

2026年度年次報告書
供給計画の取りまとめ

2026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2026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、本機関を經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、2026年度供給計画取りまとめでは、2025年11月30日までに電気事業者となった者(2,208者)と、2025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27日までに供給計画を本機関へ提出した者(26者)の合計2,234者を対象に取りまとめを行った。

2026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	1,299
小売電気事業者	751
特定卸供給事業者	122
登録特定送配電事業者	38
特定送配電事業者	11
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	2,234

(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き、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) 需給バランス確認結果のまとめ	15
III. 電源構成の変化に関する分析	17
(1) 設備容量(kW)	17
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	19
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	20
(4) 電源開発計画	21
(5) 調整能力の推移	23
IV. 送配電設備の増強計画	28
(1) 主要送電線路の整備計画	32
(2) 主要変電所の整備計画	36
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	39
(4) 既設設備の高経年化の課題	41
V. 広域的運営の状況	42
VI. 電気事業者の特性分析	44
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	44
(2) 小売電気事業者のエリア展開	46

(3) 小売電気事業者の確保済供給力の推移	47
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	48
(5) 発電事業者のエリア展開	51
VII. その他	52
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	52
VIII. まとめ（2026年度供給計画の取りまとめ）	56
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7
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9

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、2025年度の実績及び2026年度、2027年度の見通し³を、表1-1に示す。

2026年度の見通し15,963万kWは、2025年度の気象補正⁴後の実績15,882万kWに対して、0.5%の増加となった。

また、2027年度の見通し16,001万kWは、2025年度の気象補正⁴後の実績に対して、0.8%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)

2025年度 実績(夏季) (気象補正後)	2026年度 見通し	2027年度 見通し
15,882万kW ※1	15,963万kW (+0.5%)※2	16,001万kW [+0.8%]※2

※1 2025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 2025年度実績(夏季)(気象補正後)に対する増加率

② 2026年度及び2027年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2026年度及び2027年度の各月エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2026年度)、表1-3(2027年度)に示す。

2026年度及び2027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 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	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
需要電力	11,040	10,942	11,073	11,096	11,622	12,604	14,681	15,925	15,949	15,912	13,953	12,634
	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
需要電力	11,597	11,620	11,714	11,816	13,937	13,990	14,814	14,851	14,817	14,730	13,036	12,162

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である。

³ 2026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、2025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 2027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	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
需要電力	11,072	10,975	11,107	11,130	11,654	12,639	14,718	15,963	15,987	15,950	13,989	12,669
	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
需要電力	11,629	11,652	11,748	11,850	13,968	14,021	14,844	14,881	14,848	14,761	13,070	12,195

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、2025年度の推定実績⁵及び2026年度の見通しを、表1-4に示す。

2026年度の見通し8,437億kWhは、2025年度の気象補正後の推定実績8,434億kWhに対して、0.04%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）

2025年度推定実績 （気象補正後）	2026年度見通し
8,434億kWh	8,437億kWh (+0.04%)※

※2025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2025年4～10月の実績値及び2025年11月～2026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（2025年11月26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、2025年度は563.0兆円、2035年度は602.2兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2025年度は101.2、2035年度は104.6となり、年平均0.3%の増加となった。一方、人口は、2025年度は1億2,326万人、2035年度は1億1,664万人となり、年平均0.6%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2025年度	2035年度
国内総生産（実質GDP）	563.0兆円	602.2兆円 [+0.7%]※
鉱工業生産指数（IIP）	101.2	104.6 [+0.3%]※
人口	1億2,326万人	1億1,664万人 [▲0.6%]※

※2025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、2026年度、2030年度及び2035年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2035年度までの見通しを図1-1に示す。

2030年度の見通しは16,244万kW、2035年度の見通しは16,460万kWとなり、2025年度から2035年度まで年平均0.4%の増加となった。

2025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

2026年度 [再掲]	2030年度	2035年度
15,963万kW	16,244万kW [+0.5%]※	16,460万kW [+0.4%]※

※2025年度実績（夏季）（気象補正後）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、2026年度、2030年度及び2035年度の見通しを、表1-7に示す。

2030年度の見通しは8,648億kWh、2035年度の見通しは8,871億kWhとなり、2025年度から2035年度まで年平均0.5%の増加となっている。

2025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1-7 年間需要電力量（全国の需要、送電端）の見通し

2026年度 [再掲]	2030年度	2035年度
8,437億kWh	8,648億kWh [+0.5%]※	8,871億kWh [+0.5%]※

※2025年度推定実績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2025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12.1%を確保していた。

表2-1 2025年8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

【万kW】			
2025年度実績 （気象補正後）	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
15,879	17,801	1,922	12.1%

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10%以上を確保できていた。

表2-2 2025年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	422	1,296	5,453	2,347	468	2,691	1,002	464	1,576	160
供給力	479	1,470	6,014	2,612	521	2,997	1,116	634	1,755	205
予備率	13.4%	13.4%	10.3%	11.3%	11.3%	11.3%	11.4%	36.9%	11.4%	27.8%

(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。2025年度供給計画における供給信頼度評価の考え方に加え、第115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、春季・秋季の前後半の需要を考慮した厳気象対応分の採用、不等時性を考慮した需要減少率の算出について整理された⁹。これを踏まえ、計画外停止率や偶発的需給変動・厳気象対応等を最新データに見直し、2026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¹⁰。

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
(2026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 (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）

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/assets/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

⁹ 参考：第115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/assets/chousei_115_01_1.pdf

¹⁰ 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/assets/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。

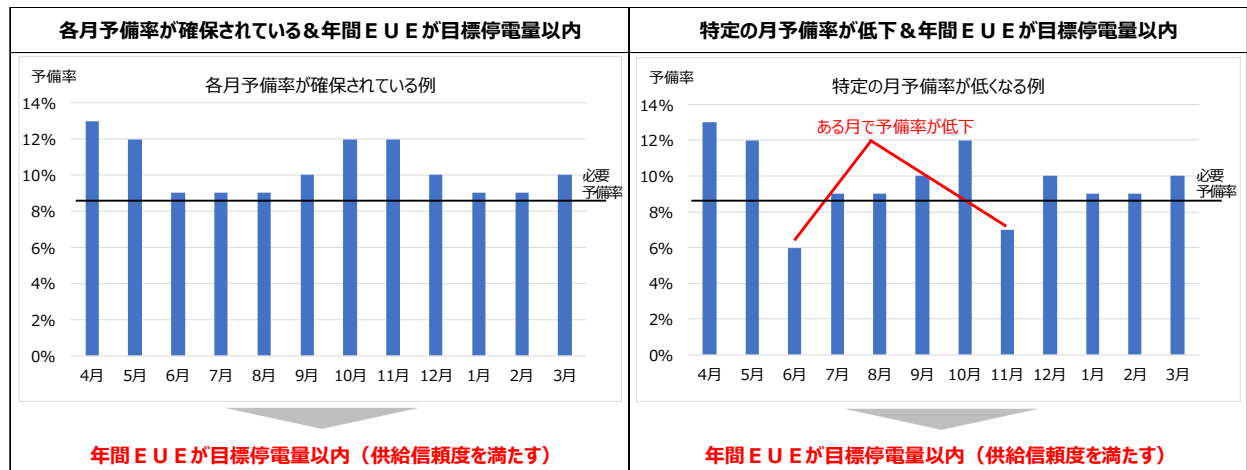


図2-1 年間EUEの特性

(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。

表2-4 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

(4) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

各エリアの供給力¹¹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¹²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する。

また、沖縄エリアは運用実態を踏まえた必要予備力¹³と電源 I' の発動基準¹⁴のうち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、「2026年度供給計画届出書の記載要領（2025年11月：資源エネルギー庁）」¹⁵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。

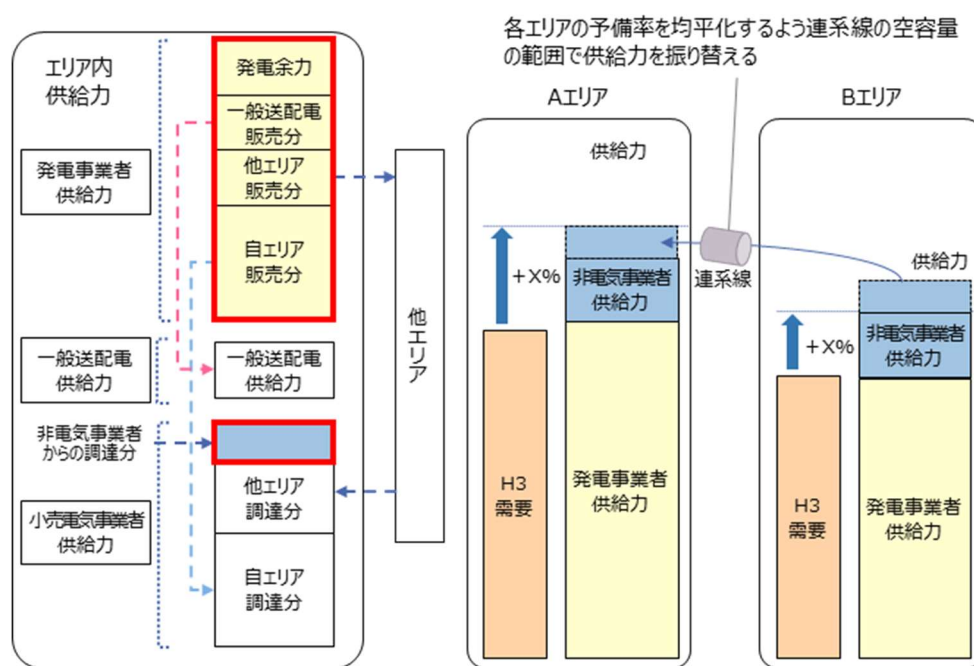


図 2-2 需給バランス確認の概要

¹¹ 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。

¹² 予備率とは予備力（供給力ー最大3日平均電力）を最大3日平均電力で除したものをいう。

¹³ 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/assets/iinkai/chouseiryoku/2023/files/chousei_85_02.pdf

¹⁴ 参考：2026年度向 電源 I' 厳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/2025/ps1/dengen_tyousei_10.pdf

¹⁵ 2026年度供給計画届出書の記載要領

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/sankoushiryou_2026/2026_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（2025年11月：資源エネルギー庁）」¹⁶及び「2026年度供給計画届出書の記載要領（2025年11月：資源エネルギー庁）」¹⁵に記載の方法による。供給力等の評価断面は、原則、2026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：「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）」¹⁷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 マージン：「2026・2027年度の連系線マージン、マージンの設定の考え方及び確保理由（2026年3月1日：本機関）」¹⁸を考慮のうえ算出した値。

(長期断面)

- ① 運用容量：2026年度及び2027年度は（短期断面）で設定した8月値、2028～2035年度は「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）」¹⁷による。
- ② マージン：2026年度及び2027年度は（短期断面）で設定した8月値、2028～2035年度は「2028～2035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（2026年3月1日：本機関）」¹⁸を考慮のうえ算出した値。

¹⁶ 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.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/sankoushiryou_2026/2026_jukyujuyou_kei_jogaidorain.pdf

¹⁷ 参考：2026～2035年度の連系線の運用容量（年間・長期）

https://www.occto.or.jp/assets/renkeisenriyou/oshirase/2025/files/oshirase_1_2026-2035_unyouyouryou.pdf

¹⁸ 参考：2026・2027年度の連系線マージン

https://www.occto.or.jp/assets/news/renkeisenriyou/20260301_margin_1_nenkan.pdf

参考：2028～2035年度の連系線マージン

https://www.occto.or.jp/assets/news/renkeisenriyou/20260301_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/assets/news/renkeisenriyou/20260301_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¹⁹、長期脱炭素電源オークション落札分で供給計画に未計上のものについても加算した。

○2026年度

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。各エリア²⁰の予備率は、全ての月・エリアで11%を上回った。

表2-5 2026年度 各月の予備率見通し
(連系線活用後、送電端)

	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%

※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

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。

¹⁹ 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/assets/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf

²⁰ 沖縄エリアは最小予備率断面で評価している。

表2-6 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	
	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

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7%を上回った。

表2-7 2027年度 各月の予備率見通し
(連系線活用後、送電端)

	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%

※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

2026年度同様の評価を行った2027年度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 2027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	
	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%

② 供給力（kW）の補完的確認による2026年度電源補修量

2026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。

2026年度供給計画における第1年度（2026年度）と2025年度供給計画における第2年度（2026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²¹したものの、追加的な補修や大型電源のトラブル等（届出時点で復旧未定）があり2025年度供給計画と比較して年間を通じて補修量は増加した。

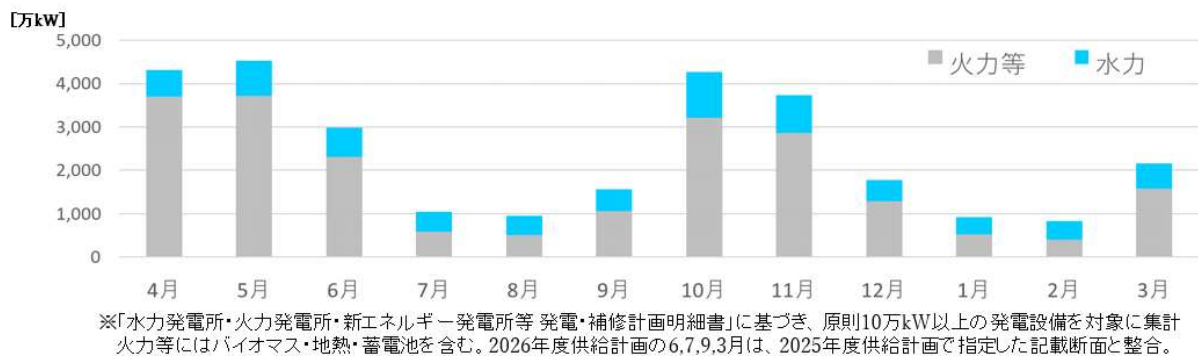


図2-3 2026年度供給計画（第1年度）の各月補修量

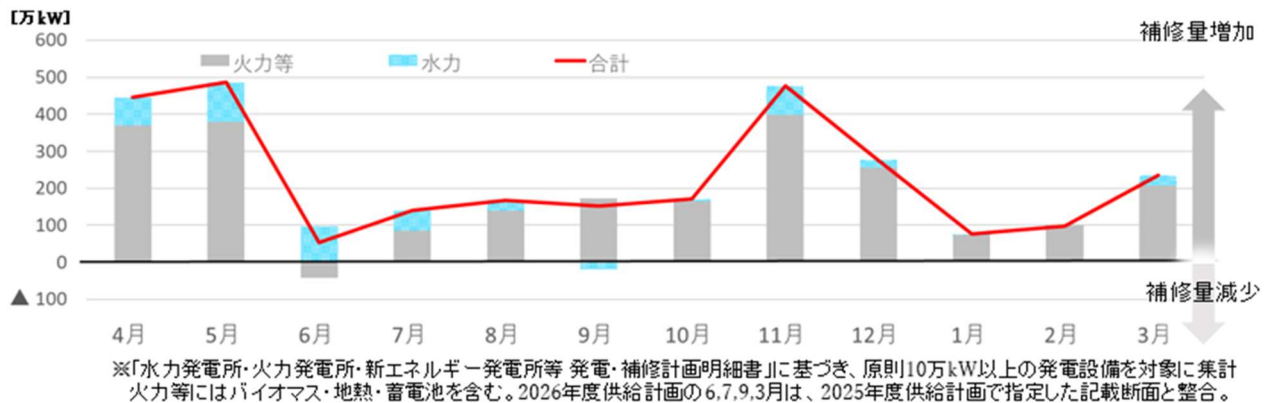


図2-4 2026年度供給計画（第1年度）と2025年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

²¹ 参考：2026年度のさらなる供給力確保について

https://www.occto.or.jp/news/kyoukei_oshirase_250903_2026kyoukyuryokukakuho.html

③ 供給力（kW）の補完的確認による2026年度休廃止計画

2026年度供給計画において、2026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。

2026年度中に休廃止となる火力電源は371万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。

表2-9 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	371

※「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) 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)

短期断面 (第1, 2年度) 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 (2026年度) においては全てのエリア・月で、予備率が11%を上回り、第2年度 (2027年度) においては全てのエリア・月で、予備率が7%を上回る結果となった。

○ 2026年度の東京エリアにおいて、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。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年度において、全てのエリアの年間EUEが目標停電量以内となった。安定供給に万全を期すとともに、容量市場メインオークションからの市場退出状況等を見極め、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年度以降において、複数のエリアで年間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で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、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。

(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

2035年度までの電源別供給力（8月・全国合計）の見通しを図2-5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、2028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2029年度と2030年度で一時的に減少するものの、新設等により2031～2035年度に向けて増加となる。

