

2025年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

2025年3月

電力広域的運営推進機関

<はじめに>

本機関は、電気事業法第29条の規定に基づき電気事業者が国に届け出た2025年度供給計画について、同条及び業務規程第28条の規定に基づきこれを取りまとめた。

供給計画は、本機関が送配電等業務指針の規定に基づき各電気事業者より提出を受け、本機関を経由して経済産業大臣に届け出るものとされている。本機関は、これらを取りまとめ、毎年3月末日までに経済産業大臣に送付するものとされている。

また、2025年度供給計画取りまとめでは、2024年11月30日までに電気事業者となった者（1,965者）と、2024年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、2月28日までに供給計画を本機関へ提出した者（9者）の合計1,974者を対象に取りまとめを行った。

2025年度供給計画取りまとめ対象事業者数

事業者区分	事業者数
発電事業者	1,135
小売電気事業者	694
特定卸供給事業者	90
登録特定送配電事業者	37
特定送配電事業者	5
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	1,974

(参考) 供給計画とは

- 電気事業法第29条の規定に基づき、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等の開発についての計画。
- 国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないと認めるときは、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

供給計画の提出期限

① 電気事業者（一般送配電事業者・配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	3月1日 (2月10日)
② 一般送配電事業者・配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)
③ 本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

カッコ内は供給計画（案）の本機関への提出期限

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

(参考) 取りまとめ項目

- 供給計画で取りまとめる項目は、電気事業法施行規則の「供給計画の取りまとめ送付書」に記載されており、これに従い供給計画の取りまとめを実施。

電気事業法施行規則 (供給計画取りまとめ送付書)	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

目次

ページ

I. 電力需要想定	1
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	1
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	3
II. 需給バランス	5
(1) 前年度の推定実績について	5
(2) 供給信頼度基準について	6
(3) 供給力(kW)の見通し(短期・長期)	8
(4) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	9
(5) 電力量(kWh)の見通し	15
(6) 需給バランス確認結果のまとめ	16
III. 電源構成の変化に関する分析	18
(1) 設備容量(kW)	18
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	20
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	21
(4) 電源開発計画	22
(5) 調整能力の推移	24
IV. 送配電設備の増強計画	29
(1) 主要送電線路の整備計画	32
(2) 主要変電所の整備計画	35
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	38
(4) 既設設備の高経年化の課題	40
V. 広域的運営の状況	41
VI. 電気事業者の特性分析	43
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	43

(2) 小売電気事業者のエリア展開	45
(3) 小売電気事業者の確保済供給力の推移	46
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	47
(5) 発電事業者のエリア展開	50
VII. その他	51
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	51
VIII. まとめ（2025年度供給計画の取りまとめ）	57
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別 1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別 5
別紙3. 当該年度以降10年間の需要電力（離島除き）の見通し	別 7

I. 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)

① 8月の最大3日平均電力¹

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、2024年度の実績及び2025年度、2026年度の見通し³を、表1-1に示す。

2025年度の見通し15,916万kWは、2024年度の気象補正⁴後の実績15,760万kWに対して、1.0%の増加となった。

また、2026年度の見通し15,954万kWは、2024年度の気象補正⁴後の実績に対して、1.2%の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

2024年度 実績(夏季) (気象補正後)	2025年度 見通し	2026年度 見通し
15,760万kW ※1	15,916万kW (+1.0%)※2	15,954万kW [+1.2%]※2

※1 2024年度実績は、夏季最大(気象補正前)が7月に一部のエリアで発生したことを踏まえての集計値

※2 2024年度実績(夏季)(気象補正後)に対する増加率

② 2025年度及び2026年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2025年度及び2026年度の各月エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2025年度)、表1-3(2026年度)に示す。

2025年度及び2026年度ともに夏季最大3日平均電力(8月)が、冬季最大3日平均電力(1月)を約1,000万kW上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2025年度各月の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,086	11,113	12,706	15,879	15,916	14,058
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,766	11,985	13,974	14,892	14,879	12,958

¹ 最大3日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力(1時間平均値)を上位から3日とり、それを平均した値をいう。

² エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の送配電設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大3日平均電力を示したものであり、本機関が業務規程第23条第5項の規定に基づき公表したもの。

³ 2025年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、2024年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。

⁴ 気象補正とは、冷夏・暖冬等気象条件による冷暖房機器等の稼働増減の影響を控除し、平年気象ベースの実勢需要を把握するために実施するもの。

表 1－3 2026 年度各月の最大 3 日平均電力（全国の需要、送電端）

【万 kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,132	11,154	12,750	15,917	15,954	14,106
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,818	12,037	14,030	14,946	14,935	13,017

③ 年間需要電力量

一般送配電事業者 10 者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2024 年度の推定実績⁵及び 2025 年度の見通しを、表 1－4 に示す。

2025 年度の見通し 8,496 億 kWh は、2024 年度の気象補正後の推定実績 8,417 億 kWh に対して、0.9% の増加となっている。

表 1－4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2024 年度推定実績 （気象補正後）	2025 年度見通し
8,417 億 kWh	8,496 億 kWh (+0.9%)※

※ 2024 年度推定実績に対する増加率

⁵ 需要電力量の推定実績としては 2024 年 4～10 月の実績値及び 2024 年 11 月～2025 年 3 月の推定値を合算している。

(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

一般送配電事業者がエリア需要を想定するため、本機関が策定・公表した全国の経済見通し（2024年11月27日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2024年度は559.8兆円、2034年度は603.8兆円となり、年平均0.8%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2024年度は102.5、2034年度は110.5となり、年平均0.8%の増加となった。一方、人口は、2024年度は1億2,384万人、2034年度は1億1,736万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2024年度	2034年度
国内総生産（実質GDP）	559.8兆円	603.8兆円 [+0.8%]※
鉱工業生産指数（IIP）	102.5	110.5 [+0.8%]※
人口	1億2,384万人	1億1,736万人 [▲0.5%]※

※2024年度見通しに対する年平均増加率

① 8月の最大3日平均電力

一般送配電事業者10者が届け出たエリア需要を全国合計したもののうち、2025年度、2029年度及び2034年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2034年度までの見通しを図1-1に示す。

2029年度の見通しは16,240万kW、2034年度の見通しは16,459万kWとなり、2024年度から2034年度まで年平均0.4%の増加となった。

2024年度から増加傾向の見通しとしている理由は、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いと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2025年度 [再掲]	2029年度	2034年度
15,916万kW	16,240万kW [+0.6%]※	16,459万kW [+0.4%]※

※2024年度見通しに対する年平均増加率



図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

⁶ GDPは2015暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2020暦年を100とした指数である。

② 年間需要電力量

一般送配電事業者10者が届け出たエリアの需要電力量を全国合計したもののうち、2025年度、2029年度及び2034年度の見通しを、表1-7に示す。

2029年度の見通しは8,761億kWh、2034年度の見通しは8,944億kWhとなり、2024年度から2034年度まで年平均0.6%の増加となっている。

2024年度から増加傾向の見通しとしている理由は、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いと考えたためである。

表1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2025年度 [再掲]	2029年度	2034年度
8,496億kWh	8,761億kWh [+0.8%]※	8,944億kWh [+0.6%]※

※2024年度見通しに対する年平均増加率

Ⅱ．需給バランス

(1) 前年度の推定実績について

① 前年度の推定実績

供給計画の届出書に記載された各電気事業者の2024年8月の供給力（全国合計）と8月最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。

全国合計の需給バランス実績としては、予備率16.5%を確保していた。

表2-1 2024年度8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

【万kW】			
2024年度実績 (気象補正後)	供給力 (全国合計)	予備力	予備率
15,817	18,427	2,610	16.5%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。

地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた結果、全てのエリアで予備率13%以上を確保できていた。

表2-2 2024年度8月の需給バランス実績（エリア別、送電端）

【万kW】										
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	417	1,321	5,404	2,321	470	2,641	1,027	474	1,581	162
供給力	517	1,524	6,147	2,740	555	3,117	1,213	560	1,866	189
予備率	24.0%	15.4%	13.7%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	18.0%	17.1%

(2) 供給信頼度基準について

供給計画における供給信頼度は、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における審議を経て、2021年度供給計画から年間の確率論的必要供給予備力算定（EUE算定）により評価することとなった⁸。その後、第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、供給信頼度評価に織り込む厳気象対応等を見直す基本方針の整理⁹、第94回・第95回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、偶発的需給変動対応、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が整理された¹⁰。加えて、第105回・第106回調整力及び需給バランス評価等に関する委員において、6月の厳気象対応供給力の暫定対応の導入、連系線運用容量の取扱いについて整理された¹¹。そのため、2025年度供給計画においては、供給信頼度基準として、表2-3に示す容量市場・供給計画における目標停電量を適用する。なお沖縄エリアは、第85回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会の整理に基づき評価を行う¹²。

また、エリア特性（北海道の冬季等）や厳気象等を考慮すると、各月の供給力が偏らないようにすることも重要と考えられることから、短期断面（第1，2年度）は、補完的に各エリア・各月の予備率を確認する⁸。

表2-3 容量市場・供給計画における目標停電量
(2025年度供給計画の取りまとめの諸元による)

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	2
2026年度	15,905	6.3	4.5	3.9		0.015	
2027年度	15,971	6.5	4.4	3.8		0.017	
2028年度	16,081	5.9	5.0	4.3		0.010	
2029年度	16,179	5.8	5.0	4.3		0.010	
2030年度	16,270	5.8	5.1	4.3		0.009	
2031年度	16,351	5.8	5.0	4.3		0.010	
2032年度	16,393	5.8	5.1	4.4		0.009	
2033年度	16,398	5.8	5.1	4.4		0.009	
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）

⁸ 参考：第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

⁹ 参考：第81回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2022/files/chousei_81_01r.pdf

¹⁰ 参考：第94回、第95回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_94_01.pdf

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_95_01.pdf

¹¹ 参考：第105回、第106回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2024/files/chousei_105_01.pdf

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

¹² 参考：第85回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_85_01.pdf

(参考) 年間EUEの特性

年間EUEの特性を図2-1に示す。年間EUE算定による評価では、エリア毎の停電予測量（年間EUE）が容量市場・供給計画における目標停電量より小さい値となっていれば、年間を通じて目標とする供給信頼度が確保されていると言える。

ただし、目標停電量による評価のみでは、電源の停止計画等によって供給力に偏りが生じた際に、特定の断面で予備率が低くなることを把握することが難しいため、補完的に従来手法である各月の予備率を確認する。

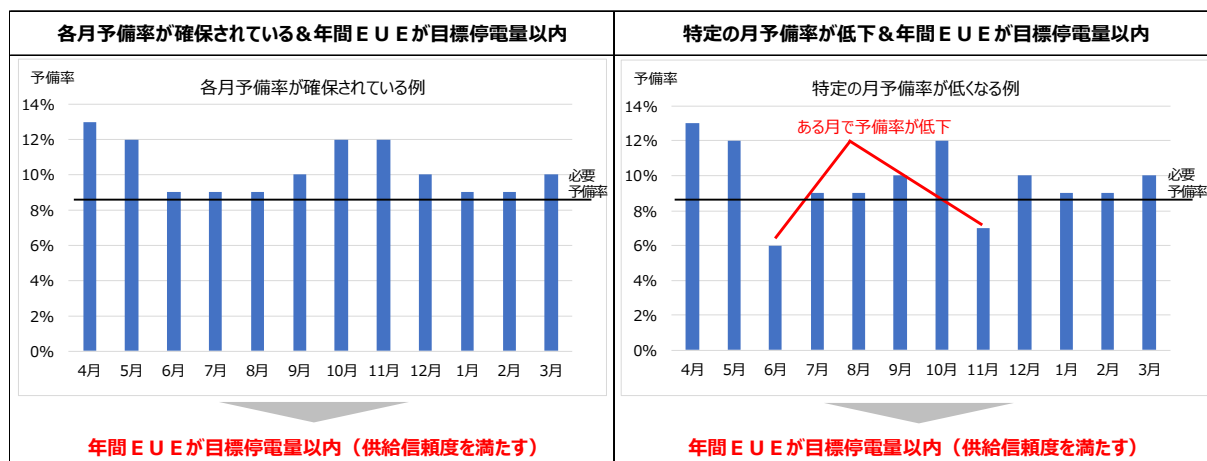


図2-1 年間EUEの特性

(3) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

年間EUEの算定結果を表2-4に示す。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。

表2-4 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

(4) 供給力（kW）の補完的確認（短期）

各エリアの供給力¹³と需要を基に、各エリア（沖縄を除く）及び全国の需給バランスについて、需要に対する予備率¹⁴が偶発的需給変動と持続的需要変動の合計以上あることを確認した。

また、沖縄エリアは運用実態を踏まえた必要予備力¹⁵と電源Ⅰ'の発動基準¹⁶のうちの大きな方を除く供給力が需要を上回ることを確認した。また、沖縄エリアのみ最小予備率断面の値を使用している。

需給バランス確認の概要を図2-2に示す。各エリアの供給力は、発電事業者を主とした電気事業者が保有する電源等の供給力に非電気事業者と取引する（調達分から販売分を差し引く）供給力を足し合わせたものから、登録特定送配電事業者と取引する供給力を除いたものを基礎とする。

なお、「2025年度供給計画届出書の記載要領（2024年11月：資源エネルギー庁）」¹⁷に基づき、事業者として原子力発電所・号機の稼働時期が見通せず、「未定」と計上されたものは、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

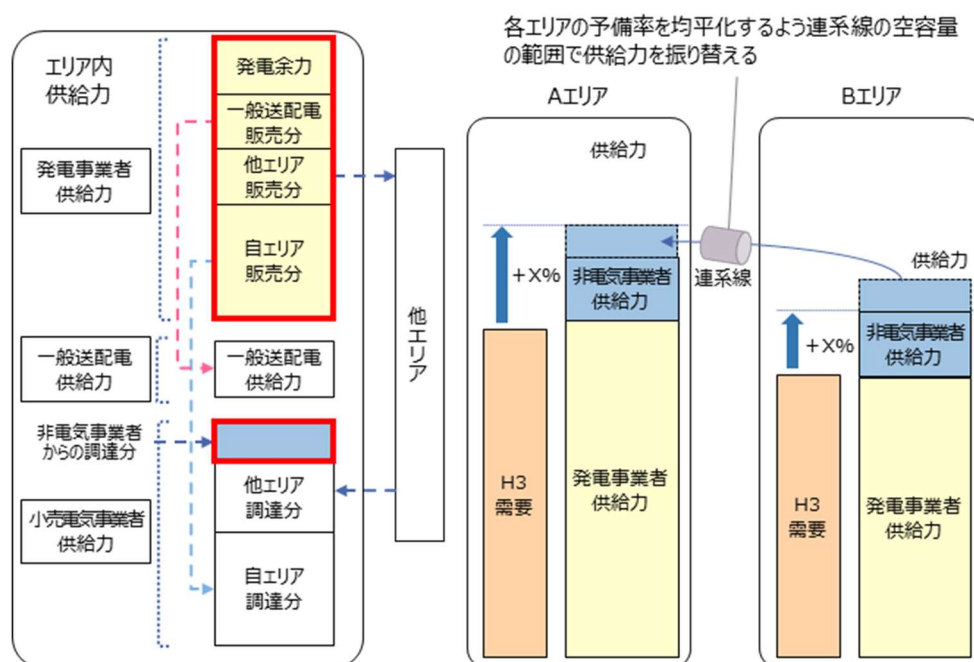


図2-2 需給バランス確認の概要

¹³ 供給力とは最大3日平均電力発生時に安定的に見込める供給能力をいう。

¹⁴ 予備率とは予備力（供給力－最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

¹⁵ 参考：第85回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_85_02.pdf

¹⁶ 参考：2025年度向 電源Ⅰ' 廠気象対応調整力募集要綱（沖縄電力株式会社）

https://www.okiden.co.jp/shared/pdf/business/free/2024/powersupply-01/powersupply-01_07.pdf

¹⁷ 2025年度供給計画届出書の記載要領

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

(参考) 供給力の計上方法等

供給力の算出方法は、「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（２０２４年１１月：資源エネルギー庁）」¹⁸及び「２０２５年度供給計画届出書の記載要領（２０２４年１１月：資源エネルギー庁）」¹⁷に記載の方法による。供給力等の評価断面は、原則、２０２５年度供給計画届出書の記載要領の別紙「供給電力等の記載断面について」による。

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量の設定方法は以下のとおり。なお、予備率の算定にあたっては、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率を均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えて評価を行う。予備率を均平化する前の各エリアの供給力は、電気事業者の保有する電源等に基づき算定しており、連系線を活用した事業者間の計画的な取引は考慮していない。そのため、予備率の均平化にあたって、計画潮流をゼロとして連系線の空容量を算定する。

$$\text{空容量} = \text{①運用容量} - \text{②マージン}$$

(短期断面)

- ① 運用容量：「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）」¹⁹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 マージン：「２０２５・２０２６年度の年間マージン、マージンの設定の考え方及び確保理由（２０２５年３月１日：本機関）」²⁰を考慮のうえ算出した値。

(長期断面)

- ① 運用容量：２０２５年度及び２０２６年度は（短期断面）で設定した８月値、２０２７～２０３４年度は「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）」¹⁹による。なお、算出条件等検討中の連系線は、２０２９年度値を適用した。
- ② マージン：２０２５年度及び２０２６年度は（短期断面）で設定した８月値、２０２７～２０３４年度は「２０２７～２０３４年度の連系線のマージン、マージンの設定の考え方及び確保理由（２０２５年３月１日：本機関）」²⁰を考慮のうえ算出した値。

¹⁸ 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

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

¹⁹ 参考：２０２５～２０３４年度の連系線の運用容量（年間・長期）について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2024/files/oshirase_1_2025-2034_unyouyouryou.pdf

²⁰ 参考：２０２５・２０２６年度の連系線マージン

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2024/files/20250301_margin_1_nenkan.pdf

参考：２０２７～２０３４年度の連系線マージン

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2024/files/20250301_margin_2_thouki.pdf

参考：マージンの設定の考え方及び確保理由

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2024/files/20250301_margin_3_kakuhoriyuu.pdf

① 短期の需給見通し

予備率の算定にあたっては、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率を均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振り替えている。

また、7、8月の北海道エリアから九州エリアは太陽光と需要の相関等を踏まえた追加供給力を適用した²¹。

さらに、環境影響評価公表情報（環境影響評価方法書提出済みの案件²²）に掲載されている電源開発計画のうち、事業者が電源開発の最終意思決定を行い、開発に着手しているものが、一定程度あると考えられる。そこで、供給計画に未計上であり、一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源等を国の協力を得て調査し、加算した。

○ 2025年度

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。各エリア²³の予備率は、全ての月・エリアで12%を上回った。

表2-5 2025年度 各月の予備率見通し
(連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、送電端)

	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

沖縄エリアは、小規模単独系統であり、他エリアの供給力を期待できないことから、他エリアと同じ基準を適用するのではなく、「運用実態を踏まえた必要予備力：34.2万kW」を除いた場合の供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

沖縄エリアの予備率見通しを表2-6に示す。全ての月で必要供給力を確保できる見通しとなった。

表2-6 2025年度 沖縄エリアにおける補完的確認の予備率見通し（送電端）

	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%

²¹ 参考：第69回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf

²² 参考：発電所に係る環境影響評価

https://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/index_assessment.html

²³ 沖縄エリアは最小予備率断面で評価している。

○ 2026年度

エリア別の予備率見通しを表2-7に示す。各エリアの予備率は、全ての月・エリアで11%を上回った。

表2-7 2026年度 各月の予備率見通し
(連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、送電端)

	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

2025年度同様の評価を行った沖縄エリアの予備率見通しを表2-8に示す。全ての月で必要供給力を確保できる見通しとなった。

表2-8 2026年度 沖縄エリアにおける補完的確認の予備率見通し (送電端)

	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%

② 供給力（kW）の補完的確認による2025年度電源補修量

2025年度供給計画（第1年度）の各月補修量（対象：原則、出力10万kW以上の発電設備等）を図2-3に示す。

2025年度供給計画における第1年度（2025年度）と2024年度供給計画における第2年度（2025年度）との各月補修量の増減（対象：原則、出力10万kW以上の発電設備等）を図2-4に示す。

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²⁴したものの、工程精査、設備不具合等により2024年度供給計画と比較して5月を除く期間で補修量が増加した。

