

2024年度供給計画の取りまとめについて
(案)

電気事業法第29条第2項、業務規程第28条第1項及び第29条第1項の規定に基づき、別紙1のとおり、2024年度供給計画を取りまとめ、本機関の意見を付して経済産業大臣に送付するとともに公表する。また、業務規程181条の規定に基づき、別紙2のとおり、2024年度の年次報告書として、公表する。

送付日 : 2024年3月28日(木)

公表日 : 2024年3月29日(金)

以上

【添付資料】

別紙1 : 経済産業大臣への送付書類一式

別紙2 : 年次報告書一式

供給計画の取りまとめ送付書

広域需第2023-12号

2024年3月28日

経済産業大臣 殿

電力広域的運営推進機関

理事長 大山 力

電気事業法第29条第2項の規定により次のとおり2024年度の供給計画を取りまとめたので送付します。

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）
(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）
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）
(2) 当該年度以降10年間の見通し（長期）
3. 電源構成の変化に関する分析
4. 送配電設備の増強計画
5. 広域的運営の状況
6. 電気事業者の特性分析
7. その他

別添： 2024年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

2024年度供給計画の取りまとめ

2024年3月



電力広域的運営推進機関

Organization for Cross-regional Coordination of
Transmission Operators, JAPAN

<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2024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、2024年度供給計画取りまとめでは、2023年11月30日までに電気事業者となった者(1,893者)と、2023年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者(9者)の合計1,902者を対象に取りまとめを行った。

2024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	1,108
小売電気事業者	680
特定卸供給事業者	60
登録特定送配電事業者	33
特定送配電事業者	8
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	1,902

(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9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8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

2023年度の曜日回りを考慮した2024年度供給計画における提出期限

(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

1.	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
2.	需給バランス	5
	(1) 供給信頼度基準について	5
	(2) 供給力(kW)の見通し(短期・長期)	7
	(3) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	8
	(4) 電力量(kWh)の見通し	14
	(5) 需給バランス確認結果のまとめ	15
3.	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
4.	送配電設備の増強計画	28
	(1) 主要送電線路の整備計画	31
	(2) 主要変電所の整備計画	34
	(3) 送変電設備の整備計画(総括)	37
	(4) 既設設備の高経年化の課題	39
5.	広域的運営の状況	40
6.	電気事業者の特性分析	42
	(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	42
	(2) 小売電気事業者のエリア展開	44

(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
7. 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
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

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)

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、2023年度の実績及び2024年度、2025年度の見通し³を、表1-1に示す。

2024年度の見通し15,857万kWは、2023年度の気象補正⁴後の実績15,723万kWに対して、0.8%の増加となった。

また、2025年度の見通し15,941万kWは、2023年度の気象補正⁴後の実績に対して、1.4%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)

2023年度 実績 (気象補正後)	2024年度 見通し	2025年度 見通し
15,723万kW	15,857万kW (+0.8%)※	15,941万kW (+1.4%)※

※2023年度実績(気象補正後)に対する増加率

② 2024年度及び2025年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2024年度及び2025年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2024年度)、表1-3(2025年度)に示す。

2024年度及び2025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 2024年度各月別の最大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	11,119	11,055	12,624	15,823	15,857	13,704
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,639	11,967	13,868	14,806	14,790	12,801

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 2024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、2023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 2025年度各月別の最大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	11,203	11,136	12,708	15,908	15,941	13,793
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,722	12,050	13,951	14,891	14,874	12,885

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、2023年度の推定実績⁵及び2024年度の見通しを、表1-4に示す。

2024年度の見通し8,461億kWhは、2023年度の気象補正後の推定実績8,413億kWhに対して、0.6%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）

2023年度推定実績 （気象補正後）	2024年度見通し
8,413億kWh	8,461億kWh (+0.6%)※

※2023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2023年4～10月の実績値及び2023年11月～2024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（2023年11月29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、2023年度は556.9兆円、2033年度は598.6兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2023年度は104.3、2033年度は111.3となり、年平均0.7%の増加となった。一方、人口は、2023年度は1億2,441万人、2033年度は1億1,807万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2023年度	2033年度
国内総生産（実質GDP）	556.9兆円	598.6兆円 [+0.7%]※
鉱工業生産指数（IIP）	104.3	111.3 [+0.7%]※
人口	1億2,441万人	1億1,807万人 [▲0.5%]※

※2023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、2024年度、2028年度及び2033年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2033年度までの見通しを図1-1に示す。

2028年度の見通しは16,117万kW、2033年度の見通しは16,163万kWとなり、2023年度から2033年度まで年平均0.3%の増加となった。

2023年度についてはテレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響等に伴い減少する一方、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1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2024年度 [再掲]	2028年度	2033年度
15,857万kW	16,117万kW [+0.5%]※	16,163万kW [+0.3%]※

※2023年度見通しに対する年平均増加率

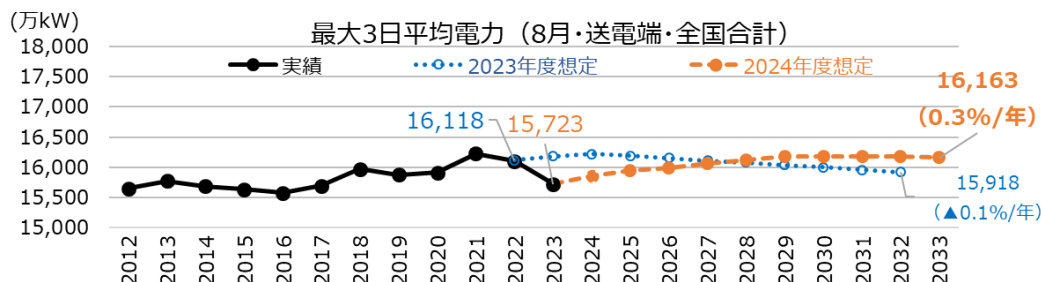


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2024年度、2028年度及び2033年度の見通しを、表1-7に示す。

2028年度の見通しは8,691億kWh、2033年度の見通しは8,754億kWhとなり、2023年度から2033年度まで年平均0.4%の増加となっている。

2023年度についてはテレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響等に伴い減少する一方、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

2024年度 [再掲]	2028年度	2033年度
8,461億kWh	8,691億kWh [+0.7%]※	8,754億kWh [+0.4%]※

※2023年度見通しに対する年平均増加率

2. 需給バランス

(1) 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。そのため、2024年度供給計画においては、供給信頼度基準として、表2-1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¹¹。

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2-1 容量市場・供給計画における目標停電量
(2024年度供給計画の取りまとめの諸元による)

想定年度	全国需要電力 (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			
2024年度	15,799	6.7	3.4	3.0	1	0.033	2
2025年度	15,882	6.7	3.4	3.0		0.033	
2026年度	15,937	6.6	3.6	3.1		0.028	
2027年度	16,007	6.5	3.6	3.2		0.027	
2028年度	16,058	5.9	4.2	3.6		0.016	
2029年度	16,110	5.8	4.2	3.7		0.016	
2030年度	16,120	5.8	4.3	3.7		0.015	
2031年度	16,121	5.8	4.3	3.7		0.015	
2032年度	16,114	5.8	4.3	3.7		0.015	
2033年度	16,098	5.8	4.3	3.7		0.015	

※ 北海道、東北、北陸はエリア1月断面、その他エリアは8月断面の値を合計

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。

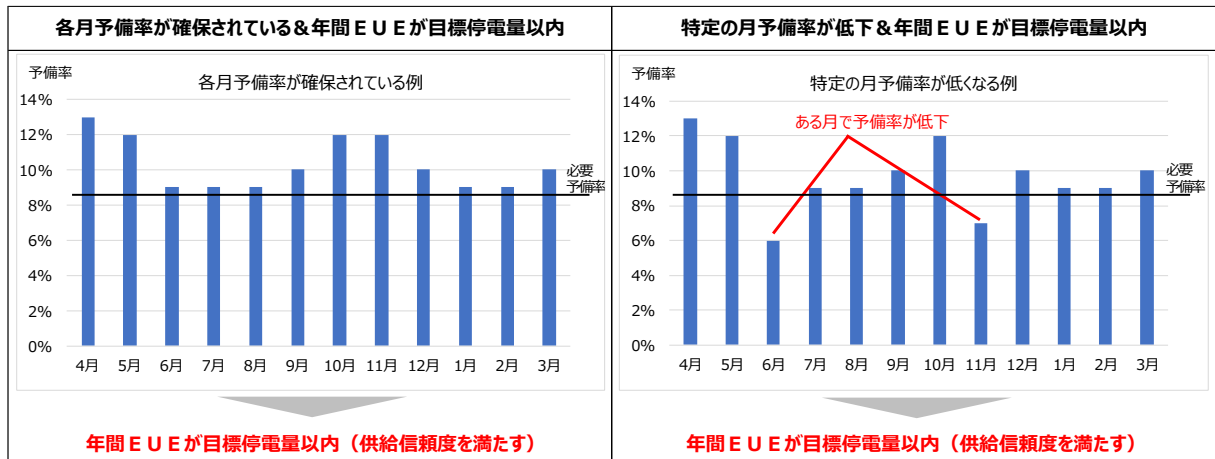


図2-1 年間EUEの特性

(2) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

年間EUEの算定結果を表2-2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年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。

長期断面でも、電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア(2026~2029年度)、東北エリア(2026, 2028, 2029年度)、九州エリア(2026~2033年度)、沖縄エリア(2026, 2028年度)で目標停電量を超過している。

