		3.1%		2.7%		0.6%		2.1%
	4.2%	0%	0.7%	0.6%	2.6%	12.0%	4.5%	2.0%	2.5%	3.7%	3.4%	3.9%	

(参考)6月 厳気象対応分の算定方法

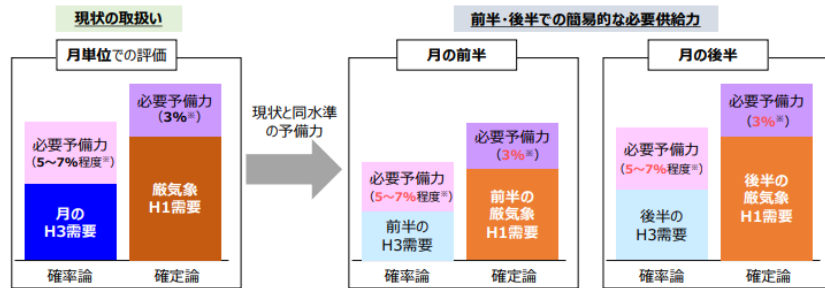
21

- そして、左図のとおり、前後半それぞれの必要供給力を定める。
- 最後に、右図のとおり、前後半を平均化し、6月の厳気象対応を算出している。

【暫定対応の検討 (B)】前半・後半の簡易的な必要予備力算定方法 19

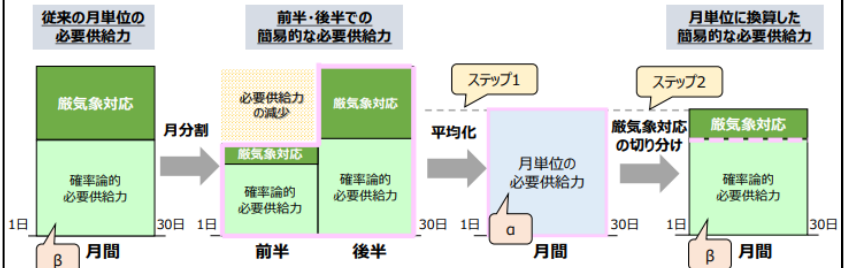
- 現状の必要予備力は、月のH3需要に対して確率論的に定める予備力（EUE評価に基づき算定し、5～7%程度）と月の厳気象H1需要に対して確定論的に定める予備力（3%）としている*。
- 月を前半・後半に分ける場合、理想的には月を分割したうえでEUE評価を行い確率論的な予備力を定めることが望ましいが、現行ツールでは対応していないため、簡易的に定める必要がある。
- そのため、月を前半・後半に分ける場合においても、引き続き月単位で定める予備率を採用するものとするかどうか。

* その他にも、持続的需給変動や稀頻度リスク等に対する予備力もある



【暫定対応の検討 (C)】前半・後半評価を月評価に統合する簡易的な方法 20

- 前述の簡易的な需要想定・必要予備力の算定方法のもとで、月前半・月後半それぞれの必要供給力が定まった。それらを元に、月単位での必要供給力を簡易的に表すことにしたい。
- まず、月を通して平均的に必要となる供給力を、前半の必要供給力と後半の必要供給力の平均値として定めることにしたい。（下図のステップ1）
- そのうえで、月単位として表された必要供給力を確率論的必要供給力と厳気象対応を便宜的に切り分けることが必要となる。
- 確率論的必要供給力は従来のEUE算定での値を引き続き採用するものとして、厳気象対応は月単位の必要供給力（下図のα）と月間の確率論的必要供給力（下図のβ）の差から定めることだろうか。（下図のステップ2）



【出典】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
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_106_01.pdf

参考：月別需給バランスの評価方法の見直し案について

28

- 現状は、供給計画の記載要領に基づき、月の前後半の需要変動等を考慮した指定断面（月間・前半・後半のうち1断面）で需給バランスを確認している。
- 一方で、昨今の温暖化等の環境変化により、**供給計画において需給バランスが未確認の断面で需給ひっ迫等が発生したケースもあり、より詳細に需給バランスを確認していく必要性が高まっている。**
- 対応策として、**全ての月を前後半に細分化することで、これまで未確認であった断面※においても需給バランスを確認することが可能となる。**
- 上記対応策は、**2026年度供給計画に向けて準備を進め、併せて各事業者からは前後半に細分化した供給計画の提出を求めるよう検討していく。**

■ 東京エリアの需給バランスの一例

※東京エリアは6・7月前半、9・3月後半が未確認



- 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（2025年11月）

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/2025-11_jukyujuyou_keijogaidorain.pdf

2026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。

2026年度供給計画届出書の記載要領（2025年11月）

https://www.enecho.meti.go.jp/category/electricity_and_gas/electricity_measures/001/pdf/2025-11_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) 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年度の夏季の最大需要電力は、経済回復などにより、前年度を上回った。
- 2026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・半導体工場の新增設に伴う増加影響が大きくなると考えられることから、2035年度まで増加傾向（0.4%/年）が続くものと想定した。

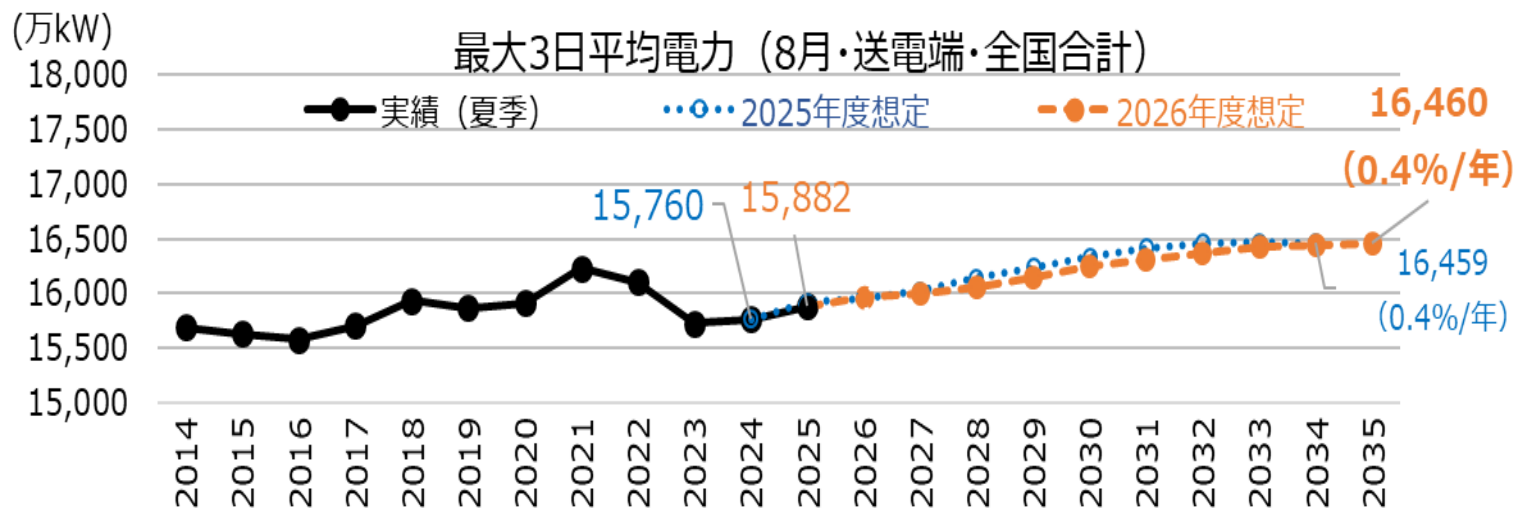
● 需要想定的前提となる全国の経済見通し

	2025年度	2035年度
国内総生産 GDP 2015暦年価格	563.0兆円	602.2兆円 [+0.7%]
鉱工業生産指数 IIP 2020暦年=100	101.2	104.6 [+0.3%]
人口	1.23億人	1.17億人 [▲0.6%]