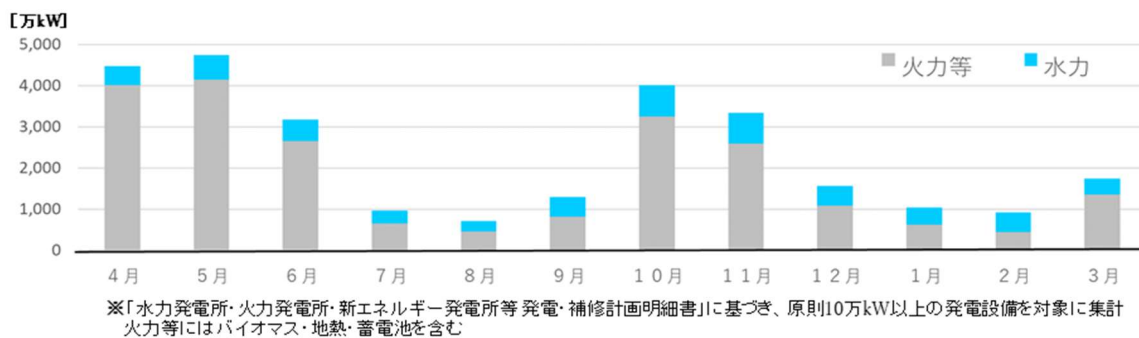


図2-3 2025年度供給計画（第1年度）の各月補修量

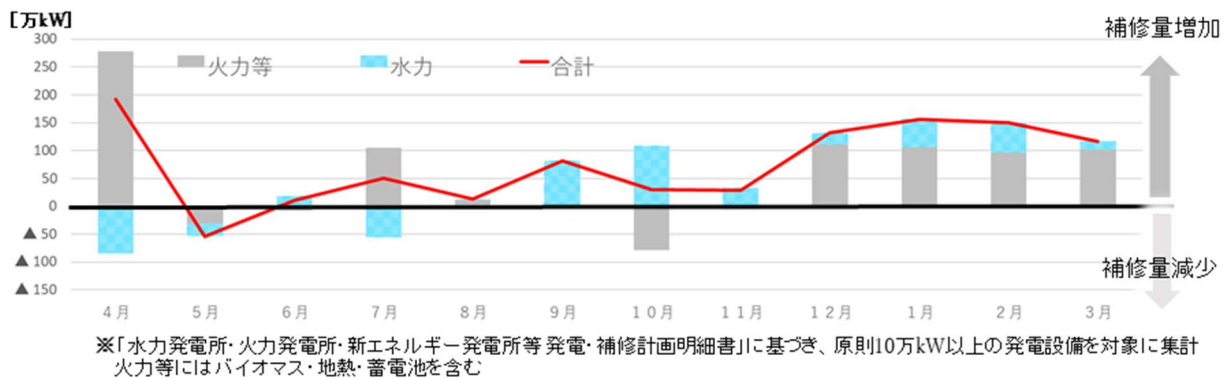


図2-4 2025年度供給計画（第1年度）と2024年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

²⁴ 参考：2025年度のさらなる供給力確保について

https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/241001_2025kyoukyuryokukakuho.html

③ 供給力（kW）の補完的確認による2025年度休廃止計画

2025年度供給計画において、2025年度中に休廃止となる火力電源（原則、出力1,000kW以上、離島設備を除く）を表2-9に示す。

2025年度中に休廃止となる火力電源は602万kWであり、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。

表2-9 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	602

※「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

(5) 電力量 (kWh) の見通し

電力量 (kWh) バランスについては、気象の見通しや需要予測時に参照する情報が揃い、かつ、燃料の追加調達等の対応もできるタイミングを考して、夏季・冬季の kWh モニタリングを 2021 年度から実施している。夏季・冬季の kWh モニタリングを継続し、その結果の公表を行う予定であることから、2025 年度供給計画の取りまとめ時点では、電力量 (kWh) バランス評価は行わない。現時点での年間の電力量 (kWh) バランスを確認し、事業者の対応につながる情報を公表する。

① 電力量 (kWh) に関する見通し

供給計画の第 1 年度 (2025 年度) における各月の電力量 (kWh) バランス (9 エリア合計) を図 2-5 に示す。また、供給電力量²⁵と需要電力量 (一般送配電事業者が届け出た 9 エリア合計) との差分を表 2-10 に示す。全ての月で供給電力量が需要電力量を上回った。

今後、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。

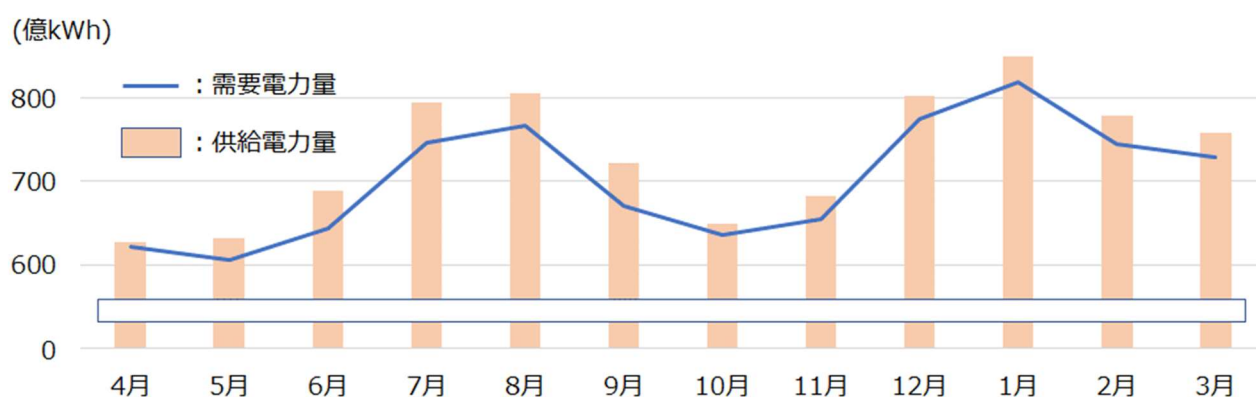


図 2-5 第 1 年度 (2025 年度) における電力量 (kWh) バランス

表 2-10 第 1 年度 (2025 年度) における供給電力量と需要電力量との差分

(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%

注) 単位未満を四捨五入しているため、各月の合計と年度計が一致しない場合がある。

²⁵ 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。

(6) 需給バランス確認結果のまとめ

○ 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

第1年度 (2025年度) は、電源の休廃止や補修停止等により東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。

第2年度 (2026年度) は、電源の休廃止や補修停止等により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 (2027～2034年度) においても、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年度 (2025年度)、第2年度 (2026年度) とともに、全てのエリア・月で、予備率が11%を上回る。

○ 電力量 (kWh) の見通し (第1年度の各月)

一般送配電事業者が届け出た需要電力量に対して、全ての月で供給電力量が需要電力量を上回る。

- 2025年度の東京エリア・九州エリアにおいては、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、供給力 (kW) の補完的確認においては全てのエリア・月で、予備率が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年度の東京エリアにおいては、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年度以降についても、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。

(参考) 取りまとめ結果の詳細

① 電源別供給力の年度毎の推移

2034年度までの電源種別毎の供給力（8月・全国合計）の見通しを図2-6に示す。

新エネルギー等の供給力は調整係数の算定方法等の違いのため、2027年度に減少する評価となり、以降継続して増加する。火力の供給力は休廃止等により2026年度と2028年度で減少するものの、新設等により2030・2031年度に増加後、横ばい傾向となる。

供給力全体として2028年度まで減少し、2029～2031年度に増加後、横ばい傾向となる。

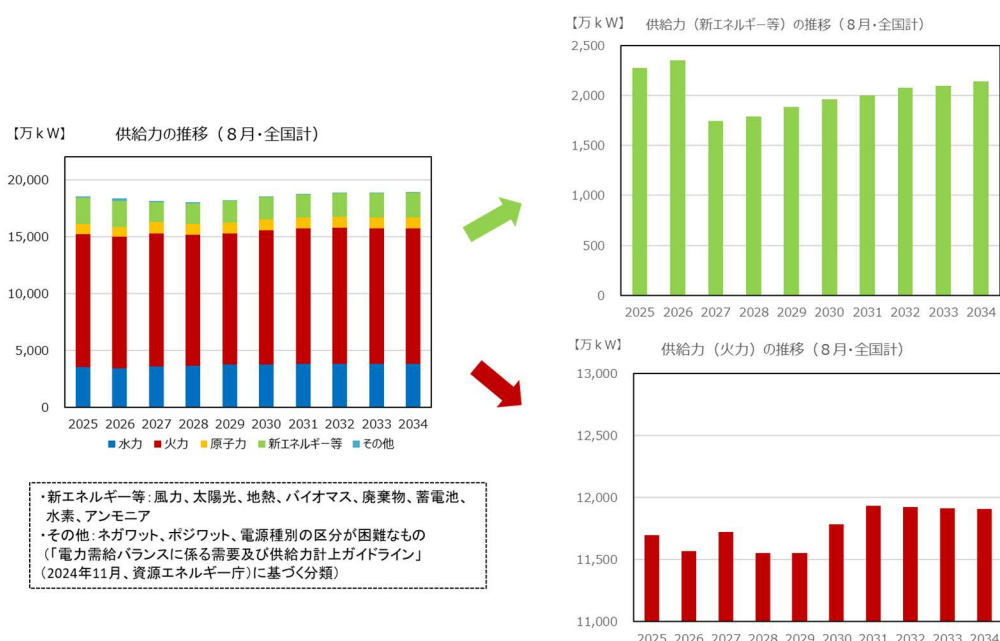


図2-6 電源別供給力の推移

② 休止電源の年度毎の推移

今回取りまとめた長期需給バランス評価において、長期計画停止等で供給力として計上していない火力休止電源（約800～1,200万kW）を図2-7に示す。

火力休止電源の総量は横ばい傾向がみられる。このなかで、2026年度の1年間のみの休止や、2029～2030年度に再稼働する電源がある。

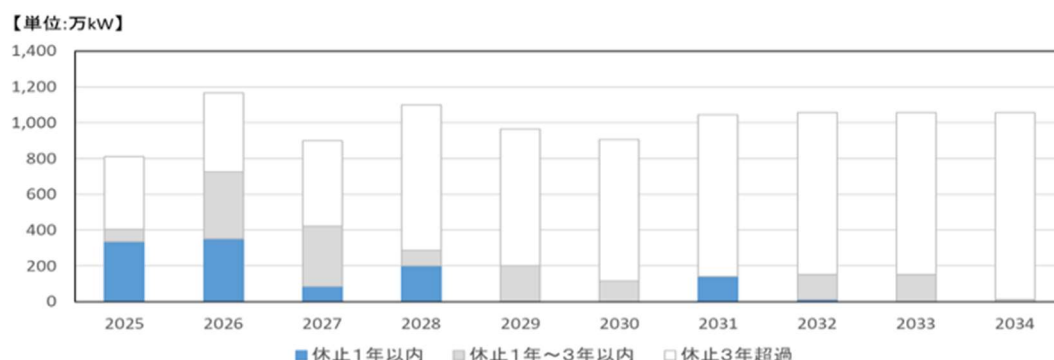


図2-7 火力休止電源の状況

Ⅲ. 電源構成の変化に関する分析

本分析は、事業者から提出された数字を機械的に計上したものであり、今後の発電所の稼働状況や政策的措置への対応状況次第で、実際の将来の数字とは異なるものとなることに留意が必要である。

(1) 設備容量 (kW)

表3-1及び図3-1に示す設備容量は、各事業者から提出された各年度における設備容量の合計値を示す。具体的には、発電事業者が一定の前提の下で保有していると予測する発電設備等と、小売電気事業者、特定卸供給事業者及び一般送配電事業者が非電気事業者から調達する発電設備等（FIT電源等）の設備容量の合計値を機械的に積み上げたものである。事業者の計画については、一定の蓋然性があるものだけを計上しているが、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。

事業者から提出された電源種毎の設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。なお、長期計画停止等で供給力として計上していない休止電源も設備容量に計上される。

○水力・火力等²⁶

発電事業者自らが保有する設備等を積み上げ。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や、対外的に運転することを公表していること等を基準としている。

○原子力

発電事業者自らが保有する設備のうち、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）を積み上げ。

○太陽光・風力

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。

²⁶ 地熱・バイオマス・廃棄物・蓄電池・水素・アンモニア・その他も同様。

表 3－1 設備容量（全国合計）

【万kW】

種類	2024	2025	2029	2034
火力 ^{※1}	14,796	14,536	14,387	14,623
石炭	5,246	5,155	4,911	4,695
L N G	7,998	8,016	8,123	8,575
石油他 ²⁷	1,552	1,364	1,352	1,353
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	14,076	14,593	16,700	18,590
一般水力 ^{※1}	2,203	2,214	2,228	2,247
揚水 ^{※1}	2,734	2,734	2,736	2,736
風力 ^{※3}	594	724	1,390	1,908
太陽光 ^{※3}	7,670	7,981	9,206	10,494
地熱 ^{※1}	50	51	56	56
バイオマス ^{※1}	655	712	738	745
廃棄物 ^{※1}	134	119	115	109
蓄電池 ^{※1}	36	57	206	225
水素 ^{※1}	0	0	6	15
アンモニア ^{※1}	0	0	20	54
その他 ^{※1}	236	290	80	79
合計	32,416	32,727	34,475	36,600

注）単位未満を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

※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 過去に移働実績がある設備（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。

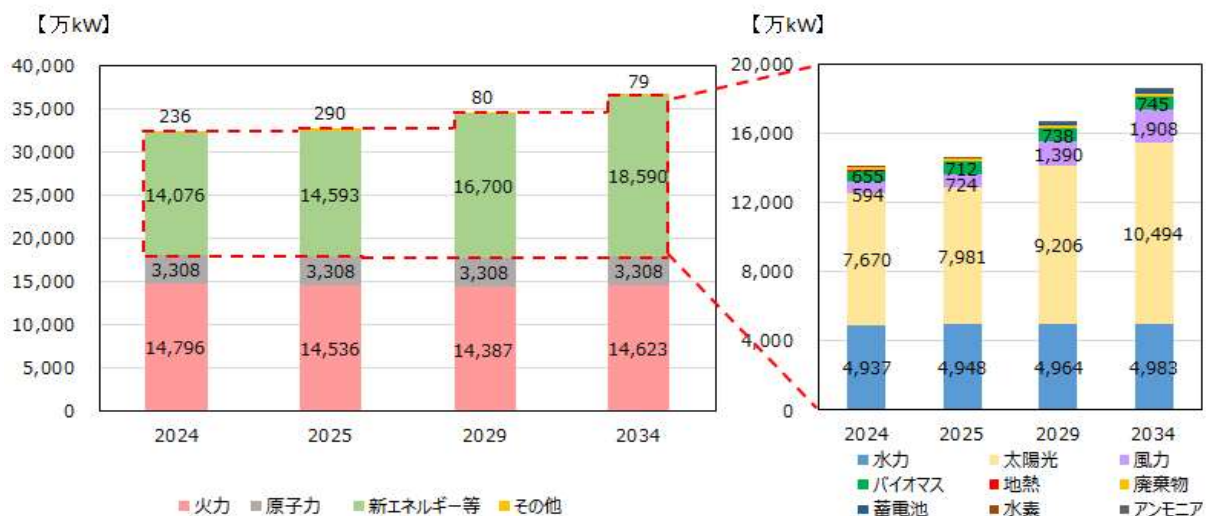


図 3－1 設備容量（全国合計）

※各電源等の設備容量の合計値は、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。

²⁷ 石油他は、石油・L P G・その他ガス・歴青質混合物・その他火力の合計値。

(2) エリア別設備容量（kW）の比率

2024年度末のエリア別設備容量の電源種別の比率を図3-2に示す。

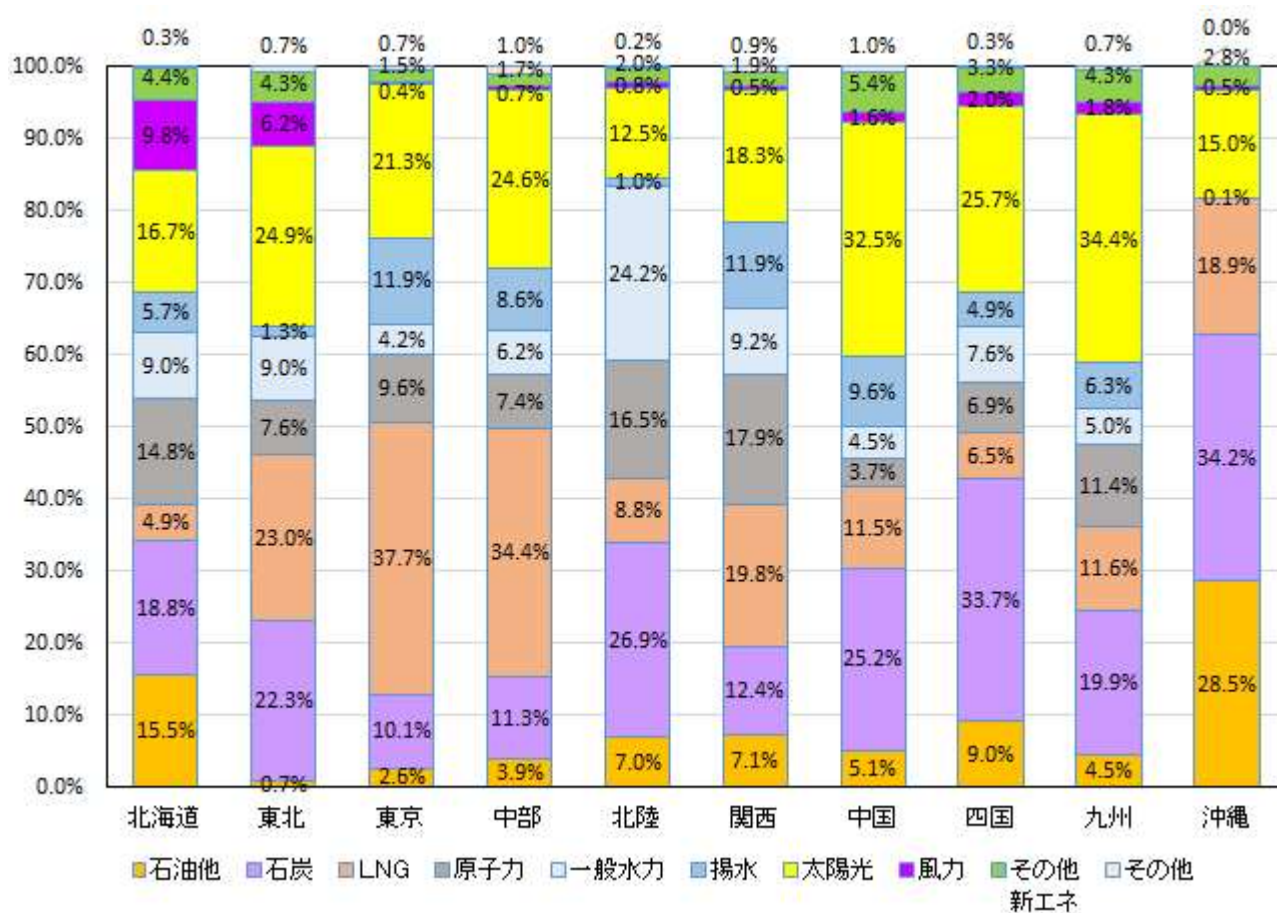


図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率（2024年度末）

※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移

今後10年間のエリア別太陽光・風力設備容量の導入量見通し（年度末基準）²⁸を図3-3に示す。

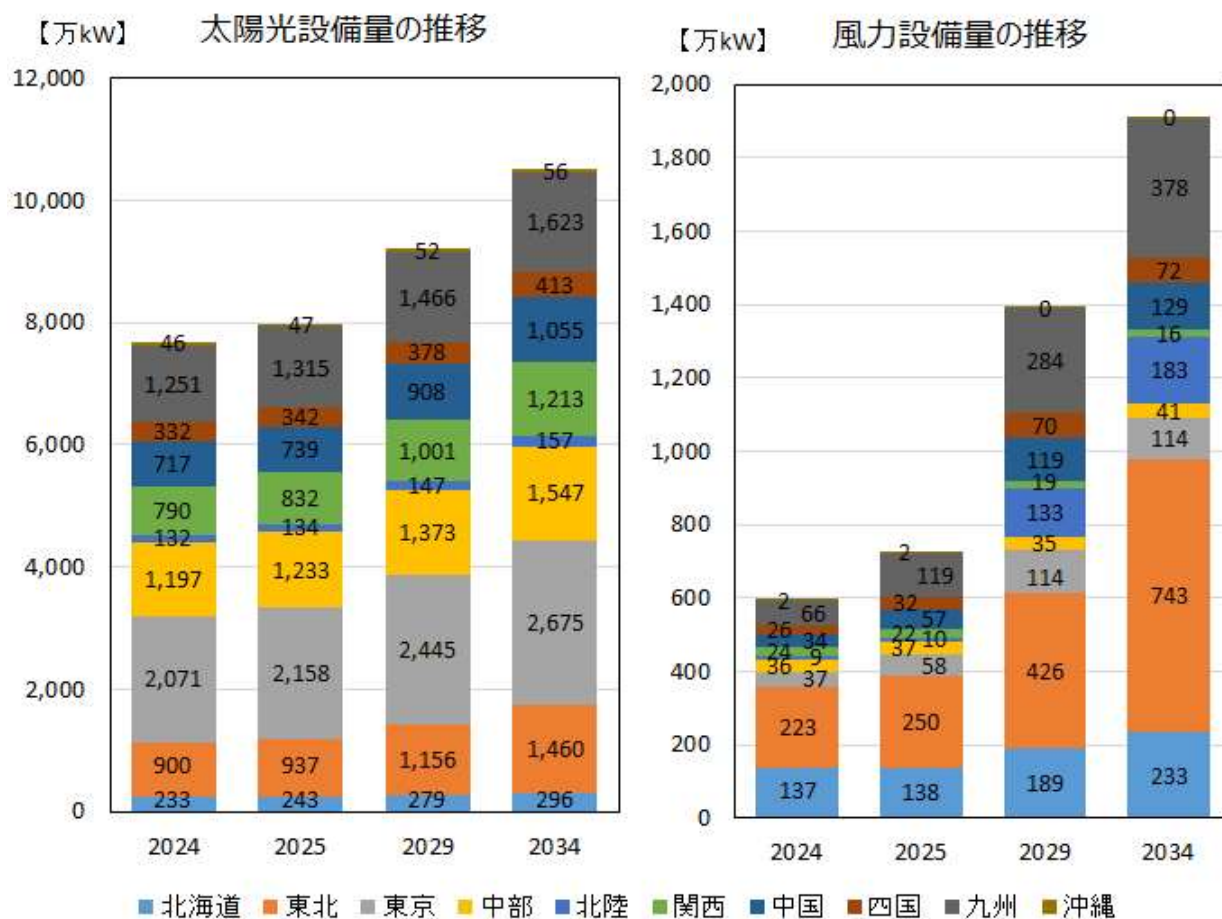


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁸ 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導入見通しを立てたもの。