表2-2 年間EUEの算定結果

	(kWh/kW・年)									
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	0.024	0.085	0.035	0.214	0.024	0.021	0.014	0.011	0.012	0.010
東北	0.001	0.004	0.104	0.002	0.029	0.027	0.010	0.008	0.009	0.008
東京	0.009	0.043	0.612	0.047	0.029	0.027	0.011	0.009	0.009	0.008
中部	0.001	0.017	0.022	0.010	0.006	0.006	0.003	0.005	0.006	0.006
北陸	0.009	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.003	0.004
関西	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
中国	0.000	0.000	0.004	0.004	0.004	0.004	0.002	0.003	0.004	0.005
四国	0.000	0.000	0.003	0.003	0.003	0.003	0.001	0.002	0.002	0.003
九州	0.002	0.039	0.803	0.701	0.726	0.567	0.240	0.234	0.213	0.193
9エリア計	0.005	0.024	0.303	0.093	0.085	0.068	0.029	0.028	0.027	0.025
沖縄	0.069	0.094	3.385	1.163	3.745	1.276	1.364	1.462	1.521	1.354
<容量市場・供給計画における目標停電量>										
9エリア	0.033	0.033	0.028	0.027	0.016	0.016	0.015	0.015	0.015	0.015
沖縄	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996	1.996

(3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

各エリアの供給力¹²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¹³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¹⁴と電源 I' の発動基準¹⁵のうちの方を除外する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、「2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁶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。

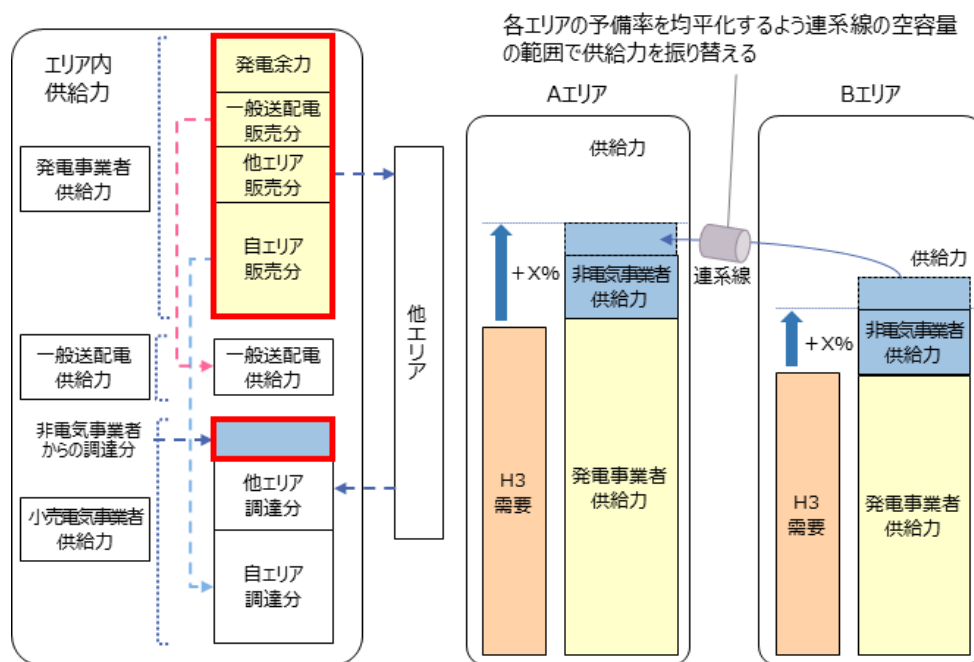


図 2-2 需給バランス確認の概要

¹² 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。

¹³ 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。

¹⁴ 参考：第 8 5 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

¹⁵ 参考：2023年度電源 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/2023/ps1/dengen_tyousei_10.pdf

¹⁶ 2024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/2023-12_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（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁷及び「2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁶に記載の方法による。供給力等の評価断面は、原則、2024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：「2024～2033年度の連系線の運用容量（年間・長期）（2024年3月1日：本機関）」¹⁸による。
- ②：「2024、2025年度の連系線のマージン（年間）、マージンの設定の考え方及び確保理由（2024年3月1日：本機関）」¹⁹を考慮のうえ算出した値。

(長期断面)

- ①：2024年度及び2025年度は（短期断面）で設定した8月値、2026～2033年度は「2024～2033年度の連系線の運用容量（年間・長期）（2024年3月1日：本機関）」¹⁸による。
- ②：2024年度及び2025年度は（短期断面）で設定した8月値、2026～2033年度は「2026～2033年度の連系線のマージン（長期）、マージンの設定の考え方及び確保理由（2024年3月1日：本機関）」¹⁹を考慮のうえ算出した値。

¹⁷ 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/2023-12_jukyujuyou_kei_jogaidrain.pdf

¹⁸ 参考：2024～2033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/2023/files/oshirase_1_2024-2033_unyouyouryou.pdf

¹⁹ 参考：2024～2033年度の連系線のマージン（年間・長期）、実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2023/files/20240301_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²⁰。

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²¹）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。

○2024年度

エリア別の予備率見通しを表2-3に示す。各エリア²²の予備率は、全ての月・エリアで13%を上回った。

表2-3 2024年度 各月別の予備率見通し
(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	25.1%	33.8%	26.2%	20.9%	28.0%	27.0%	24.2%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	24.5%
東北	25.1%	33.8%	25.8%	20.9%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
東京	25.1%	24.6%	17.6%	18.4%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
中部	27.6%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	30.3%	23.5%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
北陸	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	18.5%	30.2%
関西	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
中国	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
四国	29.9%	36.4%	32.2%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
九州	32.3%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
沖縄	67.8%	42.7%	31.7%	36.6%	39.3%	32.9%	49.6%	65.8%	96.9%	65.6%	71.3%	78.4%

※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2-4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2-4 2024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	34.4%	16.1%	8.5%	14.6%	17.2%	10.4%	24.1%	35.2%	61.3%	32.9%	35.6%	41.9%

²⁰ 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

²¹ 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

²² 沖縄エリアは最小予備率断面で評価している。

○ 2025年度

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。各エリアの予備率は、全ての月・エリアで10%を上回った。

表2-5 2025年度 各月別の予備率見通し
(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	19.3%	29.6%	33.9%	23.2%	18.0%	22.0%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東北	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東京	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	10.9%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
中部	29.1%	30.7%	28.1%	17.1%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	15.5%	17.1%	33.6%
北陸	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
関西	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
中国	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
四国	29.1%	34.6%	35.8%	42.5%	40.7%	45.0%	54.1%	49.6%	20.5%	19.8%	18.3%	35.2%
九州	29.1%	21.3%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	15.2%	32.1%
沖縄	60.1%	40.7%	38.8%	29.8%	39.7%	34.7%	42.3%	57.3%	66.2%	60.5%	74.2%	83.8%

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

2024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2-6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	26.8%	14.3%	15.7%	8.0%	17.7%	12.4%	17.0%	26.9%	30.8%	27.9%	38.7%	47.5%

② 供給力（kW）の補完的確認による2024年度電源補修量

2024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。

2024年度供給計画における第1年度（2024年度）と2023年度供給計画における第2年度（2024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²³したものの、大型電源のトラブル等（届出時点で復旧未定）があり、2023年度供給計画と比較して補修量が増加した。

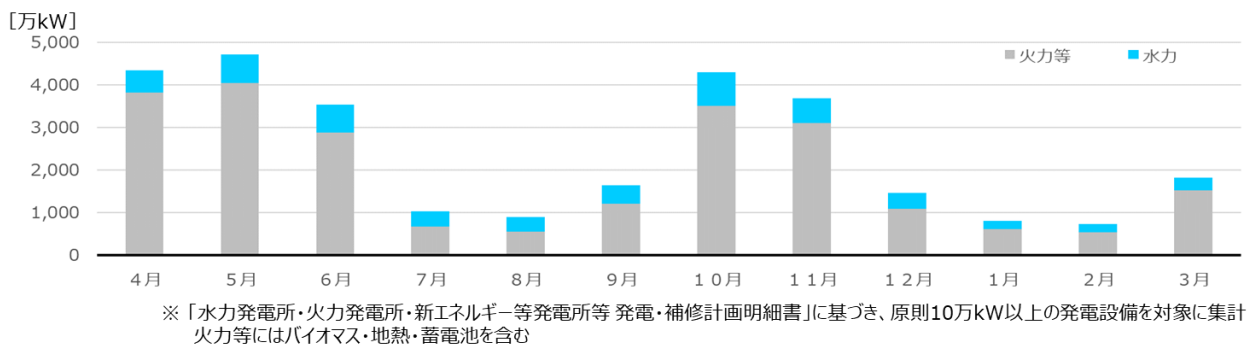


図2-3 2024年度供給計画（第1年度）の各月補修量

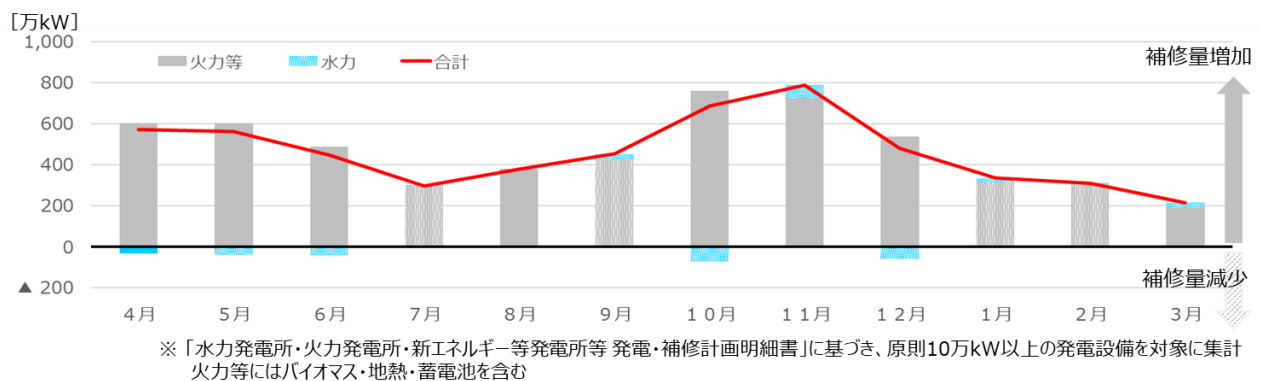


図2-4 2024年度供給計画（第1年度）と2023年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

²³ 参考：2024年度のさらなる供給力確保について
https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/231201_2024kyoukyuryokukakuho.html