供給力全体として2028年度で減少するものの、2029～2032年度に増加後、横ばい傾向となる。

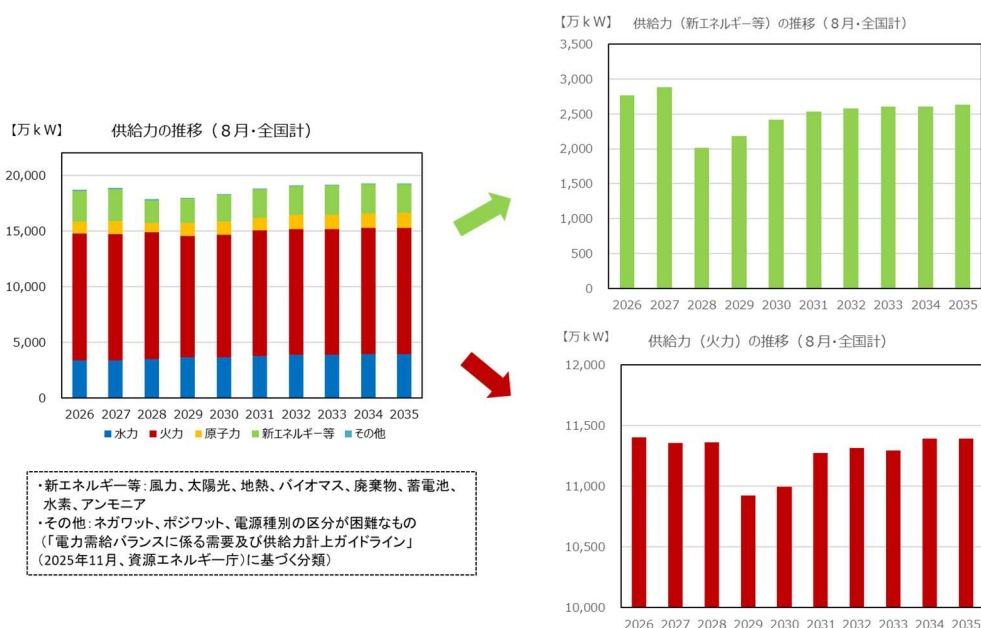


図2-5 電源別供給力の推移

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700～1,200万kW）を図2-6に示す。

火力休止電源の総量は、2027年度で減少するものの、2028～2030年度に増加後、横ばい傾向がみられる。このなかで、2026年度の1年間のみ休止する電源がある。

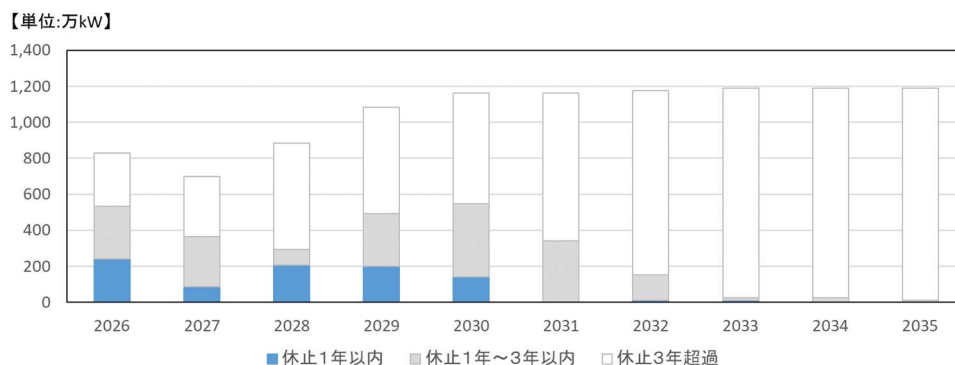


図2-6 火力休止電源の状況

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²²

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。

²² 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	2025	2026	2030	2035
火力 ^{※1}	14,203	14,137	14,054	14,315
石炭	5,138	5,104	4,590	4,558
LNG	7,845	7,903	8,380	8,697
石油他 ²³	1,220	1,130	1,084	1,059
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	14,623	15,142	17,728	19,323
一般水力 ^{※1}	2,214	2,219	2,231	2,236
揚水 ^{※1}	2,734	2,734	2,736	2,736
風力 ^{※3}	684	768	1,535	1,792
太陽光 ^{※3}	8,019	8,359	9,642	10,922
地熱 ^{※1}	51	52	55	55
バイオマス ^{※1}	718	727	754	740
廃棄物 ^{※1}	135	116	116	113
蓄電池 ^{※1}	66	167	631	660
水素 ^{※1}	0	0	0	15
アンモニア ^{※1}	0	0	30	54
その他 ^{※1}	231	262	80	80
合計	32,365	32,849	35,171	37,026

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。

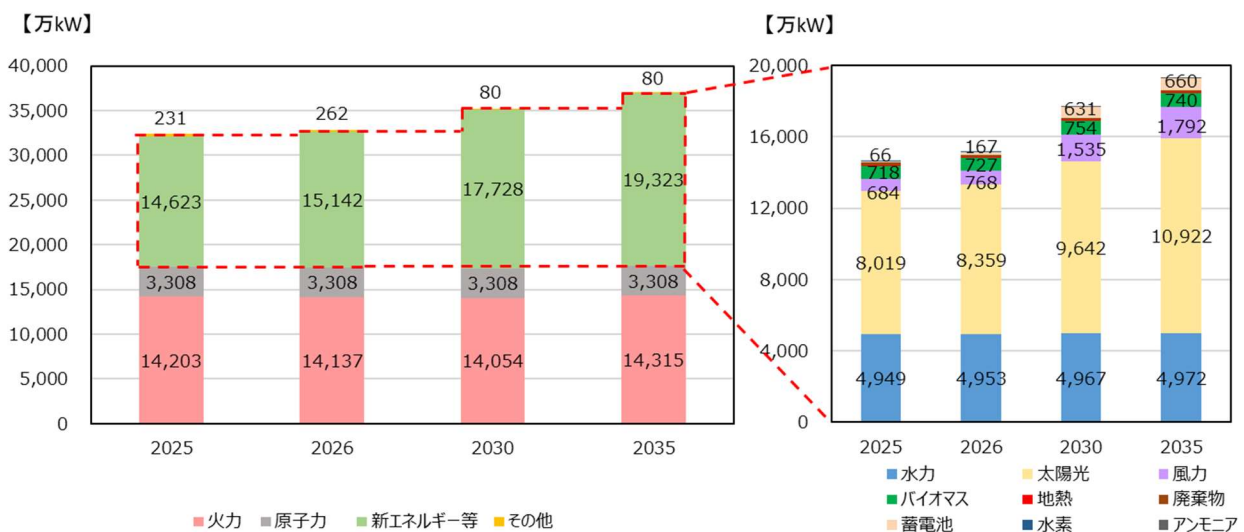


図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

※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。

²³ 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。

(2) エリア別設備容量 (kW) の比率

2025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。

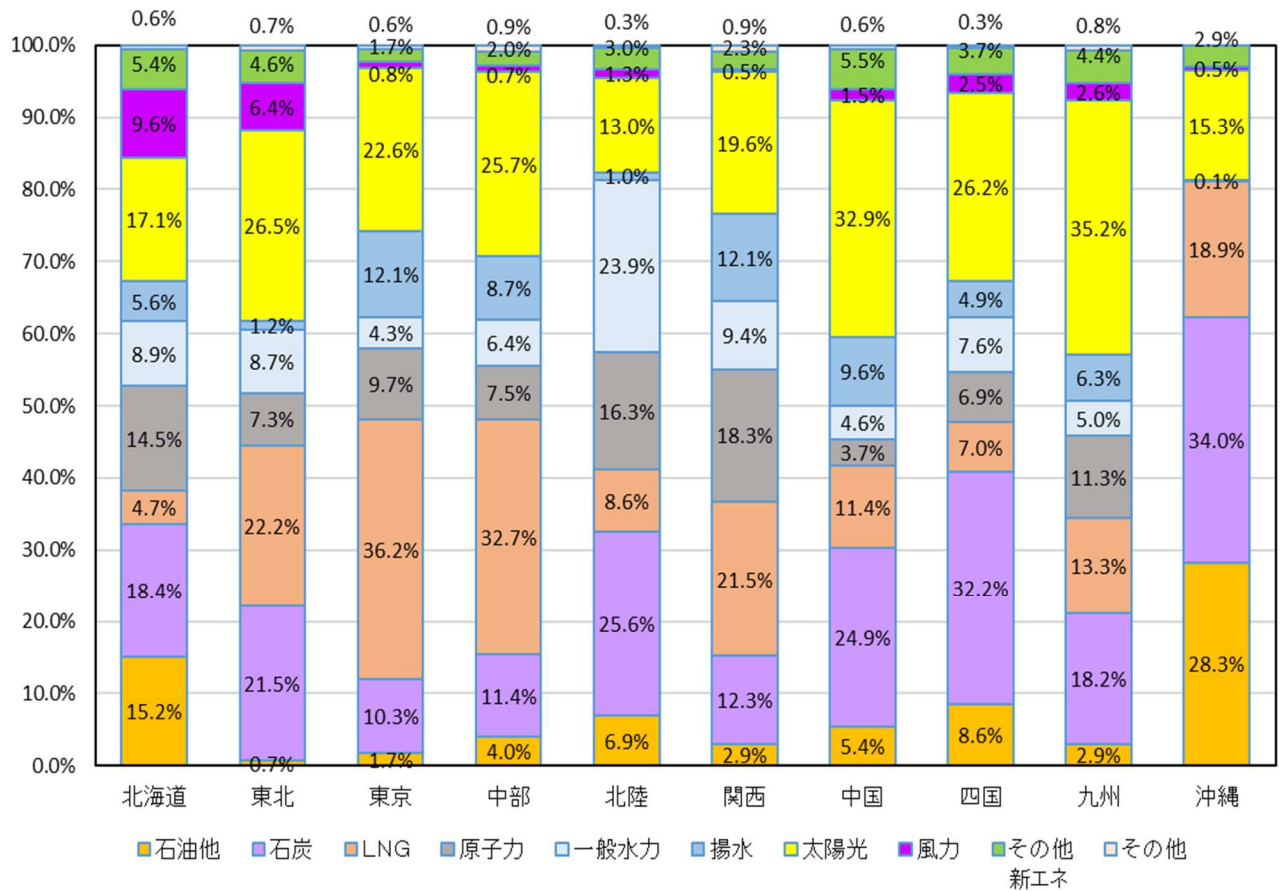


図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2025年度末)

※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）²⁴を図3-3に示す。

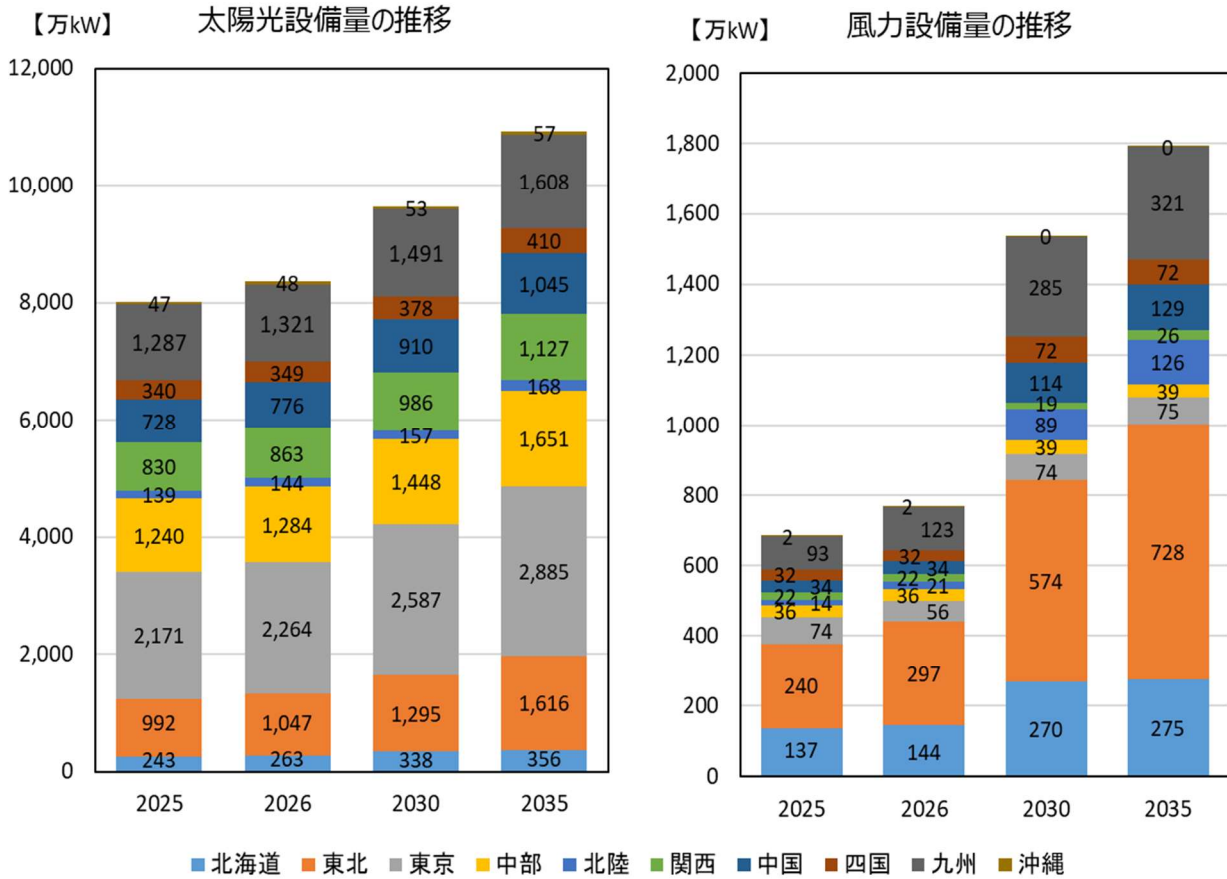


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁴ 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、2035年度末までの電源開発計画²⁵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 2035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	19.0	27	10.4	65	△ 2.6	5
一般水力	19.0	27	8.9	64	△ 2.6	5
揚水	-	-	1.5	1	-	-
火力	1,007.1	28	1.4	1	△ 821.9	43
石炭	-	-	-	-	△ 476.3	19
LNG	998.0	17	1.4	1	△ 182.1	10
石油	9.1	11	-	-	△ 120.4	13
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
その他火力	-	-	-	-	△ 43.1	1
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	1,337.6	745	△ 0.5	4	△ 111.6	198
風力	566.0	84	△ 0.2	1	△ 37.5	27
太陽光	181.5	183	-	-	△ 58.3	162
地熱	3.5	3	-	-	-	-
バイオマス	44.6	14	△ 0.8	1	△ 9.2	2
廃棄物	9.6	6	-	-	△ 6.6	7
蓄電池	517.8	454	0.5	2	-	-
水素	14.6	1	-	-	-	-
アンモニア	-	-	-	-	-	-
合計	3,381.7	807	26.5	71	△ 936.1	246

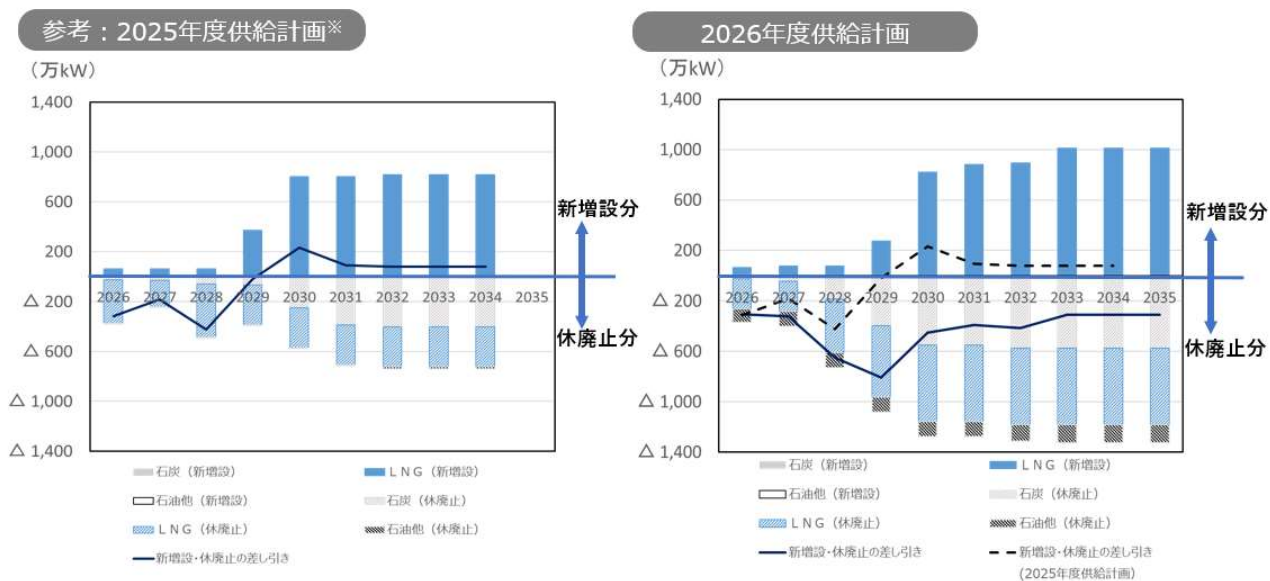
注) 小数点第二位を四捨五入しているため、内訳の計と合計が一致しない場合がある。