(4) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2034年度末までの電源開発計画²⁹について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

表3-2 2034年度末までの電源開発計画（全国合計）

【出力：万kW】

種類	新設計画		増減出力計画		廃止計画	
	出力	地点数	出力	地点数	出力	地点数
水力	20.5	32	11.8	68	△ 3.2	7
一般水力	20.5	32	10.3	67	△ 3.2	7
揚水	-	-	1.5	1	-	-
火力	958.7	33	0.5	2	△ 1,032.4	48
石炭	-	-	-	-	△ 446.3	18
LNG	945.8	18	2.7	1	△ 385.7	10
石油	12.9	15	-	-	△ 200.4	20
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
その他火力	-	-	△ 2.2	1	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	1,153.0	342	△ 0.8	1	△ 72.7	159
風力	764.4	98	-	-	△ 38.2	32
太陽光	149.0	160	-	-	△ 26.2	120
地熱	5.0	4	-	-	-	-
バイオマス	84.0	24	△ 0.8	1	△ 2.9	1
廃棄物	7.5	5	-	-	△ 5.4	6
蓄電池	128.5	50	-	-	-	-
水素	14.6	1	-	-	-	-
アンモニア	-	-	-	-	-	-
合計	3,150.2	414	26.7	72	△ 1,108.3	214

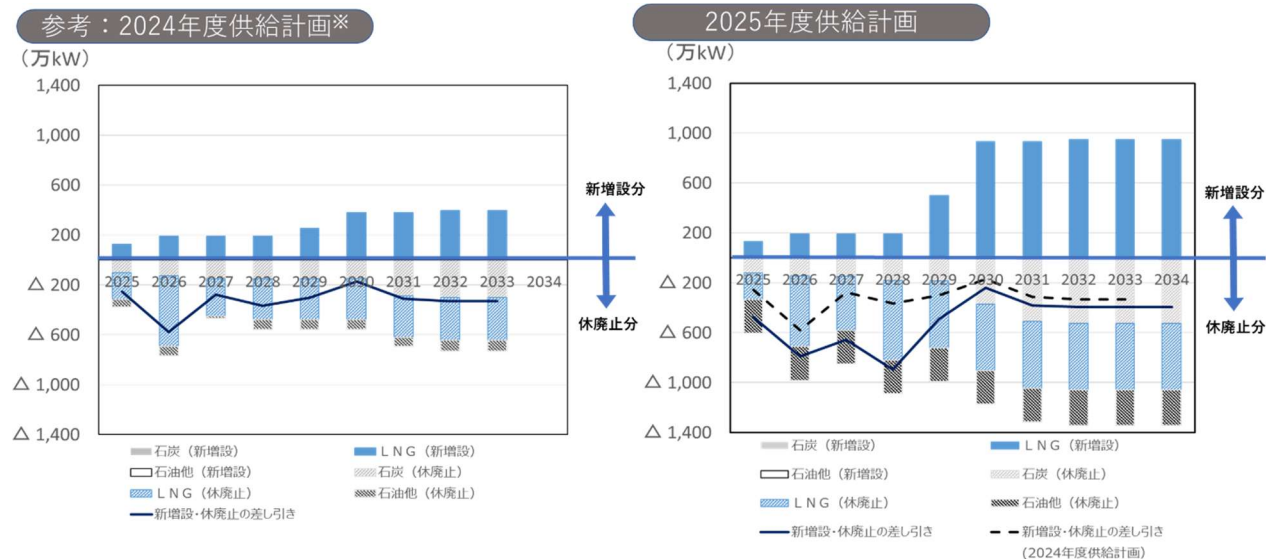
注）小数点第二位を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

²⁹ 新設、増減出力及び廃止の年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 火力発電の新增設及び休廃止計画の推移

2024年度末を起点として、10年先までの新增設と休廃止の設備量を相殺した累計データについて、2025年度供給計画と2024年度供給計画を比較して図3-4に示す。

長期脱炭素電源オークションで落札したLNG火力の新增設があるものの、リプレースに伴う既設設備の廃止や、石炭火力のフェードアウトが2030年の前後に集中したこと等から、休廃止が新增設を上回って推移する。



※2024年度供給計画を元に作成

※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

図3-4 火力発電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）

（５）調整能力の推移

２０２４年度供給計画から、調整機能を有する発電事業者等に対して、調整能力（出力変動幅等）に関する計画の提出を求めている、今後１０年間の調整能力の推移を図３－５に示す。

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である。その大部分は石炭火力・ＬＮＧ火力・揚水が占めており、この構成は今後１０年間も同水準である。また、蓄電池が２０２７年度以降大幅に増加していく傾向である。

なお本図は、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」に記載された出力変動幅等を機械的に積み上げたものである。出力変動幅等の算出方法は、「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（２０２４年１１月：資源エネルギー庁）」¹⁸及び「２０２５年度供給計画届出書の記載要領（２０２４年１１月：資源エネルギー庁）」¹⁷の記載による。

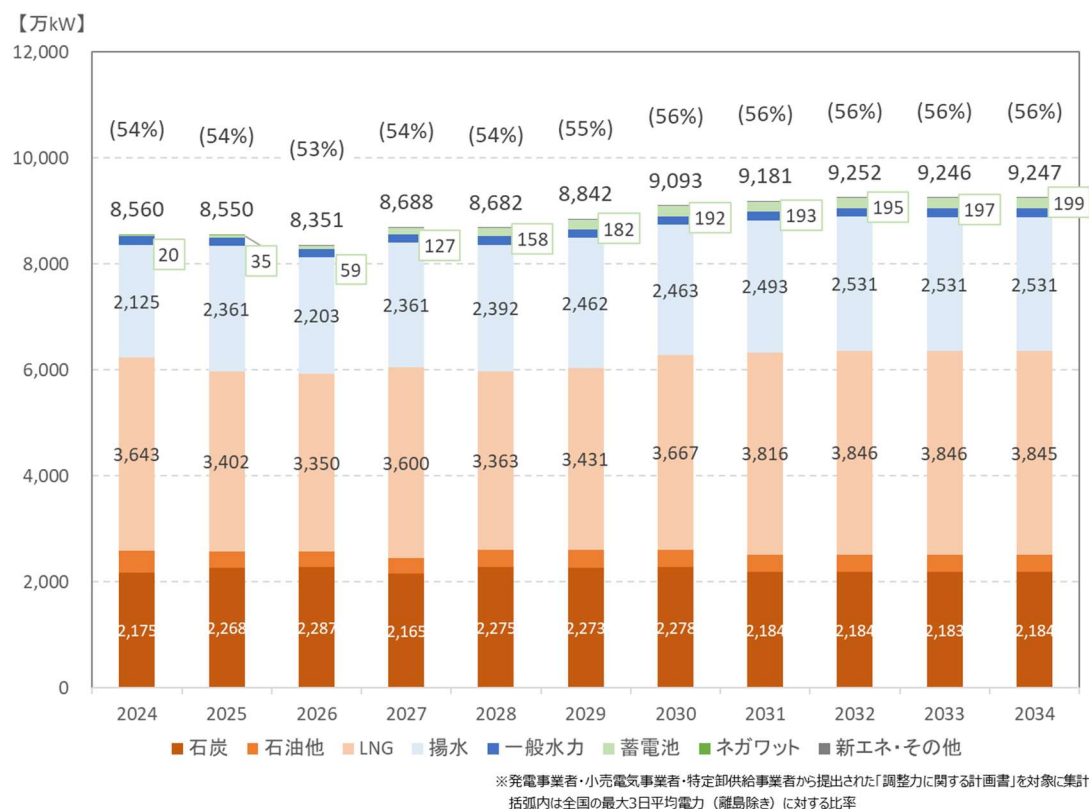


図３－５ 調整能力の推移（８月・全国合計）

(参考) 送電端電力量 (kWh)

表3-3から表3-6に示す送電端電力量は、各発電事業者が一定の仮定の下で計算した各年度の電源種別の発電電力量(送電端)等を合計³⁰した試算であり、実際の発電電力量とは異なる点について留意が必要である。

発電事業者は、将来の契約や過去の実績等から自らの将来の販売電力量を予想した上で、現時点で事業者がそれぞれの年度において稼働可能な状態にあると想定する電源等について、運転コストが安いものから機械的に発電電力量を積み上げて、それらを計上している。

なお、原子力発電の今後の稼働状況、将来取引される電力に電源種が未確定なものが含まれているといった要因があるため、将来の発電電力量の構成は異なるものとなることに留意が必要であり、実際には、エネルギーミックスの目標に近づいていくことが想定される。

電源種毎の具体的な計算方法と送電端電力量(kWh)を以下に示す。

① 新エネルギー等(表3-3)

太陽光及び風力については、一般送配電事業者が系統連系申込状況や過去実績(伸び率)等に基づく設備容量の導入見通しと過去の発電実績から発電量を算定し計上している。また、地熱、バイオマス、廃棄物、蓄電池、水素、アンモニアについては、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表3-3 新エネルギー等発電所送電端電力量

【億kWh】

種類	2024	2025	2029	2034
新エネルギー等	1,463	1,593	1,909	2,199
風力	117	135	245	351
太陽光	934	972	1,110	1,257
地熱	26	27	30	31
バイオマス	345	423	460	470
廃棄物	38	32	31	30
蓄電池	1	3	19	23
水素	0	0	2	8
アンモニア	1	0	12	29

② 水力・火力(表3-4)

発電事業者が自ら立てた計画に基づき算定した発電電力量を計上している。火力は、事業者単位で運転コストが安いものから順に発電量を積み上げている。

³⁰ 発電事業者の保有する発電設備等に加えて、小売電気事業者、特定卸供給事業者及び一般送配電事業者が非電気事業者から調達する発電設備等(FIT電源等)の発電電力量を計上。

表 3－4 水力・火力発電所送電端電力量

【億kWh】

種類	2024	2025	2029	2034
水力	839	783	839	846
一般水力	720	732	776	781
揚水	119	51	63	64
火力	5,725	5,701	5,372	5,011
石炭	2,626	2,788	2,619	2,209
LNG	2,918	2,729	2,576	2,625
石油他 ²⁷	181	184	178	177

③ 原子力（表 3－5）

2025年2月末時点で稼働している設備について、発電事業者が自ら立てた計画に基づき発電電力量を算定し、それらを計上している。

表 3－5 原子力発電所送電端電力量

【億kWh】

種類	2024	2025	2029	2034
原子力	886	870	865	865

④ 合計（表 3－6）

①～③の発電電力量に、電源種別が特定できない設備の発電電力量を加えた合計値を表 3－6 に示す。

表 3－6 送電端電力量（合計）

【億kWh】

	2024	2025	2029	2034
合計	8,924	8,953	8,988	8,924

(参考) エリア別発電電力量（送電端）の比率

2024年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-6に示す。

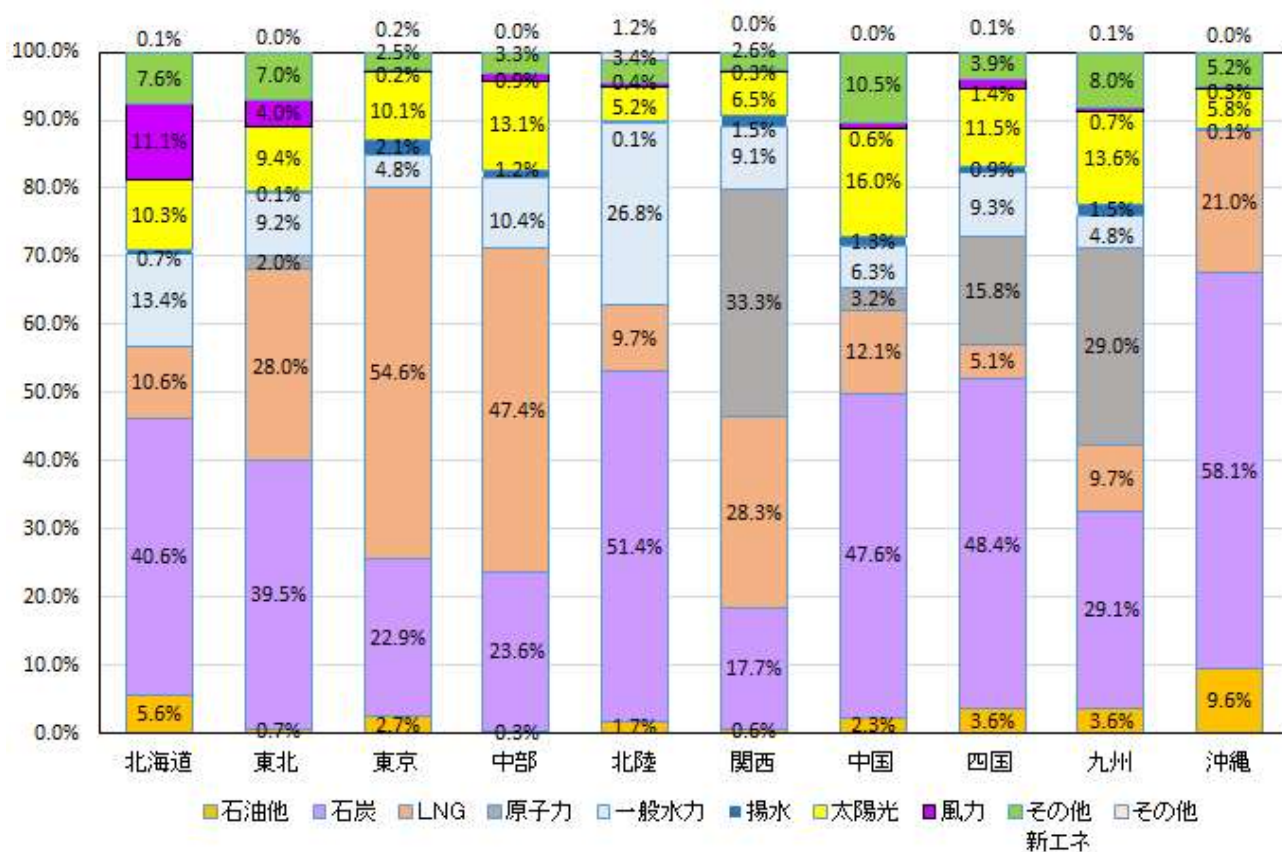


図3-6 2024年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

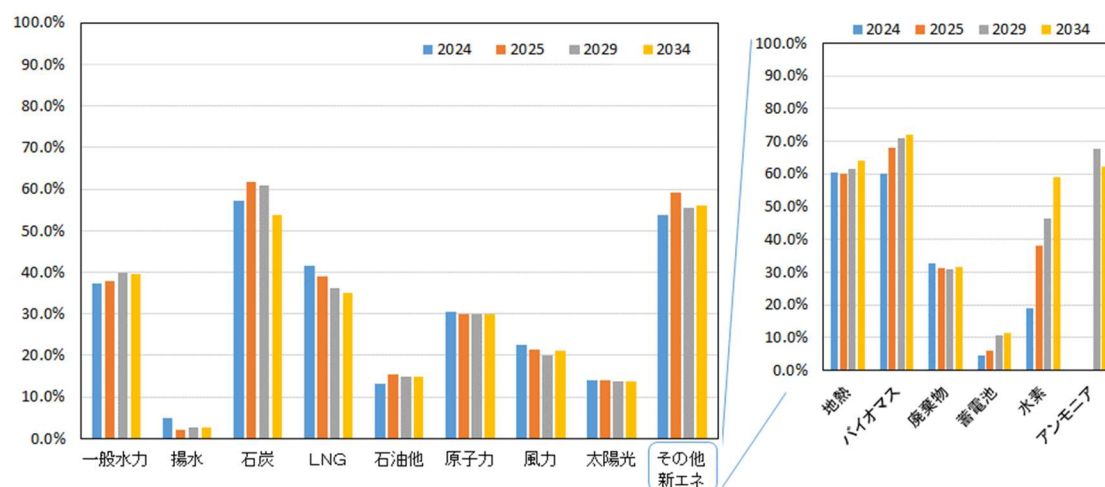
電源別の設備利用率を表 3-7 及び図 3-7 に示す。電源別の設備利用率は、設備容量 (kW) と送電端電力量 (kWh) から機械的に算定したものである。

設備容量 (kW) と送電端電力量 (kWh) は、前述のとおり、一定の想定に基づいて計算した数字であり、本項の設備利用率についても、実際に稼働する発電設備等の利用率とは異なるものとなることに留意が必要である。

表 3-7 設備利用率の推移 (全国合計)

種類	2024	2025	2029	2034
水力	19.4%	18.1%	19.3%	19.4%
一般水力	37.3%	37.8%	39.8%	39.7%
揚水	5.0%	2.1%	2.6%	2.7%
火力	44.2%	44.8%	42.6%	39.1%
石炭	57.1%	61.7%	60.9%	53.7%
LNG	41.7%	38.9%	36.2%	35.0%
石油他 ²⁷	13.3%	15.4%	15.0%	14.9%
原子力	30.6%	30.0%	29.8%	29.8%
新エネルギー等	18.3%	18.9%	18.6%	18.4%
風力	22.5%	21.3%	20.1%	21.0%
太陽光	13.9%	13.9%	13.8%	13.7%
地熱	60.6%	59.9%	61.6%	63.9%
バイオマス	60.1%	67.8%	71.0%	72.1%
廃棄物	32.8%	31.3%	31.0%	31.6%
蓄電池	4.5%	6.0%	10.6%	11.5%
水素	19.0%	38.1%	46.3%	58.9%
アンモニア※1	—	—	67.7%	62.1%

※1 2024、2025 年度は設備容量の計上が無い場合、設備利用率が算出できない。



※一定の想定に基づき導かれた数値であり、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なる。

図 3-7 設備利用率の推移 (全国合計)

IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画³¹を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表４－１、電力系統の状況を図４－１に示す。また、（１）主要送電線路の整備計画を表４－２から表４－４、（２）主要変電所の整備計画を表４－５から表４－７、（３）送変電設備の整備計画（総括）を表４－８から表４－１１に示す。

表４－１ 主要な送電線路、変電所の整備計画³²

送電線路の増加こう長 ³³ ※ ³⁴	401km（443km）
架空送電線路※	360km（356km）
地中送電線路	41km（87km）
変圧器の増加容量	32,018MVA（30,648MVA）
交直変換所の増加容量 ³⁵	1,200MW（1,200MW）
送電線路の減少こう長（廃止）	△88km（△94km）
変圧器の減少容量（廃止）	△6,725MVA（△6,300MVA）

なお、現在の連系線に関する増強計画についての概要は以下のとおり。

○北海道本州間連系設備等概要：900MW→1,200MW（使用開始：2028年3月）

交直変換所増設	・北斗変換所：300MW→600MW ・今別変換所：300MW→600MW
直流送電線 275kV 送電線	・北斗今別直流幹線：122km ・今別幹線増強：50km

³¹ 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。
なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

³² （ ）内は昨年値を記載した。

³³ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

³⁴ ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

³⁵ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

○東北東京間連系線等概要（使用開始：2027 年 11 月）

500kV 送電線	・宮城丸森幹線:79km ・丸森いわき幹線:64km ・相馬双葉幹線接続変更:16km ・新地アクセス線宮城丸森開閉所引込:1km ・常磐幹線宮城丸森開閉所 Dπ 引込:1km ・福島幹線山線接続変更:1km
開閉所	宮城丸森開閉所新設:10 回線