③ 供給力（kW）の補完的確認による2024年度休廃止計画

2024年度供給計画において、2024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2-7に示す。

2024年度中に休廃止となる火力電源は215万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193万kW、2024年度供給計画で新規計上されたものが22万kWである。

表2-7 2024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	0	62	62
石油他	0	95	95
石炭	22	36	58
合計	22	193	215

※「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

(4) 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として、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。

そのため、2024年度供給計画の取りまとめ時点では、電力量 (kWh) バランス評価までは行わないが、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 (2024年度) における月別の電力量 (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²⁴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2-8に示す。需要電力量に対して、供給電力量は1.3億kWh/月程度 (需要比1.8%程度) 下回る断面がある。

今後、実需給段階に向け、発電事業者における燃料の追加調達等による供給電力量の増加が期待されるが、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。

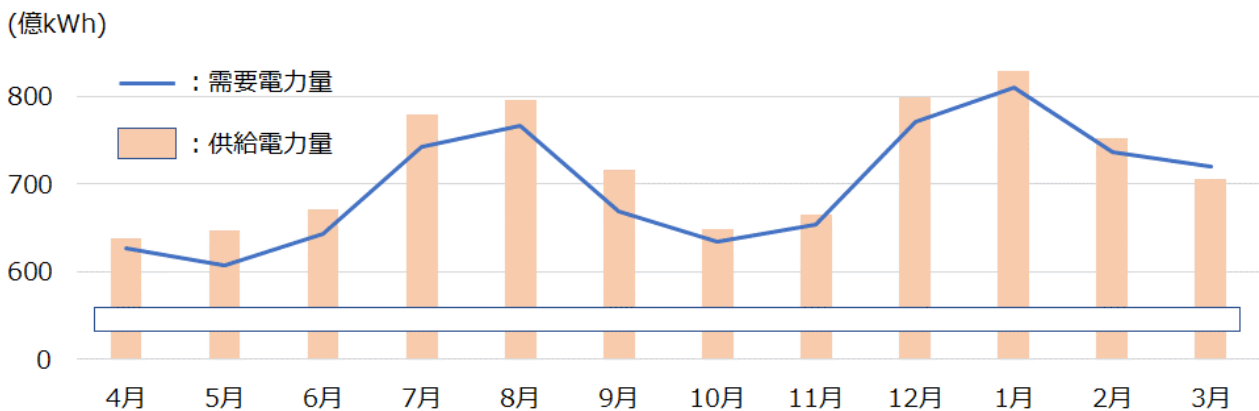


図2-5 第1年度 (2024年度) における電力量 (kWh) バランス

表2-8 第1年度 (2024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	626	606	643	743	767	669	634	654	772	810	737	719	8,381
供給電力量と需要電力量の差分量	11	41	28	37	29	47	15	11	27	20	16	-13	268
供給電力量と需要電力量の差分率	1.8%	6.8%	4.4%	5.0%	3.8%	7.0%	2.4%	1.7%	3.5%	2.5%	2.2%	-1.8%	3.2%

²⁴ 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。

(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)

第1年度 (2024年度) は、全てのエリアで年間EUEが目標停電量以内となっている。

第2年度 (2025年度) は、電源の休廃止や補修停止等により北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。

長期断面 (2026～2033年度) においても、電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア (2026～2029年度)、東北エリア (2026、2028、2029年度)、九州エリア (2026～2033年度)、沖縄エリア (2026、2028年度) で目標停電量を超過している。

○ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

第1年度 (2024年度)、第2年度 (2025年度) とともに、全てのエリア・月で、予備率が10%を上回る。

○ 電力量 (kWh) の見通し (第1年度の月別)

一般送配電事業者が届け出た需要電力量に対して、供給電力量が13億kWh/月程度 (需要比1.8%程度) 下回る断面が見受けられる。

○ 2025年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいては、容量停止計画の調整²⁵後にも関わらず、年間EUEが容量市場・供給計画における目標停電量を超過しているが、その要因としては、主に以下のようなものが考えられる。

- 供給信頼度評価の精度向上や厳気象対応の必要量の算定方法の見直し等¹⁰により、容量停止計画の調整時点よりも厳しい評価を行っていること。
- 供給力の一部 (需要電力の2%) を追加オークションで調達することを前提として、容量停止計画の調整を行っていること。

○ 2025年度については、今後、国の審議会等で議論される追加オークションの可否やその実施時の結果によっては、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。

○ 2026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可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。

²⁵ 容量市場のメインオークションにおいて落札した安定電源等のリクワイアメントの一つとして、実需給の2年度前に各エリア・各月の供給信頼度を確保することを目的として、定期補修や中間補修等の容量停止計画を調整している。

(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

2033年度までの電源種別毎の供給力(8月・全国計)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、2026年度に減少する評価となり、以降継続して増加する。火力の供給力は横ばい傾向であるものの、休廃止等により2026年度まで減少している。

供給力全体として2025年度まで増加し、2026年度に減少後横ばい傾向となる。

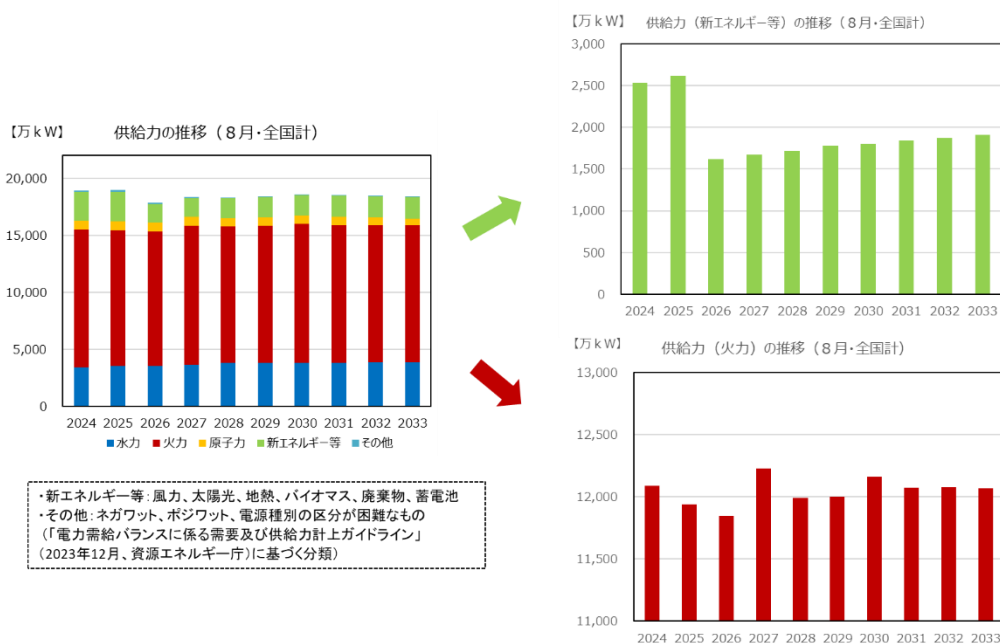


図2-6 電源別供給力の推移

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600~1,200万kW)を図2-7に示す。

火力休止電源の総量は増加する傾向がみられる。2026年度までは新たに休止する電源が増加するが、2027年度には1年間等の休止から再稼働する電源があり、休止量が減少している。

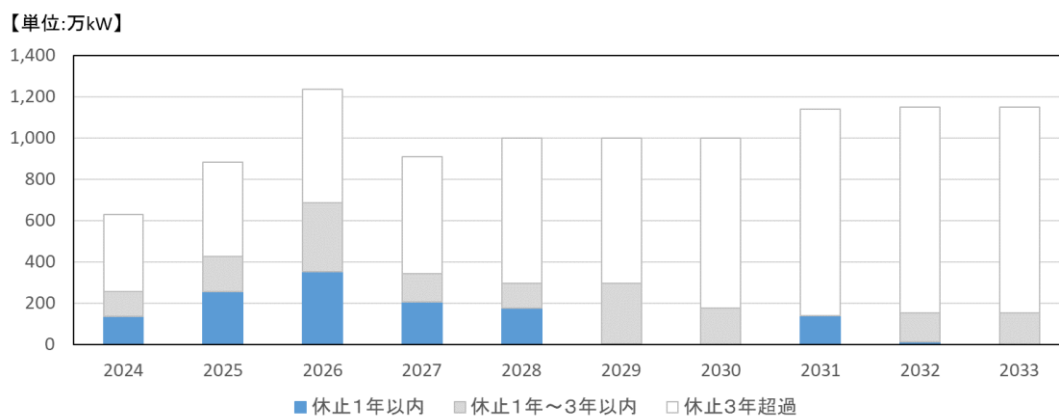


図2-7 火力休止電源の状況

3. 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、各年度において、各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・その他も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万 kW】