²⁵ 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

2025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、2026年度供給計画と2025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年の前後に集中している等から、休廃止が新增設を上回って推移する。



※2025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、2026年度からの累計値）

(5) 調整能力の推移

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おり、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、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、蓄電池は、増加幅が大きく年々増加の傾向である。

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（2025年11月：資源エネルギー庁）」¹⁶及び「2026年度供給計画届出書の記載要領（2025年11月：資源エネルギー庁）」¹⁵の記載による。

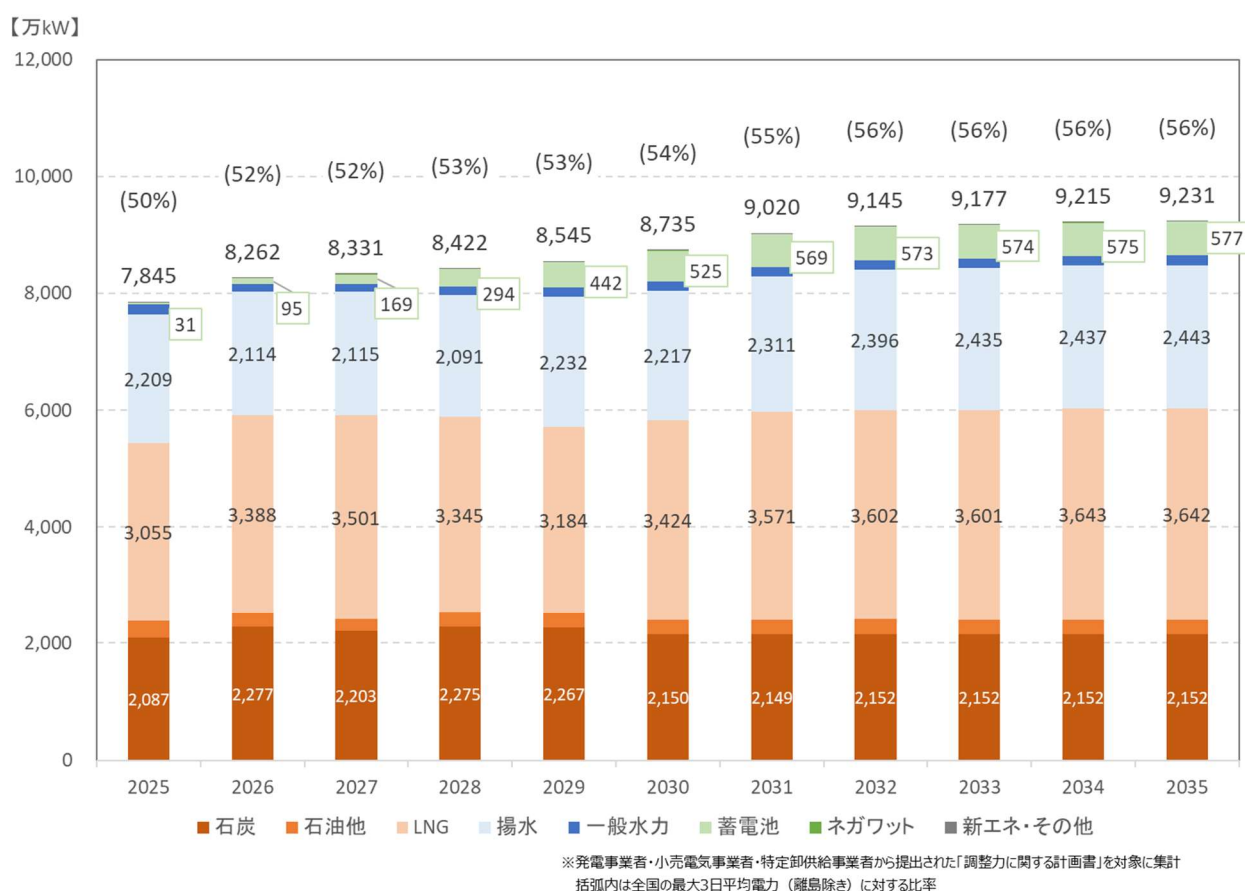


図3-5 調整能力の推移（8月・全国合計）

(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²⁶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、現時点で事業者が各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別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。

電源種別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	2025	2026	2030	2035
新エネルギー等	1,586	1,676	2,026	2,276
風力	135	147	283	350
太陽光	971	1,013	1,165	1,318
地熱	25	27	31	30
バイオマス	414	447	467	477
廃棄物	38	32	29	29
蓄電池	3	10	41	44
水素	0	0	0	6
アンモニア	0	0	8	22

²⁶ 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。

② 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。

表 3－4 水力・火力発電所送電端電力量 【億kWh】

種類	2025	2026	2030	2035
水力	813	831	844	849
一般水力	705	748	794	800
揚水	108	83	49	49
火力	5,658	5,504	5,423	5,027
石炭	2,635	2,746	2,345	2,088
LNG	2,857	2,586	2,921	2,797
石油他 ²³	166	172	157	141

③ 原子力（表 3－5）

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	2025	2026	2030	2035
原子力	918	937	1,012	1,115

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】

	2025	2026	2030	2035
合計	8,977	8,953	9,307	9,269

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2025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。

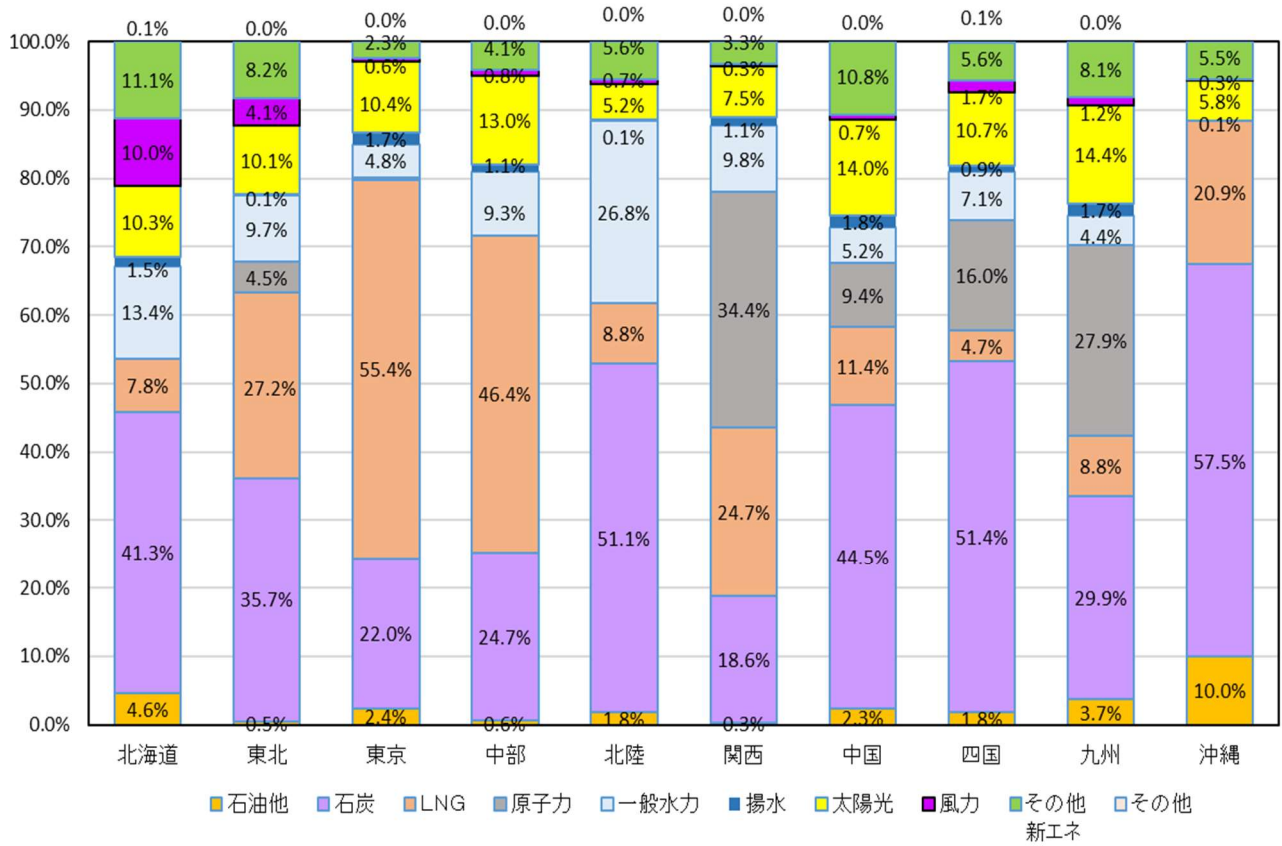


図3-6 2025年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(参考) 電源別設備利用率の推移

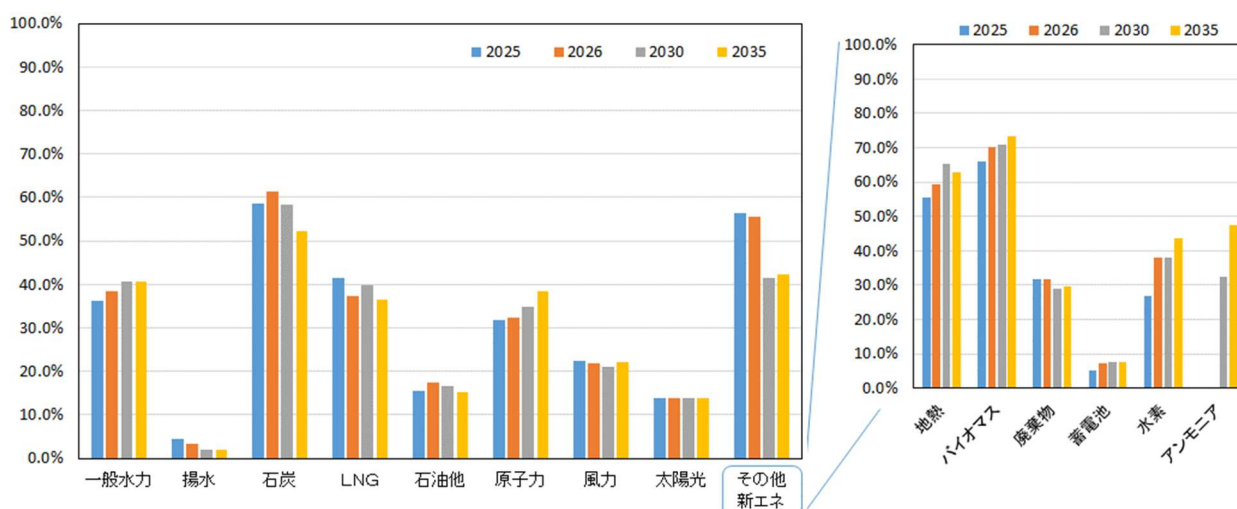
電源別の設備利用率を表3-7及び図3-7に示す。電源別の設備利用率は、設備容量(kW)と送電端電力量(kWh)から機械的に算定したものである。

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	2025	2026	2030	2035
水力	18.8%	19.1%	19.4%	19.4%
一般水力	36.3%	38.5%	40.6%	40.7%
揚水	4.5%	3.5%	2.1%	2.1%
火力	45.5%	44.4%	44.0%	40.0%
石炭	58.5%	61.4%	58.3%	52.2%
LNG	41.6%	37.4%	39.8%	36.6%
石油他 ²³	15.5%	17.4%	16.5%	15.2%
原子力	31.7%	32.3%	34.9%	38.4%
新エネルギー等	18.7%	18.8%	18.1%	18.1%
風力	22.5%	21.9%	21.1%	22.2%
太陽光	13.8%	13.8%	13.8%	13.7%
地熱	55.5%	59.5%	65.1%	62.8%
バイオマス	65.8%	70.2%	70.8%	73.4%
廃棄物	31.7%	31.7%	28.9%	29.4%
蓄電池	5.1%	7.1%	7.4%	7.5%
水素	26.6%	38.1%	38.1%	43.7%
アンモニア ^{*1}	-	-	32.2%	47.4%

※1 2025、2026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²⁷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²⁸

送電線路の増加こう長 ²⁹ ※ ³⁰	518km (401km)
架空送電線路※	411km (360km)
地中送電線路	107km (41km)
変圧器の増加容量	35,030MVA (32,018MVA)
交直変換所の増加容量 ³¹	2,200MW (1,200MW)
送電線路の減少こう長（廃止）※	△75km (△88km)
変圧器の減少容量（廃止）	△4,275MVA (△6,725MVA)

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

²⁷ 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。

²⁸ （ ）内は昨年値を記載した。

²⁹ 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。

³⁰ ※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・減少こう長に計上していない。

³¹ 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	<ul style="list-style-type: none"> ・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：2028年12月）

FC 増設	<ul style="list-style-type: none"> ・新佐久間周波数変換所:300MW ・東清水変電所:300MW→900MW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・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	<ul style="list-style-type: none"> ・関ヶ原開閉所:6回線 ・北近江開閉所:6回線

○中国九州間連系設備等概要（使用開始：2039年3月）

交直変換所新設	<ul style="list-style-type: none"> ・本州側交直変換所（仮称）：1,000MW ・九州側交直変換所（仮称）：1,000MW
500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・本州側交流架空送電線（仮称）：26km ・九州側交流架空送電線（仮称）：4km ・中国西幹線本州側（開）（仮称）π引込：0.2km ・北九州幹線九州側（開）（仮称）π引込：2km
直流送電線 525kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・中国九州間直流幹線 （本州側架空送電線）（仮称）：4km ・中国九州間直流幹線 （海底送電線）（仮称）：56km ・中国九州間直流幹線 （九州側架空送電線）（仮称）：9km
開閉所	<ul style="list-style-type: none"> ・本州側開閉所（仮称）：6回線 ・九州側開閉所（仮称）：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
--------	-------------------