○東京中部間連系設備等概要：2,100MW→3,000MW（使用開始：2027 年度）

FC 増設	・新佐久間周波数変換所:300MW ・東清水変電所:300MW→900MW
275kV 送電線	・東清水線:19km ・佐久間東幹線 FC 分岐線:3km ・佐久間東栄線 FC 分岐線:1km ・新豊根東栄線:1km, Δ3km ・佐久間東栄線:11km, 2km ・佐久間東幹線:124km
500kV 変圧器	・新富士変電所: 750MVA×1 ・静岡変電所 :1,000MVA×1 ・東栄変電所 : 800MVA×1 → 1,500MVA×2
275kV 変圧器	・新富士変電所: 200MVA×1 → 0MVA

○中部関西間連系線等概要（使用開始：2030 年 6 月）

500kV 送電線	・関ヶ原北近江線:2km ・三岐幹線関ヶ原(開) π 引込:0.2km ・北近江線北近江(開) π 引込:1.0km
開閉所	・関ヶ原開閉所:6 回線 ・北近江開閉所:6 回線

○中部北陸間連系設備等概要（廃止時期：2026 年 4 月）

BTB 廃止	・南福光連系所:300MW→0MW
--------	-------------------

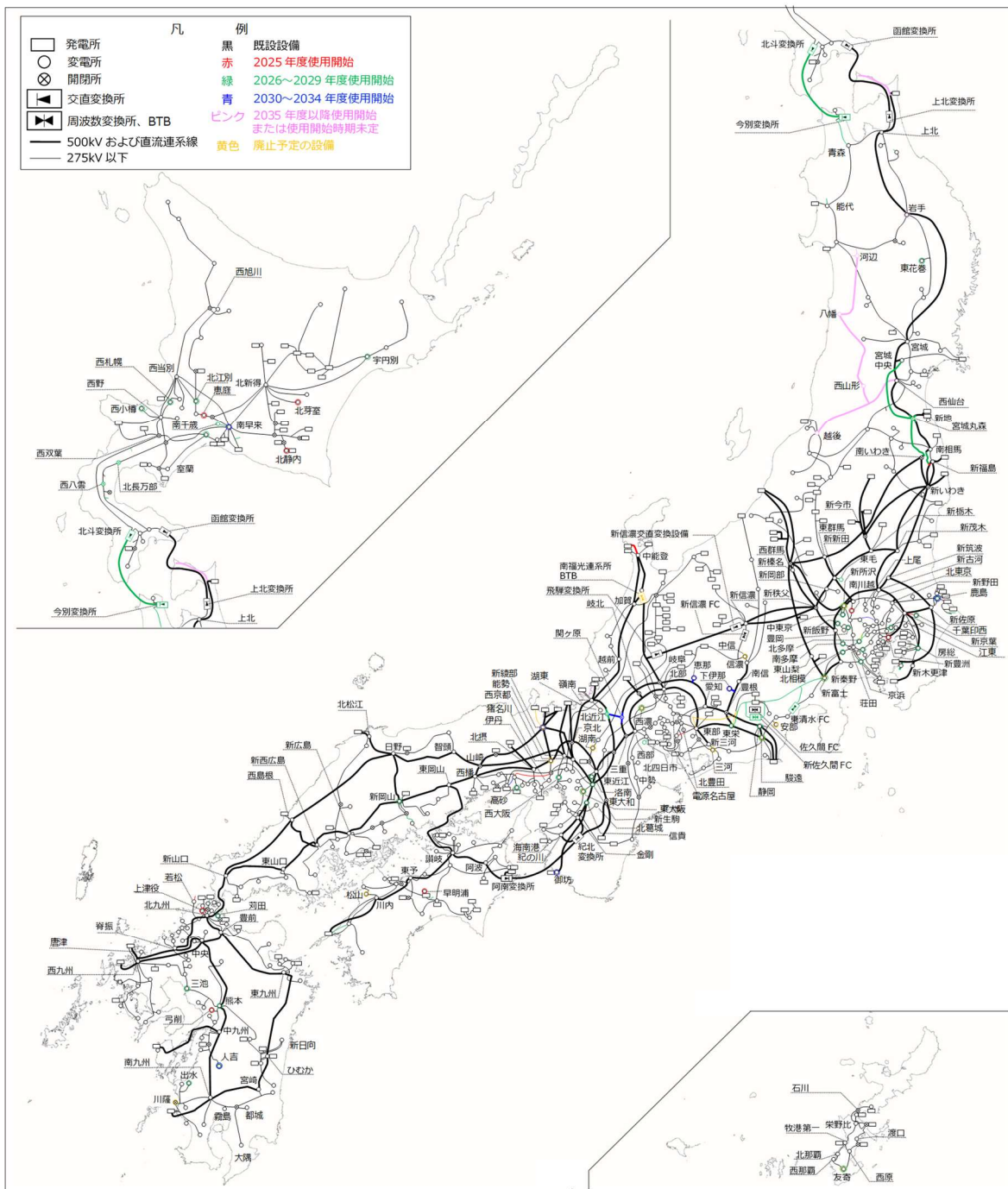


図 4 - 1 電力系統の状況

(1) 主要送電線路の整備計画

表 4－2 工事中地点

届出事業者	名称 ³⁶	電圧	こう長 ^{37, 38}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北斗今別直流幹線	DC-250kV	98km※3 24km※2, ※3	1→2	2023 年 10 月	2028 年 3 月	安定供給対策※4
	F 支線※1	275kV	8km	2	2024 年 5 月	2029 年 2 月	需要対策
	南千歳地中線 (1・2 号線)	187kV	14km※2	2	2025 年 1 月	2027 年 10 月	需要対策
東北電力 ネットワーク 株式会社	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	16km	2	2022 年 6 月	2026 年 4 月 (1 号線) 2026 年 6 月 (2 号線)	電源対応 安定供給対策※4
	出羽幹線新設	500kV	96km	2	2022 年 6 月	2036 年度以降	電源対応
	宮城丸森幹線新設	500kV	79km	2	2022 年 9 月	2027 年 11 月	電源対応 安定供給対策※4
	宮城丸森開閉所新設	500kV	—	10	2022 年 10 月	2027 年 11 月 (2026 年 5 月)	電源対応 安定供給対策※4
	今別幹線増強	275kV	50km※3	2	2023 年 4 月	2027 年 11 月	電源対応 安定供給対策 高経年化対策※4
	秋田河辺支線新設	275kV	5km	2	2023 年 8 月	2029 年度以降	電源対応
	丸森いわき幹線新設	500kV	64km	2	2024 年 4 月	2027 年 11 月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 宮城丸森開閉所 D Ⅱ 引込	500kV	1km	2	2024 年 6 月	2026 年 5 月 (1 号線) 2026 年 7 月 (2 号線)	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 宮城丸森開閉所引込 ※1	500kV	1km	2	2024 年 9 月	2026 年 5 月 (1 号線) 2026 年 7 月 (2 号線)	電源対応 安定供給対策※4

³⁶ 名称欄に※1 があるものは、名称に電源種別、需要家名称が入っているため、分からないように見直した。

³⁷ こう長欄に※2 があるものは、地中送電線路、その他は架空送電線路。

³⁸ こう長欄に※3 があるものは、線種変更、回線数変更に該当するため、表 4－1 の計上対象外とした。

³⁹ 理由欄は以下の区分で記載。また、理由欄に※4 があるものは、地域間連系線増強関連。※5 があるものは、計画策定プロセスにて検討するもの。

需要対策	電力需要の増加（減少）に伴い実施するもの
電源対応	電源設置（廃止）に伴い実施するもの
高経年化対策	設備の高経年化（劣化状況を評価して適切な時期に更新する場合を含む）に伴い実施するもの
安定供給対策	供給信頼度向上や安定供給を確保するために実施するもの
系統対策	送電ロス低減や設備スリム化等の経済性を理由とするもの 系統安定性を高めるために実施するもの等

届出事業者	名称 ³⁶	電圧	こう長 ^{37,38}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新宿線引替	275kV	(1 番線) 22km→21km (2 番線) 20km→21km (3 番線) 20km→21km ※2, ※3	3	2019 年 9 月	2030 年 8 月 (1 番線) 2032 年 11 月 (2 番線) 2027 年 12 月 (3 番線)	高経年化対策
	城北線	275kV	21km※2	3	2022 年 9 月	2033 年 8 月	系統対策
	東清水線	275kV	12km 6km(既設流用)	2	2023 年 4 月	2027 年 1 月	安定供給対策※4
	G5100026 アクセス線	500kV	0.5km※2	2	2024 年 6 月	2028 年 12 月	電源対応
	福島幹線山線接続 変更	500kV	1 号線：1km 2 号線：1km	2	2024 年 6 月	2025 年 5 月 (1 号線) 2025 年 8 月 (2 号線)	電源対応 安定供給対策※4
	鹿島海浜線接続変更	275kV	4 番線：0.2km ※2	1	2024 年 12 月 (4 番線)	2025 年 4 月 (4 番線)	系統対策
	千葉印西線	275kV	3 番線：11km 4 番線：11km ※2, ※3	2→4	2024 年 5 月	2027 年 2 月 (3 番線) 2025 年 11 月 (4 番線)	需要対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北武蔵野線	275kV	14km※2, ※3	2→3	2024 年 9 月	2027 年 5 月	安定供給対策
	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022 年 1 月	2031 年 10 月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020 年 9 月	2031 年 10 月	需要対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019 年 4 月	2025 年 10 月	高経年化対策 系統対策
関西電力 送配電 株式会社	北四日市分岐線	275kV	0.2km 5km※2	2	2024 年 10 月	2029 年 1 月 (1 号線) 2029 年 8 月 (2 号線)	需要対策 系統対策
	新加古川線増強	275kV	25km※3	2	2021 年 7 月	2025 年 5 月	電源対応 高経年化対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	姫路アクセス東線改 良※1	275kV	18km→18km※3	2	2022 年 2 月	2030 年 12 月	高経年化対策
	笠岡幹線	220kV	15km※3	2	2024 年 11 月	2027 年 11 月	需要対策 電源対応
四国電力 送配電 株式会社	伊方北幹線	187kV	19km※3	2	2024 年 1 月	2028 年 9 月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	ひびき若松線	220kV	4km	2	2023 年 5 月	2025 年 4 月	電源対応
	新小倉線	220kV	15km→15km ※2, ※3	3→2	2021 年 5 月	2029 年 10 月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	61km	2	2006 年 6 月	未定	電源対応
	佐久間東幹線	275kV	123km→124km ※3	2	2022 年 7 月	2027 年 3 月 (1 号線) 2027 年 4 月 (2 号線)	安定供給対策※4
	佐久間東幹線 FC 分 岐線	275kV	3km	2	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線 FC 分 岐線	275kV	0.4km	2	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	0.1km	1	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	11km→11km ※3	2	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023 年 10 月	2027 年 9 月	安定供給対策※4

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁶	電圧	こう長 ^{37, 38}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	E支線※1	187kV	3km	2	2025年4月	2029年2月	需要対策
	G支線※1	187kV	8km	2	2026年5月	2029年2月	需要対策
	H連系線※1	275kV	0.1km	1	2027年5月	2028年7月	電源対応
	北長万部開閉所	187kV	—	5	2025年5月	2028年7月	電源対応
	函館幹線 北長万部 開閉所 π 引込※1	187kV	0.7km	2	2026年9月	2028年7月	電源対応
	西八雲開閉所※1	187kV	—	5	2025年10月	2029年5月	電源対応
	函館幹線 西八雲開 閉所 π 引込※1	187kV	0.1km	2	2027年4月	2029年5月	電源対応
	南千歳地中線（3号 線）	187kV	14km※2※3	2→3	2025年9月	2028年10月	需要対策
東北電力 ネットワーク 株式会社	五戸変電所アクセス 線新設	275kV	0.6km	1	2026年4月	2027年9月	電源対応
	山形幹線昇圧延長	275kV→ 500kV	53km→103km	2	2026年度以降	2033年度以降	電源対応
	秋田県北部H S線新 設	275kV	0.2km※2	2	2027年4月	2028年3月	電源対応
	秋盛河辺支線新設	275kV	0.3km	2	2027年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV→ 500kV	139km→138km ※3	2	2028年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV→ 500kV	23km→23km※3	2	2029年度以降	2030年度以降	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	東新宿線引替	275kV	(2番線) 23km→5km (3番線) 23km→5km ※2, ※3	2	2026年	2032年11月 (2番線) 2027年12月 (3番線)	高経年化対策
	MS18GHZ051500 アクセス線（仮称）	275kV	1号線：0.1km 2号線：0.1km	2	2026年9月	2027年8月 (1号線) 2027年9月 (2号線)	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	1号線：0.1km 2号線：0.1km	2	2027年7月	2028年11月 (1号線) 2029年5月 (2号線)	電源対応 安定供給対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	2028年3月	2030年6月	安定供給対策 ※4, ※5
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	2026年11月	2030年4月 (一部) 2030年6月	安定供給対策 ※4, ※5
	三岐幹線 関ヶ原開閉所 π 引込	500kV	0.2km	2	2027年7月	2030年4月 (1L) 2030年6月 (2L)	安定供給対策 ※4, ※5
北陸電力 送配電 株式会社	アクセス線※1	500kV→ 66kV	16km※3	2	2025年9月	2025年9月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	北近江線 π 引込	500kV	1km	2	2028年4月	2030年3月	安定供給対策 ※4, ※5
	北近江（開）新設	500kV	—	6	2027年3月	2030年3月	安定供給対策 ※4, ※5
	敦賀線北側改良	275kV	10km→9km※3	2	未定	未定	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	川内原子力北線	220kV	1km→1km	2	2025年12月	2026年11月	系統対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	奈半利幹線 嶺北国 見山分岐線 (仮称)	187kV	0.1km	1	2026年度	2027年度	電源対応

表 4－4 廃止計画

届出事業者	名称 ³⁶	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ³⁹
関西電力 送配電 株式会社	M線廃止※1	275kV	△28km	2	2028 年度	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	川薩開閉所	220kV	—	4	2026 年 11 月	系統対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新豊根東栄線	275kV	△3km	1	2027 年 4 月	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△57km	2	2027 年 4 月	系統対策

(2) 主要変電所の整備計画

表 4－5 工事中地点

届出事業者	名称 ⁴⁰	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北斗変換所	—	300MW	—	2023 年 9 月	2028 年 3 月	安定供給対策※4
	今別変換所	—	300MW	—	2023 年 9 月	2028 年 3 月	安定供給対策※4
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2024 年 8 月	2025 年 6 月	高経年化対策
	恵庭変電所	187/66kV	200MVA	1	2024 年 10 月	2025 年 9 月	需要対策
	北静内変電所	187/66/11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2024 年 5 月	2025 年 11 月	高経年化対策 電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2023 年 4 月	2028 年 10 月	需要対策
東京電力 パワーステート 株式会社	中東京変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2024 年 3 月	2026 年 12 月 (1B) 2027 年 2 月 (2B)	高経年化対策
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024 年 10 月	2027 年 2 月	安定供給対策※4
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024 年 11 月	2026 年 6 月	需要対策
	新豊洲変電所	275/66kV	300MVA	1	2024 年 10 月	2026 年 1 月	需要対策
	北相模変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024 年 11 月	2027 年 6 月	需要対策
中部電力 パワーステート 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021 年 10 月	2031 年 10 月	需要対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022 年 10 月	2031 年 10 月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1 → 1,500MVA×2	1→2	2022 年 6 月	2024 年 10 月 (新 2B) 2027 年 3 月 (1B)	安定供給対策※4
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2021 年 5 月	2028 年 3 月	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025 年 3 月	2027 年 3 月	安定供給対策※4
九州電力 送配電 株式会社	弓削変電所	220/110/66kV	300/100/250MVA	1	2024 年 2 月	2025 年 6 月	需要対策
	上津役変電所	220/66kV	180MVA→ 200MVA	1→1	2023 年 10 月	2025 年 6 月	高経年化対策
	熊本変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2024 年 12 月	2027 年 6 月	需要対策
	人吉変電所	220/110/66kV	300/150/150MVA	1	2025 年 2 月	2026 年 12 月	電源対応
	三池変電所	220/110/66kV	180/180/120MVA → 250/200/250MVA	1→1	2024 年 10 月	2026 年 6 月	高経年化対策
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×1 → 200MVA×1	1→1	2018 年 7 月	2026 年 11 月 (2B)	高経年化対策

⁴⁰ 名称欄に※6 があるものは、地点を新設する変電所又は変換所(最上位電圧を上げる電気所を含む)。

届出事業者	名称 ⁴⁰	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	南川越変電所	275/154kV	264MVA×3, 300MVA×1 →300MVA×2, 450MVA×1	4→3	2023 年 9 月	2024 年 3 月 (6B) 済 2025 年 3 月 (2B) 済 2026 年 3 月 (1B)	高経年化対策
	新佐久間周波数変換 所※6	—	300MW	—	2025 年 3 月	2028 年 3 月	安定供給対策※4
	早明浦変電所※6	187/13kV	25MVA	1	2025 年 2 月	2025 年 11 月	需要対策

表 4－6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ⁴⁰	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
北海道電力 ネットワーク 株式会社	南千歳変電所※6	187/66kV	450MVA×2	2	2025 年 5 月	2027 年 10 月	需要対策
	西札幌変電所	187/66kV	200MVA	1	2025 年 5 月	2026 年 6 月	需要対策
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2025 年 7 月	2026 年 6 月	高経年化対策
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2026 年 10 月	2027 年 6 月	高経年化対策
	宇田別変電所	187/66kV	75MVA→ 100MVA	1→1	2025 年 8 月	2027 年 5 月	高経年化対策 電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2026 年 7 月	2027 年 7 月	高経年化対策
	苫小牧変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2026 年 7 月	2028 年 6 月	電源対応
	南早来変電所	275/187kV	600MVA	1	2027 年 4 月	2030 年 4 月	需要対策
東北電力 ネットワーク 株式会社	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025 年 5 月	2028 年度以降	電源対応
	越後変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2025 年 5 月	2030 年度以降	電源対応
	河辺変電所※6	500/275kV 275/154kV	1,500MVA×3 400MVA×2	3 2	2025 年 6 月	2036 年度以降 (2029 年度以降)	電源対応
	西山形変電所	275/154kV→ 500/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2025 年 10 月	2031 年度以降 (2030 年度以降)	電源対応
	八幡変電所※6	500/154kV	750MVA	1	2027 年度以降	2033 年度以降	電源対応
東京電力 パワートリット 株式会社	鹿島変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2028 年 6 月	2029 年 5 月 (7B) 2030 年 5 月 (8B)	高経年化対策
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2025 年 10 月	2027 年 1 月	需要対策
	北多摩変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2025 年 7 月	2027 年 6 月 (2B) 2029 年 6 月 (3B)	高経年化対策
	千葉印西変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2025 年 4 月	2026 年 5 月 (4B) 2027 年 2 月 (1B)	需要対策
	新所沢変電所	500/275kV	1,000MVA×2→ 1,500MVA×2	2→2	2025 年 4 月	2026 年 4 月 (4B) 2027 年 6 月 (5B)	高経年化対策
	京浜変電所	275/154kV	450MVA	1	2025 年 11 月	2028 年 3 月	電源対応
	房総変電所	275/154kV	200MVA→ 450MVA	1→1	2026 年 3 月	2027 年 12 月	需要対策
	新飯能変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2027 年 3 月	2029 年 3 月	需要対策
	荏田変電所	275/66kV	300MVA	1	2027 年 3 月	2028 年 6 月	需要対策
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2026 年 1 月	2027 年 6 月	需要対策
	東毛変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2026 年 1 月	2027 年 11 月	高経年化対策

届出事業者	名称 ⁴⁰	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁹
中部電力 パワーグリッド 株式会社	駿遠変電所	275/77kV	150MVA×1→ 250MVA×1	1→1	2025 年 9 月	2026 年 12 月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2025 年 10 月	2026 年 9 月	高経年化対策
	北四日市変電所※6	275/154kV	450MVA×3	3	2025 年 4 月	2029 年 1 月	需要対策 系統対策
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2028 年 11 月	2032 年 1 月	電源対応
	新生駒変電所	275/77kV	300MVA	1	2026 年 4 月	2027 年 6 月	需要対策
	新綾部変電所	500/275kV→ 500/77kV	1,000MVA×2→ 500MVA×2	2→2	2027 年 7 月	2030 年 4 月	高経年化対策
	高砂変電所	275/77kV	450MVA×1→ 200MVA×1	1	2027 年 1 月	2028 年 1 月	高経年化対策
	信貴変電所	500/154kV	750MVA×4→ 750MVA×5	4→5	2027 年 4 月	2029 年 6 月	需要対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA×3	2→3	2026 年 3 月	2028 年 6 月	需要対策
	洛南変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA×3	2→3	2026 年 10 月	2029 年 12 月	需要対策
	東大阪変電所	275/154kV	300×1MVA, 450MVA×1 → 450MVA×2	2	2027 年 3 月	2028 年 7 月	安定供給対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	新岡山変電所	220/66kV	200MVA×2	2	2025 年 11 月	2028 年 9 月	電源対応
九州電力 送配電 株式会社	出水変電所	220/66kV	250MVA	1	2026 年 6 月	2027 年 11 月	電源対応
	人吉変電所	220/110/66kV	180/180/60MVA → 300/150/150MVA	1→1	2028 年度以降	2030 年度以降	高経年化対策
	苅田変電所	220/66kV	180MVA→ 250MVA	1→1	2026 年 11 月	2027 年 9 月	高経年化対策