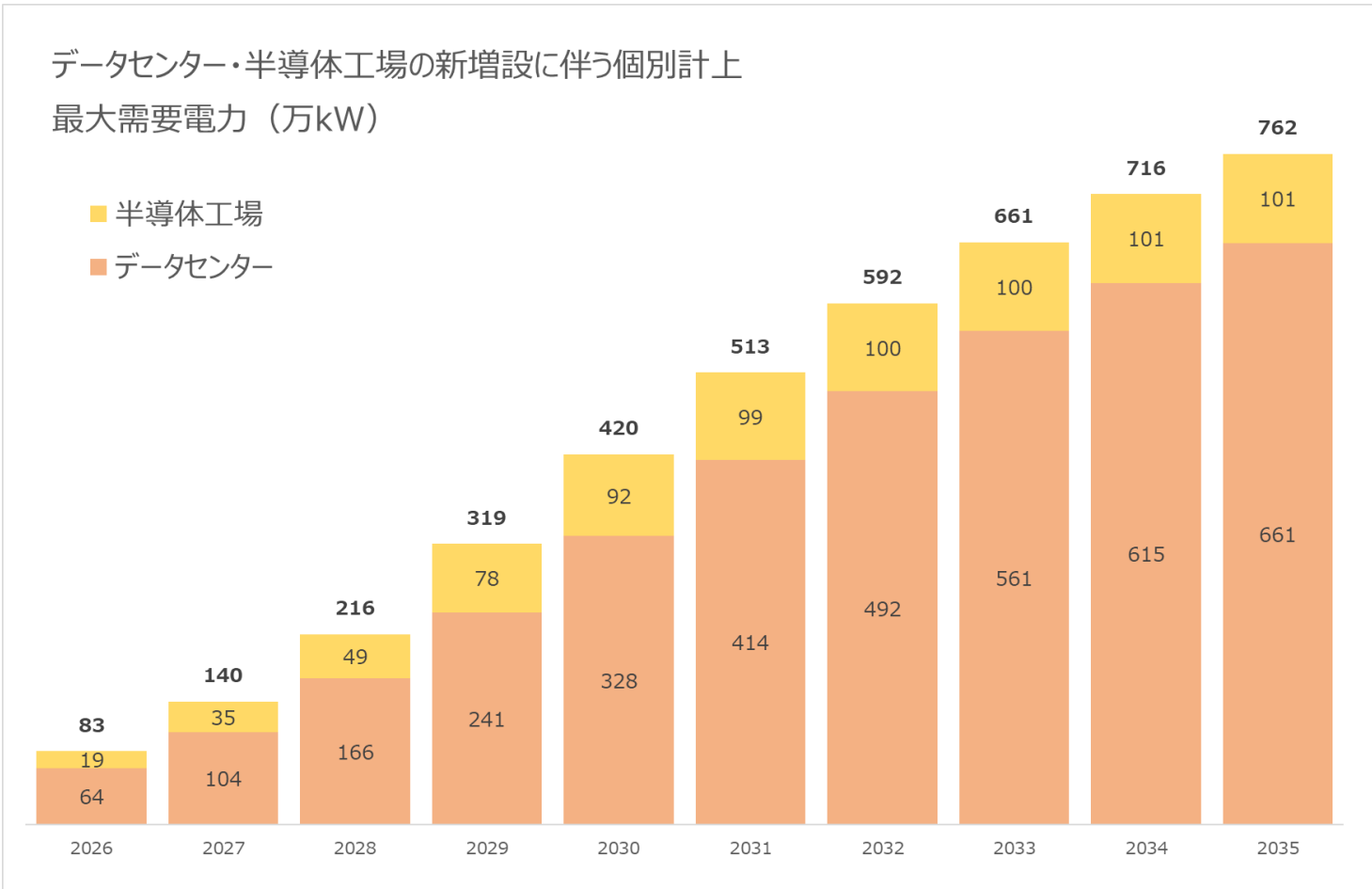
● 需要想定（全国合計、送電端）

	2025年度 実績	2026年度 見通し	2035年度 見通し
最大需要電力 (万kW)	15,882	15,963	16,460 [+0.4%]
年間需要電力量 (億kWh)	8,434	8,437	8,871 [+0.5%]
年負荷率	60.6%	60.3%	61.4%

- ・2025年度実績欄は気象補正後の値。
- ・2025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2025年度実績に対する年平均増減率



- 今回、データセンター・半導体工場の新增設に伴う個別計上を実施したのは7エリア。
(7エリア：北海道、東北、東京、中部、関西、中国、九州)
- データセンター・半導体工場の新增設を合わせた最大需要電力は、2026年度で+83万kW、2035年度で+762万kW、2030年度で+420万kW、2035年度で+762万kWを個別計上する結果となった。



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)
 - (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**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、**東北エリア（2028、2029年度）、東京エリア（2028～2031年度）、中部～四国エリア（2028～2030年度）、九州エリア（2028～2035年度）、沖縄エリア（2034、2035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)

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
北海道	0.010	0.017	0.021	0.009	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
東北	0.001	0.000	0.092	0.039	0.015	0.006	0.003	0.002	0.003	0.003
東京	0.059	0.009	0.189	0.137	0.115	0.053	0.029	0.031	0.026	0.028
中部	0.004	0.012	0.068	0.076	0.053	0.020	0.012	0.012	0.009	0.009
北陸	0.002	0.011	0.064	0.062	0.053	0.020	0.012	0.012	0.009	0.009
関西	0.002	0.012	0.065	0.063	0.053	0.020	0.012	0.012	0.009	0.009
中国	0.002	0.011	0.061	0.061	0.052	0.020	0.012	0.012	0.009	0.009
四国	0.002	0.010	0.060	0.057	0.044	0.017	0.005	0.005	0.004	0.003
九州	0.016	0.011	0.776	0.739	0.870	0.492	0.407	0.429	0.425	0.397
9エリア計	0.024	0.010	0.179	0.153	0.149	0.076	0.055	0.058	0.054	0.052
沖縄	0.440	0.322	1.893	1.786	1.820	1.892	1.978	1.972	4.821	4.998

<容量市場・供給計画における目標停電量>

9エリア	0.058	0.059	0.054	0.038	0.038	0.041	0.041	0.041	0.040	0.039
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

※ 2026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) 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 (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)

	4月		5月		6月		7月		8月		9月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	20.8%	26.7%	39.6%	42.3%	45.0%	42.7%	27.7%	26.2%	30.5%	31.1%	26.8%	28.9%
東北	19.2%	26.7%	38.1%	42.3%	45.0%	53.7%	27.7%	26.2%	30.5%	32.5%	32.2%	28.9%
東京	19.2%	13.3%	24.8%	15.4%	20.8%	18.8%	16.8%	14.7%	15.0%	15.1%	24.0%	25.6%
中部	29.8%	28.7%	30.0%	25.1%	29.4%	27.4%	23.4%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	27.0%
北陸	29.8%	28.7%	30.0%	25.1%	29.4%	27.4%	23.4%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	27.0%
関西	29.8%	28.7%	30.0%	25.1%	29.4%	27.4%	23.4%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	27.0%
中国	29.8%	28.7%	30.0%	30.5%	39.0%	35.2%	26.1%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	35.1%
四国	71.2%	70.2%	73.6%	72.3%	77.3%	63.3%	45.6%	36.8%	33.5%	27.2%	39.2%	41.3%
九州	29.8%	28.7%	30.0%	30.5%	39.0%	38.3%	26.1%	16.3%	15.3%	15.7%	24.0%	35.1%
沖縄	61.7%	63.3%	46.3%	36.1%	24.7%	26.4%	25.9%	27.9%	25.3%	25.3%	33.7%	33.7%

	10月		11月		12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	29.9%	26.9%	23.3%	28.3%	25.7%	25.1%	18.6%	19.4%	19.2%	27.0%	26.3%	30.6%
東北	24.1%	25.3%	23.3%	21.5%	25.7%	25.1%	18.6%	19.4%	19.2%	19.9%	22.3%	26.4%
東京	22.1%	19.1%	16.6%	20.8%	17.6%	25.1%	18.6%	19.4%	19.2%	19.9%	21.6%	26.4%
中部	22.1%	19.1%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.1%	21.6%	26.4%
北陸	22.1%	19.1%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.1%	21.6%	26.4%
関西	22.1%	19.1%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.1%	21.6%	26.4%
中国	25.8%	22.6%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.1%	21.6%	29.0%
四国	34.8%	44.6%	41.0%	47.8%	13.7%	18.8%	27.9%	27.6%	21.2%	16.4%	44.2%	32.4%
九州	25.8%	22.6%	16.6%	20.8%	11.3%	15.0%	13.0%	16.3%	16.2%	15.2%	21.6%	29.0%
沖縄	47.1%	47.1%	51.5%	42.4%	62.6%	74.1%	74.0%	57.9%	69.5%	69.5%	57.2%	72.3%

(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
 長期脱炭素アクション落札分で供給計画に未計上のものを広域機関にて加算

※連系線活用後と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

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)

①:「2026~2035年度の連系線の運用容量 (年間・長期) 2026年3月1日:本機関」を基に一部連系線 (中国九州間) は運用容量の30分細分化を反映した値

②:「2026・2027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 (2026年3月1日:本機関)」を考慮のうえ算出した値

■ 第2年度 (2027年度) の予備率は、**全ての月・エリアで7%を上回った。**

● 2027年度 各エリアの月毎の予備率 (連系線活用後)

	4月		5月		6月		7月		8月		9月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	26.3%	25.4%	38.0%	27.0%	27.7%	22.8%	23.3%	19.9%	24.0%	23.5%	23.6%	26.4%
東北	26.3%	22.5%	38.0%	27.0%	27.7%	20.7%	23.3%	19.9%	25.8%	23.5%	23.6%	26.0%
東京	26.3%	22.5%	22.7%	24.0%	27.7%	20.4%	19.6%	16.4%	17.3%	16.4%	23.6%	26.0%
中部	26.3%	22.5%	22.7%	24.0%	24.0%	17.8%	19.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	26.0%
北陸	26.3%	22.5%	22.7%	24.0%	24.0%	17.8%	19.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	26.0%
関西	26.3%	22.5%	22.7%	24.0%	24.0%	17.8%	19.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	26.0%
中国	26.3%	22.5%	22.7%	24.3%	29.1%	34.1%	28.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	33.6%
四国	34.0%	32.4%	35.7%	62.8%	94.2%	77.6%	47.7%	31.5%	33.8%	30.8%	25.9%	42.7%
九州	26.3%	22.5%	22.7%	24.3%	29.1%	34.1%	28.6%	15.1%	17.3%	16.4%	23.6%	43.0%
沖縄	41.3%	53.3%	48.3%	48.8%	30.4%	30.4%	29.4%	30.6%	27.1%	27.1%	31.8%	30.1%