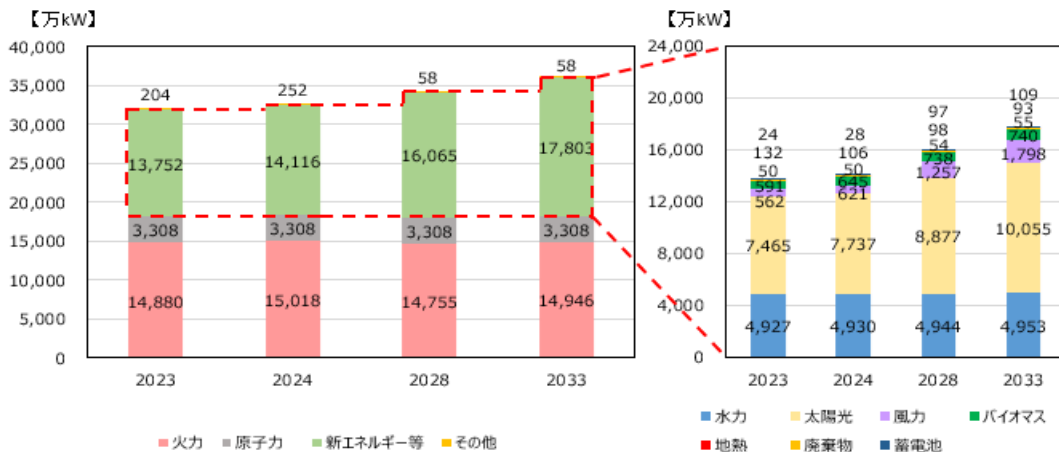
種類	2023	2024	2028	2033
火力 ^{※1}	14,880	15,018	14,755	14,946
石炭	5,221	5,196	5,005	4,995
LNG	7,942	8,178	8,156	8,354
石油他 ²⁷	1,717	1,645	1,594	1,598
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	13,752	14,116	16,065	17,803
一般水力 ^{※1}	2,192	2,196	2,210	2,219
揚水 ^{※1}	2,734	2,734	2,734	2,734
風力 ^{※3}	562	621	1,257	1,798
太陽光 ^{※3}	7,465	7,737	8,877	10,055
地熱 ^{※1}	50	50	54	55
バイオマス ^{※1}	591	645	738	740
廃棄物 ^{※1}	132	106	98	93
蓄電池 ^{※1}	24	28	97	109
その他 ^{※1}	204	252	58	58
合計	32,144	32,695	34,186	36,116

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。



※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。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

²⁷ 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

(2) エリア別設備容量 (kW) の比率

2023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。

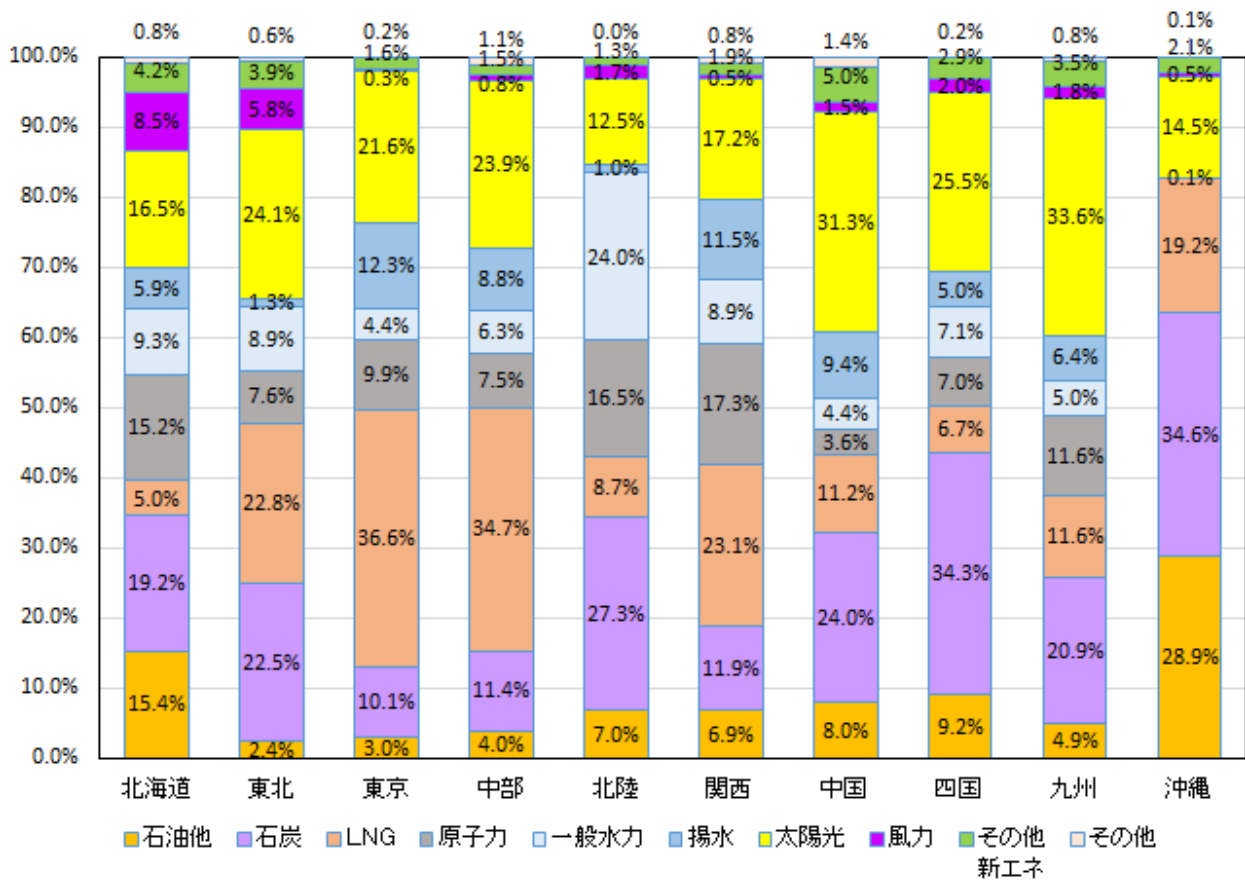


図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2023年度末)

(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。

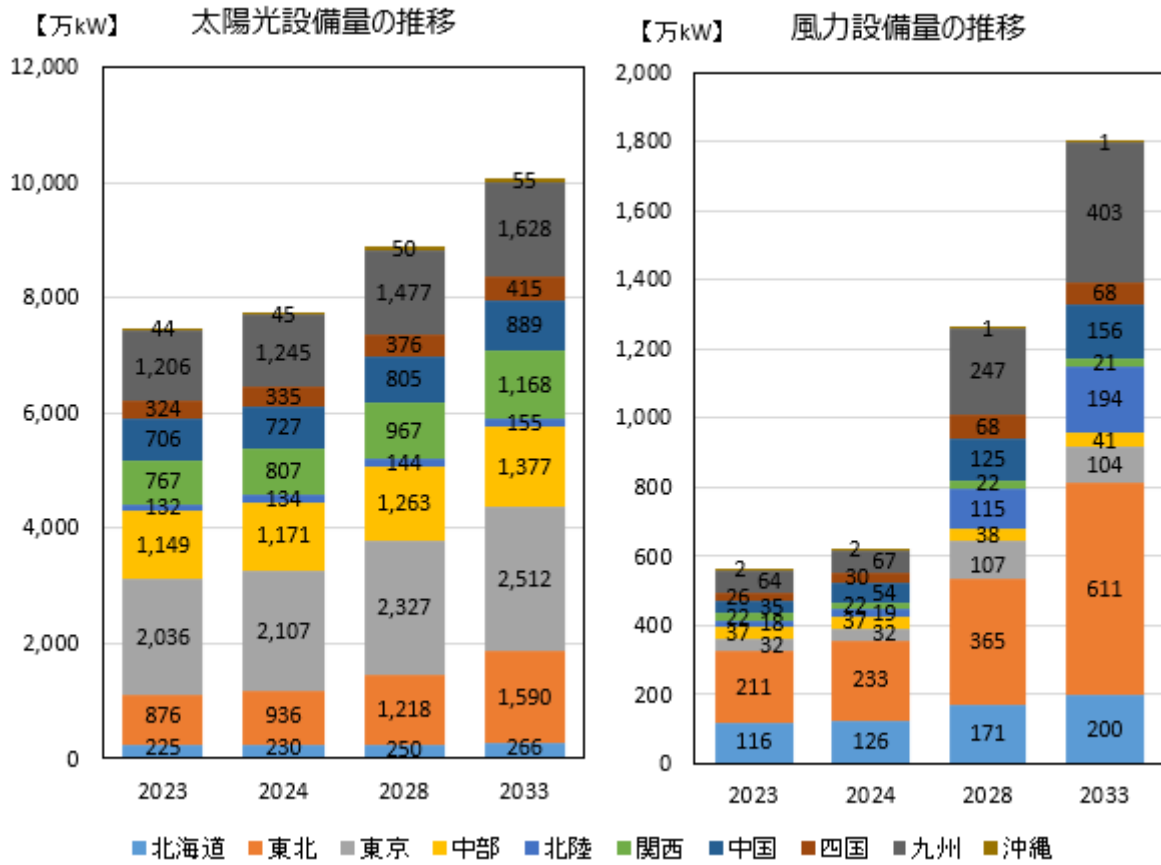


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

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、2033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 2033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	27.2	45	7.8	58	△ 3.5	11
一般水力	27.2	45	7.8	58	△ 3.5	11
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	656.5	32	-	-	△ 483.0	42
石炭	-	-	-	-	△ 162.9	8
LNG	641.4	13	-	-	△ 229.5	8
石油	15.1	19	-	-	△ 90.7	26
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	1,023.4	331	0.2	1	△ 48.9	81
風力	562.2	80	-	-	△ 33.2	43
太陽光	257.4	175	-	-	△ 6.0	28
地熱	6.0	4	-	-	-	-
バイオマス	119.3	35	-	-	△ 3.4	3
廃棄物	8.0	6	0.2	1	△ 6.4	7
蓄電池	70.5	31	-	-	-	-
合計	2,725.1	415	23.3	60	△ 535.5	134

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

2023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、2024年度供給計画と2023年度供給計画を比較して図3-4に示す。