表 4－7 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ³⁹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新富士変電所	275/154kV	200MVA	1	2026 年 10 月	系統対策※4
	新所沢変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2028 年 3 月	高経年化対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	安倍変電所	275/77kV	250MVA	1	2025 年 4 月	系統対策
	三河変電所	275/154kV	450MVA	1	2025 年 4 月	高経年化対策
	南福光連系所	—	300MW	—	2026 年 4 月	高経年化対策※4
	西濃変電所	275/154kV	300MVA	1	2026 年 9 月	高経年化対策
	中信変電所	275/154kV	300MVA	1	2026 年 11 月	高経年化対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA	1	2027 年 2 月	高経年化対策
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2033 年 1 月	電源対応 (対策の見直しにより計画 中止)
関西電力 送配電 株式会社	新綾部変電所	275/77kV	200MVA×1, 300MVA×3	4	2029 年 9 月	高経年化対策
	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2025 年 12 月	高経年化対策
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2026 年 3 月	高経年化対策
	湖南変電所	275/77kV	100MVA	1	2025 年 10 月	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	松山変電所	187/66kV	200MVA	1	2026 年 10 月	高経年化対策

届出事業者	名称	電圧	容量	台数	廃止年月	理由 ³⁹
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA	1	2026 年 11 月	系統対策

(3) 送変電設備の整備計画（総括）

表 4－8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ⁴¹	こう長の 総延長 ⁴²	こう長 (合計)	こう長の総 延長 (合計)
新增設	500kV	架空	527 km※	1,053 km※	527 km※	1,054 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△ 182 km	△ 365 km	△ 156 km	△ 292 km
		地中	26 km	74 km		
	220kV	架空	4 km	8 km	4 km	8 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	11 km	23 km	26 km	52 km
		地中	14 km	29 km		
	合計	架空	360 km※	719 km※	401 km※	822 km※
		地中	41 km	103 km		
廃止	275kV	架空	△ 88 km	△ 174 km	△ 88 km	△ 174 km
		地中	0 km	0 km		
	220kV	架空	0 km	0 km	0 km	0 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△ 88 km	△ 174 km	△ 88 km	△ 174 km
		地中	0 km	0 km		

表 4－9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画⁴³

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	287 km※	631 km※
220kV	30 km	60 km
187kV	33 km	81 km
直流	122 km	245 km
合計	473 km	1,017 km

⁴¹ こう長とは、新增設においては増加こう長を、廃止においては減少こう長を示している。整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、こう長の変更はないものとみなし、表 4－8 においては、こう長に計上していない。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

⁴² 総延長とは、個別整備計画におけるこう長と回線数を乗じたものを、全整備計画分合計したものをいう。こう長と同様に、整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものは、総延長の変更はないものとみなし、表 4－8 においては、総延長に計上していない。

⁴³ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長及び総延長を集計した。

表 4－1 0 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴⁴	電圧階級 ⁴⁵	増加台数	増加容量
新增設	500kV	22 [11]	21,350 MVA [10,750MVA]
	275kV	15 [5]	7,408 MVA [2,150MVA]
	220kV	5 [0]	1,530 MVA [0MVA]
	187kV	5 [3]	1,655 MVA [925MVA]
	132kV	0 [0]	75 MVA [0MVA]
	新增設計	47 [19]	32,018 MVA [13,825MVA]
廃止	500kV	△ 3	△ 3,250 MVA
	275kV	△ 12	△ 3,150 MVA
	187kV	△ 1	△ 200 MVA
	132kV	△ 1	△ 125 MVA
	廃止計	△ 17	△ 6,725 MVA

※[]：変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4－1 1 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ⁴⁶
新增設	北海道電力ネットワーク株式会社 2	各 300MW
	中部電力パワーグリッド株式会社 1	600MW
	電源開発送変電ネットワーク株式会社 1	300MW
廃止	中部電力パワーグリッド株式会社 1	△300MW

⁴⁴ 変圧器の設置を伴う撤去については、新增設に区分のうえ、増加台数及び増加容量の欄においては負値として計上した。

⁴⁵ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴⁶ 直流送電の場合は、両端変換所の設備容量を計上した。

(4) 既設設備の高経年化の課題

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ると、至近の更新ペースでは対応しきれない程の大量の工事物量が想定される。このため、将来にわたって安定供給を確保するためには、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必要がある。参考に広域系統長期方針でとりまとめた既設設備の経年分布を図4-2から図4-4に示す。

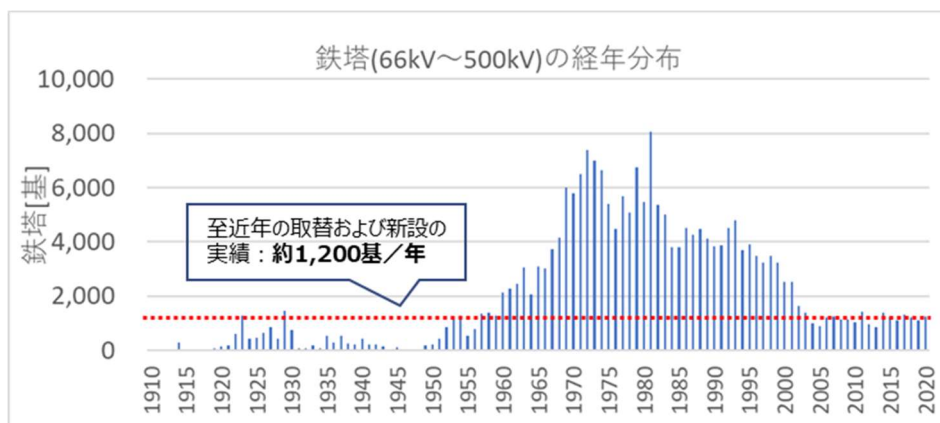


図 4-2 鉄塔の経年分布（66kV～500kV）

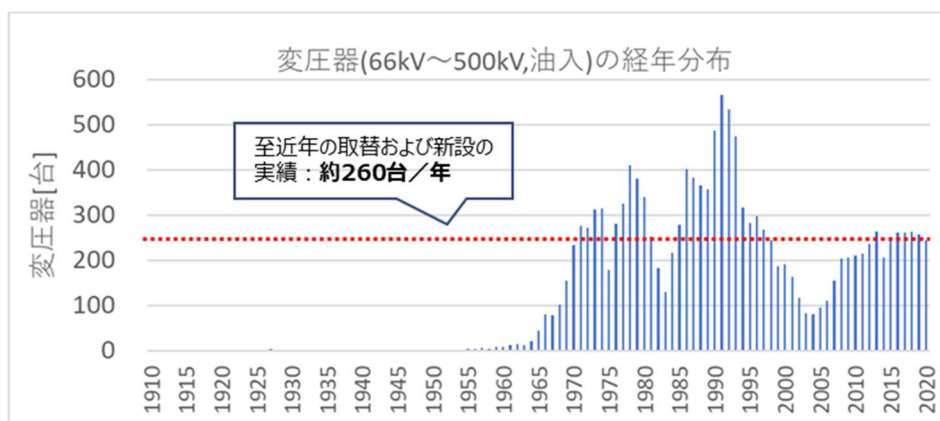


図 4-3 変圧器の経年分布（66kV～500kV油入）

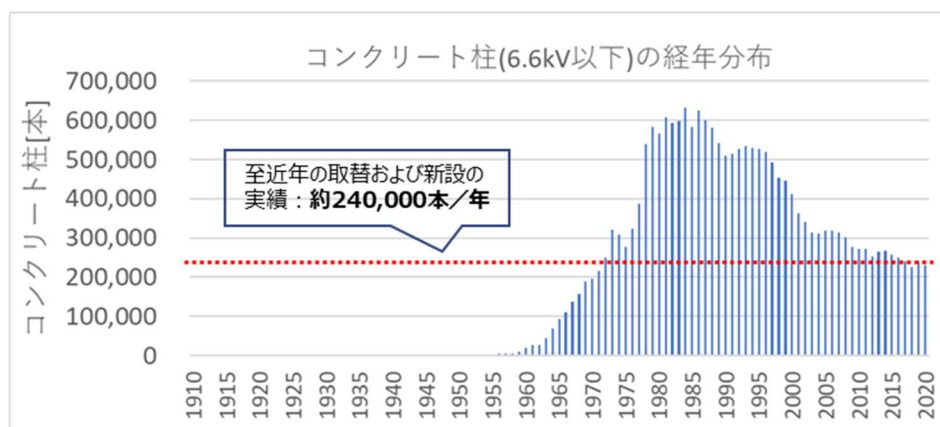


図 4-4 コンクリート柱の経年分布（6.6kV以下）

V. 広域的運営の状況

電気事業者にて取引計画のある供給力（2025年8月）において、エリア外との取引電力を図5-1、エリア外との取引電力の需要電力に対する比率を図5-2に示す。また、2025年度の取引計画におけるエリア外との取引電力量を図5-3、エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率を図5-4に示す。なお、取引の相手エリア毎に調達（受電）と販売（送電）を相殺して算定している。

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。

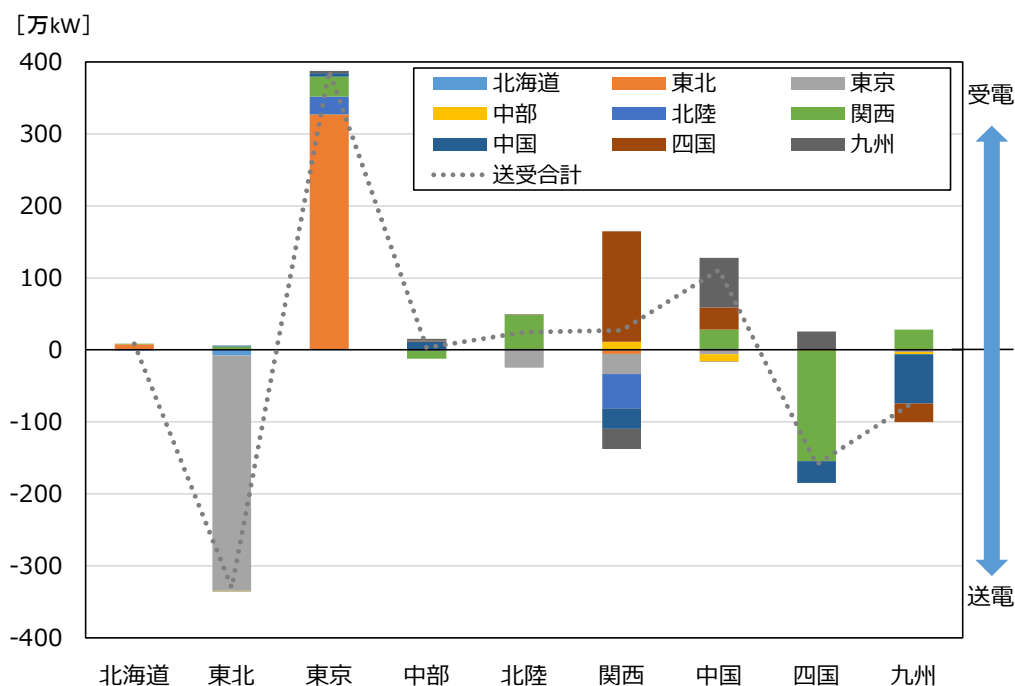


図5-1 エリア外との取引電力

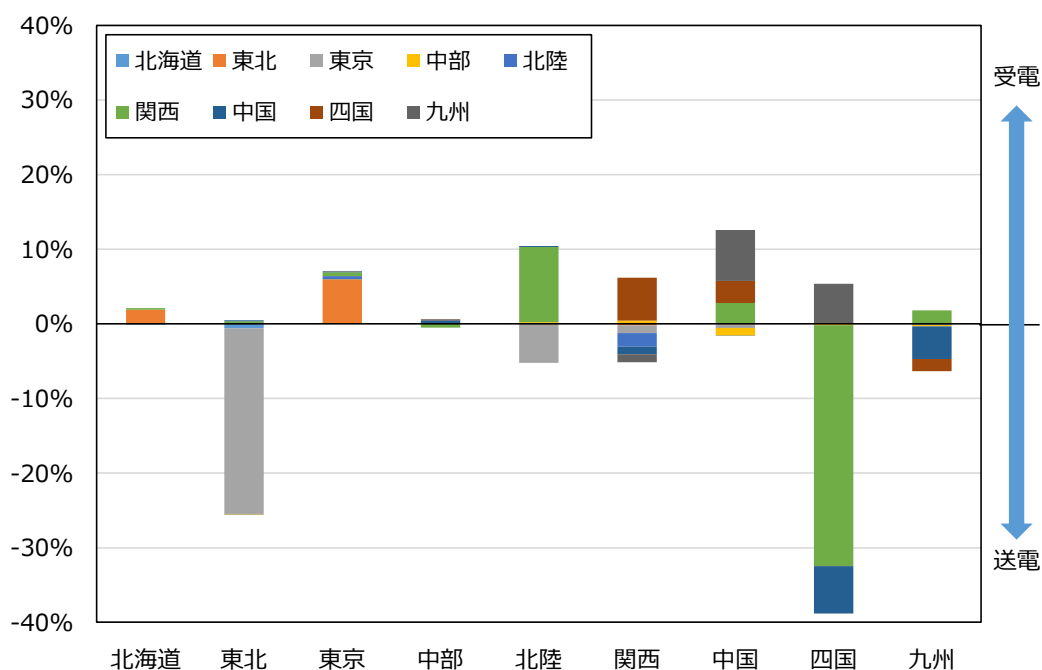


図5-2 エリア外との取引電力の需要電力に対する比率

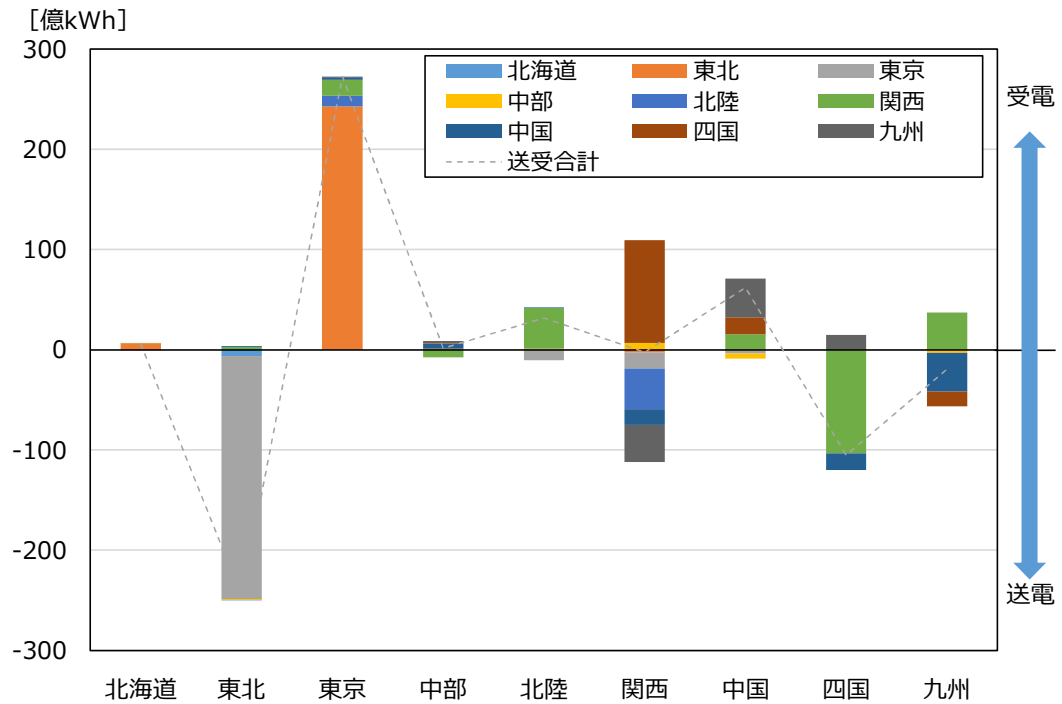


図 5 - 3 エリア外との取引電力量

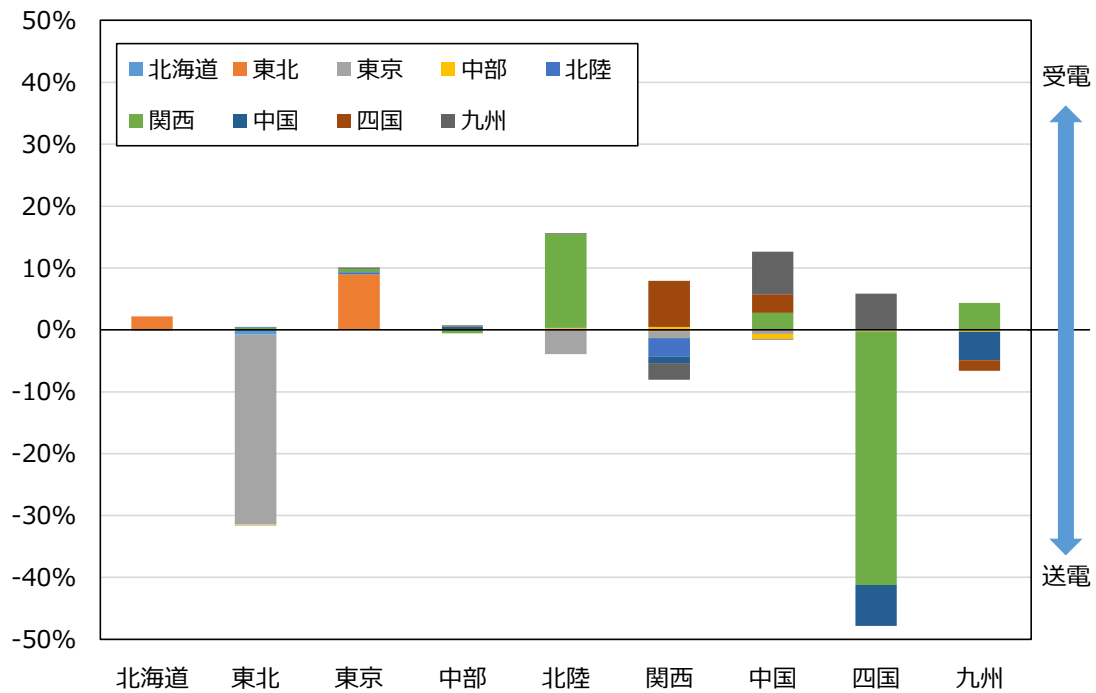


図 5 - 4 エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率

VI. 電気事業者の特性分析

(1) 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）

小売電気事業者694者を当該事業者が見込む需要電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6－1、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力を積算したものを図6－2に示す。

全ての年度において、事業規模が100万kW未満の事業者が大多数を占めているが、積算した需要電力の半数以上は、事業規模が1,000万kW以上の事業者の需要電力にて占められている。

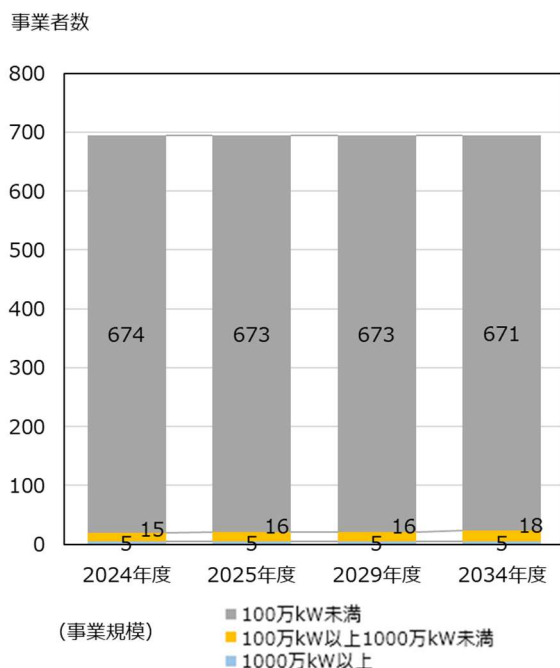


図6－1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

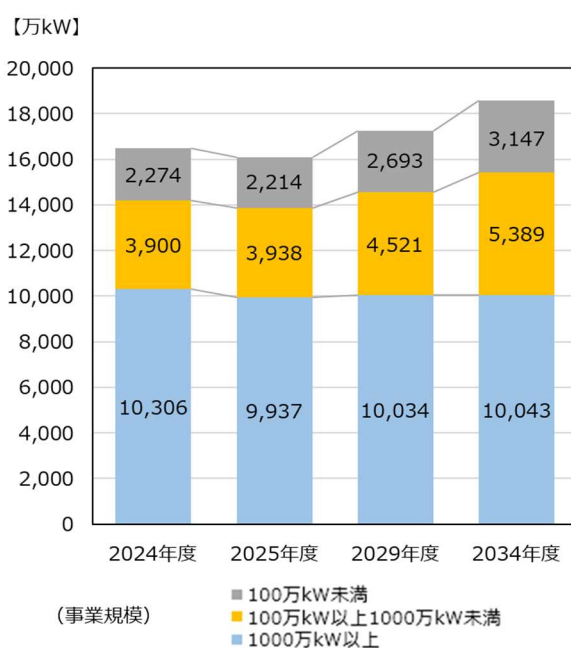


図6－2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

小売電気事業者を、当該事業者が見込む需要電力量の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6－3、各規模の小売電気事業者が見込む需要電力量を積算したものを図6－4に示す。