	10月		11月		12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
北海道	28.1%	20.2%	16.2%	25.2%	15.2%	23.0%	21.4%	20.2%	21.0%	22.1%	18.7%	20.8%
東北	18.8%	19.9%	15.5%	20.3%	15.2%	23.0%	21.4%	20.2%	21.0%	22.1%	18.7%	20.8%
東京	18.8%	16.6%	15.5%	20.3%	15.2%	23.0%	21.4%	20.2%	21.0%	22.1%	18.7%	20.8%
中部	18.8%	16.6%	15.5%	20.3%	7.1%	9.7%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	18.7%	20.8%
北陸	18.8%	16.6%	15.5%	20.3%	7.1%	9.7%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	18.7%	20.8%
関西	18.8%	16.6%	15.5%	20.3%	7.1%	9.7%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	18.7%	20.8%
中国	23.3%	20.6%	15.5%	20.3%	7.1%	9.7%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	19.2%	22.9%
四国	48.0%	38.3%	18.7%	25.5%	15.2%	13.9%	25.8%	33.7%	21.2%	22.3%	46.8%	34.9%
九州	25.6%	20.6%	15.5%	20.3%	7.1%	11.4%	7.5%	8.5%	9.3%	10.8%	19.2%	22.9%
沖縄	42.5%	44.9%	42.2%	44.3%	63.4%	63.4%	56.7%	56.7%	88.7%	86.4%	86.7%	75.0%

(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
 長期脱炭素アクション落札分で供給計画に未計上ものを広域機関にて加算

※連系線活用後と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

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン)

①:「2026~2035年度の連系線の運用容量 (年間・長期) 2026年3月1日:本機関」を基に一部連系線 (中国九州間) は運用容量の30分細分化を反映した値

②:「2026・2027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 (2026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)

- 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)

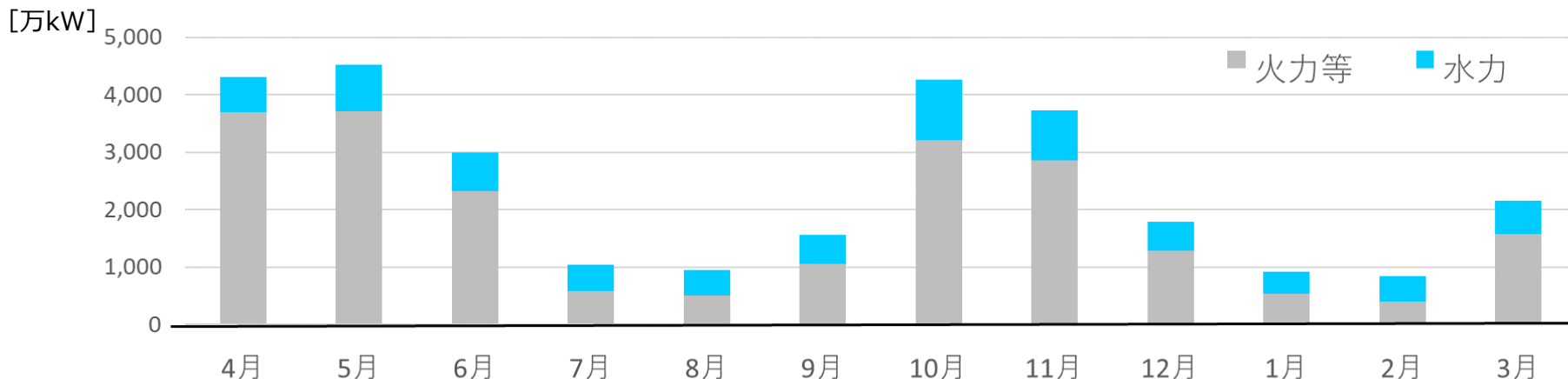
	4月		5月		6月		7月		8月		9月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
沖縄	30.7%	32.4%	19.8%	9.6%	1.9%	3.6%	4.1%	6.1%	4.1%	4.1%	10.9%	10.9%
	10月		11月		12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
沖縄	22.7%	22.7%	22.2%	13.0%	27.3%	38.8%	40.1%	24.0%	33.0%	33.0%	22.0%	37.1%

- 2027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)

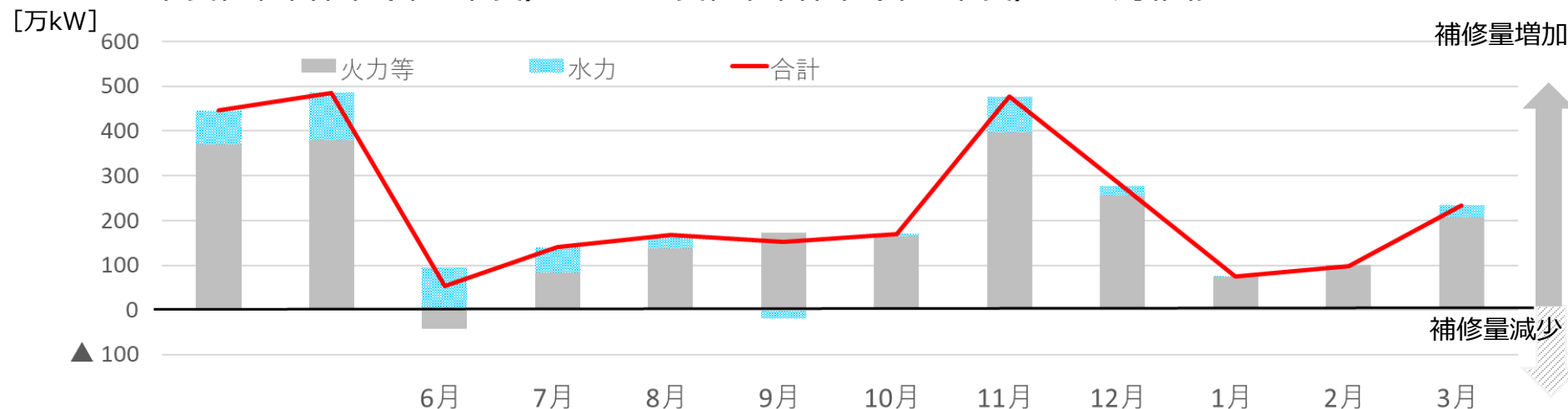
	4月		5月		6月		7月		8月		9月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
沖縄	10.5%	22.5%	21.9%	22.4%	7.7%	7.7%	7.7%	8.9%	5.9%	5.9%	9.1%	7.4%
	10月		11月		12月		1月		2月		3月	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
沖縄	18.3%	20.7%	13.0%	15.1%	28.3%	28.3%	22.9%	22.9%	52.4%	50.0%	51.6%	39.9%

■ 全国エリアにおいて、補修工程の精査や大型電源のトラブル等（届出時点で復旧未定）により、昨年度との比較では、年間を通じて補修量は増加。

● 2026年度供給計画（第1年度）の各月補修量



● 2026年度供給計画（第1年度）と2025年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減



※ 「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。2026年度供給計画の6,7,9,3月は、2025年度供給計画で指定した記載断面と整合。

- **2026年度中に休廃止となる火力電源は371万kW。**
- このうち、従来から休廃止が計画されていたものが244万kW、2026年度供給計画で新規計上されたものが126万kWである。

● 2026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	23	218	241
石油他	103	1	104
石炭	0	25	25
合計	126	244	<u>371</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) 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、東北エリア (2028、2029年度)、東京エリア (2028～2031年度)、中部～四国エリア (2028～2030年度)、九州エリア (2028～2035年度)、沖縄エリア (2034, 2035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年度は全てのエリア・月で予備率は11%を上回る。第2年度は全てのエリア・月で予備率は7%を上回る。

■ 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。これは、東京エリアにおいて補修調整を実施したものの、必要な供給力を確保できなかったためである。一方で、併行して足下では東京エリアにおいては、夏季の高需要期を対象にkW公募（120万kW）を実施している。なお、補完的確認によるH3予備率においてはすべての月で11%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。

■ 2027年度

- 全てのエリアの年間EUEが目標停電量以内となった。ただし、安定供給に万全を期すとともに、容量市場のメインオークションからの市場退出の状況等を見極め、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。