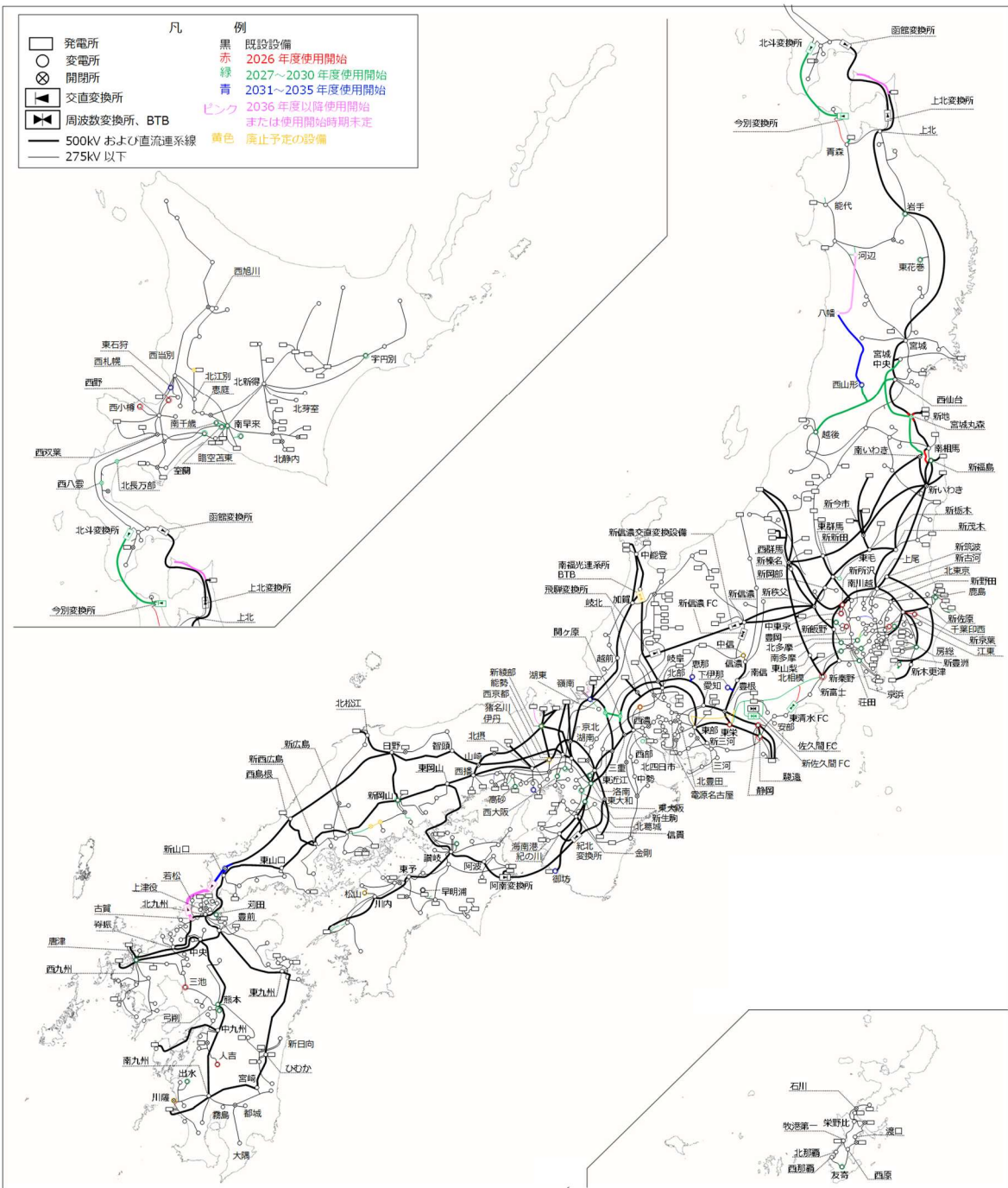


図4-1 電力系統の状況

(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 ³²	電圧	こう長 ^{33,34}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁵
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	2033年度以降	需要対策
	南千歳地中線	187kV	14km※2	3	2025年1月	2027年9月 (1・2号線) 2030年4月 (3号線)	需要対策
	北長万部開閉所新設	187kV	—	5	2025年6月	2028年7月	電源対応
	西八雲開閉所新設	187kV	—	5	2025年10月	2029年5月	電源対応
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6月	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	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	2026年10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 π 引込	500kV	1km	2	2024年6月	2026年7月	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7月	電源対応 安定供給対策※4	

³² 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。

³³ 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。

³⁴ 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。

³⁵ 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 ³²	電圧	こう長 ^{33,34}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁵
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) 2035年6月 (2番線) 2028年6月 (3番線)	高経年化対策
	城北線	275kV	21km※2	3	2022年9月	2033年10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
	千葉印西線	275kV	3番線: 11km ※2, ※3	3→4	2024年5月	2027年2月 (3番線)	需要対策
	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
中部電力 パワーグリッド 株式会社	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
	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
関西電力 送配電 株式会社	H線※1	275kV	18km→18km※3	2	2022年2月	2030年12月	高経年化対策
	N支線※1	275kV	9km※2	2	2026年3月	2033年4月	需要対策
	湖東線	275kV	17km→18km※3	2	2025年8月	2030年6月	需要対策 高経年化対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	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	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
	川内原子力北線	220kV	1km→1km	2	2025年11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	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	2028年3月	安定供給対策※4
	佐久間東幹線 FC 分岐線	275kV	3km	2	2023年10月	2028年3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 ³²	電圧	こう長 ^{33,34}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁵
北海道電力 ネットワーク 株式会社	E支線※1	187kV	3km	2	2026年10月	2033年度以降	需要対策
	G支線※1	187kV	8km	2	2028年5月	2033年度以降	需要対策
	函館幹線 北長万部 開閉所π引込	187kV	0.7km	2	2027年5月	2028年7月	電源対応
	函館幹線 西八雲開 閉所π引込	187kV	0.1km	2	2027年8月	2029年5月	電源対応
	道央北幹線 東石狩 変電所π引込	275kV	2km	2	2028年6月	2031年8月	需要対策
	道央南幹線 臨空苦 東変電所π引込	275kV	2km	2	2027年6月	2030年2月	需要対策
	I連系線※1	275kV	0.2km	2	2028年11月	2030年10月	電源対応
	滝川幹線・奈井江幹 線 接続変更	187kV	0.1km	2	2028年4月	2028年11月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	山形幹線昇圧延長	275kV→ 500kV	53km→104km	2	2026年6月	2033年度以降	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
	青森変電所アクセス 線新設	275kV	0.4km	2	2028年9月	2030年3月	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
	秋田県北部HS線新 設	275kV	0.2km	2	2029年9月	2031年2月	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	2027年度	2035年6月 (2番線) 2028年6月 (3番線)	高経年化対策
	MS18GHZ051500 アクセス線(仮称)	275kV	0.1km	2	2028年3月	2029年3月	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
	関ヶ原開閉所新設	500kV	—	6	2026年8月	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
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
	北近江開閉所	500kV	—	6	2027年3月	2030年3月	安定供給対策 ※4, ※5
	敦賀線	275kV	10km→9km※3	2	未定	未定	高経年化対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	本州側交流架空送電 線(仮称)	500kV	26km	2	2031年10月	2035年12月	安定供給対策※4
	中国西幹線本州側開 閉所(仮称) π引込	500kV	0.2km	2	2031年10月	2035年6月	安定供給対策※4
	本州側開閉所(仮 称)	500kV	—	6	2033年1月	2035年12月	安定供給対策※4
	広島東幹線	220kV	28km※3	2	2026年5月	2028年12月	需要対策
	A線※1	220kV	10km※3	2	2026年5月	2028年12月	需要対策
	新三原支線	220kV	2km	2	2026年11月	2028年12月	需要対策

届出事業者	名称 ³²	電圧	こう長 ^{33, 34}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁵
九州電力 送配電 株式会社	K分岐線（仮称）※ 1	220kV	3km	2	2026年7月	2030年1月	需要対策
	九州側系統開閉所 （仮称）	500kV	—	6	2034年5月	2036年9月	安定供給対策※4
	中国九州間直流幹線 （海底送電線）（仮称）	DC525kV	56km※2	1	2029年9月	2039年3月	安定供給対策※4
	中国九州間直流幹線 （九州側架空送電 線）（仮称）	DC525kV	9km	1	2032年8月	2039年3月	安定供給対策※4
	九州側交流架空送電 線（仮称）	500kV	4km	2	2031年11月	2036年9月	安定供給対策※4
	北九州幹線九州側系 統開閉所（仮称）π 引込	500kV	2km	4	2031年11月	2036年9月	安定供給対策※4
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	2027年度以降	2028年度以降	電源対応
	中国九州間直流幹線 （本州側架空送電 線）（仮称）	DC525kV	4km	1	2031年度	2037年度	安定供給対策※4

表4-4 廃止計画

届出事業者	名称 ³²	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ³⁵
北海道電力 ネットワーク 株式会社	H連系線※1	275kV	0.1km	1	-	電源対応 （事業者申し出 による計画中 止）
	西奈井江開閉所	187kV	-	4	2028年11月	電源対応
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	-	電源対応 （事業者申し出 により工事中断 中）
関西電力 送配電 株式会社	M線※1	275kV	△28km	2	未定	電源対応
中国電力 ネットワーク 株式会社	広島東幹線	220kV	△15km	2	2026年4月	系統対策
	御調開閉所	220kV	-	4	2026年11月	系統対策
	三原開閉所	220kV	-	2	2028年12月	系統対策
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 ³⁶	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁵
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
	南千歳変電所※6	187/66kV	450MVA×2	2	2025年5月	2027年9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9月	2026年7月	高経年化対策
	宇円別変電所	187/66kV	75MVA→ 100MVA	1→1	2025年9月	2027年6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
	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年5月	2028年10月	電源対応
	越後変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2025年5月	2030年11月	電源対応
	河辺変電所※6	500/275kV 275/154kV	1,500MVA×3 400MVA×2	5	2025年6月	2036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	2033年度以降	電源対応
東京電力 パワージェット 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
	北相模変電所	275/66kV	300MVA×2	2	2024年11月	2027年6月	需要対策
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2026年3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10月 (2B) 2028年3月 (3B)	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 (4B) 2026年2月 (1B)	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6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
中部電力 パワージェット 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
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA→250MVA	1→1	2025年9月	2026年12月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA→450MVA	1→1	2026年3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
九州電力 送配電 株式会社	熊本変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2024年12月	2027年6月	需要対策
	三池変電所	220/110/66kV	180/180/120 MVA→ 250/200/250MVA	1→1	2024年10月	2026年6月	高経年化対策
	人吉変電所	220/110/66kV	300/150/150MVA	1	2025年2月	2026年12月	電源対応

³⁶ 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 ³⁶	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁵
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	2027年2月	高経年化対策
電源開発送変電ネットワーク株式会社	新佐久間周波数変換所※6	—	300MW	—	2025年3月	2028年12月	安定供給対策※4

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁶	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁵
北海道電力ネットワーク株式会社	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2026年10月	2027年10月	高経年化対策
	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	2028年4月	2029年11月	需要対策
	東石狩変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2027年8月	2031年9月	需要対策
	臨空苫東変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2026年8月	2030年3月	需要対策
東北電力ネットワーク株式会社	八幡変電所※6	500/154kV	750MVA	1	2027年度以降	2036年度以降	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	鹿島変電所	275/66kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2028年9月	2029年5月 (7B) 2030年5月 (8B)	高経年化対策
	房総変電所	275/154kV	200MVA→ 450MVA	1→1	2026年4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5月	2029年6月	需要対策
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2027年6月	2028年6月	需要対策
	東毛変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2026年7月	2027年11月	高経年化対策
	新福島変電所	500/275/66kV → 500/66kV	1,000/1,000/300 MVA→ 140MVA	1→1	2028年4月	2029年6月	需要対策 高経年化対策
葛南変電所	275/66kV	300MVA	1	2028年5月	2029年5月	需要対策	
中部電力パワーグリッド株式会社	駿遠変電所	275/77kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2027年8月	2029年12月	需要対策
関西電力送配電株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2029年11月	2033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→1	2027年1月	2028年1月	高経年化対策
	信貴変電所	500/154kV	750MVA	1	2027年4月	2029年6月	需要対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2027年1月	2028年6月	需要対策
	洛南変電所	275/77kV	300MVA	1	2028年7月	2029年12月	需要対策
	東大阪変電所	275/154kV	300MVA×1 450MVA×1 → 450MVA×2	2→2	2027年3月	2028年7月	安定供給対策
	三宮変電所	275/77kV	300MVA	1	2028年7月	2032年2月	需要対策
	北大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2028年8月	2030年9月	需要対策
嶺南変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2030年12月	2031年12月	需要対策 高経年化対策	

届出事業者	名称 ³⁶	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁵
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	2026年4月	2028年9月	電源対応
	新三原変電所※6	220/110kV	400MVA×3	3	2026年4月	2028年12月	需要対策
四国電力 送配電 株式会社	香川変電所	187/66kV	120MVA→ 300MVA	1→1	2029年1月	2030年3月	高経年化対策 需要対策
九州電力 送配電 株式会社	出水変電所	220/66kV	250MVA	1	2026年4月	2027年11月	電源対応
	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
	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
	西九州変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2027年4月	2029年6月	電源対応
	熊本変電所	220/66kV	250MVA	1	2028年8月	2030年6月	需要対策
	九州側交直変換所 (仮称) ※6	—	1,000MW	—	2033年1月	2039年3月	安定供給対策※4
電源開発 送配電 ネットワーク 株式会社	本州側交直変換所 (仮称) ※6	—	1,000MW	—	2033年度	2038年度	安定供給対策※4

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 ³⁵
東京電力 パワーステアリング 株式会社	新富士変電所	275/154kV	200MVA	1	2026年9月	系統対策※4
	新所沢変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2030年1月	高経年化対策
	中東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2028年7月	高経年化対策
中部電力 パワーステアリング 株式会社	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	2030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	-	高経年化対策 (需要対策により計画中止)
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
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2026年4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
沖縄電力 株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA	1	2027年2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 ³⁷	こう長の総延長 ³⁸	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	560 km※	1,122 km※	560 km※	1,123 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△ 178 km	△ 357 km	△ 143 km	△ 264 km
		地中	36 km	92 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	11 km	23 km	26 km	66 km
		地中	14 km	43 km		
	直流	架空	13 km	13 km	69 km	69 km
		地中	56 km	56 km		
合計	架空	411 km※	811 km※	518 km※	1,003 km※	
	地中	107 km	192 km			
廃止	275kV	架空	△ 60 km※	△ 117 km※	△ 60 km※	△ 117 km※
		地中	0 km	0 km		
	220kV	架空	△ 15 km	△ 30 km	△ 15 km	△ 30 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△ 75 km※	△ 147 km※	△ 75 km※	△ 147 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³⁹

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	272 km※	600 km※
220kV	62 km	123 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	245 km
合計	475 km	1,005 km

³⁷ 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。

³⁸ 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。

³⁹ 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 4-10 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴⁰	電圧階級 ⁴¹	増加台数	増加容量
新增設	500kV	23 [11]	21,490 MVA [10,750MVA]
	275kV	22 [9]	9,300 MVA [3,350MVA]
	220kV	8 [3]	2,660 MVA [1,200MVA]
	187kV	3 [2]	1,505 MVA [900MVA]
	132kV	0 [0]	75 MVA [0MVA]
	新增設計	56 [25]	35,030 MVA [16,200MVA]
廃止	500kV	△ 2	△ 1,750 MVA
	275kV	△ 8	△ 2,200 MVA
	187kV	△ 1	△ 200 MVA
	132kV	△ 1	△ 125 MVA
	廃止計	△ 12	△ 4,275 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 4-11 主要な交直変換所の整備計画

区分	地点数	容量 ⁴²
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 2	300MW 1,000MW
	九州電力送配電株式会社 1	1,000MW
廃止	中部電力パワーグリッド株式会社 1	△ 300MW

⁴⁰ 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。

⁴¹ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴² 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。

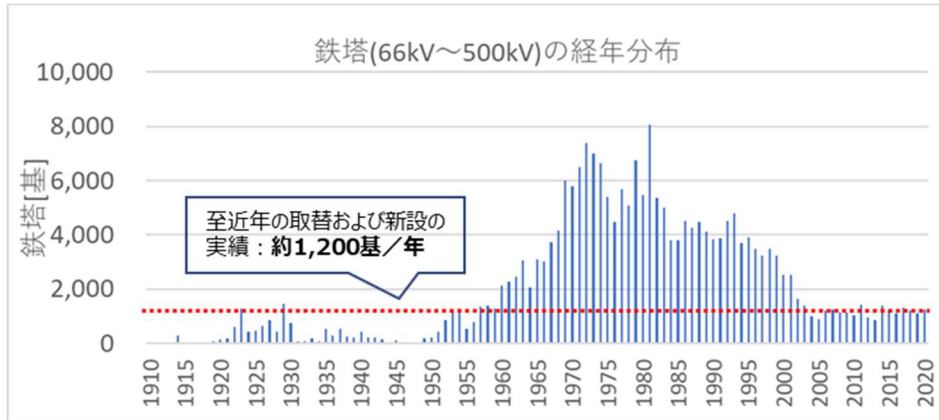


図4-2 鉄塔の経年分布（66kV～500kV）

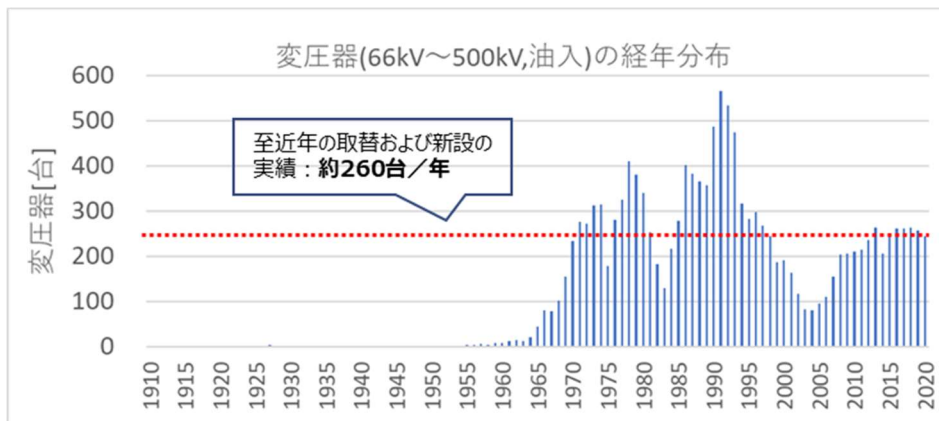


図4-3 変圧器の経年分布（66kV～500kV油入）

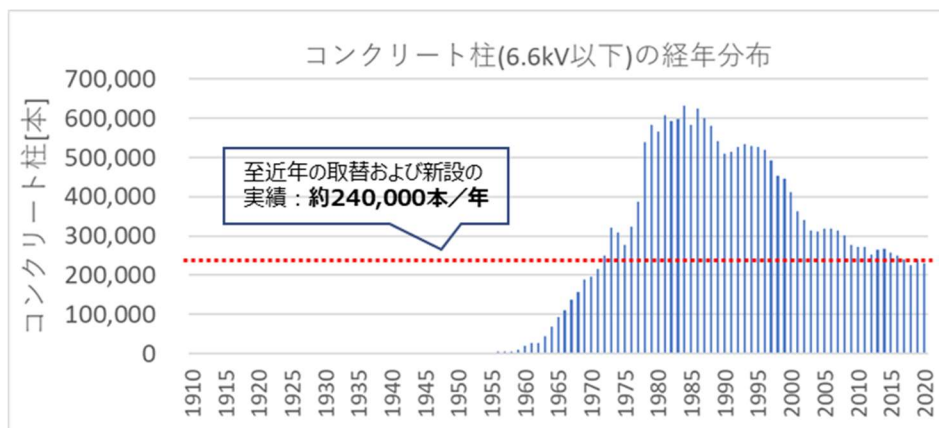


図4-4 コンクリート柱の経年分布（6.6kV以下）

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（2026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、2026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・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。