全ての年度において、事業規模が10億kWh未満の事業者が大多数を占めているが、積算した需要電力量の半数以上は、事業規模が100億kWh以上の事業者の需要電力量にて占められている。

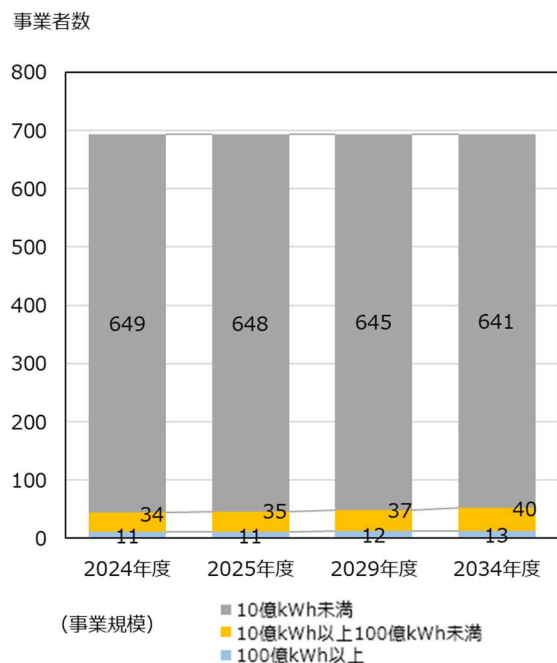


図6－3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

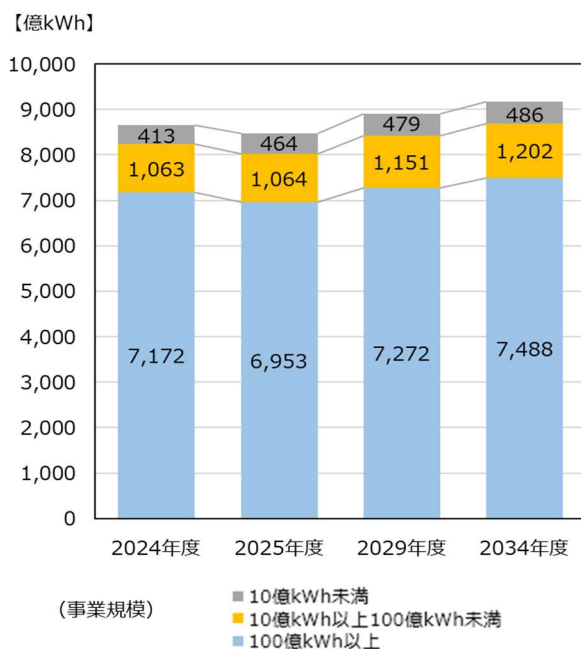


図6－4 事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2025年8月時点において、小売供給を計画しているエリア数別の小売電気事業者比率を図6-5に示す。単一エリアで事業を計画している事業者が最も多い。

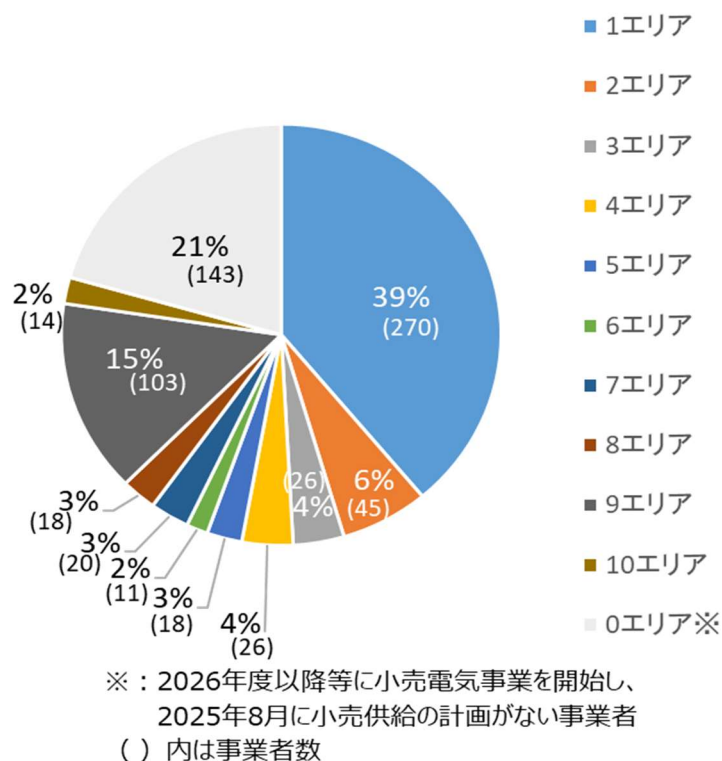


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

また、2025年8月時点において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数を図6-6に示す。

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。

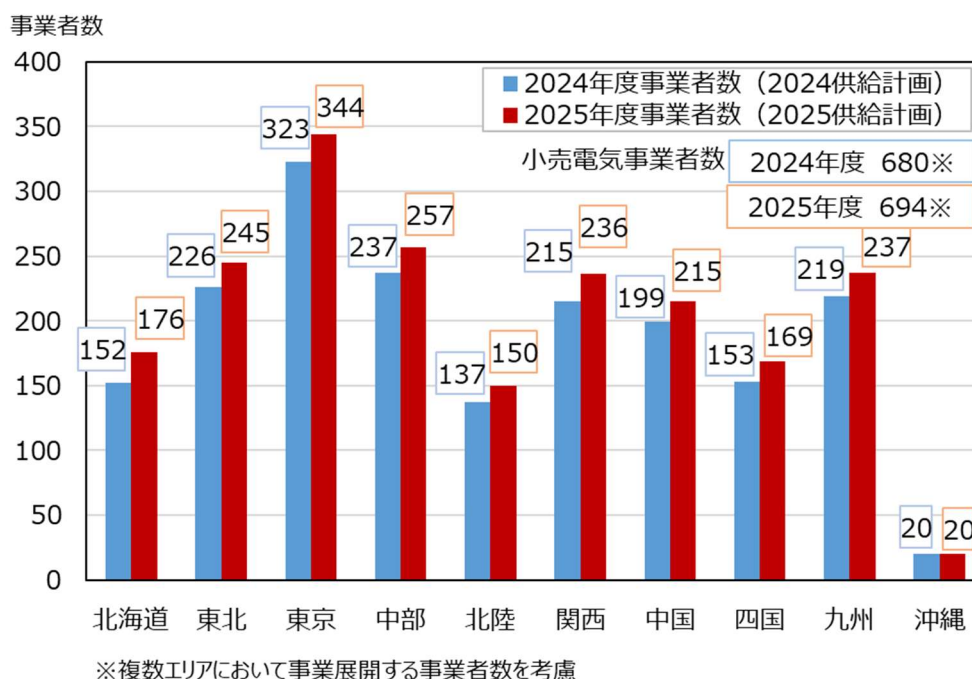


図6-6 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数

(3) 小売電気事業者の確保済供給力の推移

小売電気事業者の確保済供給力（相対契約）の推移を図6－7に示す。

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。

旧一般電気事業者の発電部門は1～5年程度の標準メニューに基づき卸販売を行っており、旧一般電気事業者等⁴⁷では先行きの契約が確定していない等の理由により、確保済供給力が減少していく。一方、その他小売電気事業者の確保済供給力は今後10年間、同水準となっている。

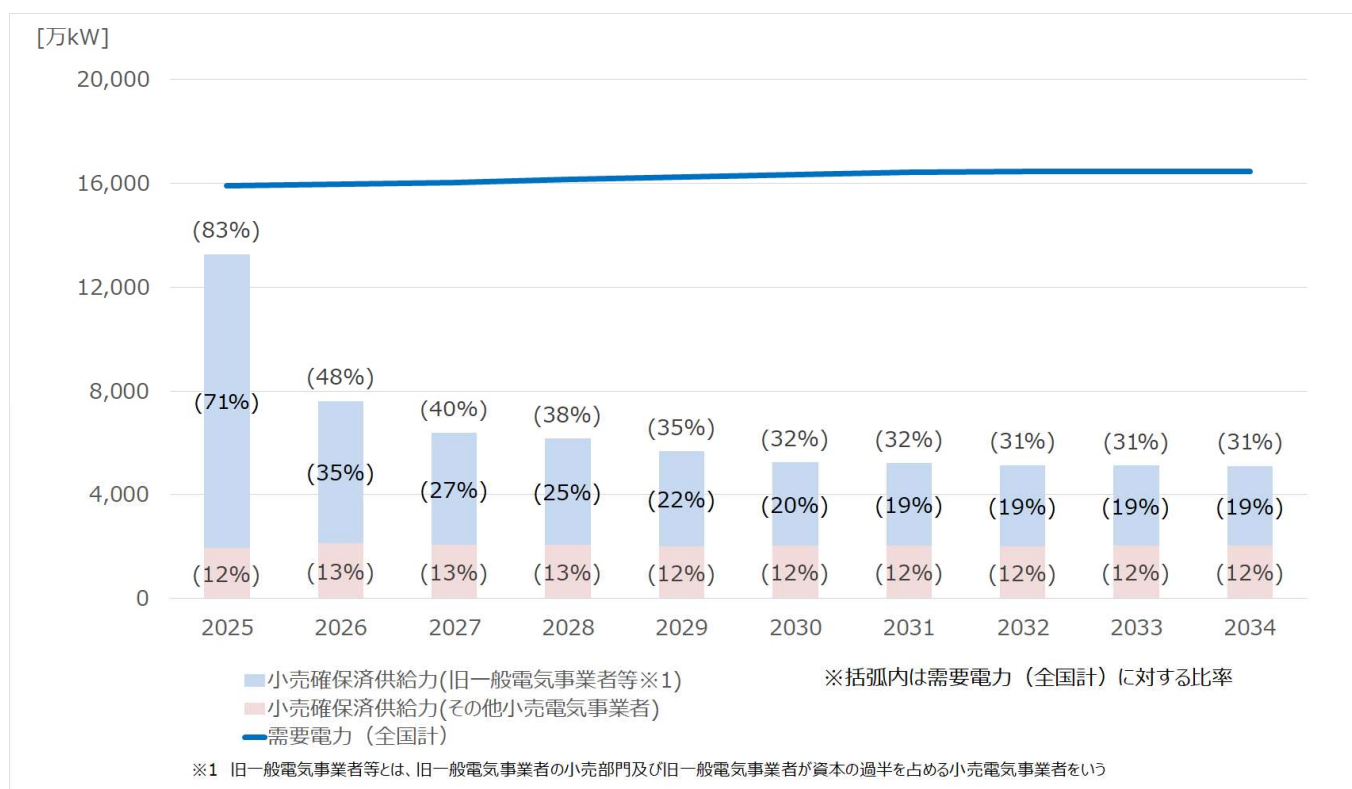


図6－7 小売電気事業者の確保済供給力（8月、送電端）

⁴⁷ 旧一般電気事業者等とは、旧一般電気事業者の小売部門及び旧一般電気事業者が資本の過半を占める小売電気事業者をいう。

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者1,135者を、当該発電事業者が保有する発電設備による供給電力の規模に応じて分類した。事業者数を規模別に分類したものを図6－8、各規模の発電事業者が見込む供給電力を積算したものを図6－9に示す。

全ての年度において、事業規模が100万kW未満の事業者が大多数を占めているが、積算した供給電力の半数以上は、事業規模が1,000万kW以上の事業者の供給電力にて占められている。

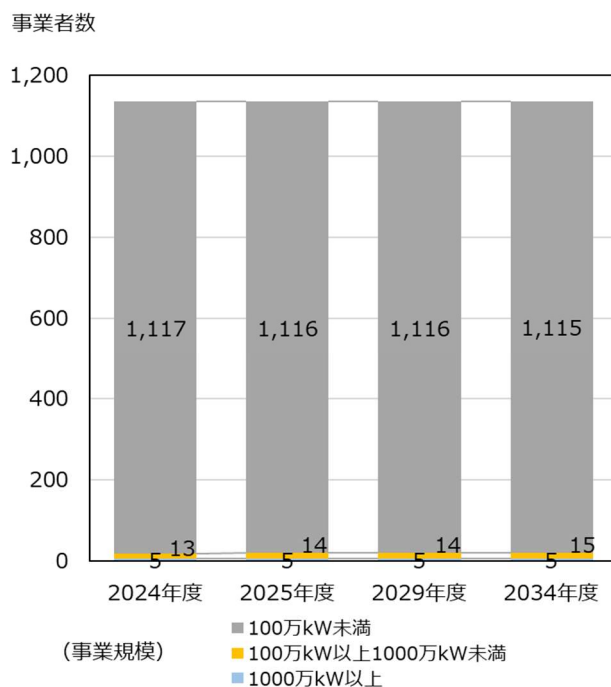


図6－8 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

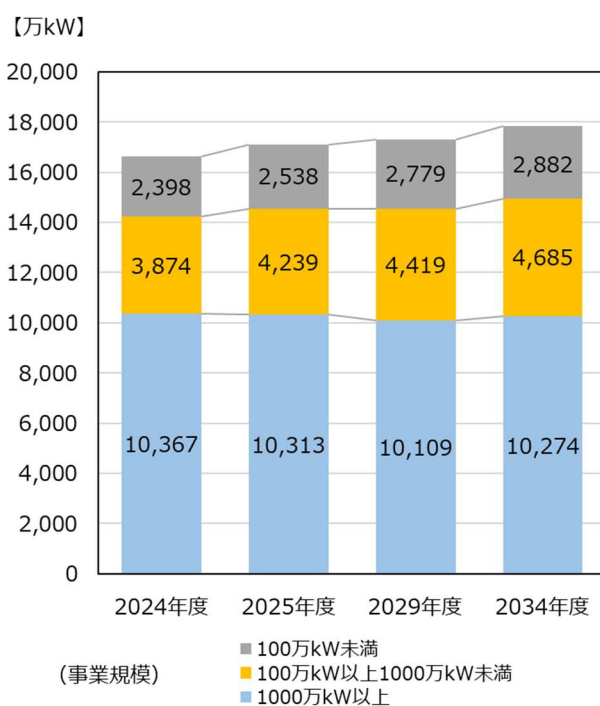


図6－9 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

発電事業者を、当該事業者が保有する発電設備の供給電力量の規模に応じて分類した。

事業者数を規模別に分類したものを図6－10、各規模の発電事業者が見込む供給電力量を積算したものを図6－11に示す。

全ての年度において、事業規模が10億kWh未満の事業者が大多数を占めているが、積算した供給電力量の半数以上は、事業規模が100億kWh以上の事業者の供給電力量にて占められている。

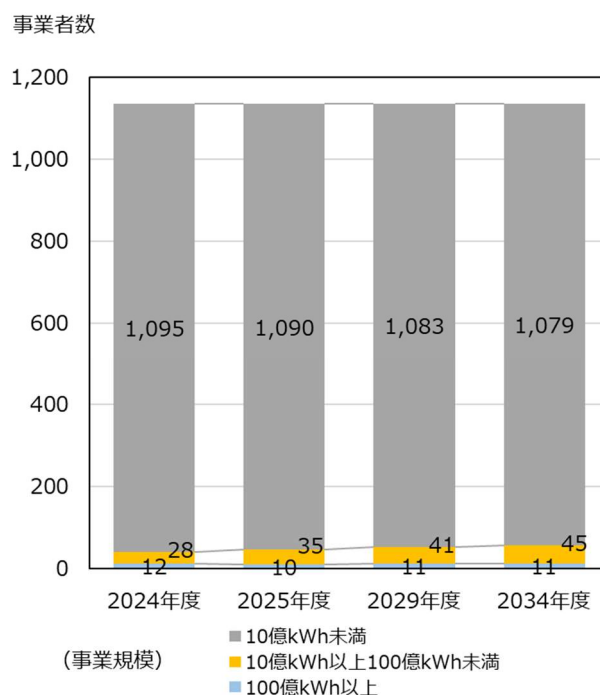


図6－10 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

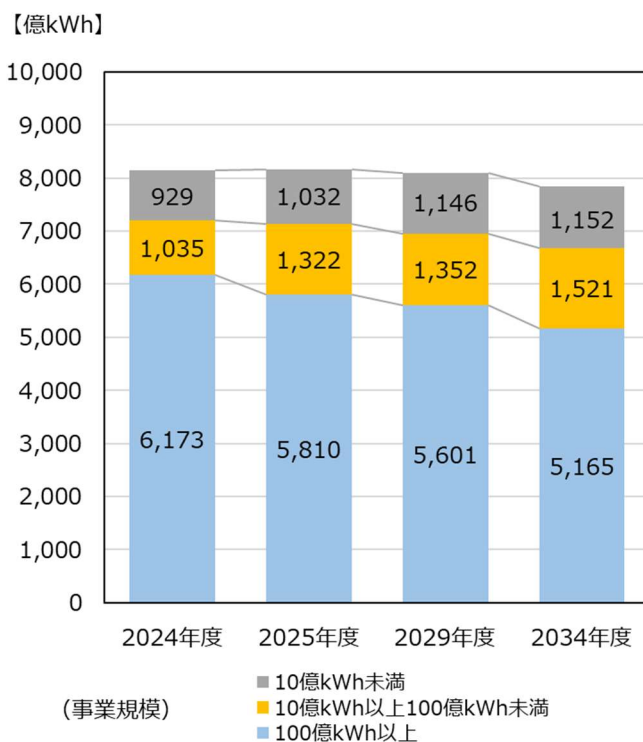


図6－11 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、発電事業者を、当該事業者が2025年度末に保有する発電等設備の種類に分類したものを図6－12に示す。

新エネルギー発電事業者の増加が顕著であり、新規に参入する事業者による再生可能エネルギーの導入拡大の状況がうかがえる。

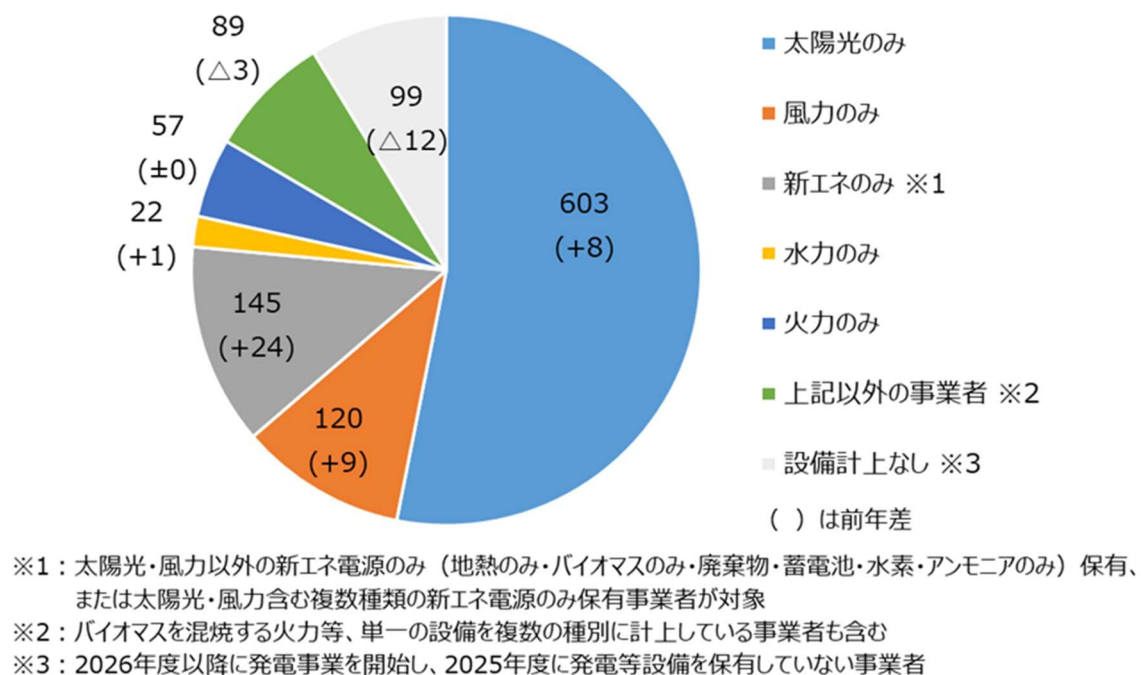


図6－12 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2025年8月時点において、発電等設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-13に示す。単一エリアで事業を計画している事業者が最も多い。