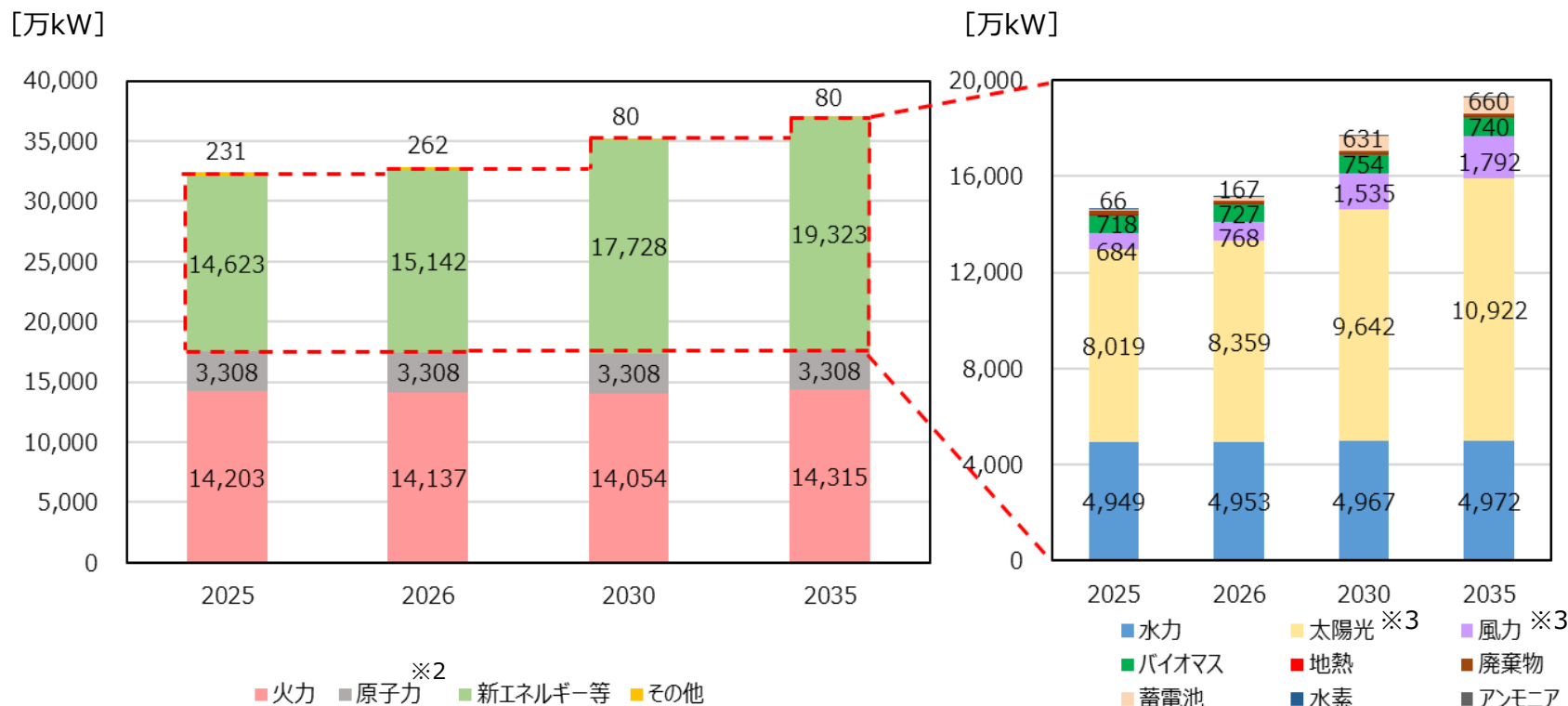
■ 2028年度以降

- 複数のエリアの年間EUEが目標停電量を超過している。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、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の再精査を行い、必要に応じて需給対策を検討していく。

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) 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・蓄電池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。

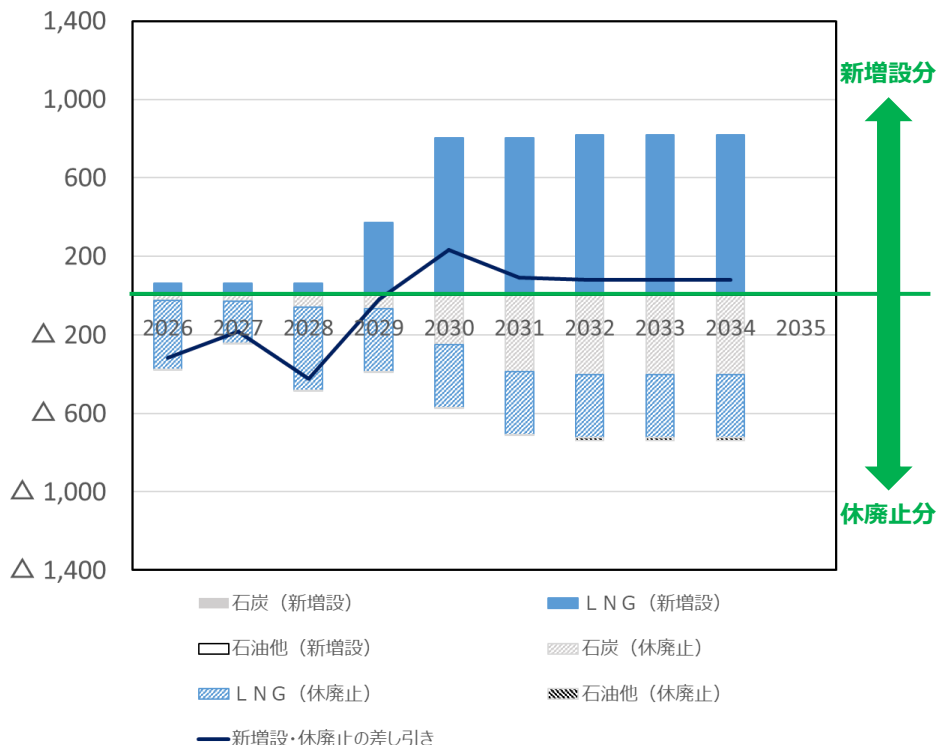
4. 電源構成の変化に関する分析：火力発電の新增設及び休廃止計画の推移 32

- 2025・2026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、2026年度からの累計値）

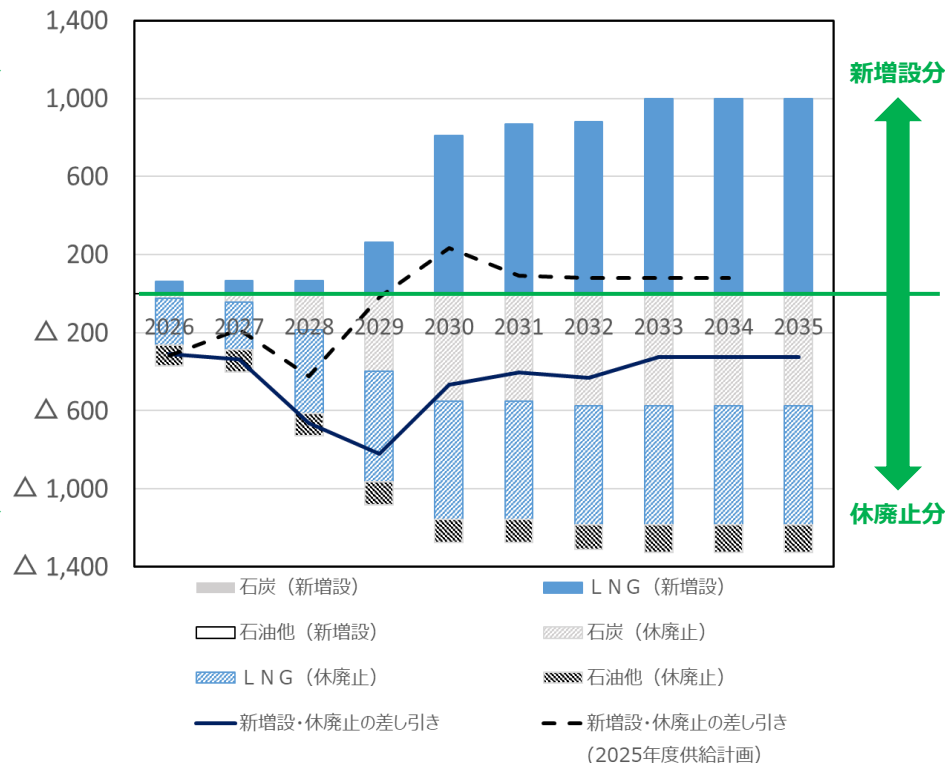
2025年度供給計画

(万kW)



2026年度供給計画

(万kW)



※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

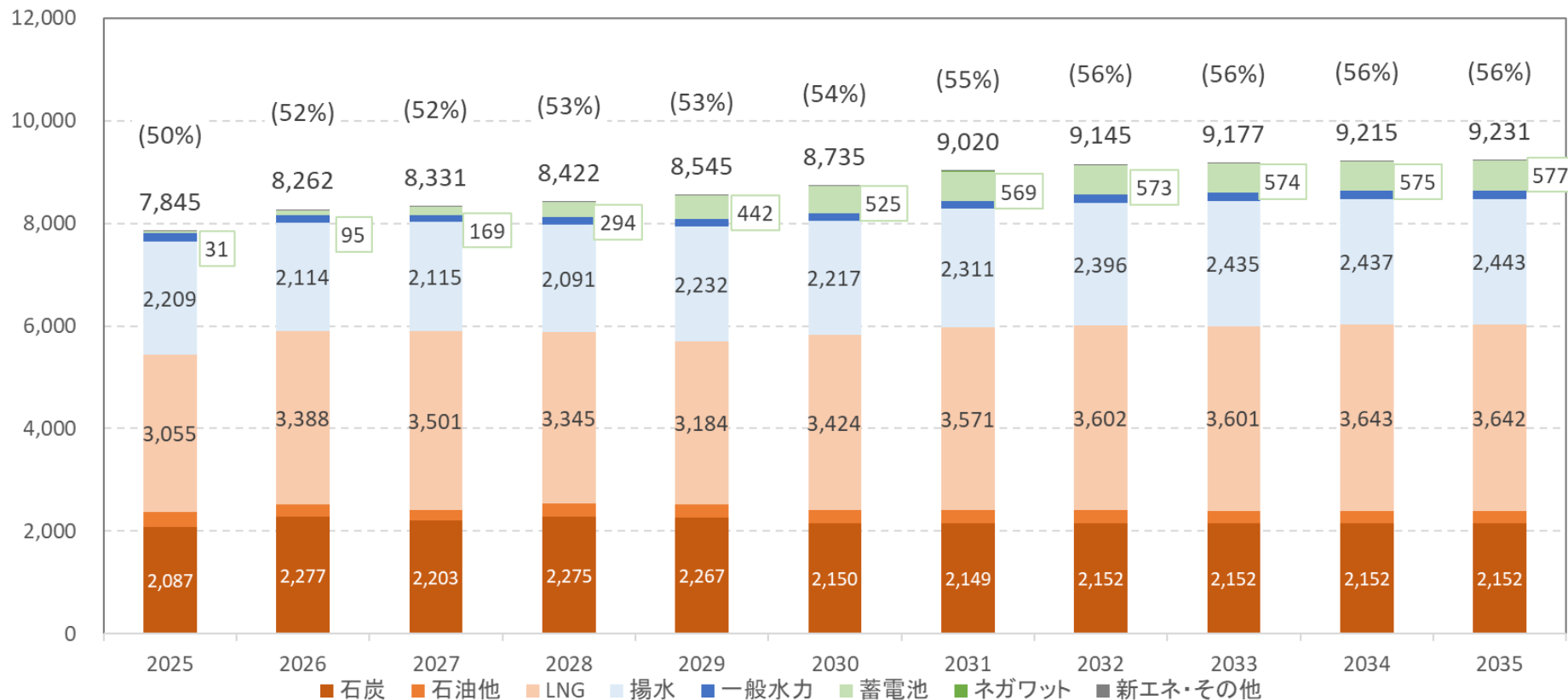
※2 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物・その他火力の合計値