2024年度は新增設が増加することから、休廃止を差し引いた設備量は増加する。2025年度以降、休廃止が増加し、新增設を差し引いた設備量は減少する。2027年度には再稼働により休廃止が減少するものの、休廃止が新增設を上回った状態で横ばい傾向となる。

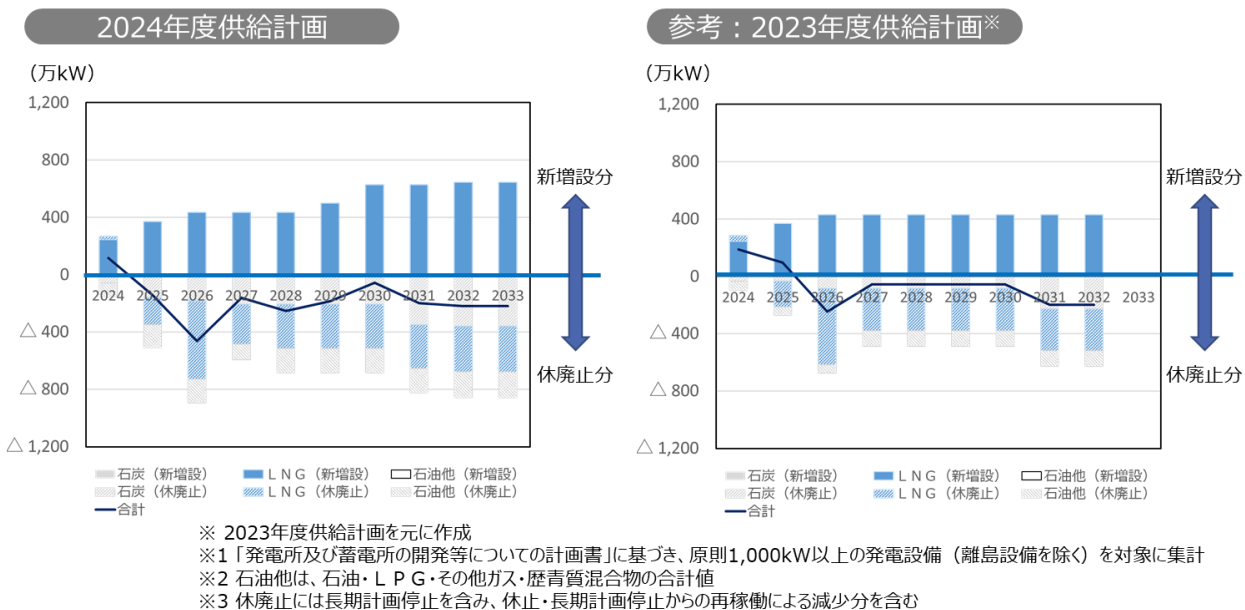


図3-4 火力発電の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2024年度からの累計値）

(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、年度毎に増減はあるが、2023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、蓄電池が徐々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（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁷及び「2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁶の記載による。

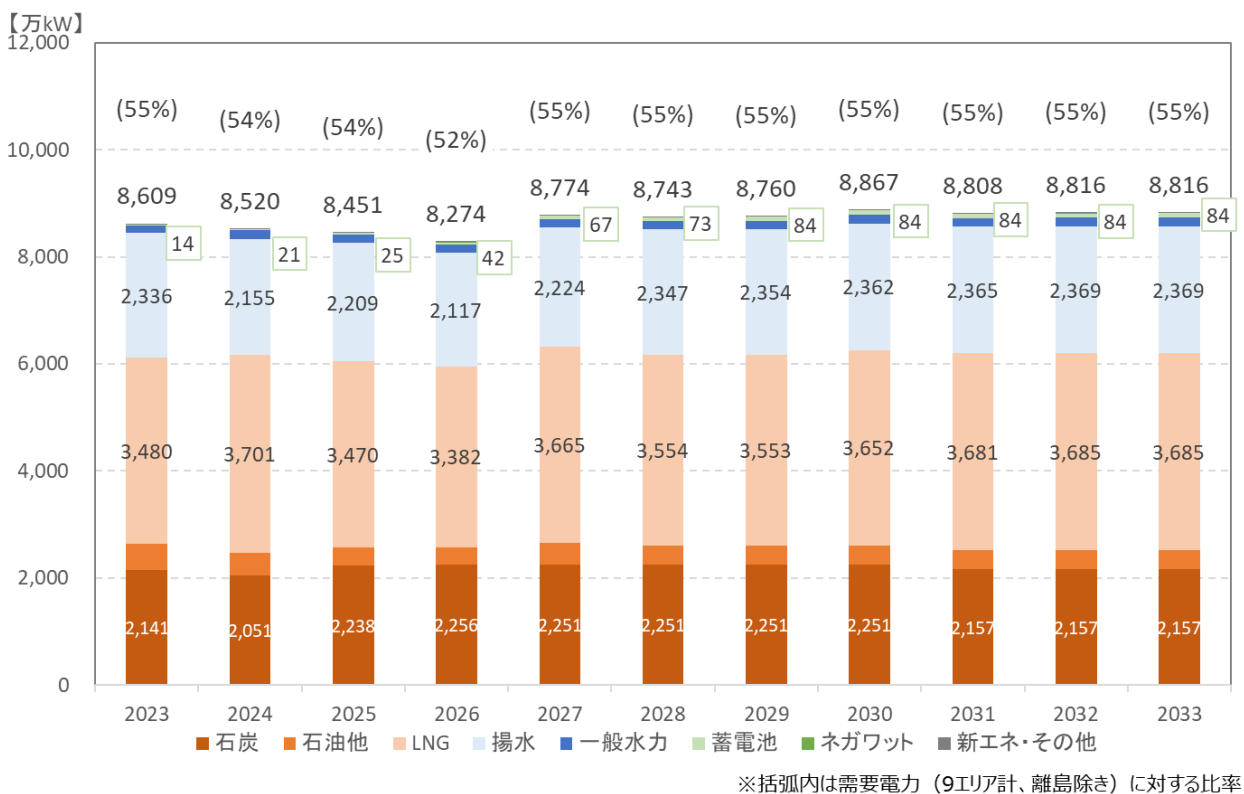


図3-5 調整能力の推移

(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、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、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こと、省エネ法に基づく発電効率に関する規制的措置による非効率石炭火力の発電量の抑制効果等は考慮されていない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、廃棄物及び蓄電池については、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	2023	2024	2028	2033
新エネルギー等	1,415	1,508	1,827	2,059
風力	108	119	217	324
太陽光	918	951	1,072	1,184
地熱	26	26	30	31
バイオマス	317	373	462	474
廃棄物	44	33	31	30
蓄電池	1	5	15	16

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、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、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ため、運転コストが相対的に安価な石炭火力の発電電力量が多く見積もられている。

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	2023	2024	2028	2033
水力	793	795	840	857
一般水力	696	744	793	801
揚水	98	50	47	56
火力	5,886	5,784	5,493	5,260
石炭	2,631	2,793	2,813	2,545
LNG	2,995	2,781	2,475	2,490
石油他 ²⁷	260	211	206	226

③ 原子力（表3-5）

2024年2月末時点で再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	2023	2024	2028	2033
原子力	799	756	690	527

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】

	2023	2024	2028	2033
合計	8,900	8,853	8,858	8,711

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2023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。