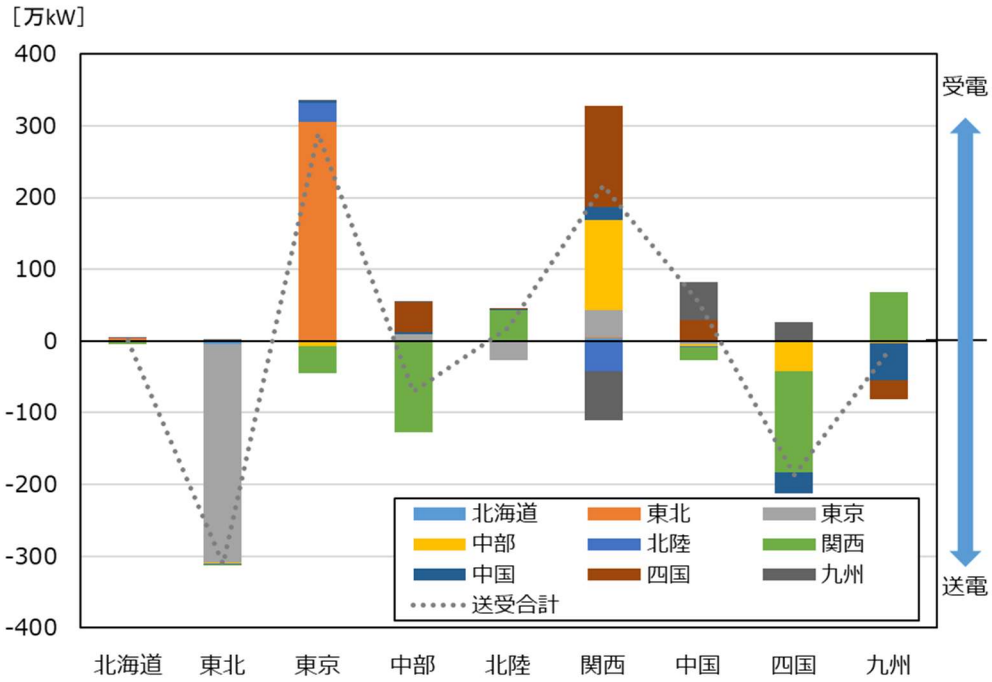


図5-1 エリア外との取引電力

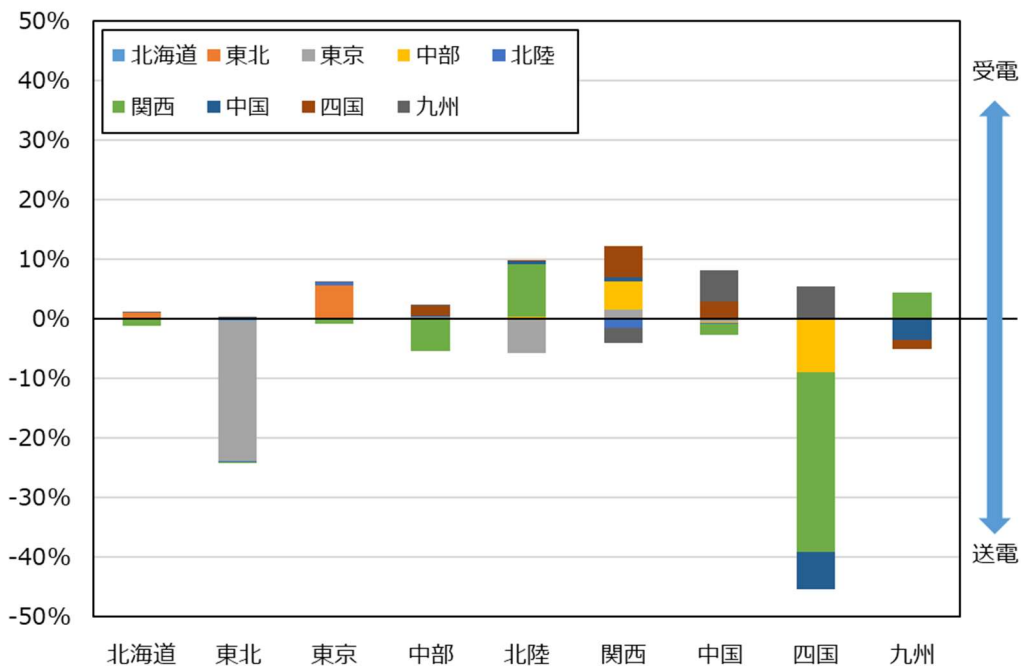


図5-2 エリア外との取引電力の需要電力に対する比率

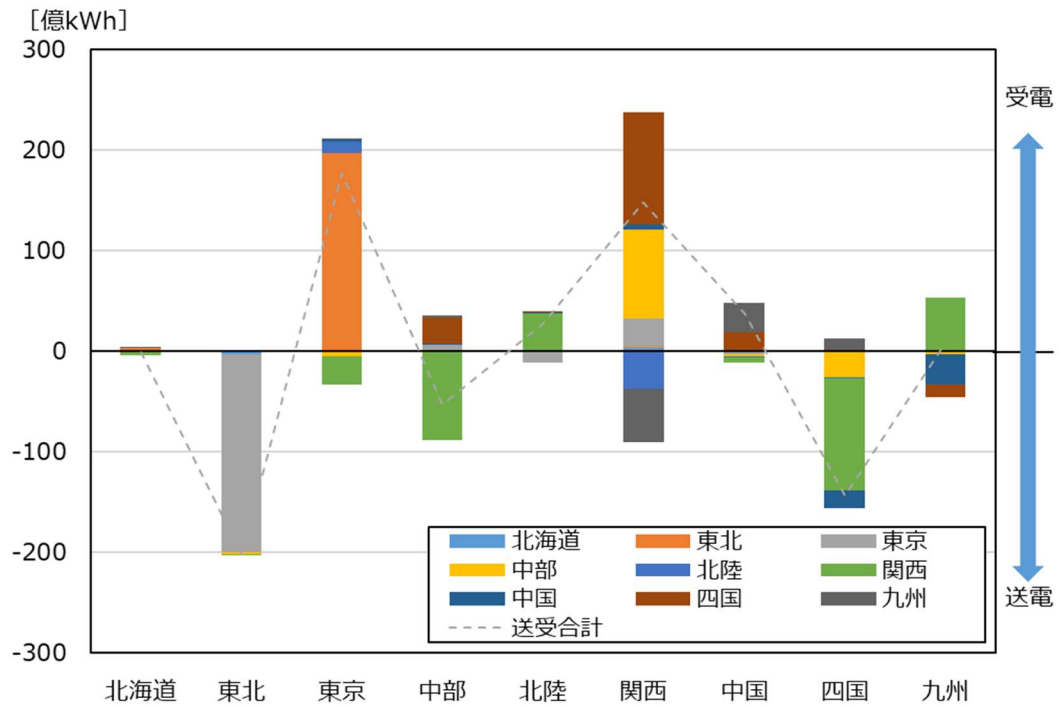


図5-3 エリア外との取引電力量

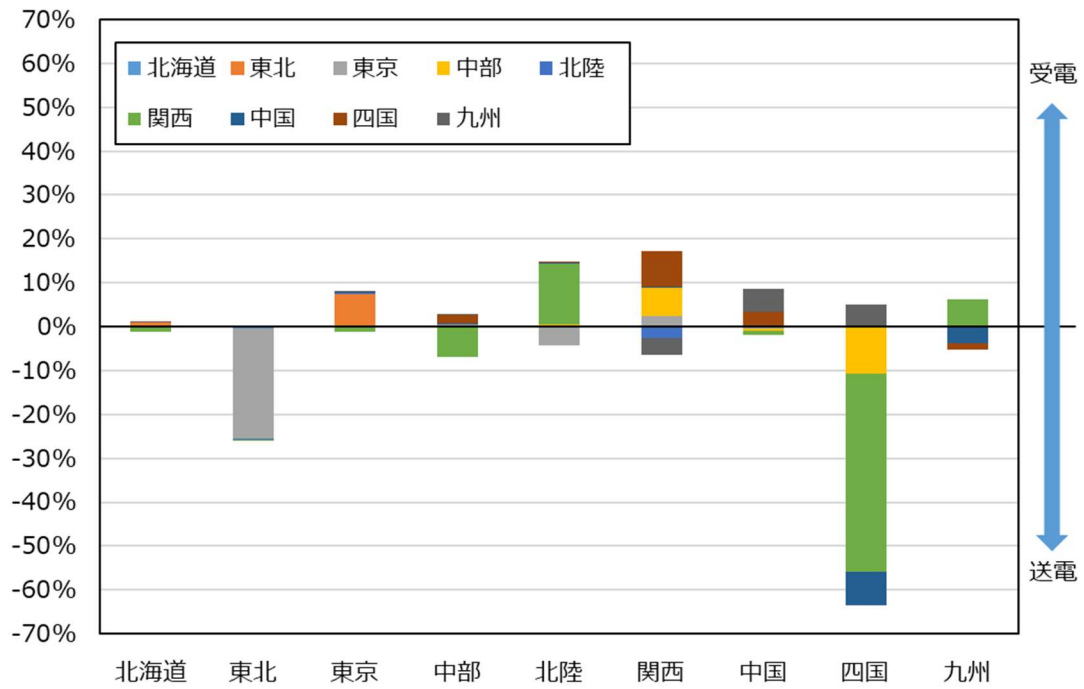


図5-4 エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率

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751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。

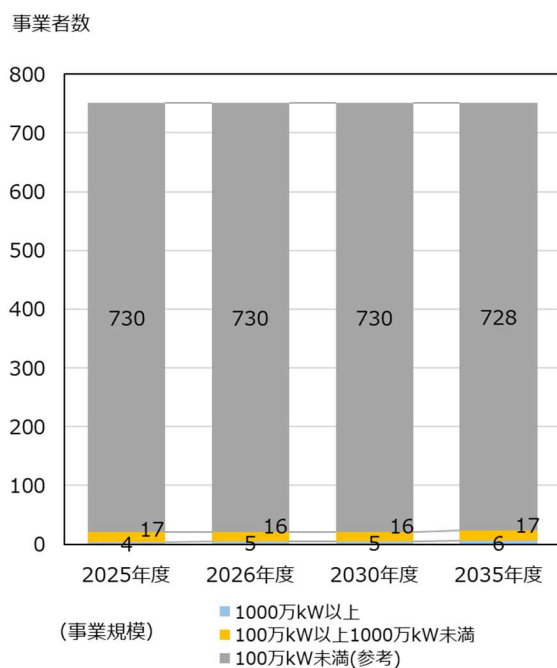


図6-1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

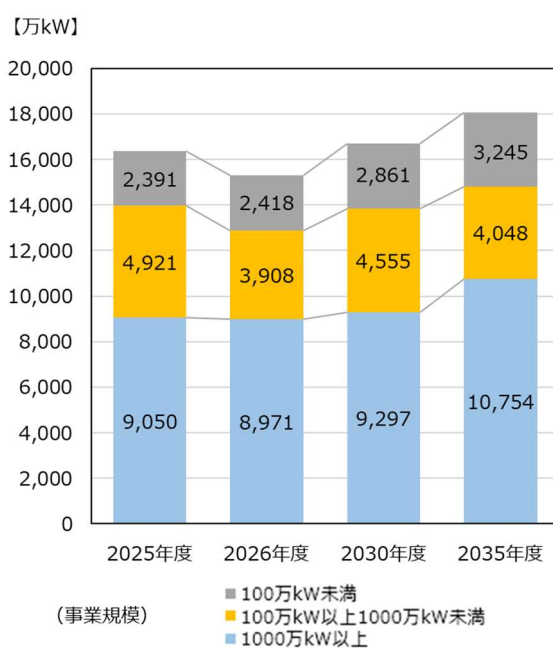


図6-2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

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。

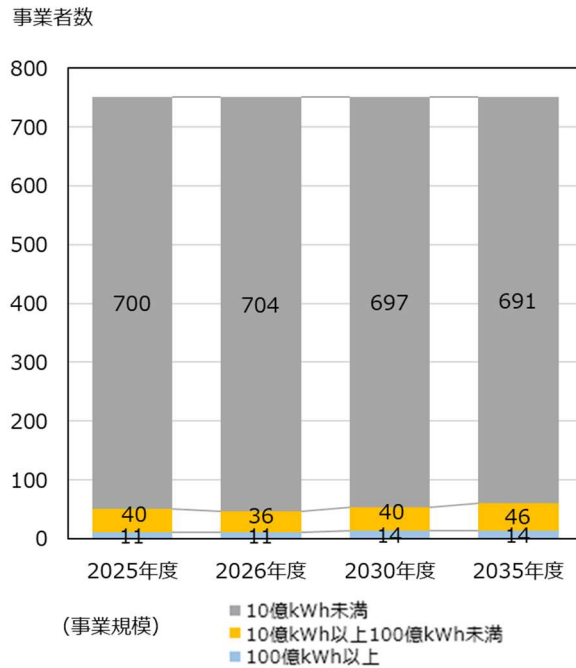


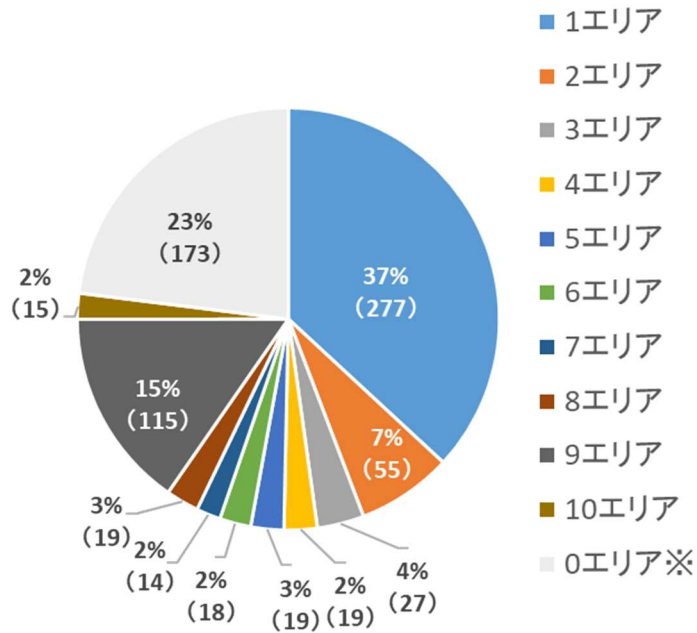
図6-3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数