※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、電源種別によっては年度毎に増減はあるが、2025年度実績から年々増加傾向の見通し。
- 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（全国計・8月断面）

[万kW]



※ 発電事業者・小売電気事業者・特定卸供給事業者から提出された「調整力に関する計画書」を対象に集計
括弧内は全国の最大3日平均電力（離島除き）に対する比率

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) 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、中国エリア、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、中国九州間連系設備の整備計画等に伴い、架空線、地中線ともに昨年度計画に比べ増加している。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、中国九州間連系設備、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	411 (360)	107 (41)	518 (401)
廃止	△75 (△88)	0 (0)	△75 (△88)
合計	336 (272)	107 (41)	443 (313)

※ () 内は昨年値
 ※ 使用開始年月が未定のも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

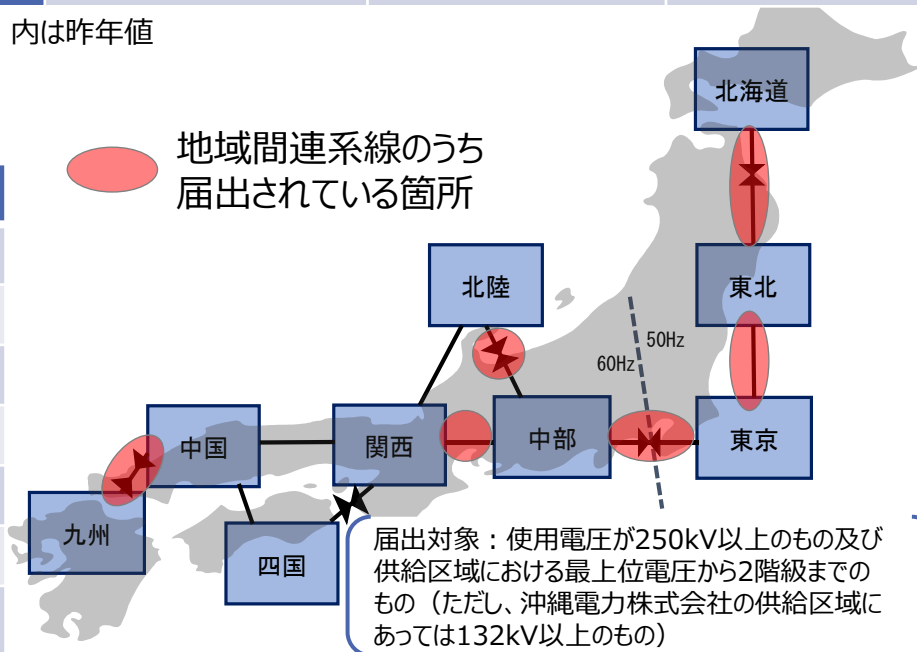
○ 主要な変電設備の整備計画

区分	変電所(MVA)	変圧器台数(台)	変換所(MW)
新增設	35,030 (32,018)	56 (47)	2,200 (1,200)
廃止	△4,275 (△6,725)	△12 (△17)	△300 (△300)
合計	30,755 (25,293)	44 (30)	1,900 (900)

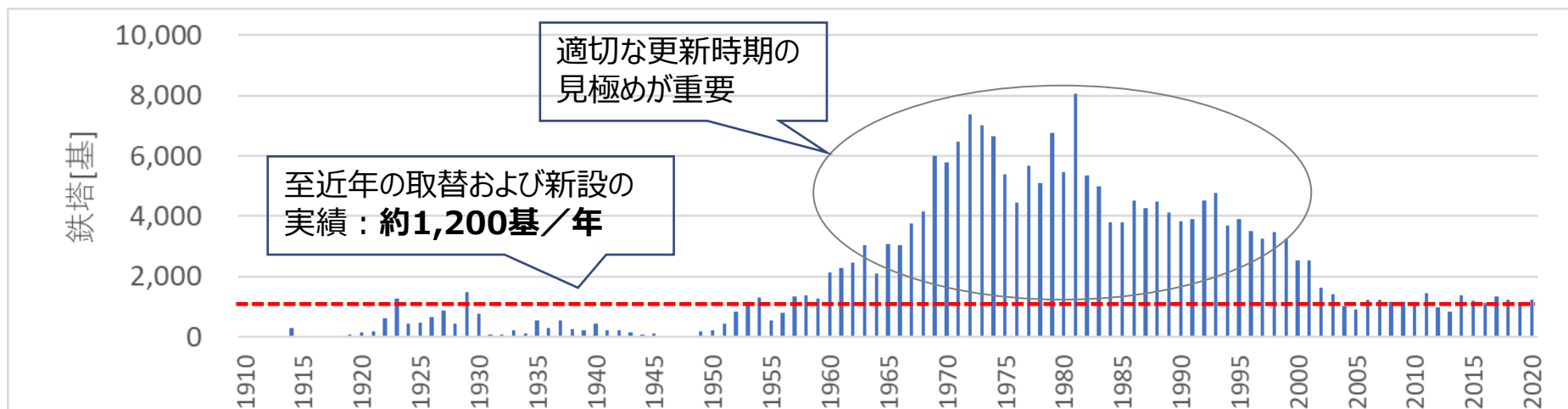
※ () 内は昨年値

○ 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12月
中部～関西	関ヶ原北近江線	2km	2030年6月
中国～九州	中国九州間連系設備	1,000MW	2039年3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。

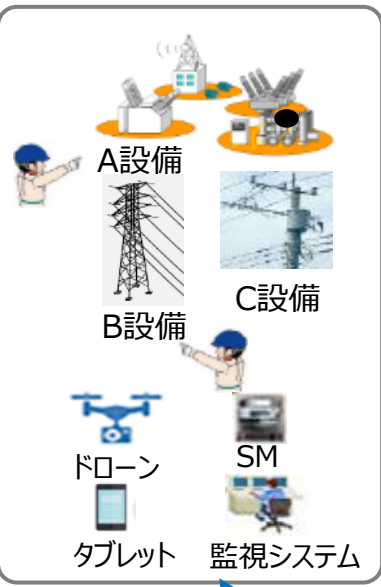
設備	日本国内における 広域連系系統	今回計画			設備量の変化
		新增設	廃止	計	
架空線こう長	約22,000km	411km	△75km	336km	数%増加
地中線こう長	約800km	107km	0km	107km	
変圧器	約1,400台	56台	△12台	44台	

- 広域機関は、一般送配電事業者10社共通の標準的な設備リスク評価方法を示した「高経年化設備更新ガイドライン」を策定。
- 各一般送配電事業者は、高経年化設備更新ガイドラインを用いることで、各設備のリスク量（設備の故障確率×故障影響度）を評価した上で、そのリスク量や施工力等を踏まえて工事物量を算定し、設備更新計画に反映する。