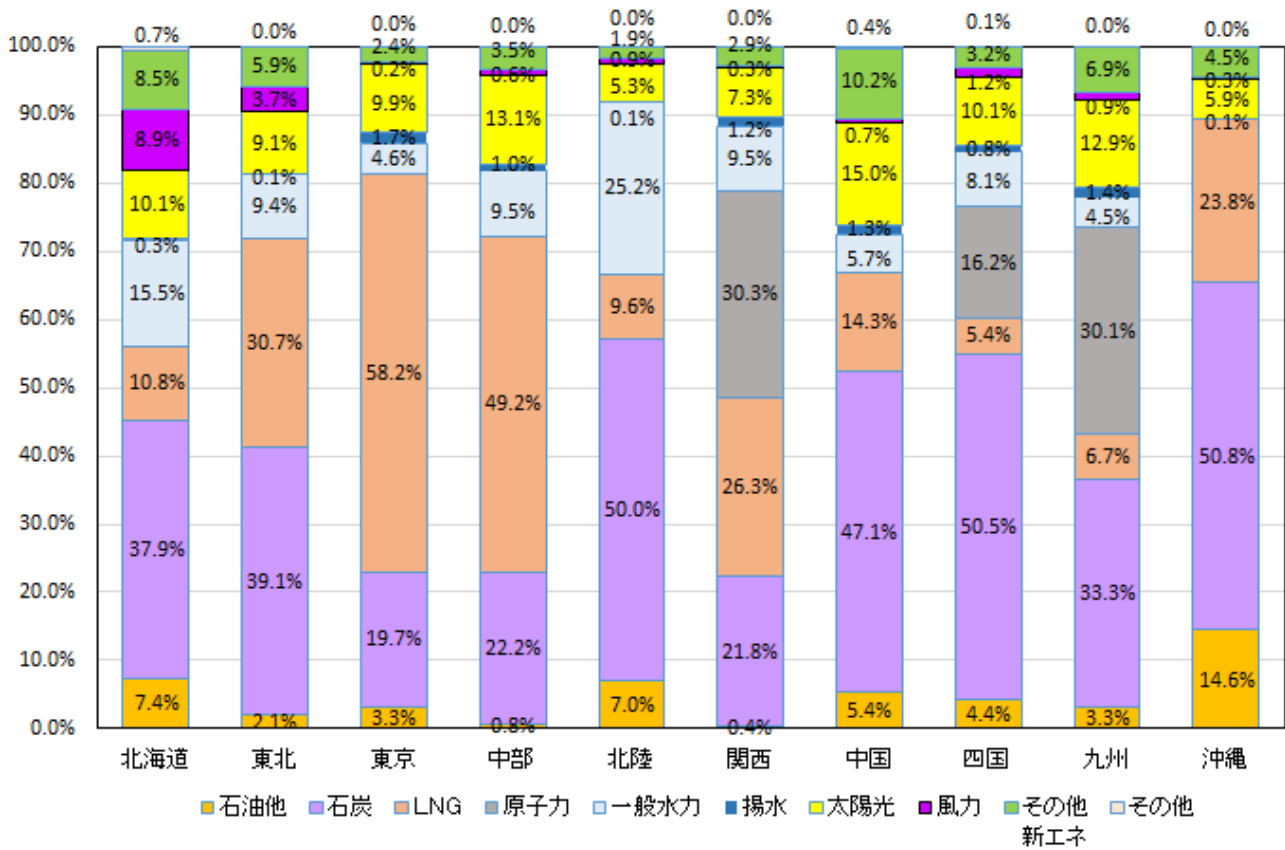


図3-6 2023年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(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	2023	2024	2028	2033
水力	18.3%	18.4%	19.4%	19.8%
一般水力	36.1%	38.7%	41.0%	41.2%
揚水	4.1%	2.1%	1.9%	2.4%
火力	45.0%	44.0%	42.5%	40.2%
石炭	57.4%	61.4%	64.2%	58.2%
LNG	42.9%	38.8%	34.6%	34.0%
石油他 ²⁷	17.2%	14.6%	14.7%	16.1%
原子力	27.5%	26.1%	23.8%	18.2%
新エネルギー等	18.3%	18.7%	18.8%	18.3%
風力	21.9%	22.0%	19.7%	20.6%
太陽光	14.0%	14.0%	13.8%	13.4%
地熱	59.2%	60.1%	64.5%	64.1%
バイオマス	61.0%	66.1%	71.4%	73.2%
廃棄物	38.3%	35.7%	35.5%	36.1%
蓄電池	6.7%	18.7%	17.2%	16.8%

※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。

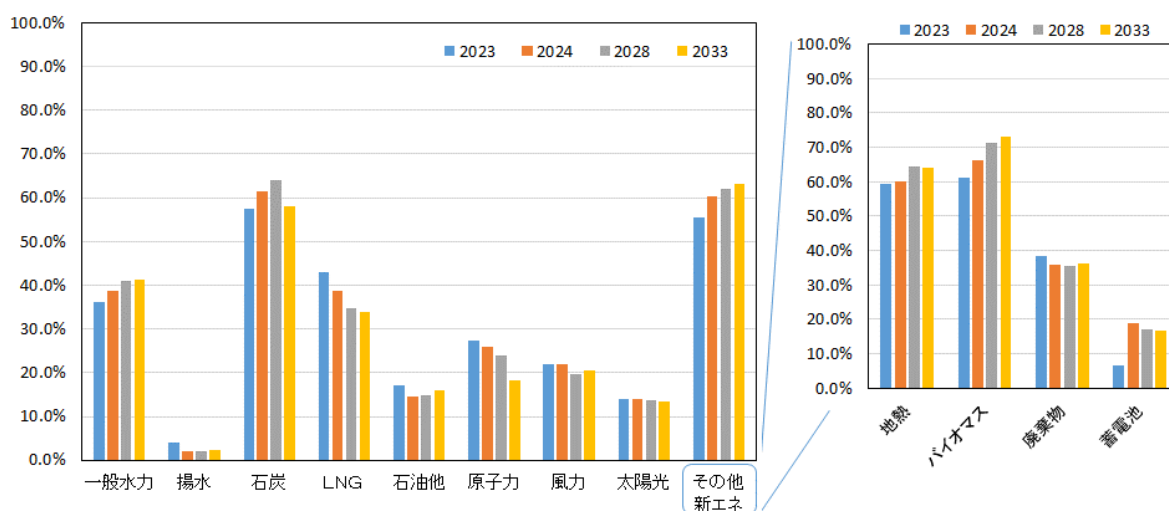


図 3-7 設備利用率の推移 (全国合計)

4. 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	443km (439 km)
架空送電線路※	356km (381 km)
地中送電線路	87km (58 km)
変圧器の増加容量	30,648MVA (30,163 MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁵	1,200MW (1,200 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 94km (△104 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 6,300MVA (△5,600 MVA)

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	<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：2027年度）

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:123km
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：未定）

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:0.5km
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

※計画策定プロセス³⁶にて検討

○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
--------	-------------------

³⁶ 広域系統長期方針、広域連系系統の潮流状況、広域連系系統の更新計画等を踏まえた、広域系統整備に関する個別整備計画を策定するための手続き。

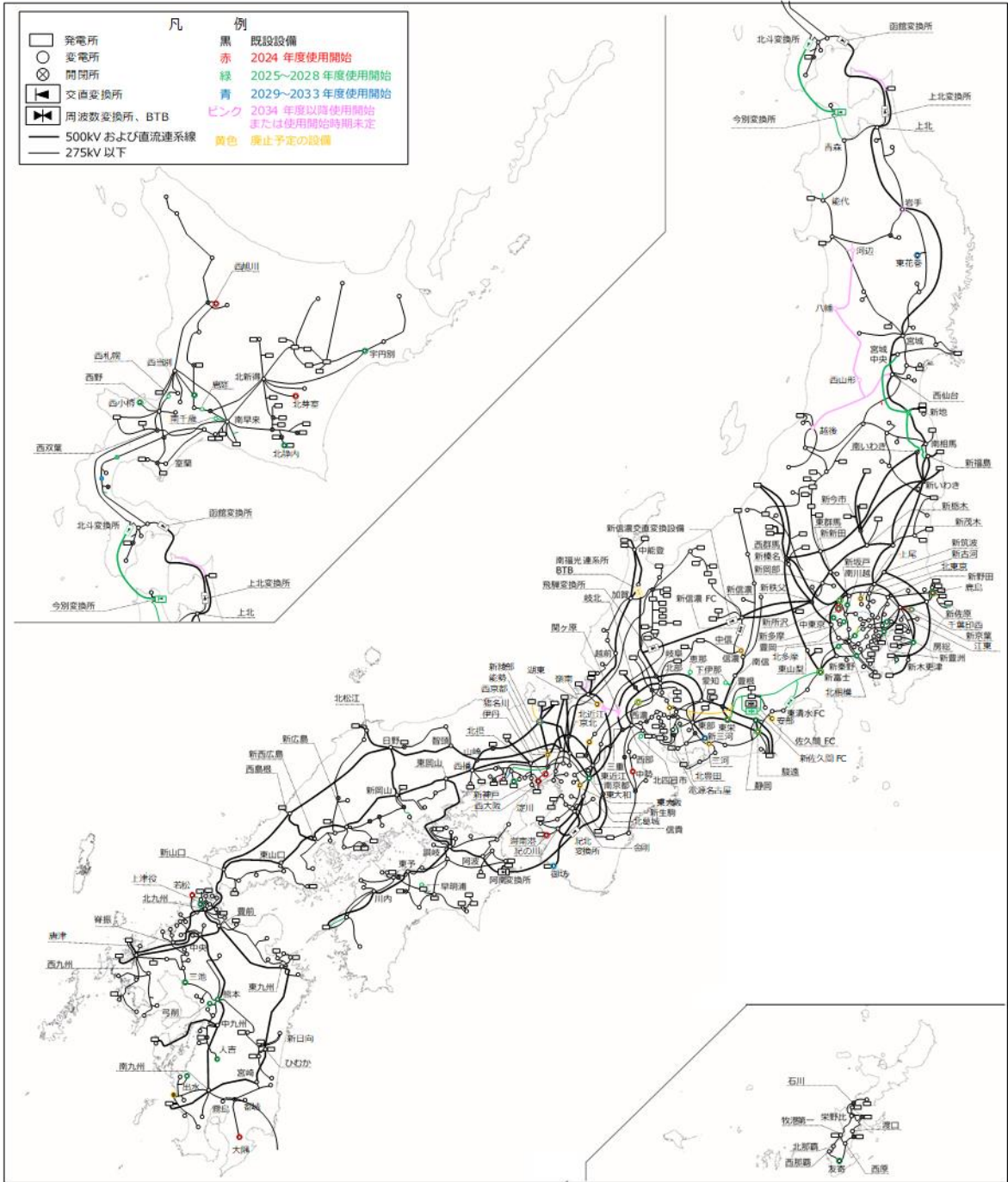


図 4 - 1 電力系統の状況

(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 ³⁷	電圧	こう長 ^{38,39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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
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	500kV	96km	2	2022年6月	2031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
	A発電所支線新設 ※1	275kV	0.2km	1	2023年6月	2024年5月	電源対応
	秋田河辺支線	275kV	5km	2	2023年8月	2029年度以降	電源対応
東京電力 パワーステップ 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
	千葉印西線	275kV	11km※2	2	2020年6月	2024年5月	需要対策
	城北線	275kV	21km※2	3	2022年9月	2030年2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
中部電力 パワーステップ 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022年1月	2027年10月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年9月	2027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	姫路アクセス線新設 ※1	275kV	0.8km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	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
	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
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

³⁷ 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。

³⁸ 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。

³⁹ 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。

⁴⁰ 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 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
電源開発 送電 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	124km→123km ※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	1km	2	2023年10月	2027年9月	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2023年10月	2027年8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8月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023年10月	2027年8月	安定供給対策※4
福島送電 株式会社	阿武隈南部線	154kV	24km※2	1	2020年7月	2024年6月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
北海道電力 ネットワーク 株式会社	(仮称) E支線※1	187kV	3km	2	2024年9月	2029年2月	需要対策
	(仮称) F支線※1	275kV	8km	2	2024年5月	2029年2月	需要対策
	(仮称) G支線※1	187kV	8km	2	2026年5月	2029年2月	需要対策
	(仮称) H発電所連系線※1	275kV	0.1km	1	2026年4月	2027年7月	電源対応
	(仮称) 南千歳地中線	187kV	13km※2	2	2024年9月	2027年10月	需要対策
	北長万部開閉所	187kV	—	5	2024年10月	2028年8月	電源対応
	函館幹線 北長万部 開閉所π引込※1	187kV	0.7km	2	2027年6月	2028年8月	電源対応
	(仮称) 187kV 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 (仮称) 187kV 西八雲開閉所 π引込※1	187kV	0.1km	2	2027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	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Dπ 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
	山形幹線昇圧延長	275kV→ 500kV	53km→103km	2	2026年度以降	2031年度以降	電源対応
	秋田県北部HS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