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

2026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。

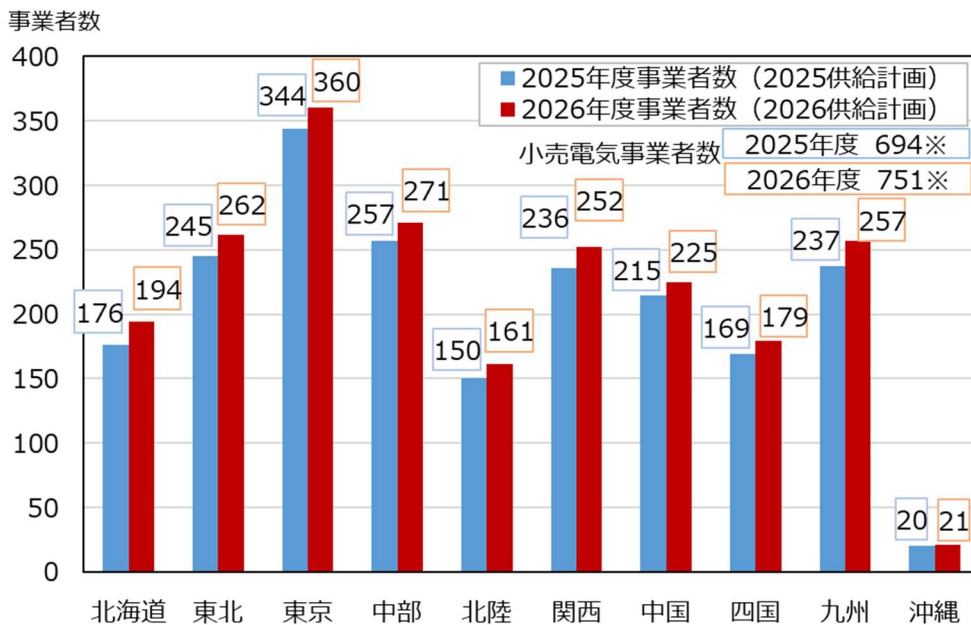


※：2027年度以降等に小売電気事業を開始し、2026年8月に小売供給の計画がない事業者
()内は事業者数

図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

また、2026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、全てのエリアで2025年度から増加している。



※複数エリアにおいて事業展開する事業者数を考慮

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。

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。

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⁴³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。

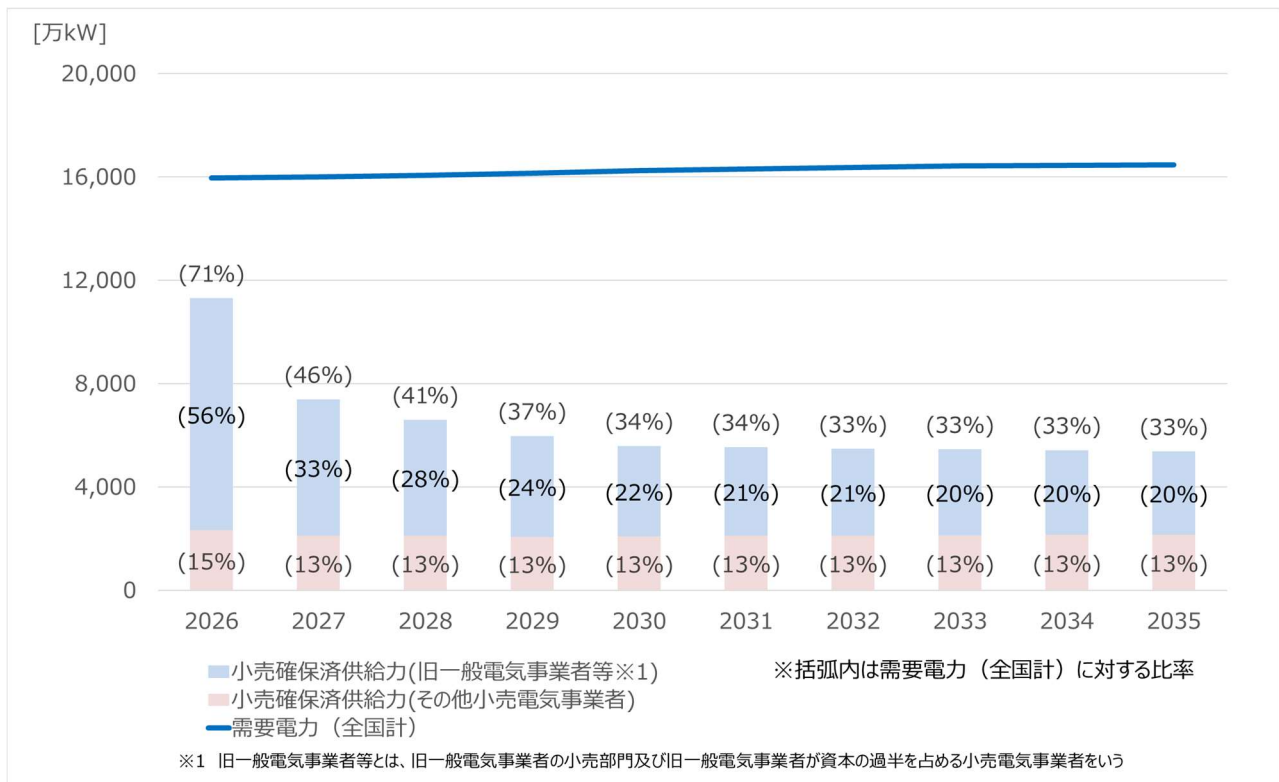


図6-7 小売電気事業者の確保済供給力（8月、送電端）

⁴³ 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1,299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。

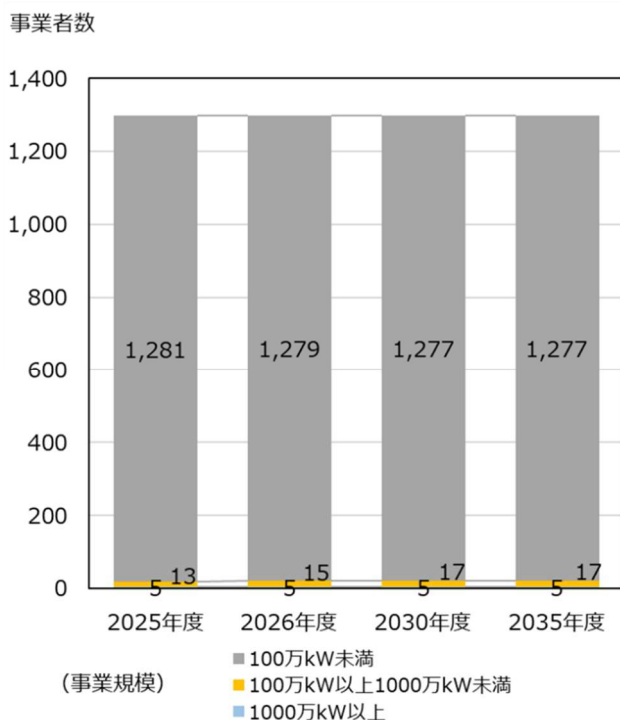


図6-8 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

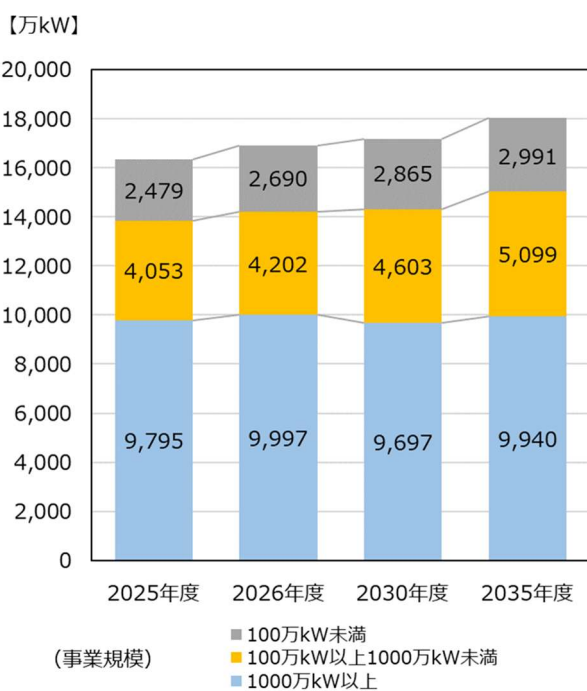


図6-9 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

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。

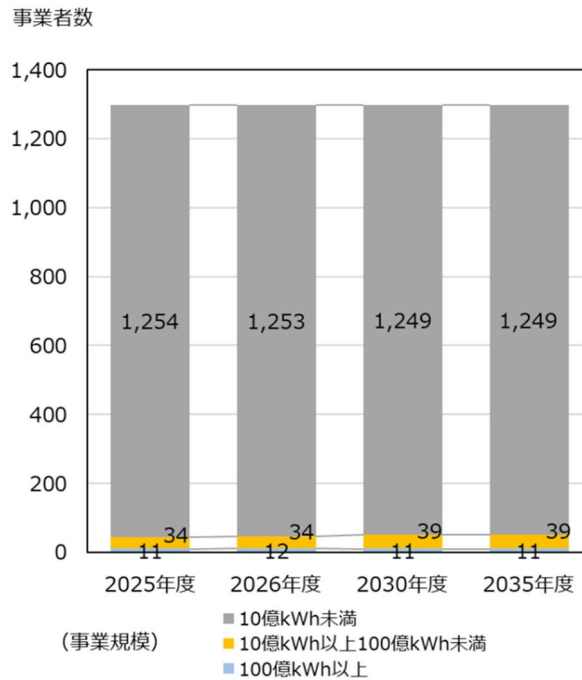


図6-10 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

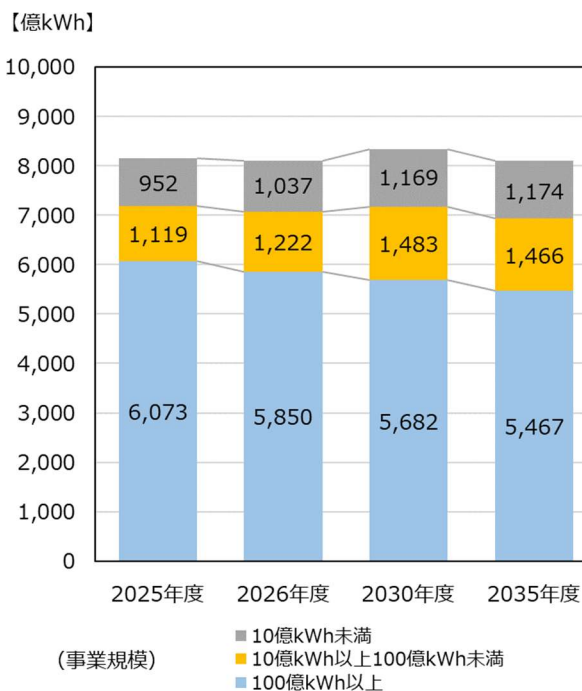
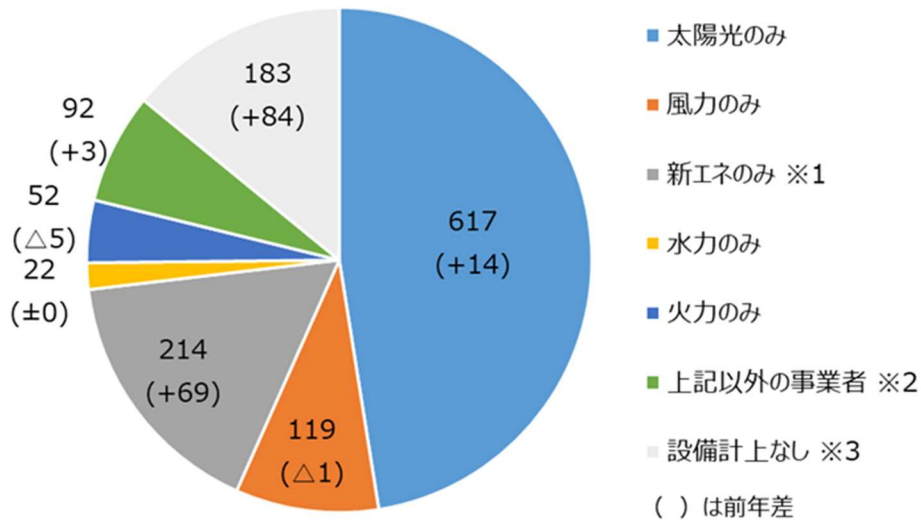


図6-11 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、発電事業者を、当該事業者が2026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。



※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

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

2026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。

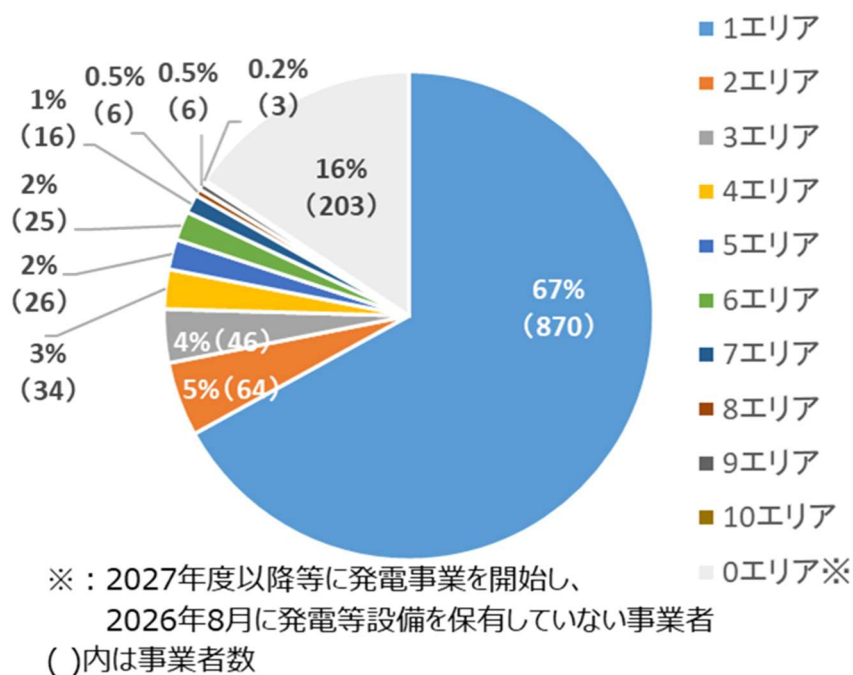


図6-13 事業エリア数毎の発電事業者比率

また、2026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、全エリアで2025年度から増加している。

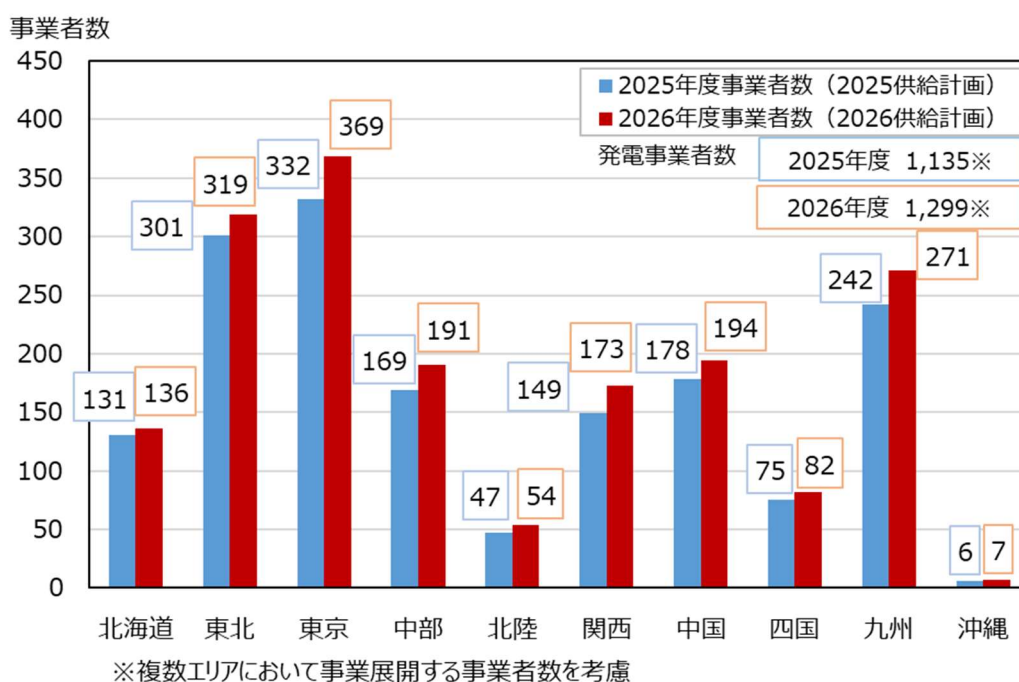


図6-14 各エリアで事業を展開する発電事業者数

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

○ 中長期的な供給力確保の懸念

本年度の供給計画の取りまとめにおいて、発電事業者から提出された休廃止計画、新增設計画を確認した結果、2030年度直前の期間で火力設備量の減少傾向が大幅に加速し、2030年度以降に増加傾向に転じ、2026年度の水準で推移する見込みとなった⁴⁴。この結果、2028年度以降の需給バランスは、複数のエリアで信頼度基準を超過する厳しい状況となった⁴⁵。