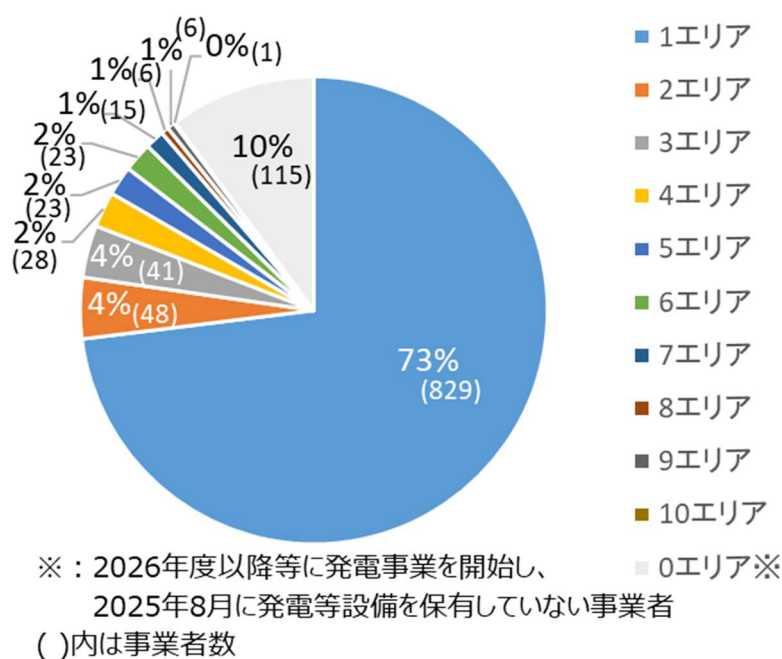


図6-13 事業エリア数毎の発電事業者比率

また、2025年8月時点において、各エリアで事業を展開する発電事業者数を図6-14に示す。

発電事業者数は、北陸、沖縄を除くエリアで2024年度から増加している。

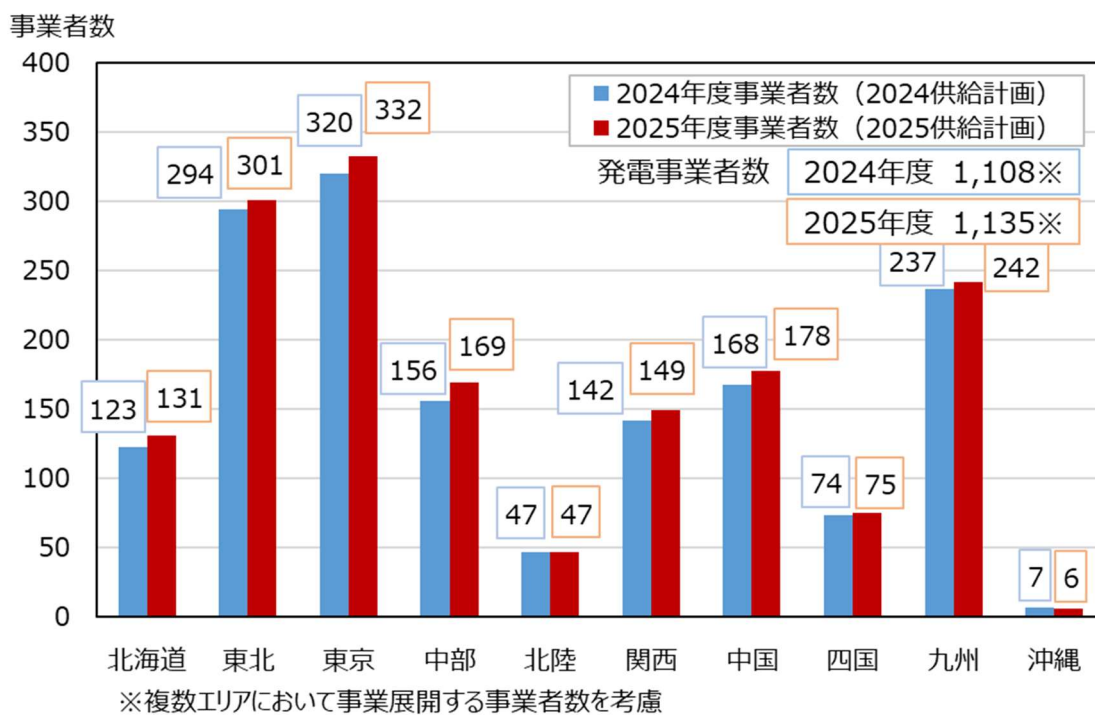


図6-14 各エリアで事業を展開する発電事業者数

VII. 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

○ 中長期的な供給力・調整力の確保の在り方

本年度の供給計画では、データセンターや半導体工場等の大規模需要の動向により、中長期の需要が昨年度計画よりも増加する想定となった⁴⁸。その一方で、電源の動向をみると「新增設」の増加よりも「休廃止」の増加が多く、それらを相殺した設備量は減少して推移している⁴⁹。

この結果、供給計画の取りまとめにおける中長期の需給バランスは、いくつかのエリアで厳しい状況となっている⁵⁰。

電源休廃止が増加した背景には、石炭火力のフェードアウトに向けての事業者による検討により、2030年の前後の年に集中して石炭火力を休廃止する計画が計上されたことが挙げられる。中でも、非効率石炭火力については、2025年度から容量市場の稼働率抑制（50%以下）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、この供給計画の「新設・休廃止」には、昨年4月の長期脱炭素電源オークションにおいて落札されたLNG火力の動向が反映されていることも特徴のひとつである。具体的には、これら新設LNG火力は2029年度以降に順次運開する予定であるものの、その中には、既設の廃止を伴うリプレースがあるため、2020年代後半のリプレース工事期間中は供給力が減少している。

これらの休廃止計画や新設・リプレース計画は、事業者が策定し、今回の供給計画に計上されたものであるが、その過程のなかで全体需給バランスへの影響が考慮されたものではない。その結果として、中長期断面において供給力の低下を招くこととなり、この傾向が続けばその後の需給バランスの悪化も想定される。

このため、国には、既設火力を休廃止せずに供給力として維持するための方策として、例えば、長期脱炭素電源オークション等の水素・アンモニア、CCUS等を活用した火力の脱炭素化を促進する仕組みや、カーボンニュートラルに向けた流れの中で更に低稼働となる火力を維持し、供給力、調整力及び、慣性力などとして活用する方策など、脱炭素と供給力確保の両立を図るための制度的措置について、更なる検討の継続を期待したい。

また、今般の休廃止やリプレースの動向が需給バランスに与える影響については、この供給計画取りまとめにおいて明らかになったものであり、事業者にとって、この取りまとめ結果が、自ら作成した計画の再検討をする契機になることを期待したい。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ので、国も連携して必要な対応を検討願いたい。

⁴⁸ 参考：2025年度供給計画の取りまとめ（2025年3月） 図1-1

⁴⁹ 参考：2025年度供給計画の取りまとめ（2025年3月） 図3-4

⁵⁰ 参考：2025年度供給計画の取りまとめ（2025年3月） 表2-4

○ 電源補修が需給バランスに与える影響

毎年の供給計画では、火力電源の補修量の推移を確認しているが、2025年度における電源の補修量は、昨年度供給計画の取りまとめ時点と比較して増加しており⁵¹、それと同様の傾向は、昨年度の供給計画の取りまとめにおいてもみられたものである⁵²。

そのため、2020年に遡って各年度の火力電源の設備量と補修量の推移を確認したところ、設備量の方は年々減少気味であるにも係わらず、補修量は増加している傾向がみられた⁵³。

補修量が増加する背景について、発電事業者や一般送配電事業者へのヒアリングなどを通じて総合的に勘案するところ、設備の経年化の影響だけではなく、建設業の「働き方改革⁵⁴」による補修工期の長期化の影響が挙げられた。さらには、再エネ発電量の増加とその出力制御の措置として、電源の出力調整や起動停止の頻度が増加することで⁵⁵、設備の機器負担に起因する補修量の増加も想定される状況であった。

これら電源の補修停止は、高需要期を避けて端境期を中心に実施しているが、ここ数年は年間を通じて高気温となっており⁵⁶、端境期における需給対策として電源補修調整が常態化する傾向にある⁵⁷ものの、補修工期の変更は作業員確保などから対応が困難な状況にある。

そのため、本機関としては、昨年度の供給計画のとりまとめ時にも提案したとおり、端境期も含めた需給見通しをきめ細かに評価すべく、一般送配電事業者とも連携をとって、引き続き検討を進めていきたい。

同時に、ここ数年の端境期の需給ひっ迫と補修量の増加傾向とを踏まえ、年間の補修停止可能量の見直し検討を実施する必要があると考える。具体的には、容量市場における目標調達量の算定諸元である電源の年間計画停止可能量（1.9か月）⁵⁸について、一般送配電事業者や発電事業者とも連携し、昨今の補修量の増加傾向などの実態把握に基づき、定量的に分析評価を進めていく必要があると認識している。

また、年間計画停止可能量の増加要因には、「経年化」や「働き方改革」、「起動停止の頻度増」など複合的な要因があることから、仮に見直しが必要となった場合は、その妥当性のコンセンサス醸成と、見直しにともなう電源確保量の増分費用の負担の在り方については、国に検討をお願いしたい。

⁵¹ 参考：2025年度供給計画の取りまとめ（2025年3月） 図2-4

⁵² 容量市場のリクワイアメントでは、「容量停止計画の調整」の後、事業者の都合で補修期間が増加し供給信頼度確保に影響を与える場合には、ペナルティが科される場合がある。

参考：容量確保契約約款 第16条①（1）（2025年1月）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsujukyukanren/files/250130_kakuhokeiyaku.pdf

⁵³ 参考：添付図7-1、添付図7-2

⁵⁴ 働き方改革による長時間勤務の制限について、建設業には2024年度から適用された。

⁵⁵ 参考：添付図7-3、添付図7-4

⁵⁶ 参考：添付図7-5

⁵⁷ 2025年9月の運用断面において需給状況改善のための作業停止計画の調整を実施した。また2024年度供給計画および2025年度供給計画において、次年度の補修停止計画の策定にあたり、端境期の需給状況を考慮した計画策定の協力を依頼した。

⁵⁸ 参考：第94回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料1、42ページ

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_94_01.pdf

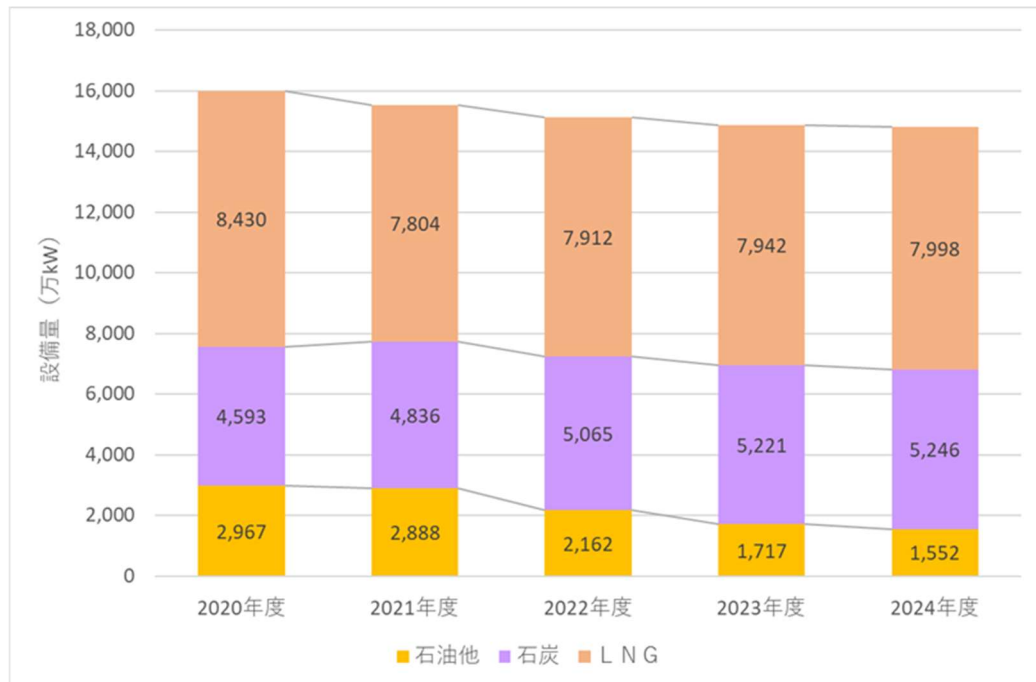
○ 大規模需要とネットワーク設備増強の協調

第7次のエネルギー基本計画においても、我が国の産業競争力の観点から、DXやGX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、本年度の供給計画でも、昨年度と比べデータセンターや半導体工場の新增設による需要の増加が顕著⁴⁸となるエリアの拡大が見られるところである。そのため、一般送配電事業者各社においては、それら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も想定されることから、このような状況の下では、需要規模などが未確定のままだと、とりあえず系統への連系容量を確保するような需要家が現れることも懸念される。

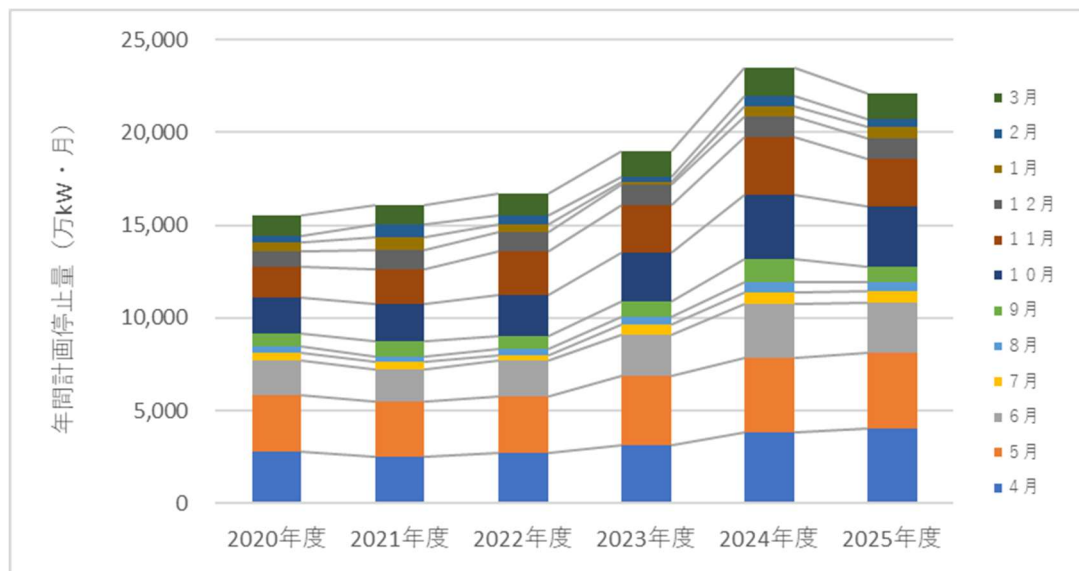
こうした問題が深刻化する前に、当該需要家と一般送配電事業者との連携は勿論のこと、国・自治体などを含む協力関係のもとでの、全体最適の観点からの調整の在り方や、系統整備にあたっての公平な費用負担の在り方、更には、大規模需要の系統接続に関する規律について、国が主導して検討することが求められていると考える。

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まいりたい。



添付図 7－1 火力電源設備量の推移（全国合計）

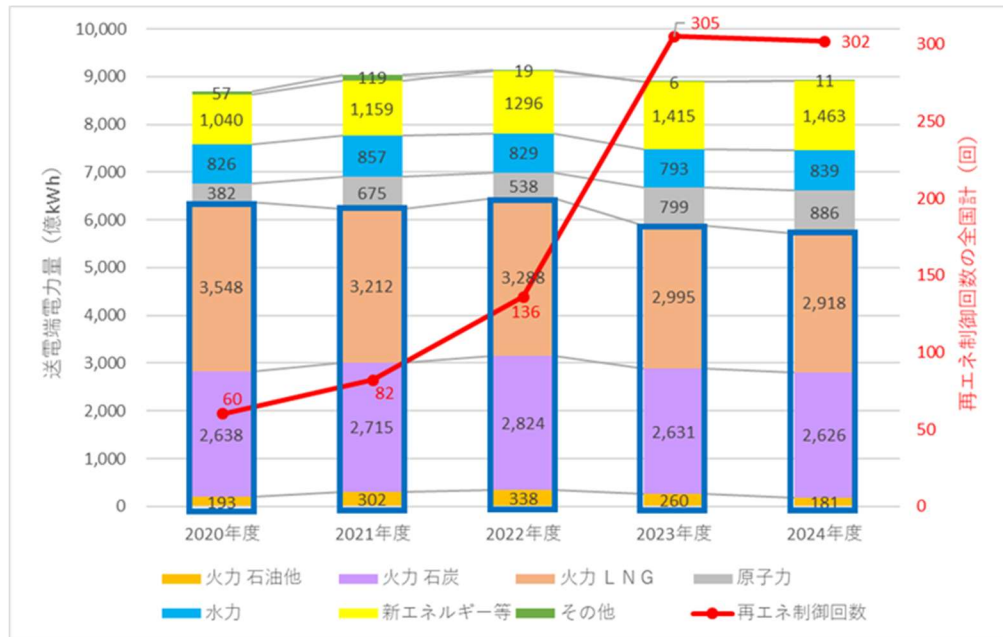
※過去の供給計画取りまとめにおける年度末設備量より作成



添付図 7－2 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

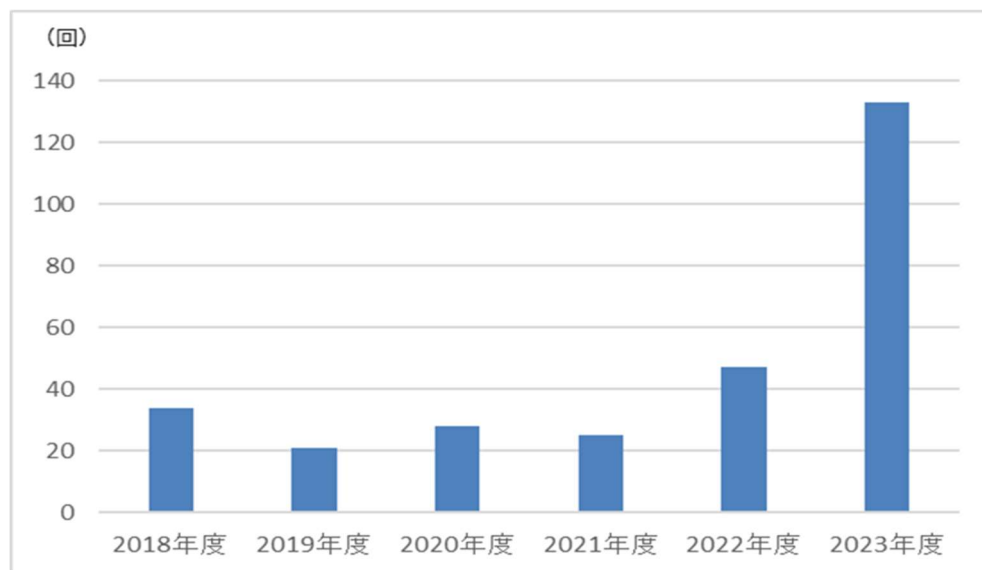
※2024年度は能登半島地震（2024年1月1日発生）による電源トラブルを含む



添付図 7-3 電力量の推定実績と再エネ制御回数の推移（全国合計）

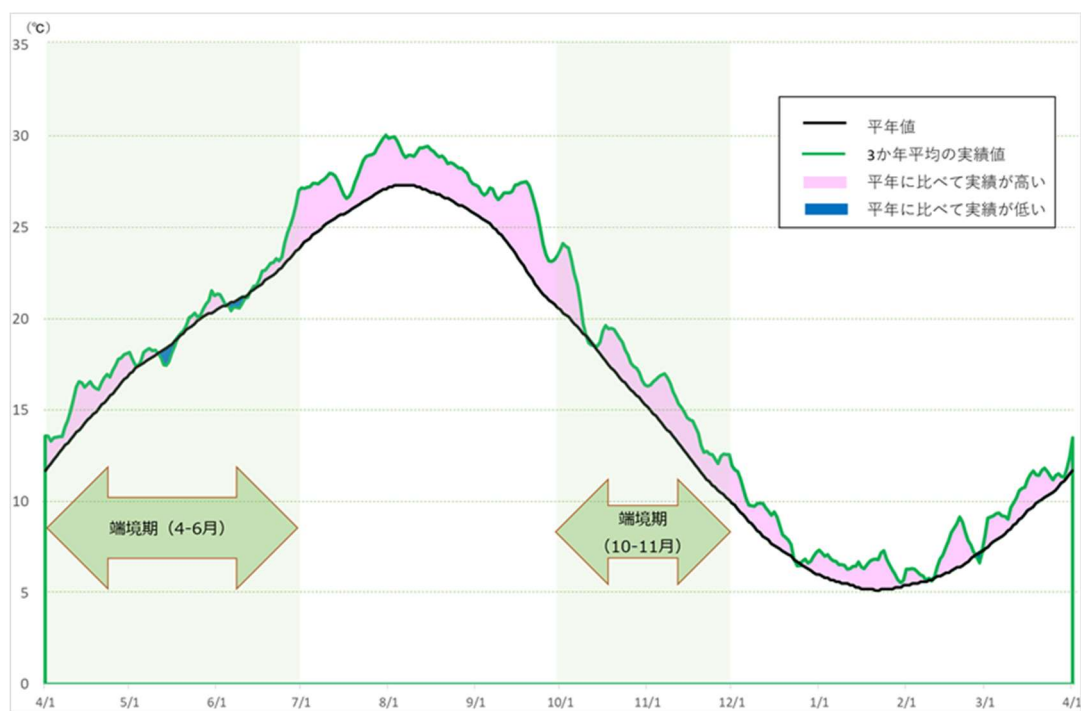
※過去の供給計画取りまとめにおける推定実績より作成

※再エネ制御回数の 2024 年度は 1 月末時点の実績を示す



添付図 7-4 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



添付図 7-5 日平均気温の推移（東京）

※ 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

Ⅷ. まとめ（２０２５年度供給計画の取りまとめ）

１．電力需要想定

向こう１０年における最大３日平均電力（全国合計値）は、年平均０．４％の増加となる見通し。増加傾向の見通しとしている理由は、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いと考えたためである。