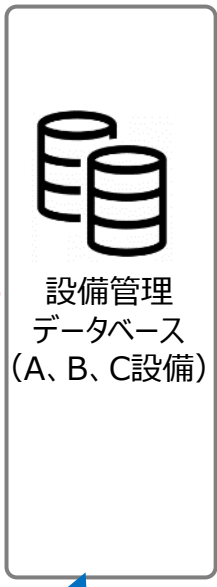
<設備保全から設備更新計画策定までの流れ>

高経年化設備更新ガイドラインを策定

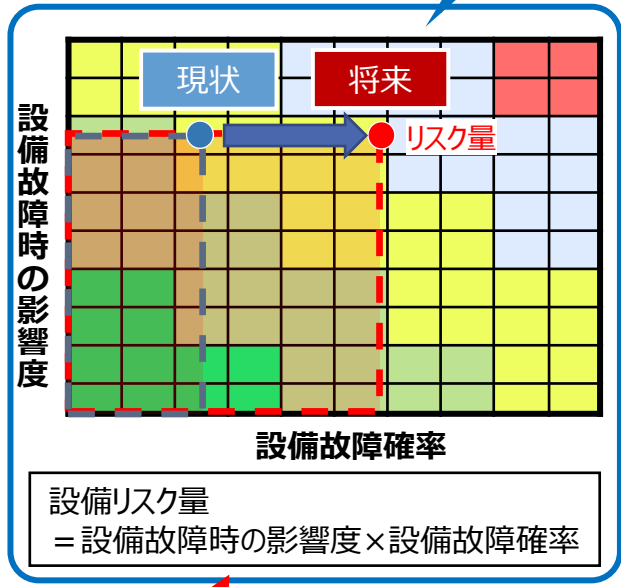
送配電設備の巡視・点検



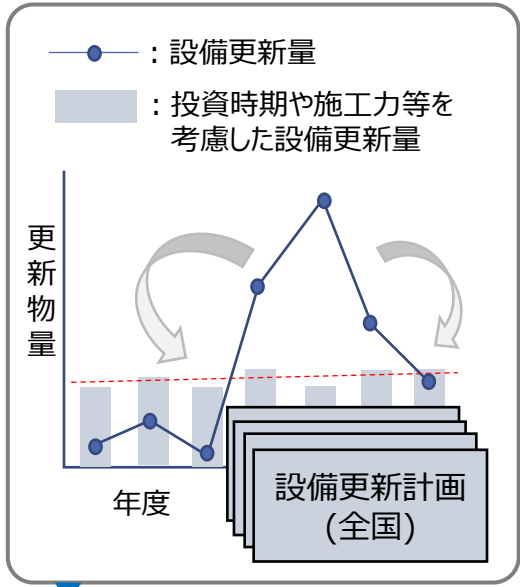
データ蓄積



リスク評価（定量評価方法）



設備更新計画の策定



一般送配電事業者が巡視・点検を実施し、データベース化

広域機関が標準的な定量評価方法を整理

一般送配電事業者が設備更新計画を策定

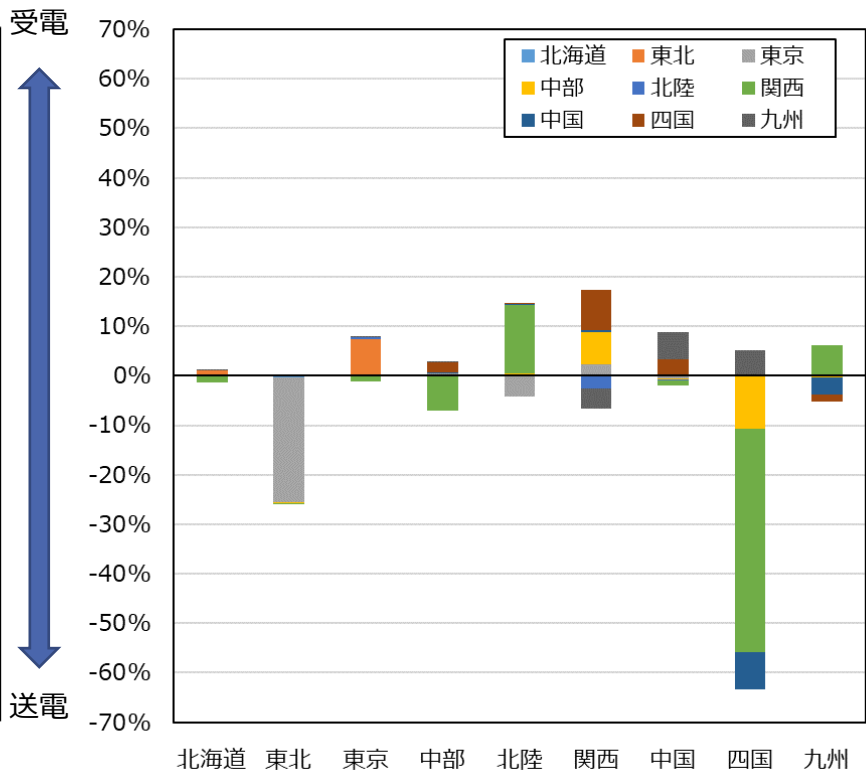
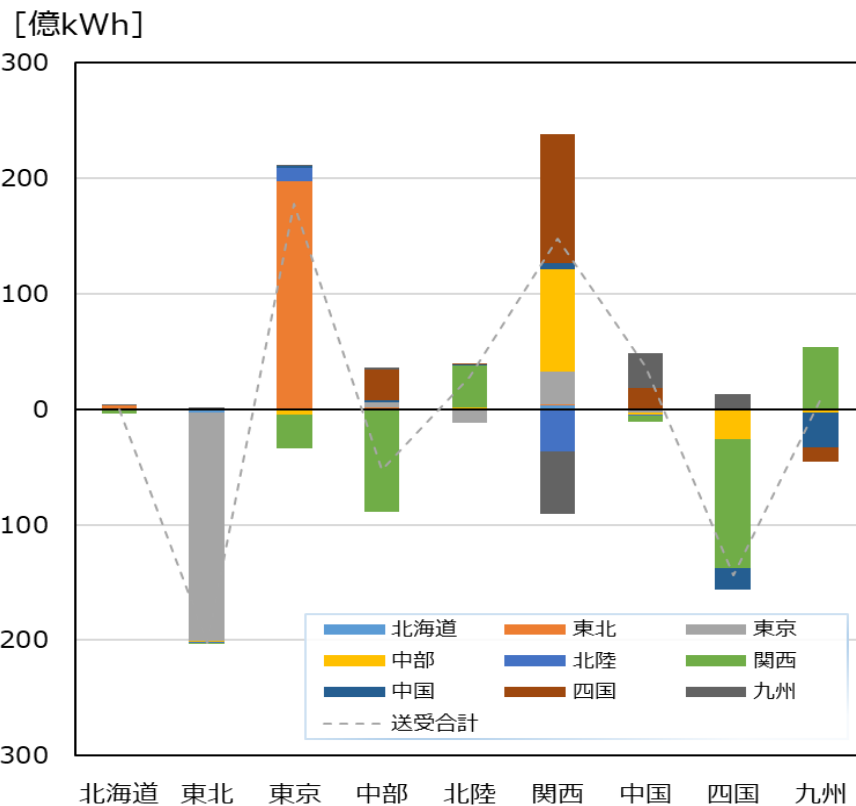
ネットワーク全体で計画的な更新を達成

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) 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

■ 2026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・関西エリアが多く、送電エリアは主に東北・四国エリアが多い。

● 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



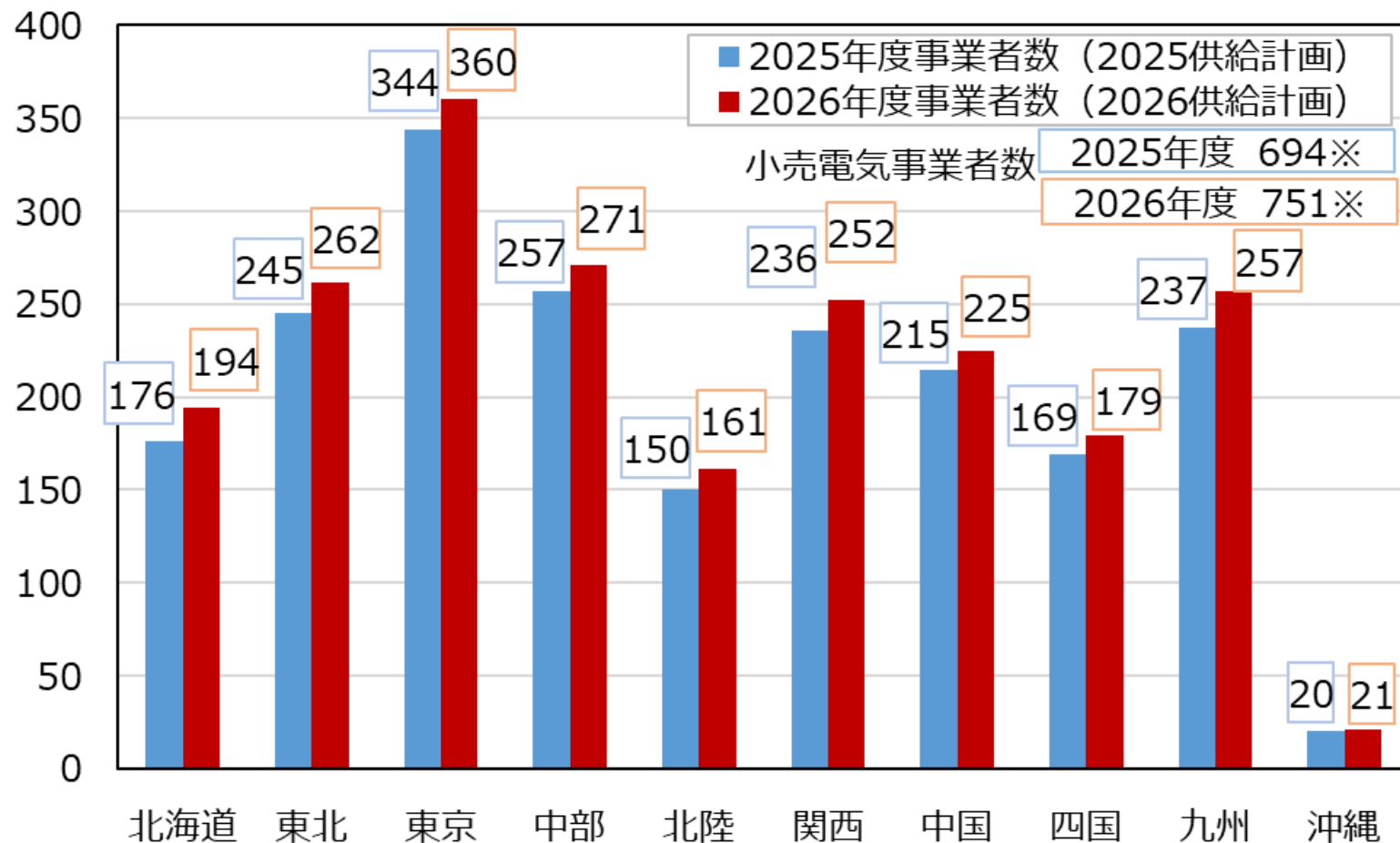
※ エリア外との取引について、相手エリア毎に調達（受電）と販売（送電）を相殺して算定