届出事業者	名称 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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	0.1km	2	2025年3月	2026年6月	電源対応
	G5100026 アクセス線 (仮称)	500kV	0.5km※2	2	2024年4月	2028年12月	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	1号線: 0.1km 2号線: 0.1km	2	2028年1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
	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	1番線: 0.2km 2番線: 0.2km ※2	2	2024年10月 (1番線) 2024年9月 (2番線)	2025年4月 (1番線) 2024年11月 (2番線)	系統対策
	千葉印西線	275kV	3番線: 11km 4番線: 11km ※2, ※3	2	2024年4月	2027年2月 (3番線) 2025年11月 (4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	北四日市分岐線	275kV	0.2km 6km※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
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	三岐幹線 関ヶ原(開)π引込	500kV	0.2km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
関西電力 送配電 株式会社	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	北近江(開)新設	500kV	—	6	未定	未定	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
中国電力 ネットワーク 株式会社	笠岡幹線増強工事	220kV	15km※3	2	2024年11月	2027年11月	需要対策 電源対応
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	2025年度	2026年度	電源対応

表 4 - 4 廃止計画

届出事業者	名称 ³⁷	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ⁴⁰
北海道電力 ネットワーク 株式会社	D 発電所連系線 ※1	275kV	0.6km	1	2023 年 6 月	電源対応 (事業者申込取下げ)
東京電力 パワーグリッド 株式会社	鹿島火力線 1, 2 号	275kV	△5km	2	2024 年 12 月	系統対策
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	△ 58km	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 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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
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 パワーグリッド 株式会社	千葉印西変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022 年 6 月	2024 年 6 月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023 年 8 月	2024 年 6 月	電源対応
	中東京変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2024 年 3 月	2025 年 1 月 (1B) 2025 年 6 月 (2B)	高経年化対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021 年 10 月	2027 年 10 月	需要対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022 年 10 月	2027 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
関西電力 送配電 株式会社	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023 年 4 月	2024 年 6 月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2 →300MVA×2	3→2	2022 年 12 月	2024 年 5 月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1 →200MVA×1	2→1	2023 年 2 月	2025 年 3 月	高経年化対策
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
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2023 年 1 月	2024 年 10 月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022 年 4 月	2025 年 2 月	電源対応
	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

⁴¹ 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 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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6月 (2B)	高経年化対策
電源開発送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) 2025年3月(2B) 2026年3月(1B)	高経年化対策
福島送電株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66/33kV	170MVA	1	2022年9月	2024年6月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
北海道電力ネットワーク株式会社	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2024年8月	2025年3月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2024年4月	2024年10月	高経年化対策
	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
	恵庭変電所	187/66kV	200MVA	1	2024年7月	2025年6月	需要対応
	西札幌変電所	187/66kV	200MVA	1	2025年5月	2026年6月	需要対応
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2025年9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11月	2027年6月	高経年化対策
	南千歳変電所※6	187/66kV	450×2MVA	2	2025年5月	2027年10月	需要対応
	宇内別変電所	187/66kV	75MVA→ 100MVA	1→1	2026年4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6月	2027年7月	高経年化対策	
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年度以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2025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	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所※6	500/275kV	1,500×3MVA	3	2025年度以降	2031年度以降 (2029年度以降)	電源対応
	西山形変電所	275/154kV→ 500/154kV	300×2MVA→ 450×2MVA	2→2	2025年度以降	2031年度以降 (2030年度以降)	電源対応
東京電力ホールディングス株式会社	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年9月	2027年2月	安定供給対策※4
	鹿島変電所	275/66kV	200×2MVA→ 300×2MVA	2→2	2025年6月	2026年2月 (7B) 2027年2月 (8B)	高経年化対策
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024年8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
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2025年10月	2026年6月	需要対策
	北相模変電所	275/66kV	300×2MVA	2	2024年8月	2027年6月	需要対策
	北多摩変電所	275/66kV	200×2MVA→ 300×2MVA	2→2	2025年2月	2026年6月 (2B) 2027年6月 (3B)	高経年化対策
	千葉印西変電所	275/66kV	300×2MVA	2	2024年10月	2025年11月 (4B) 2027年2月 (1B)	需要対策
	新所沢変電所	500/275kV	1,000×2MVA→ 1,500×2MVA	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4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11月	需要対策
	新飯能変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2025年11月	2029年3月	需要対策

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
中部電力 パワーグリッド 株式会社	中勢変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2024年10月	2025年3月	高経年化対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2025年10月	2026年12月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA→ 450MVA	1→1	2025年10月	2026年9月	高経年化対策
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年2月	2027年3月	安定供給対策※4
	北四日市変電所※6	275/154kV	450MVA×3	3	2024年10月	2029年1月	需要対策 系統対策
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2031年3月	2033年1月	電源対応
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750×2MVA	2	2027年11月	2031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	1,000×2MVA→ 500×2MVA	2→2	2027年7月	2030年4月	高経年化対策
	高砂変電所	275/77kV	450×1MVA→ 200×1MVA	1	2027年2月	2028年2月	高経年化対策
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
	人吉変電所	220/110/66kV	300/150/150MVA	1	2025年2月	2026年12月	電源対応
	出水変電所	220/66kV	250MVA	1	2026年6月	2027年11月	電源対応
	三池変電所	220/110/66kV	180/180/120MVA → 250/200/250MVA	1→1	2025年1月	2026年6月	高経年化対策
	人吉変電所	220/110/66kV	180/180/60MVA → 300/150/150MVA	1→1	2026年2月	2027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	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10月	需要対策

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 ⁴⁰
東京電力 パワーグリッド 株式会社	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年6月	系統対策
	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	2027年12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
関西電力 送配電 株式会社	新綾部変電所	275/77kV	200×1MVA、 300×3MVA	4	2029年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100×2MVA	2	2024年10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
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300×3MVA	3	2025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 ⁴²	こう長の総延長 ⁴³	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	524 km※	1,047 km※	524 km※	1,048 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△ 183 km	△ 366 km	△ 134 km	△ 248 km
		地中	49 km	119 km		
	220kV	架空	4 km	7 km	4 km	7 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	11 km	21 km	25 km	48 km
		地中	13 km	27 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	24 km	24 km
		地中	24 km	24 km		
	合計	架空	356 km※	709 km※	443 km※	879 km※
		地中	87 km	171 km		
廃止	275kV	架空	△ 94 km	△ 185 km	△ 94 km	△ 185km
		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	△ 94 km	△ 185 km	△ 94 km	△ 185km
		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⁴⁴

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	276 km※	587 km※
220kV	30 km	45 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	245 km
合計	447 km	914 km

⁴² 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。

⁴³ 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。

⁴⁴ 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 ⁴⁵	電圧階級 ⁴⁶	増加台数	増加容量
新增設	500kV	22 [11]	22,100 MVA [10,750MVA]
	275kV	14 [5]	5,158 MVA [1,950MVA]
	220kV	5 [0]	1,560 MVA [0MVA]
	187kV	5 [3]	1,645 MVA [925MVA]
	154kV	1 [1]	170 MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	75 MVA [0MVA]
	110kV	△ 1 [0]	△ 60 MVA [0MVA]
	新增設計	46 [20]	30,648MVA [13,795MVA]
廃止	500kV	△ 2	△ 1,750 MVA
	275kV	△ 18	△ 4,550 MVA
	廃止計	△ 20	△ 6,300 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 ⁴⁷
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

⁴⁵ 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。

⁴⁶ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴⁷ 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。

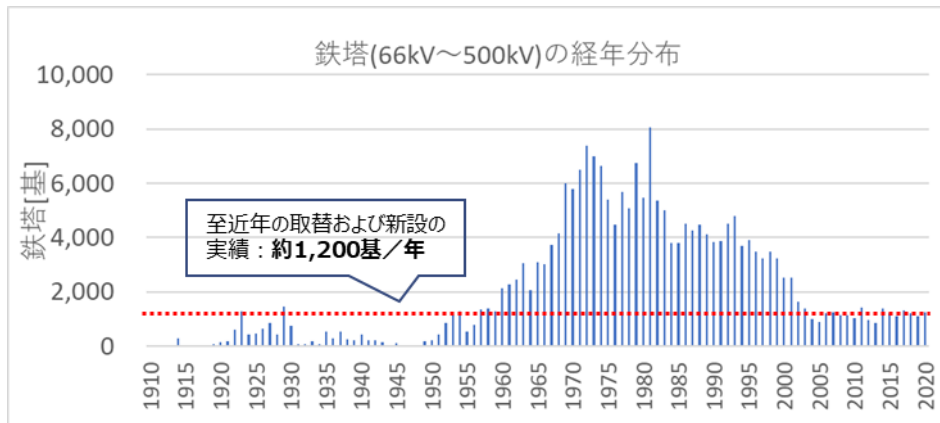


図4-2 鉄塔の経年分布 (66kV～500kV)