これは、国の2050年カーボンニュートラルの実現に向けた非効率な石炭火力のフェードアウトの促進方針を踏まえ、発電事業者は電源の脱炭素化に向けて、非効率な石炭火力を中心とした休廃止や、長期脱炭素電源オークションによるLNG火力のリプレース（同一地点でのスクラップ&ビルド）等を進めている影響によるものである。そして、発電事業者がそれぞれの立場で電源投資や撤退の判断を行い、計画を進めていることに起因していると考えられる。

中長期の電源確保に関して、発電事業者は個別ユニットの収益性にに基づき電源投資を判断するが、需要想定について、主にデータセンターの運開時期の後ろ倒し等により、蓋然性の高い需要を見極めることがより困難となっている。加えて、供給力についても火力・原子力等の設備量や再エネ・蓄電池の導入量の将来に向けての不確実性が増している状況がうかがえる。こうした状況において、発電事業者は、既存設備を維持・活用したとしても、座礁資産リスクを意識するあまり、積極的な新設・リプレース等の電源投資に踏み込むことが容易ではない状況にある。このため、長期脱炭素電源オークションの現行の対象・条件ではインセンティブとして不十分である等の理由から、指標価格等の見直しを含め容量市場の仕組みの中での改善を含む更なる政策措置が必要との意見が事業者とのヒアリングの中で多く聞かれた。

また、将来の電力需給シナリオに関する検討会の報告書（2025年7月）においても、供給計画の取りまとめの期間より先の2040年において経年火力を全てリプレースしてもなお供給力不足が発生するシナリオが示された。加えて、主に顕在化しているデータセンターによる需要増加以外にも、EVや電炉化の進展、水素製造・DAC等主にGX関連の需要増が今後顕在化する可能性についても報告されている。

このため、2030年度以前においては、国際情勢に起因するリスクにも留意しつつ、事業者に対する予見可能性や計画的な脱炭素移行に配慮しながら、安定供給と両立する非効率な石炭火力のフェードアウトの進め方について実態を注視しつつ検討を深めることが重要となる。また、容量市場のメインオークションや長期脱炭素電源オークションの落札状況と需給見通しを踏まえ、LNG火力のリプレース時期等の把握・調整の在り方を検討しつつ、各エリアの状況にも留意して、必要なエリアにおける短期の追加供給力対策、既存ユニット廃止時期や運開時期の調整等について国と本機関で連携して必要な対応を検討していく。

⁴⁴ 参考：2026年度供給計画の取りまとめ（2026年3月） 図3-4

⁴⁵ 参考：2026年度供給計画の取りまとめ（2026年3月） 表2-4

また、2035年度以降を含めては、全国で中長期的に経年電源の休廃止が進む中、各エリアで電源の新增設・休廃止の動向にばらつきが想定される。このため、本機関は、将来の電力需給シナリオに関する検討会において、定期観測を通じ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・発信等を実施していく。また、需要動向、火力・原子力等の設備量や再エネ・蓄電池の導入量等に不確実性が増していることを前提に、長期脱炭素電源オークションの改良、容量市場の包括検証も踏まえた新設・リプレースを含む電源投資促進の更なる追求、電源・系統への投資に対する新たなファイナンス支援等事業者のニーズを適切に取り込みながら、新設・リプレースを一層促す仕組み等について国と本機関で連携して必要な対応を検討していく。

○ 電源補修計画の調整の在り方の検討

電源補修計画については、容量市場のリクワイアメントに基づき実需給の2年度前に容量停止計画調整により決定することが基本である。しかしながら、それ以降も、工事内容の精査やトラブル等による電源補修の追加、及びメーカー都合や作業員確保等から補修期間が変更となるケースが多々あり、供給計画の取りまとめにおける補修量が実需給に近づくにつれ増加傾向となっている⁴⁶。

このため、ここ数年実需給に近づくタイミングでは、容量市場の追加オークションの結果を踏まえてもなお、夏季・冬季の需給検証等において厳しい需給見通しとなり、必要に応じて、補修調整等による短期の追加供給力対策を講じてきた。

これを踏まえ、本機関は、足下の取組みとして、2026年度容量市場のメインオークションから容量停止計画調整時の追加停止可能量の枠の拡大、及び2027年度メインオークションから容量停止計画調整時の各月前後半の細分化により、きめ細かい調整を実施することとした。また、厳気象の最大需要を想定した需給見通しにおいても各月前後半の細分化に向けて速やかに分析を進め、必要な対策を講じていくこととした。

容量停止計画調整以降の電源補修計画の調整の在り方については、各エリアの一般送配電事業者が発電事業者と協調して流通設備の作業停止調整を実施していることもあり、エリアの系統特性やエリア需給の実情に明るい一般送配電事業者の関与の一層の強化が必要である。例えば、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について、一般送配電事業者とも連携をとりつつ、引き続き検討を進めていく必要がある。また、本取組みにより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については、国に検討をお願いしたい。

⁴⁶ 参考：2026年度供給計画の取りまとめ（2026年3月） 図2-4

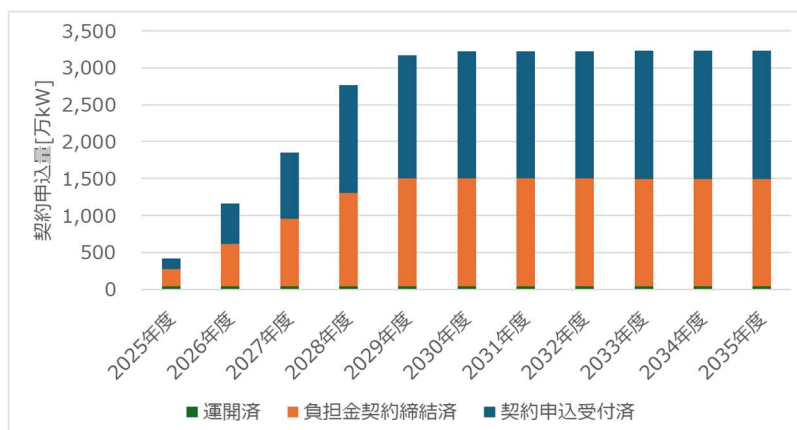
○ 系統用蓄電池の導入拡大に伴う運用及び接続ルール整備

系統用蓄電池の導入が急速に進展⁴⁷しており、再生可能エネルギーの導入拡大にも資する重要な供給力、需給調整リソースとして期待されている。

一方で、現時点では契約申込み量に対して連系に至った案件は未だ限定的である。また、一般送配電事業者の制御下でない蓄電池については、市場メカニズムにより需給状況に応じた充放電は一定期待できるとはいえ、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がある。さらに、蓄電池の連系増加に起因する系統混雑については重要な論点となっているものの、現時点では蓄電池の運用実績が限定的であるため、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ない側面がある。この結果、本来接続可能であったかもしれない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もある。

これらの課題を踏まえ、本機関においては、短期的対応として、実運用データの蓄積を前提に、潮流想定 of 合理化、混雑リスクの定量評価、及び供給力評価手法の高度化を進め、需給計画及び系統計画へ適切に反映していく。あわせて、契約に基づく出力制御等の実務的な運用も含め、系統への影響、実効性、ならびに系統利用者の理解及び負担の観点から踏まえた合理的な接続・運用のユースケースについて、一般送配電事業者からの提案を受けつつ整理し、各一般送配電事業者への横展開を図る。また、蓄電池の運用に関しては、原則として事業者がSOC管理を行いつつ、需給ひっ迫時等においては一般送配電事業者が充放電を制御するストレージ運用について、その運用条件を一般送配電事業者で整理しているため、影響評価について継続して検討を進める。さらに、中長期的には、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、電力市場全体のシステム構成との整合を踏まえつつ検討を進める必要がある。

国においては、これらの取組みを実効的に進める観点から、系統制約を踏まえた蓄電池の接続条件及び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を進めることをお願いしたい。



添付図 7-1 系統用蓄電池の契約申込状況（全国計）

※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

⁴⁷ 参考：添付図 7-1 系統用蓄電池の契約申込状況（全国計）

VIII. まとめ（2026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。

2026・2027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7%を上回った。

2026年度の東京エリアにおいて、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。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年度において、全てのエリアの年間EUEが目標停電量以内となった。安定供給に万全を期すとともに、容量市場メインオークションからの市場退出状況等を見極め、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年度以降において、複数のエリアで年間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で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、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。

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・中国・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（2026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・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。

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、2026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では先行きの契約が確定していない等の理由により、2027年度以降、確保供給力が減少していく。

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7
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9

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2026年度

エリア別の需要電力を表(別)1-1、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	
	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	389	371	350	350	352	365	382	417	422	422	390	363
東北	1,045	965	933	956	990	1,052	1,152	1,267	1,283	1,246	1,150	1,044
東京	3,664	3,664	3,633	3,633	3,770	4,232	5,155	5,501	5,501	5,501	4,666	4,215
東3社計	5,098	5,000	4,916	4,939	5,112	5,649	6,689	7,185	7,206	7,169	6,206	5,622
中部	1,733	1,733	1,755	1,755	1,769	1,911	2,242	2,368	2,368	2,368	2,176	2,020
北陸	349	349	334	334	357	389	428	468	468	468	411	369
関西	1,737	1,737	1,849	1,849	1,992	2,120	2,468	2,688	2,688	2,688	2,333	2,067
中国	690	690	679	679	729	779	854	1,002	1,002	1,002	873	798
四国	314	314	325	325	348	378	413	469	469	469	420	387
九州	1,010	1,010	1,087	1,087	1,164	1,227	1,428	1,586	1,586	1,586	1,381	1,219
中西6社計	5,832	5,832	6,029	6,029	6,358	6,803	7,832	8,580	8,581	8,581	7,594	6,859
9社合計	10,930	10,832	10,944	10,967	11,469	12,452	14,521	15,765	15,786	15,749	13,800	12,481
沖縄	111	111	129	129	150	150	157	157	161	161	150	150
10社合計	11,040	10,942	11,073	11,096	11,620	12,602	14,678	15,922	15,947	15,910	13,950	12,631

	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	355	368	396	426	486	486	506	506	503	471	442	425
東北	976	986	1,051	1,123	1,217	1,270	1,298	1,335	1,310	1,255	1,214	1,134
東京	3,786	3,786	3,888	3,888	4,402	4,402	4,775	4,775	4,775	4,775	4,320	4,050
東3社計	5,117	5,140	5,335	5,437	6,105	6,158	6,579	6,616	6,588	6,501	5,976	5,609
中部	1,817	1,817	1,813	1,813	2,125	2,125	2,266	2,266	2,266	2,266	2,010	1,877
北陸	346	346	375	375	458	458	491	491	491	491	420	393
関西	1,906	1,906	1,826	1,826	2,388	2,388	2,471	2,471	2,473	2,473	2,127	2,006
中国	732	732	764	764	956	956	980	980	980	980	809	692
四国	353	353	336	336	449	449	449	449	449	449	376	354
九州	1,186	1,186	1,149	1,149	1,359	1,359	1,477	1,477	1,477	1,477	1,221	1,135
中西6社計	6,340	6,340	6,263	6,263	7,735	7,735	8,134	8,134	8,135	8,135	6,963	6,456
9社合計	11,457	11,480	11,597	11,699	13,840	13,893	14,713	14,750	14,723	14,636	12,939	12,065
沖縄	141	141	117	117	97	97	101	101	94	94	97	97
10社合計	11,597	11,620	11,714	11,816	13,937	13,990	14,814	14,851	14,817	14,730	13,036	12,162

表(別) 1-2 各月の供給力見通し
(送電端)

[万kW]

	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	533	528	548	521	492	514	530	557	550	534	492	491
東北	1,483	1,481	1,640	1,653	1,712	1,830	1,917	2,056	2,162	2,159	2,010	1,796
東京	3,991	3,767	4,012	3,758	4,189	4,701	5,412	5,699	5,719	5,724	5,324	4,710
東3社計	6,007	5,776	6,201	5,932	6,393	7,046	7,859	8,312	8,432	8,417	7,826	6,998
中部	2,164	2,138	2,242	2,021	2,341	2,466	2,641	2,676	2,656	2,676	2,372	2,246
北陸	538	540	507	478	443	553	597	598	585	589	560	490
関西	1,905	1,919	2,055	2,127	2,308	2,326	2,681	2,815	2,810	2,806	2,637	2,597
中国	974	957	1,034	1,060	1,101	1,092	1,284	1,326	1,335	1,347	1,304	1,290
四国	727	723	754	750	776	776	823	864	832	803	773	736
九州	1,465	1,427	1,498	1,476	1,714	1,900	1,912	1,918	1,882	1,884	1,807	1,681
中西6社計	7,773	7,704	8,089	7,912	8,683	9,114	9,938	10,197	10,101	10,106	9,453	9,040
9社合計	13,780	13,480	14,290	13,844	15,076	16,159	17,797	18,509	18,532	18,522	17,279	16,037
沖縄	179	180	189	176	187	190	198	201	202	202	201	201
10社合計	13,958	13,661	14,479	14,020	15,263	16,349	17,994	18,710	18,734	18,724	17,480	16,238

	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	493	499	520	580	625	641	633	632	639	639	594	591
東北	1,615	1,625	1,771	1,848	2,033	2,069	2,041	2,042	2,013	1,977	1,837	1,810
東京	4,115	4,090	4,026	4,199	4,743	5,099	5,249	5,346	5,321	5,332	4,870	4,763
東3社計	6,223	6,214	6,317	6,628	7,401	7,810	7,923	8,020	7,973	7,947	7,301	7,163
中部	1,925	1,973	1,894	2,033	2,376	2,337	2,360	2,538	2,530	2,530	2,438	2,235
北陸	455	476	473	471	539	546	537	536	529	527	549	503
関西	2,262	2,027	1,965	2,028	2,222	2,345	2,541	2,536	2,601	2,619	2,209	2,236
中国	1,118	1,054	951	1,007	1,156	1,183	1,210	1,218	1,196	1,187	1,052	1,003
四国	634	669	623	646	668	690	735	734	734	674	676	603
九州	1,533	1,505	1,480	1,451	1,577	1,704	1,752	1,828	1,762	1,717	1,623	1,599
中西6社計	7,926	7,704	7,386	7,636	8,536	8,805	9,135	9,389	9,352	9,253	8,549	8,177
9社合計	14,149	13,918	13,703	14,264	15,937	16,615	17,058	17,409	17,326	17,201	15,850	15,340
沖縄	207	207	177	166	158	169	175	159	159	159	153	167
10社合計	14,356	14,125	13,880	14,430	16,095	16,784	17,234	17,568	17,484	17,359	16,002	15,508

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、送電端)

[万kW]

	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	470	470	489	498	511	521	488	526	551	553	495	468
東北	1,245	1,222	1,288	1,360	1,435	1,617	1,471	1,599	1,674	1,651	1,520	1,346
東京	4,366	4,152	4,532	4,194	4,555	5,026	6,020	6,307	6,327	6,332	5,785	5,293
東3社計	6,081	5,844	6,309	6,052	6,501	7,164	7,979	8,432	8,552	8,537	7,799	7,107
中部	2,249	2,230	2,283	2,197	2,288	2,433	2,767	2,754	2,730	2,740	2,698	2,565
北陸	452	449	434	417	462	495	528	544	540	542	510	468
関西	2,254	2,235	2,404	2,314	2,577	2,700	3,046	3,126	3,100	3,111	2,893	2,626
中国	895	888	883	886	1,013	1,054	1,077	1,166	1,156	1,160	1,082	1,078
四国	538	534	564	560	617	617	601	642	626	597	584	547
九州	1,311	1,300	1,414	1,419	1,617	1,697	1,800	1,845	1,829	1,836	1,712	1,646
中西6社計	7,699	7,636	7,981	7,792	8,575	8,996	9,818	10,077	9,981	9,986	9,480	8,930
9社合計	13,780	13,480	14,290	13,844	15,076	16,159	17,797	18,509	18,532	18,522	17,279	16,037
沖縄	179	180	189	176	187	190	198	201	202	202	201	201
10社合計	13,958	13,661	14,479	14,020	15,263	16,349	17,994	18,710	18,734	18,724	17,480	16,238