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) 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、全てのエリアで2025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

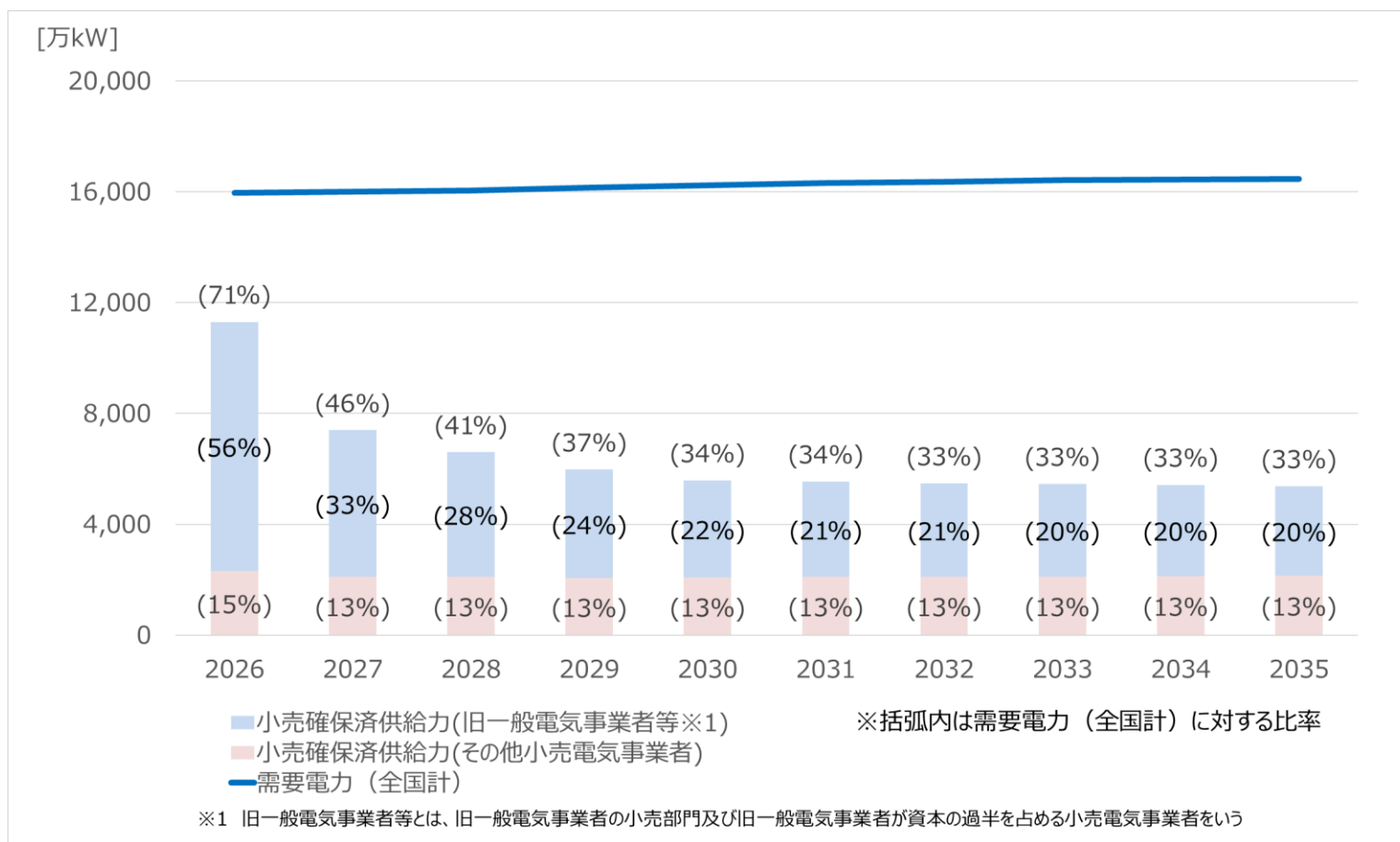
事業者数



※複数エリアにおいて事業展開する事業者数を考慮

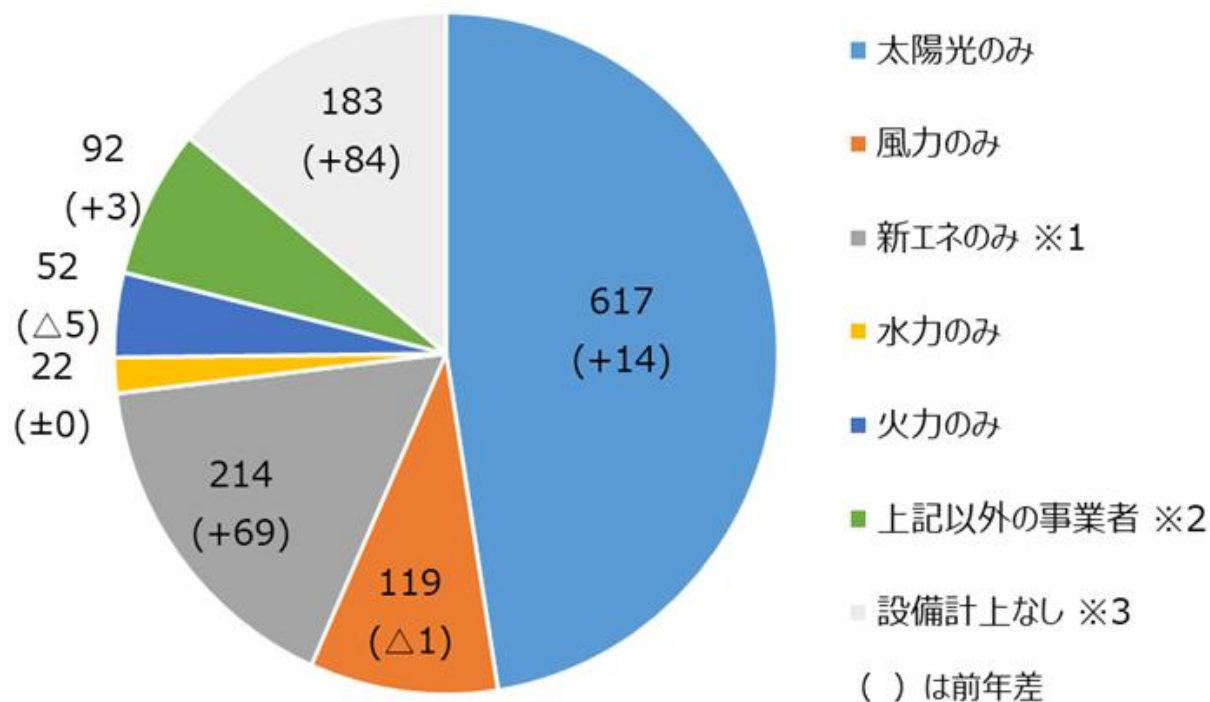
- 小売電気事業者の確保済供給力（相対契約）について、2026年度は一定程度契約されているが、2027年度以降、その契約量が減少する傾向にある。
- 長期レンジの相対契約においては先行きが不透明であり、かつ価格面で折り合いが付きにくいことから確保済供給力は減少傾向。

●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（2026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

※3：2027年度以降に発電事業を開始し、2026年度に発電等設備を保有していない事業者

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) 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）中長期的な供給力確保の懸念

課題	対応（2030年度以前）	対応（2035年度以降）
<p>（2030年度以前）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・電源の休廃止が一時期に集中し、需給バランス確保が厳しいため、速やかな対応方針整理が必要 <p>（2035年度以降）</p> <ul style="list-style-type: none"> ・供給計画レンジ外も見据え、需給両面において将来に向けての不確実性が増加 ・投資回収の見込みが不透明なことから、電源投資のインセンティブが不足 	<ul style="list-style-type: none"> ・非効率な石炭火力のFOの進め方の検討 なお、国際情勢に起因するリスクへの対処にも留意 【国・広域】 ・LNG火力リプレイス時期の把握・調整の在り方検討（既存ユニット廃止時期や運開時期の調整等） 【国・広域】 ・エリア毎の状況にも留意した短期の追加供給力対策の在り方の検討 【国・広域・一送】 	<ul style="list-style-type: none"> ・将来の需給シナリオに関する検討会において、各エリアの電源動向のシナリオ別検討を行い、発電事業者の長期電源開発計画等に有益な情報提供・発信等を実施 【国・広域】 ・将来の不確実性（需要動向、火力・原子力等の設備量、再エネ導入量等）がある中、長期脱炭素電源AXの改良、容量市場を活用しての新設電源投資の更なる追求や電源・系統への投資に対する新たなファイナンス支援などの検討 【国・広域】