２．需給バランス

年間ＥＵＥによるエリア別の需給バランス評価において、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。

２０２５・２０２６年度は、補完的に月別の予備率を確認し、全てのエリア・月で予備率が１１％を上回った。

２０２５年度の月別の電力量（ｋＷｈ）の見通しについて、需要電力量に対して、発電側の供給電力量は全ての月で上回った。

２０２５年度の東京エリア・九州エリアにおいては、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。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年度の東京エリアにおいては、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年度以降についても、実需給の２年度前に実施する容量停止計画の調整結果等を確認し、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。

３．電源構成の変化に関する分析

向こう１０年間、太陽光・風力等の新エネルギーについて、設備容量（ｋＷ）及び送電端電力量（ｋＷｈ）は増加していく見通し。なお、設備容量（ｋＷ）と送電端電力量（ｋＷｈ）は一定の想定に基づく事業者の計画を機械的に合計したものであり、留意が必要である。

4. 送配電設備の増強計画

主要な送電線路及び変電所の整備計画として、再生可能エネルギーを含む新規電源や新規需要の連系に伴う送電線や変圧器の整備が北海道・東北・東京・中部・関西・九州エリアを中心に多数計画されている。また、地域間連系線の整備計画として、広域的運営に必要な整備が計画されている。

5. 広域的運営の状況

電気事業者にて取引計画のある供給力（2025年8月）において、送受電合計で見ると、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。

6. 電気事業者の特性分析

小売電気事業者及び発電事業者を事業規模別・事業エリア別に分類し、向こう10年間の事業者の動向を取りまとめた。小売電気事業者の供給力について、2025年度は一定程度契約されているものの、旧一般電気事業者の発電部門による内外無差別の徹底により、2026年度以降、契約量が減少していく。

7. その他

供給計画の取りまとめを通じて確認された3件の課題について、取りまとめに付して、経済産業大臣への意見とした。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙 1	第 1, 2 年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・	別 1
別紙 2	当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・	別 5
別紙 3	当該年度以降 10 年間の需要電力（離島除き）の見通し・・・・・・・・	別 7

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）

○2025年度

エリア別の需要電力を表（別）1－1、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源等を計上した供給力を表（別）1－2に示す。

また、エリア間の供給力送受を考慮⁵⁹した供給力を表（別）1－3、供給予備率を表（別）1－4に示す。なお表（別）1－1から表（別）1－4において、沖縄エリアは最小予備率断面の値を示す。

さらに、沖縄エリアの指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）1－5に示す。

表（別）1－1 各月の需要電力見通し

【万kW】

	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	386	349	362	416	419	384	378	433	483	502	499	452
東北	1,048	968	1,067	1,281	1,314	1,170	1,022	1,150	1,290	1,352	1,349	1,237
東京	3,705	3,617	4,298	5,491	5,491	4,699	3,887	3,956	4,370	4,776	4,776	4,220
東3社計	5,139	4,934	5,727	7,188	7,224	6,253	5,287	5,539	6,143	6,630	6,624	5,909
中部	1,758	1,775	1,951	2,313	2,313	2,212	1,849	1,853	2,128	2,303	2,303	2,026
北陸	355	332	389	473	473	416	349	377	451	489	489	419
関西	1,721	1,839	2,090	2,669	2,669	2,337	1,898	1,840	2,359	2,474	2,474	2,106
中国	687	689	784	1,018	1,018	883	733	774	968	986	986	825
四国	319	330	385	476	476	424	356	340	452	452	452	379
九州	1,000	1,084	1,229	1,583	1,583	1,380	1,157	1,149	1,376	1,456	1,456	1,198
中西6社計	5,840	6,049	6,828	8,532	8,532	7,651	6,341	6,333	7,733	8,160	8,160	6,953
9社合計	10,978	10,982	12,555	15,719	15,756	13,904	11,628	11,873	13,876	14,790	14,784	12,862
沖縄	108	130	150	158	157	154	137	113	98	102	95	96
10社合計	11,086	11,113	12,705	15,878	15,913	14,058	11,766	11,985	13,974	14,892	14,879	12,958

表（別）1－2 各月の供給力見通し

（工事計画書提出電源等加算後、送電端）

【万kW】

	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	556	532	541	522	535	490	508	547	629	612	622	554
東北	1,524	1,493	1,756	2,025	2,044	1,853	1,586	1,627	1,840	1,927	1,903	1,724
東京	4,016	3,816	4,521	5,799	5,819	5,367	3,791	4,055	5,009	5,239	5,081	4,821
東3社計	6,096	5,841	6,817	8,346	8,399	7,710	5,885	6,229	7,478	7,778	7,606	7,099
中部	2,109	2,220	2,348	2,768	2,719	2,580	2,386	2,175	2,193	2,262	2,521	2,534
北陸	555	532	520	638	641	606	524	535	599	593	585	517
関西	2,070	2,131	2,361	2,750	2,809	2,662	2,207	2,202	2,606	2,710	2,773	2,484
中国	955	1,105	1,238	1,401	1,362	1,185	996	940	1,180	1,219	1,150	1,100
四国	656	682	730	847	818	758	596	548	653	754	751	726
九州	1,310	1,304	1,723	1,915	1,864	1,798	1,623	1,498	1,698	1,749	1,672	1,590
中西6社計	7,655	7,974	8,920	10,320	10,215	9,589	8,331	7,898	8,929	9,287	9,454	8,952
9社合計	13,751	13,815	15,737	18,666	18,613	17,299	14,216	14,127	16,407	17,066	17,059	16,050
沖縄	150	176	193	197	211	207	193	176	165	172	164	188
10社合計	13,901	13,991	15,930	18,863	18,824	17,507	14,408	14,303	16,571	17,238	17,224	16,238

⁵⁹ 各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲で、予備率が高いエリアから低いエリアへ供給力を振り替えている。

表（別） 1－3 エリア間の供給力送受を考慮した各月の供給力見通し
（連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、送電端）

【万kW】

	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	493	477	498	490	492	477	467	495	579	580	573	549
東北	1,256	1,149	1,276	1,510	1,544	1,454	1,152	1,316	1,545	1,562	1,548	1,504
東京	4,443	4,293	5,140	6,473	6,454	5,841	4,369	4,526	5,234	5,517	5,481	5,130
東3社計	6,192	5,918	6,914	8,473	8,491	7,772	5,989	6,337	7,358	7,658	7,602	7,183
中部	2,241	2,309	2,432	2,727	2,719	2,750	2,397	2,256	2,490	2,642	2,643	2,546
北陸	453	431	484	558	556	516	452	466	527	561	561	526
関西	2,193	2,392	2,605	3,146	3,137	2,905	2,460	2,273	2,760	2,838	2,839	2,647
中国	876	896	1,054	1,200	1,197	1,098	950	956	1,133	1,131	1,132	1,037
四国	522	548	596	696	653	543	469	420	529	564	611	606
九州	1,275	1,320	1,652	1,866	1,861	1,715	1,500	1,419	1,610	1,671	1,671	1,506
中西6社計	7,559	7,896	8,824	10,193	10,122	9,527	8,227	7,790	9,049	9,407	9,458	8,868
9社合計	13,751	13,815	15,737	18,666	18,613	17,299	14,216	14,127	16,407	17,066	17,059	16,050
沖縄	150	176	193	197	211	207	193	176	165	172	164	188
10社合計	13,901	13,991	15,930	18,863	18,824	17,507	14,408	14,303	16,571	17,238	17,224	16,238

表（別） 1－4 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率
（連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、送電端）

	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

表（別） 1－5 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	108	130	151	160	160	154	137	113	98	102	95	96
供給力	155	181	195	202	217	209	196	181	167	174	167	191
供給予備力	47	51	44	42	56	55	59	68	69	72	72	95
供給予備率	43.3%	39.0%	29.4%	26.0%	35.2%	35.8%	42.8%	60.7%	71.2%	70.5%	75.7%	98.6%

○ 2026年度

エリア別の需要電力を表（別）1－6、電気事業法第48条（工事計画）の規定に基づき届出がなされている電源等を計上した供給力を表（別）1－7に示す。

また、エリア間の供給力送受を考慮した供給力を表（別）1－8、供給予備率を表（別）1－9に示す。なお表（別）1－6から表（別）1－9において、沖縄エリアは最小予備率断面の値を示す。

さらに、沖縄エリアの指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）1－10に示す。

表（別）1－6 各月の需要電力見通し

	【万kW】											
	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	388	351	364	418	422	387	381	435	484	503	501	455
東北	1,051	971	1,070	1,284	1,317	1,173	1,031	1,159	1,299	1,361	1,358	1,246
東京	3,733	3,645	4,329	5,521	5,521	4,731	3,918	3,986	4,401	4,801	4,801	4,248
東3社計	5,172	4,967	5,763	7,223	7,260	6,291	5,330	5,580	6,184	6,665	6,660	5,949
中部	1,762	1,779	1,955	2,311	2,311	2,217	1,853	1,857	2,133	2,308	2,308	2,030
北陸	355	332	389	473	473	416	350	378	452	490	490	420
関西	1,724	1,840	2,091	2,668	2,668	2,337	1,899	1,843	2,363	2,482	2,483	2,115
中国	689	691	785	1,020	1,020	884	734	776	971	989	989	828
四国	317	327	382	472	472	421	353	337	448	448	448	376
九州	1,004	1,088	1,234	1,589	1,589	1,386	1,162	1,153	1,381	1,462	1,462	1,203
中西6社	5,851	6,057	6,836	8,533	8,533	7,661	6,351	6,344	7,748	8,179	8,180	6,972
9社合計	11,023	11,023	12,598	15,756	15,793	13,951	11,680	11,924	13,932	14,844	14,839	12,920
沖縄	109	131	151	159	158	155	138	113	98	103	95	97
10社合計	11,132	11,154	12,749	15,915	15,951	14,106	11,818	12,037	14,030	14,946	14,935	13,017

表（別）1－7 各月の供給力見通し
（工事計画書提出電源等加算後、送電端）

	【万kW】											
	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	541	537	498	559	547	498	504	551	634	635	622	590
東北	1,499	1,566	1,630	1,924	2,052	1,887	1,539	1,743	2,032	2,034	1,998	1,824
東京	3,900	3,866	4,554	5,567	5,562	5,086	4,090	4,170	4,871	5,176	5,151	4,755
東3社計	5,940	5,969	6,682	8,049	8,161	7,472	6,132	6,464	7,536	7,845	7,771	7,169
中部	2,219	2,264	2,464	2,733	2,678	2,375	1,891	1,976	2,308	2,377	2,474	2,429
北陸	561	512	519	612	653	624	528	551	607	600	581	591
関西	2,101	2,139	2,253	2,921	2,911	2,797	2,093	2,016	2,382	2,598	2,700	2,319
中国	1,004	1,061	1,112	1,344	1,337	1,251	1,134	1,034	1,146	1,176	1,179	1,066
四国	720	758	773	860	813	764	633	645	672	733	702	636
九州	1,465	1,473	1,860	1,877	1,868	1,762	1,460	1,462	1,619	1,718	1,700	1,675
中西6社	8,071	8,207	8,981	10,346	10,259	9,573	7,739	7,684	8,736	9,201	9,338	8,717
9社合計	14,011	14,176	15,663	18,395	18,420	17,045	13,871	14,148	16,271	17,046	17,109	15,886
沖縄	173	190	198	205	208	211	198	177	164	180	168	172
10社合計	14,184	14,366	15,862	18,600	18,629	17,255	14,069	14,325	16,435	17,226	17,277	16,058

表（別） 1－8 エリア間の供給力送受を考慮した各月の供給力見通し
（連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、送電端）

	【万kW】											
	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	477	486	488	525	512	471	472	518	594	593	581	555
東北	1,246	1,335	1,434	1,469	1,598	1,427	1,193	1,353	1,568	1,575	1,565	1,520
東京	4,288	4,261	4,879	6,175	6,170	5,582	4,491	4,654	5,279	5,557	5,534	5,183
東3社計	6,011	6,082	6,800	8,169	8,281	7,480	6,156	6,525	7,441	7,725	7,680	7,259
中部	2,400	2,358	2,477	2,767	2,746	2,616	2,124	2,191	2,431	2,630	2,660	2,512
北陸	484	439	492	566	562	530	435	458	515	558	565	519
関西	2,349	2,439	2,649	3,195	3,171	2,983	2,361	2,231	2,693	2,828	2,862	2,617
中国	939	916	1,061	1,221	1,212	1,128	913	939	1,107	1,127	1,140	1,025
四国	460	498	516	575	561	537	439	408	511	511	516	465
九州	1,368	1,442	1,668	1,902	1,888	1,769	1,445	1,396	1,574	1,666	1,685	1,489
中西6社計	8,000	8,093	8,863	10,226	10,139	9,565	7,715	7,623	8,830	9,321	9,429	8,627
9社合計	14,011	14,176	15,663	18,395	18,420	17,045	13,871	14,148	16,271	17,046	17,109	15,886
沖縄	173	190	198	205	208	211	198	177	164	180	168	172
10社合計	14,184	14,366	15,862	18,600	18,629	17,255	14,069	14,325	16,435	17,226	17,277	16,058

表（別） 1－9 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率
（連系線活用後、工事計画書提出電源等加算後、送電端）

	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

表（別） 1－10 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

	【万kW】											
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	109	131	152	161	161	155	138	113	98	103	95	97
供給力	178	195	201	210	213	213	202	182	166	182	171	176
供給予備力	69	64	49	49	52	58	64	69	68	79	76	79
供給予備率	63.3%	48.7%	32.3%	30.2%	32.4%	37.1%	46.0%	60.6%	69.8%	76.9%	79.2%	81.6%

別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2025 年度以降 10 年間のエリア別の需要電力を表（別）2－1、供給力を表（別）2－2 に示す。なお表（別）2－1、表（別）2－2 において、沖縄エリアの 2025、2026 年度は最小予備率断面の値を示す。

また、冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北・北陸エリアの 1 月断面の需要電力を表（別）2－3、供給力を表（別）2－4 に示す。

さらに、沖縄エリアの指定断面の需給バランス（需要電力、供給力、供給予備力、供給予備率）を表（別）2－5 に示す。

表（別）2－1 長期の需要電力見通し（8 月）

【万 kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	419	422	428	438	449	459	464	464	464	463
東北	1,314	1,317	1,325	1,326	1,335	1,340	1,339	1,338	1,338	1,337
東京	5,491	5,521	5,571	5,645	5,706	5,764	5,820	5,854	5,872	5,883
東 3 社計	7,224	7,260	7,324	7,409	7,490	7,563	7,623	7,656	7,674	7,683
中部	2,313	2,311	2,303	2,306	2,298	2,305	2,298	2,298	2,291	2,283
北陸	473	473	473	473	473	473	473	474	474	474
関西	2,669	2,668	2,677	2,687	2,695	2,700	2,705	2,707	2,707	2,701
中国	1,018	1,020	1,021	1,035	1,052	1,061	1,092	1,103	1,102	1,101
四国	476	472	468	464	459	455	451	447	443	439
九州	1,583	1,589	1,597	1,603	1,607	1,609	1,610	1,610	1,610	1,608
中西 6 社	8,532	8,533	8,539	8,568	8,584	8,604	8,629	8,639	8,627	8,606
9 社合計	15,756	15,793	15,862	15,977	16,074	16,166	16,252	16,294	16,300	16,289
沖縄	157	158	162	163	166	166	167	168	169	170
10 社合計	15,913	15,951	16,024	16,139	16,240	16,333	16,419	16,463	16,469	16,459

表（別）2－2 長期の供給力見通し（8 月）

【万 kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	492	512	579	599	617	639	708	709	708	709
東北	1,544	1,598	1,504	1,469	1,480	1,503	1,507	1,511	1,510	1,513
東京	6,454	6,170	6,259	6,257	6,326	6,465	6,552	6,611	6,630	6,660
東 3 社計	8,491	8,281	8,342	8,325	8,424	8,607	8,767	8,830	8,848	8,882
中部	2,719	2,746	2,587	2,556	2,548	2,586	2,587	2,595	2,587	2,585
北陸	556	562	531	524	524	531	533	535	535	537
関西	3,137	3,171	3,007	2,978	2,988	3,029	3,045	3,057	3,056	3,058
中国	1,197	1,212	1,147	1,147	1,166	1,190	1,229	1,246	1,244	1,246
四国	653	561	526	514	509	512	513	516	517	518
九州	1,861	1,888	1,794	1,777	1,782	1,805	1,813	1,818	1,818	1,820
中西 6 社計	10,122	10,139	9,594	9,496	9,518	9,652	9,720	9,768	9,757	9,765
9 社合計	18,613	18,420	17,935	17,821	17,942	18,259	18,487	18,598	18,605	18,647
沖縄	211	208	222	227	229	229	229	229	232	232
10 社合計	18,824	18,629	18,158	18,048	18,170	18,488	18,716	18,827	18,837	18,879

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月）

【万kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	502	503	513	517	529	539	540	539	539	538
東北	1,352	1,361	1,362	1,365	1,372	1,376	1,375	1,375	1,374	1,373
北陸	489	490	490	490	490	490	490	490	490	490

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月）

【万kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	580	593	645	685	691	726	781	782	782	782
東北	1,562	1,575	2,059	1,950	1,982	1,907	1,989	2,036	2,030	2,041
北陸	561	558	679	672	626	626	626	630	625	625

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
需要電力	160	161	162	163	166	166	167	168	169	170
供給力	217	213	222	227	229	229	229	229	232	232
供給予備力	56	52	60	64	63	62	62	61	63	62
供給予備率	35.2%	32.4%	37.3%	39.5%	38.2%	37.5%	36.9%	36.3%	37.1%	36.5%

別紙３．当該年度以降１０年間の需要電力（離島除き）の見通し

供給信頼度基準として、「容量市場・供給計画における目標停電量」を算定するにあたっての諸元となる２０２５年度以降１０年間のエリア別の需要電力（離島除き）の見通しを表（別）３－１に示す。

表（別）３－１ エリア別の需要電力（離島除き）の見通し

[万kW]

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
北海道	501	502	512	516	528	538	539	538	538	537
東北	1,348	1,356	1,357	1,360	1,368	1,372	1,371	1,371	1,370	1,369
東京	5,488	5,518	5,568	5,642	5,703	5,761	5,817	5,851	5,869	5,880
東３社計	7,337	7,376	7,437	7,518	7,599	7,670	7,726	7,760	7,777	7,786
中部	2,313	2,311	2,303	2,306	2,298	2,305	2,298	2,298	2,291	2,283
北陸	489	490	490	490	490	490	490	490	490	490
関西	2,669	2,668	2,677	2,687	2,695	2,700	2,705	2,707	2,707	2,701
中国	1,016	1,018	1,019	1,033	1,050	1,059	1,090	1,101	1,100	1,099
四国	476	472	468	464	459	455	451	447	443	439
九州	1,563	1,569	1,577	1,583	1,588	1,590	1,591	1,591	1,591	1,589
中西６社	8,526	8,529	8,534	8,563	8,580	8,599	8,624	8,633	8,621	8,601
９社合計	15,863	15,905	15,971	16,081	16,179	16,270	16,351	16,393	16,398	16,387
沖縄	143	143	144	144	146	147	148	149	149	150
１０社合計	16,006	16,048	16,115	16,225	16,325	16,417	16,499	16,542	16,547	16,537

※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