	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	461	467	488	547	611	608	600	604	600	598	558	555
東北	1,211	1,236	1,295	1,365	1,529	1,589	1,539	1,594	1,561	1,504	1,485	1,434
東京	4,621	4,509	4,534	4,697	5,178	5,507	5,663	5,702	5,692	5,725	5,254	5,121
東3社計	6,293	6,211	6,318	6,608	7,319	7,703	7,803	7,900	7,853	7,827	7,296	7,109
中部	2,218	2,164	2,114	2,189	2,365	2,443	2,559	2,635	2,632	2,609	2,444	2,373
北陸	422	412	437	453	510	527	555	571	570	565	511	496
関西	2,327	2,270	2,130	2,206	2,657	2,746	2,792	2,874	2,872	2,847	2,587	2,536
中国	921	897	891	923	1,064	1,099	1,107	1,140	1,138	1,128	984	893
四国	476	511	474	497	511	533	574	573	544	523	542	469
九州	1,492	1,453	1,340	1,388	1,512	1,563	1,668	1,718	1,716	1,701	1,485	1,464
中西6社計	7,856	7,707	7,386	7,656	8,618	8,912	9,255	9,509	9,472	9,373	8,553	8,231
9社合計	14,149	13,918	13,703	14,264	15,937	16,615	17,058	17,409	17,326	17,201	15,850	15,340
沖縄	207	207	177	166	158	169	175	159	159	159	153	167
10社合計	14,356	14,125	13,880	14,430	16,095	16,784	17,234	17,568	17,484	17,359	16,002	15,508

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、送電端）

	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%

※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

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	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
需要電力	111	111	129	129	153	153	160	160	162	162	153	153
供給力	184	186	194	181	193	196	202	205	207	207	206	206
供給予備力	73	75	65	52	41	43	42	45	45	45	53	53
供給予備率	66.4%	68.0%	50.2%	40.0%	26.7%	28.3%	26.5%	28.5%	27.7%	27.7%	34.7%	34.7%

	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
需要電力	141	141	117	117	97	97	101	101	94	94	97	97
供給力	211	211	181	171	160	171	178	161	161	161	156	171
供給予備力	70	70	65	54	63	74	77	61	68	68	59	74
供給予備率	49.8%	49.8%	55.7%	46.6%	65.1%	76.6%	76.1%	60.0%	72.2%	72.2%	61.0%	76.2%

○2027年度

エリア別の需要電力を表(別)1-6、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	
	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	390	372	351	351	353	366	383	417	422	422	391	365
東北	1,050	971	938	961	995	1,058	1,157	1,272	1,288	1,251	1,155	1,050
東京	3,686	3,686	3,657	3,657	3,793	4,258	5,179	5,527	5,527	5,527	4,693	4,240
東3社計	5,126	5,029	4,946	4,969	5,141	5,682	6,719	7,216	7,237	7,200	6,239	5,655
中部	1,736	1,736	1,758	1,758	1,771	1,913	2,244	2,370	2,370	2,370	2,178	2,022
北陸	348	348	333	333	357	388	428	467	467	467	410	368
関西	1,739	1,739	1,850	1,850	1,992	2,120	2,472	2,693	2,693	2,693	2,334	2,068
中国	689	689	679	679	729	779	854	1,002	1,002	1,002	873	798
四国	311	311	322	322	345	374	409	464	464	464	415	382
九州	1,013	1,013	1,090	1,090	1,166	1,230	1,432	1,591	1,591	1,591	1,386	1,223
中西6社計	5,835	5,835	6,032	6,032	6,360	6,804	7,839	8,587	8,587	8,587	7,596	6,861
9社合計	10,961	10,864	10,977	11,000	11,500	12,486	14,558	15,802	15,824	15,787	13,835	12,515
沖縄	111	111	130	130	151	151	158	158	162	162	151	151
10社合計	11,072	10,975	11,107	11,130	11,651	12,637	14,715	15,960	15,985	15,948	13,986	12,666

	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	358	371	399	429	489	489	509	509	506	474	445	428
東北	975	985	1,050	1,122	1,215	1,268	1,296	1,333	1,308	1,253	1,212	1,133
東京	3,812	3,812	3,915	3,915	4,431	4,431	4,804	4,804	4,804	4,804	4,352	4,080
東3社計	5,145	5,168	5,364	5,466	6,135	6,188	6,609	6,646	6,618	6,531	6,009	5,641
中部	1,819	1,819	1,815	1,815	2,127	2,127	2,266	2,266	2,266	2,266	2,010	1,877
北陸	346	346	374	374	457	457	490	490	490	490	419	392
関西	1,908	1,908	1,828	1,828	2,389	2,389	2,473	2,473	2,475	2,475	2,129	2,007
中国	732	732	764	764	955	955	979	979	979	979	809	692
四国	349	349	333	333	444	444	444	444	444	444	372	350
九州	1,189	1,189	1,153	1,153	1,364	1,364	1,482	1,482	1,482	1,482	1,225	1,138
中西6社計	6,343	6,343	6,267	6,267	7,737	7,737	8,134	8,134	8,136	8,136	6,964	6,457
9社合計	11,488	11,511	11,631	11,733	13,871	13,924	14,743	14,780	14,754	14,667	12,973	12,097
沖縄	141	141	117	117	97	97	101	101	94	94	98	98
10社合計	11,629	11,652	11,748	11,850	13,968	14,021	14,844	14,881	14,848	14,761	13,070	12,195

表(別) 1-7 各月の供給力見通し
(送電端)

[万kW]

	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	501	500	484	450	472	483	497	511	504	518	499	500
東北	1,623	1,570	1,722	1,654	1,649	1,700	1,889	2,003	2,126	2,035	1,842	1,719
東京	4,443	4,196	4,100	4,062	4,550	4,779	5,801	6,067	5,999	5,929	5,313	4,860
東3社計	6,567	6,265	6,306	6,165	6,671	6,962	8,187	8,580	8,629	8,482	7,654	7,079
中部	1,876	1,823	1,812	1,977	2,145	2,278	2,618	2,656	2,686	2,733	2,548	2,331
北陸	497	494	518	471	398	404	503	559	572	559	506	515
関西	2,075	2,053	2,157	2,137	2,163	2,120	2,371	2,528	2,720	2,680	2,661	2,403
中国	958	842	996	978	1,066	1,149	1,389	1,374	1,370	1,343	1,080	1,042
四国	551	546	571	658	808	802	831	837	856	842	754	777
九州	1,348	1,330	1,342	1,422	1,538	1,703	1,890	1,882	1,943	1,918	1,907	1,956
中西6社計	7,305	7,088	7,398	7,643	8,118	8,456	9,601	9,836	10,147	10,075	9,456	9,025
9社合計	13,871	13,353	13,704	13,808	14,790	15,418	17,789	18,416	18,777	18,557	17,110	16,104
沖縄	157	170	192	193	197	197	204	206	205	205	199	196
10社合計	14,028	13,523	13,896	14,001	14,986	15,615	17,993	18,622	18,982	18,762	17,308	16,300

	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	495	478	497	567	604	620	610	610	612	612	572	569
東北	1,504	1,591	1,684	1,715	1,882	1,992	2,060	2,060	2,004	2,017	1,859	1,622
東京	4,119	4,003	4,065	4,384	4,658	5,100	5,459	5,420	5,490	5,445	4,637	4,594
東3社計	6,118	6,072	6,246	6,665	7,144	7,711	8,129	8,090	8,107	8,074	7,068	6,785
中部	1,967	1,923	1,930	2,002	2,189	2,212	2,283	2,379	2,365	2,414	2,393	2,282
北陸	424	431	455	486	538	538	539	539	532	499	471	471
関西	2,080	2,004	1,882	1,951	2,113	2,279	2,336	2,346	2,404	2,419	2,120	2,068
中国	915	907	830	863	1,055	998	1,107	1,105	1,089	1,089	1,076	997
四国	699	666	593	616	670	664	699	735	732	737	741	628
九州	1,690	1,619	1,509	1,571	1,677	1,734	1,755	1,733	1,726	1,806	1,643	1,468
中西6社計	7,775	7,551	7,200	7,490	8,242	8,425	8,720	8,837	8,849	8,963	8,444	7,915
9社合計	13,893	13,623	13,446	14,155	15,386	16,136	16,849	16,927	16,955	17,037	15,513	14,700
沖縄	201	205	166	169	159	159	159	159	178	175	182	171
10社合計	14,094	13,828	13,612	14,324	15,545	16,295	17,008	17,085	17,133	17,213	15,695	14,871

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、送電端)

[万kW]

	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	493	467	484	446	451	449	472	500	523	521	483	461
東北	1,326	1,189	1,294	1,220	1,270	1,277	1,426	1,525	1,619	1,544	1,427	1,323
東京	4,657	4,517	4,485	4,533	4,843	5,128	6,195	6,435	6,484	6,432	5,801	5,343
東3社計	6,475	6,172	6,263	6,199	6,563	6,854	8,093	8,460	8,626	8,497	7,711	7,127
中部	2,193	2,127	2,156	2,179	2,197	2,252	2,684	2,727	2,780	2,758	2,692	2,548
北陸	440	426	408	413	442	457	511	537	548	543	507	463
関西	2,196	2,130	2,269	2,294	2,471	2,497	2,957	3,098	3,159	3,134	2,885	2,606
中国	871	844	833	844	941	1,044	1,098	1,153	1,175	1,166	1,079	1,066
四国	417	412	437	524	670	664	604	610	621	607	522	545
九州	1,280	1,241	1,337	1,355	1,505	1,649	1,841	1,831	1,866	1,852	1,713	1,748
中西6社計	7,396	7,181	7,441	7,609	8,226	8,564	9,696	9,956	10,151	10,060	9,399	8,977
9社合計	13,871	13,353	13,704	13,808	14,790	15,418	17,789	18,416	18,777	18,557	17,110	16,104
沖縄	157	170	192	193	197	197	204	206	205	205	199	196
10社合計	14,028	13,523	13,896	14,001	14,986	15,615	17,993	18,622	18,982	18,762	17,308	16,300

	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	459	446	464	537	563	601	618	612	612	579	528	517
東北	1,157	1,181	1,212	1,349	1,399	1,559	1,573	1,602	1,582	1,529	1,438	1,368
東京	4,527	4,446	4,521	4,711	5,104	5,448	5,834	5,776	5,812	5,865	5,166	4,928
東3社計	6,143	6,072	6,197	6,597	7,066	7,608	8,025	7,991	8,007	7,973	7,132	6,813
中部	2,161	2,122	2,096	2,184	2,278	2,334	2,435	2,458	2,478	2,510	2,386	2,268
北陸	411	404	432	450	489	501	527	532	536	543	497	473
関西	2,266	2,225	2,111	2,200	2,558	2,621	2,658	2,683	2,706	2,742	2,527	2,425
中国	902	883	882	919	1,023	1,048	1,052	1,062	1,070	1,085	964	851
四国	516	483	395	418	512	506	558	594	538	543	546	472
九州	1,493	1,434	1,332	1,387	1,461	1,519	1,593	1,608	1,620	1,642	1,460	1,399
中西6社計	7,750	7,551	7,249	7,558	8,320	8,528	8,824	8,936	8,949	9,064	8,381	7,887
9社合計	13,893	13,623	13,446	14,155	15,386	16,136	16,849	16,927	16,955	17,037	15,513	14,700
沖縄	201	205	166	169	159	159	159	159	178	175	182	171
10社合計	14,094	13,828	13,612	14,324	15,545	16,295	17,008	17,085	17,133	17,213	15,695	14,871

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、送電端）

	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%

※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	
	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半
需要電力	111	111	130	130	153	153	160	160	163	163	154	154
供給力	162	175	197	198	203	203	208	210	211	211	204	202
供給予備力	51	64	68	68	50	50	48	50	48	48	50	48
供給予備率	46.1%	58.1%	52.2%	52.6%	32.3%	32.3%	30.0%	31.1%	29.5%	29.5%	32.8%	31.2%

	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
需要電力	141	141	117	117	97	97	101	101	94	94	98	98
供給力	205	209	171	174	162	162	161	161	180	178	186	174
供給予備力	64	67	54	57	64	64	60	60	86	84	88	77
供給予備率	45.3%	47.7%	46.5%	48.5%	66.0%	66.0%	58.9%	58.9%	91.4%	89.1%	90.6%	78.9%

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2026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2026、2027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】

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
北海道	422	422	425	439	459	462	464	464	462	460
東北	1,297	1,302	1,299	1,307	1,305	1,300	1,296	1,291	1,287	1,283
東京	5,501	5,527	5,577	5,638	5,699	5,761	5,809	5,848	5,871	5,888
東3社計	7,220	7,251	7,301	7,384	7,463	7,523	7,569	7,603	7,620	7,631
中部	2,368	2,370	2,366	2,368	2,374	2,380	2,385	2,387	2,388	2,387
北陸	468	467	466	465	465	464	463	462	461	460
関西	2,688	2,693	2,696	2,701	2,710	2,719	2,730	2,752	2,763	2,774
中国	1,002	1,002	1,001	1,008	1,011	1,008	1,006	1,009	1,011	1,013
四国	469	464	460	455	450	446	441	437	432	428
九州	1,586	1,591	1,599	1,601	1,603	1,603	1,602	1,601	1,598	1,596
中西6社計	8,581	8,587	8,587	8,597	8,613	8,620	8,626	8,648	8,653	8,658
9社合計	15,800	15,838	15,888	15,981	16,076	16,143	16,196	16,251	16,273	16,289
沖縄	161	162	164	167	168	168	169	170	171	171
10社合計	15,961	15,999	16,052	16,148	16,244	16,312	16,365	16,421	16,444	16,460

表(別)2-2 長期の供給力見通し（8月）

【万kW】

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
北海道	552	522	577	612	632	736	734	734	784	785
東北	1,662	1,582	1,431	1,441	1,493	1,513	1,537	1,550	1,525	1,532
東京	6,330	6,458	6,147	6,217	6,322	6,515	6,635	6,660	6,711	6,731
東3社計	8,544	8,561	8,155	8,270	8,446	8,764	8,905	8,944	9,021	9,048
中部	2,735	2,769	2,607	2,611	2,633	2,691	2,724	2,719	2,730	2,729
北陸	541	546	514	513	516	525	529	526	527	526
関西	3,106	3,147	2,971	2,978	3,006	3,075	3,117	3,134	3,159	3,171
中国	1,158	1,171	1,103	1,112	1,121	1,140	1,149	1,149	1,156	1,158
四国	611	614	507	507	520	520	571	570	571	572
九州	1,832	1,859	1,762	1,766	1,778	1,813	1,830	1,823	1,827	1,825
中西6社計	9,983	10,105	9,465	9,486	9,575	9,764	9,920	9,922	9,969	9,980
9社合計	18,527	18,667	17,620	17,756	18,021	18,528	18,825	18,866	18,990	19,028
沖縄	202	205	225	228	229	229	229	230	218	219
10社合計	18,729	18,872	17,844	17,985	18,250	18,757	19,055	19,096	19,208	19,247

※沖縄は第1、2年度は最小予備率断面、第3年度目以降は指定断面

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月）

【万kW】

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
北海道	506	509	517	524	539	544	543	542	539	537
東北	1,347	1,345	1,345	1,349	1,347	1,342	1,338	1,333	1,329	1,324
北陸	491	490	489	488	487	486	485	485	484	483

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月）

【万kW】

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
北海道	633	611	670	679	741	803	801	800	852	852
東北	2,039	2,059	2,105	2,171	2,228	2,297	2,324	2,329	2,333	2,339
北陸	536	539	593	584	590	593	593	578	637	639

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
需要電力	162	163	164	167	168	168	169	170	171	171
供給力	207	211	225	228	229	229	229	230	218	219
供給予備力	45	48	48	50	48	64	67	54	57	64
供給予備率	27.7%	29.5%	29.5%	32.8%	31.2%	45.3%	47.7%	46.5%	48.5%	66.0%

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2026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]

	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
北海道	505	508	516	523	538	543	542	541	538	536
東北	1,343	1,340	1,340	1,345	1,343	1,338	1,334	1,329	1,325	1,320
東京	5,498	5,524	5,574	5,635	5,696	5,758	5,806	5,845	5,868	5,885
東3社計	7,346	7,372	7,430	7,503	7,577	7,639	7,682	7,715	7,731	7,741
中部	2,368	2,370	2,366	2,368	2,374	2,380	2,385	2,387	2,388	2,387
北陸	491	490	489	488	487	486	485	485	484	483
関西	2,688	2,693	2,696	2,701	2,710	2,719	2,730	2,752	2,763	2,774
中国	1,000	1,000	999	1,006	1,009	1,006	1,004	1,007	1,009	1,011
四国	469	464	460	455	450	446	441	437	432	428
九州	1,566	1,571	1,579	1,581	1,583	1,584	1,583	1,582	1,579	1,577
中西6社	8,582	8,588	8,588	8,599	8,613	8,621	8,627	8,650	8,655	8,659
9社合計	15,927	15,961	16,019	16,101	16,190	16,260	16,309	16,365	16,386	16,401
沖縄	145	146	146	148	149	149	150	151	151	152
10社合計	16,073	16,106	16,164	16,250	16,339	16,409	16,459	16,515	16,537	16,552

※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 四捨五入により合計が合わない箇所がある