(2) 電源補修計画の調整の在り方の検討

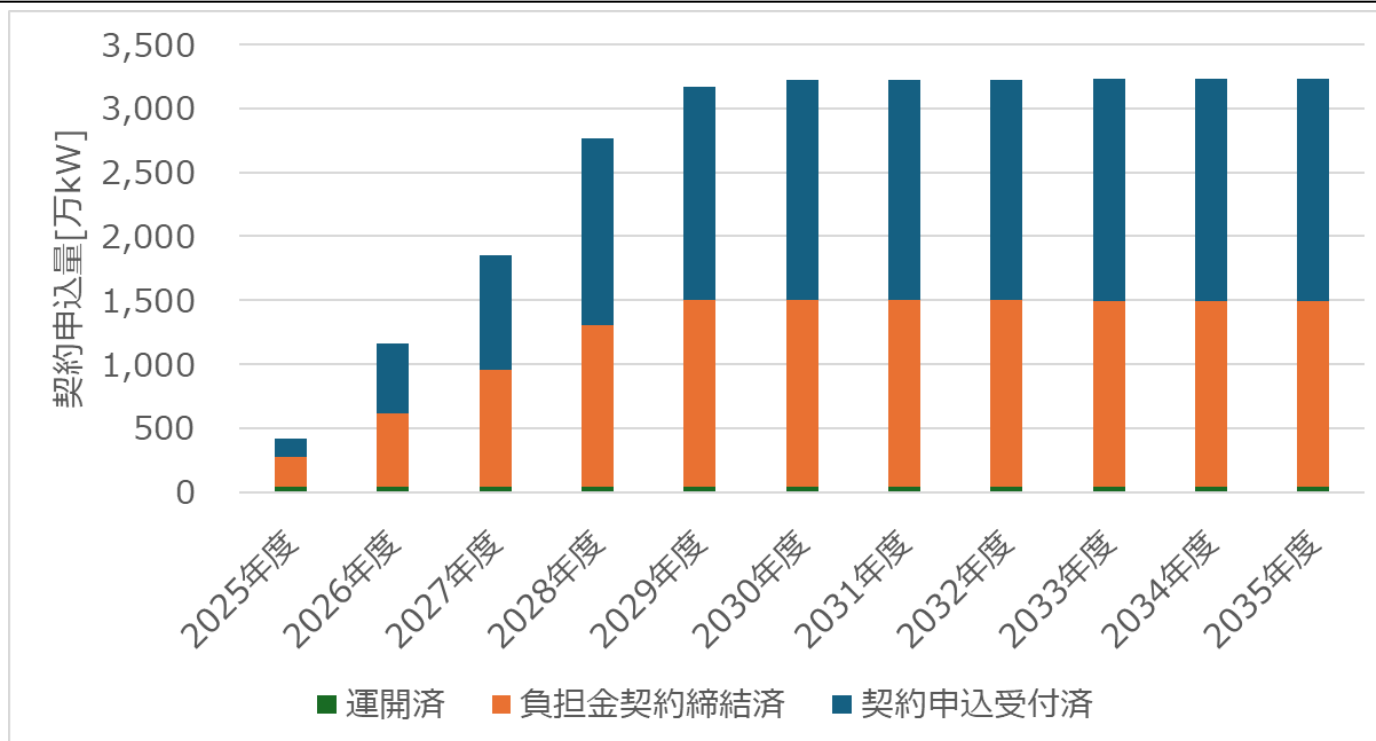
課題	対応
<p>・電源補修計画において、供給計画の取りまとめの補修量が実需給に近づくにつれ増加</p> <p>・ここ数年実需給に近づくタイミングで厳しい需給見通し（需給検証等）となり、補修調整等による対応が発生</p>	<p>・容量市場における設備量不足による追加停止可能量の枠拡大 【広域】 ※整理済</p> <p>・容量停止計画調整時のよりきめ細かい調整の実施（各月前後半の細分化）。なお、2027年度容量市場のメインオークション分から適用予定 【広域】 ※整理済</p> <p>・一般送配電事業者の関与を強化した容量停止計画調整以降の電源補修計画の調整の在り方検討 （流通設備の作業停止調整を実施していることから補修期間の調整の際には一般送配電事業者の承認を得る等の仕組みの構築） 【広域・一送】</p> <p>・補修計画が変更となる際に発生し得る費用負担の在り方の整理 【国】</p>

（3）系統用蓄電池の導入拡大に伴う運用及び接続ルール整備

課題	対応
<p>・供給力や調整力として本来有する能力を十分に活用できない可能性</p> <p>・潮流や混雑への影響評価が安全サイドの想定に基づくものとならざるを得ず、蓄電池や大規模需要の接続判断に影響を及ぼしている可能性</p>	<p>・ストレージ運用（原則として事業者が計画的に充電レベルを管理し、緊急時には一送が充放電を制御する仕組み）の運用条件を一般送配電事業者で整理しているため、影響評価について検討 【広域】</p> <p>・実運用データの蓄積を前提に、潮流想定合理化、混雑リスクの定量評価、および供給力評価手法の高度化の検討 【広域】</p> <p>・合理的な接続・運用のユースケースについて整理し、一送への横展開を図る 【一送・広域】</p> <p>・順潮流における混雑処理を含む新たな系統運用・制御の在り方について検討 【一送・広域】</p> <p>・系統制約を踏まえた蓄電池の接続条件、将来の電力システムにおける蓄電池を含めた混雑管理の在り方について検討 【国】</p>

(3) 系統用蓄電池の導入拡大に伴う運用及び接続ルール整備

- 系統用蓄電池の連系申し込み量の急増により、2030年度までに運転開始していると想定される設備量は、現時点（2025年11月末）において契約申込済の設備量が約1,500万kW、負担金契約締結済の設備量が約1,500万kW、合計で3,000万kW程度。その幅は1,500～3,000万kWと相当量の振れ幅となる。
- 一方で、契約申し込み時点では連系に至るまでに辞退するケースが多い



※各一般送配電事業者への申込み状況を集約し、「契約申込受付」、「負担金契約締結」のそれぞれのフェーズにおける運転開始年度末の設備量を計上

※一部エリアの負担金契約締結済分はデータなしのため、他エリアのデータをもとに本機関にて仮作成

※2025年11月末時点の申込み状況から作成

- 2025年7月に将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書を取りまとめ、公表。
- 需要については、2040年は0.9～1.1 兆kWhケースの2つ、2050年は0.95～1.25 兆kWhケースの4つのモデルケースを設定。また供給力のモデルケースも設定し、それらを組み合わせたモデルシナリオを設定。

需要モデルケースの設定例

2040年	技術検討会社	9,000億kWh	11,000億kWh
2019年度実績	8,800	8,800	8,800
民生部門	▲800 ～▲200	▲550	▲200
産業部門	▲200 ～+700	▲100	+500
DX関連	+200～ +1,000	+600	+1,000
GX関連	+300～ +1,100	+250	+900

2050年	技術検討会社	9,500億kWh	12,500億kWh
2019年度実績	8,800	8,800	8,800
民生部門	▲700 ～▲500	▲700	▲500
産業部門	▲200 ～+700	▲150	+650
DX関連	+300～ +2,200	+900	+1,950
GX関連	+500～ +1,900	+650	+1,600

モデルシナリオ例

需要 :kWh 供給力:kW バランス:万kW	火力 2040年:0.97億 経年リブレースなし 2050年:0.66億		火力 2040年:1.36億 すべて経年リブレース 2050年:1.34億	
	シナリオ説明	kWバランス	シナリオ説明	kWバランス
2040年 需要 0.9兆 再エネ 1.50億 原子力 0.27億	GX/DX：進展は緩やか 需要：2019年から横ばい 再エネ：2019年比1.7倍 原子力：kWh比率20% 火力：経年により減少	▲2,700	GX/DX：進展は緩やか 需要：2019年から横ばい 再エネ：2019年比1.7倍 原子力：kWh比率20% 火力：現設備容量を維持	600
	GX/DX：進展は拡大 需要：2019年比1.2倍 再エネ：2019年比2.5倍 原子力：kWh比率20% 火力：経年により減少	▲4,600	GX/DX：進展は拡大 需要：2019年比1.2倍 再エネ：2019年比2.5倍 原子力：kWh比率20% 火力：現設備容量を維持	▲1,300
2050年 (原子力小) 需要 0.95兆 再エネ 1.70億 原子力 0.23億	GX/DX：進展は緩やか 需要：2019年から微増 再エネ：2019年比2.0倍 原子力：経年により減少 火力：経年により減少	▲5,400	GX/DX：進展は緩やか 需要：2019年から微増 再エネ：2019年比2.0倍 原子力：経年により減少 火力：現設備容量を維持	100
	GX/DX：進展は拡大 需要：2019年比1.3倍 再エネ：2019年比3.0倍 原子力：経年により減少 火力：経年により減少	▲8,900	GX/DX：進展は拡大 需要：2019年比1.3倍 再エネ：2019年比3.0倍 原子力：経年により減少 火力：現設備容量を維持	▲3,300
2050年 (原子力大) 需要 0.95兆 再エネ 1.70億 原子力 0.37億	GX/DX：進展は緩やか 需要：2019年から微増 再エネ：2019年比2.0倍 原子力：現設備容量を維持 火力：経年により減少	▲4,400	GX/DX：進展は緩やか 需要：2019年から微増 再エネ：2019年比2.0倍 原子力：現設備容量を維持 火力：現設備容量を維持	1,200
	GX/DX：進展は拡大 需要：2019年比1.3倍 再エネ：2019年比3.0倍 原子力：現設備容量を維持 火力：経年により減少	▲7,800	GX/DX：進展は拡大 需要：2019年比1.3倍 再エネ：2019年比3.0倍 原子力：現設備容量を維持 火力：現設備容量を維持	▲2,300