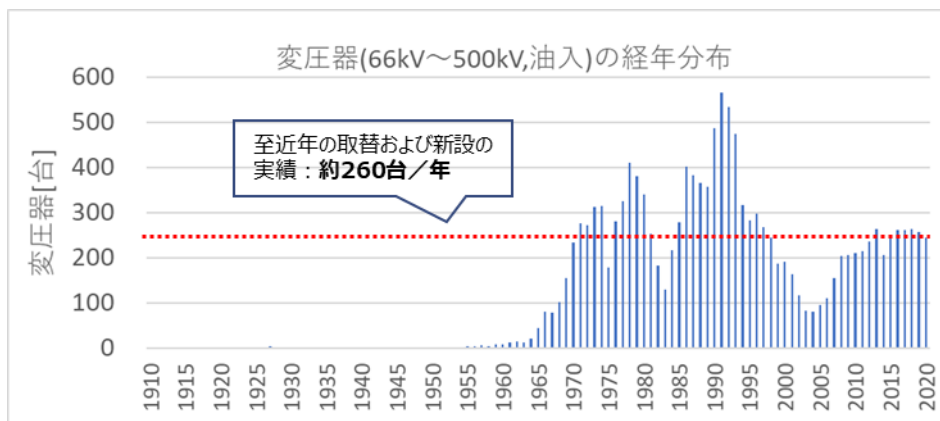


図4-3 変圧器の経年分布 (66kV～500kV油入)

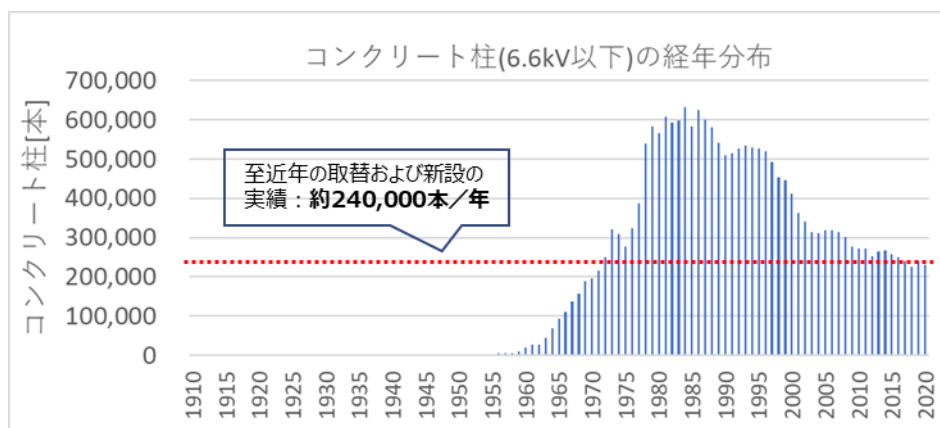


図4-4 コンクリート柱の経年分布 (6.6kV以下)

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（2024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、2024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。

エリア外からの受電電力・電力量は、東京・中国エリアが多く、エリア外への送電電力・電力量は、東北・関西・四国エリアが多い。

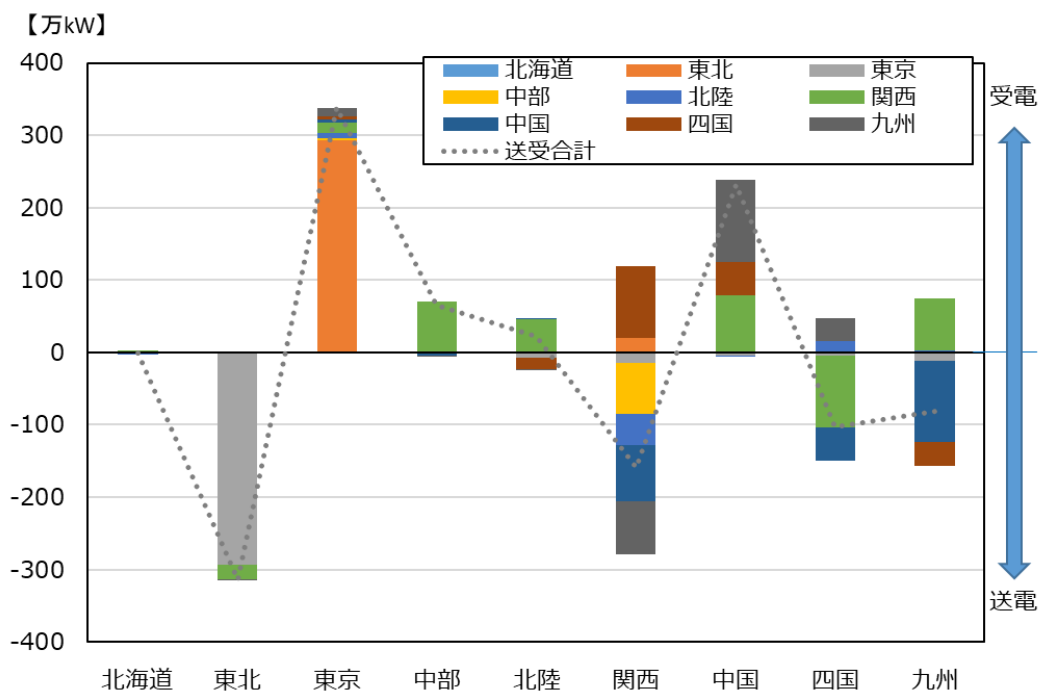


図5-1 エリア外との取引電力

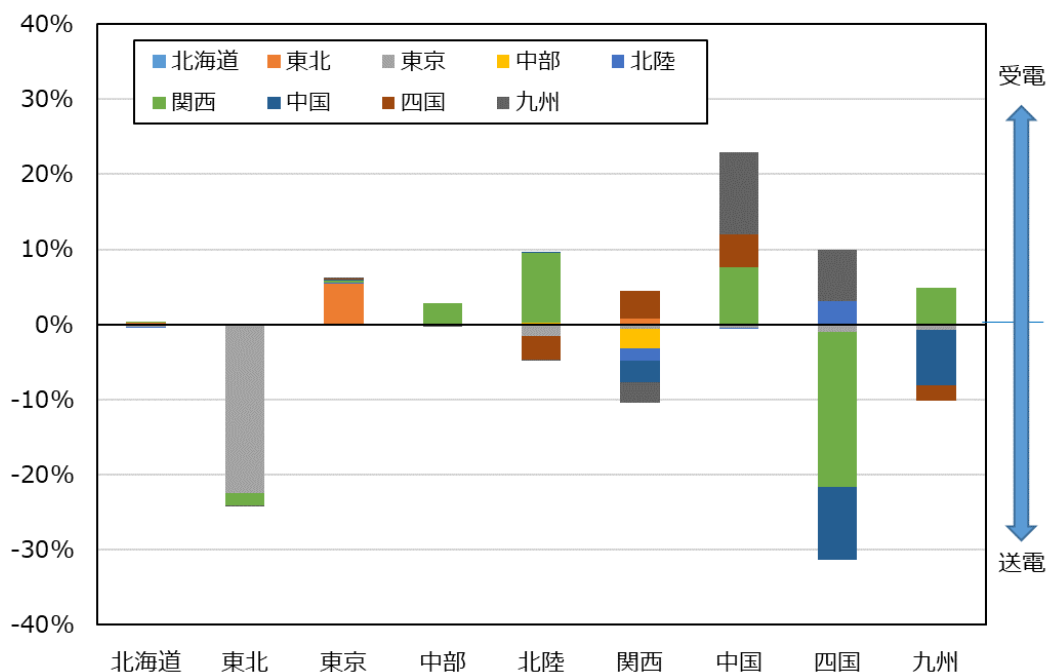


図5-2 エリア外との取引電力の需要電力に対する比率

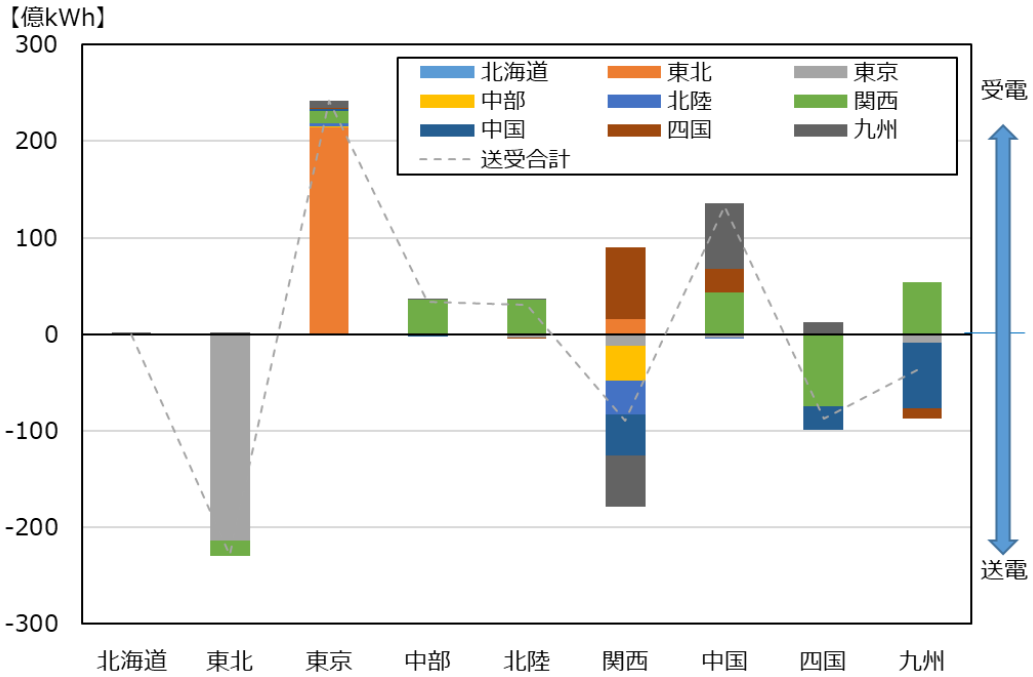


図5-3 エリア外との取引電力量

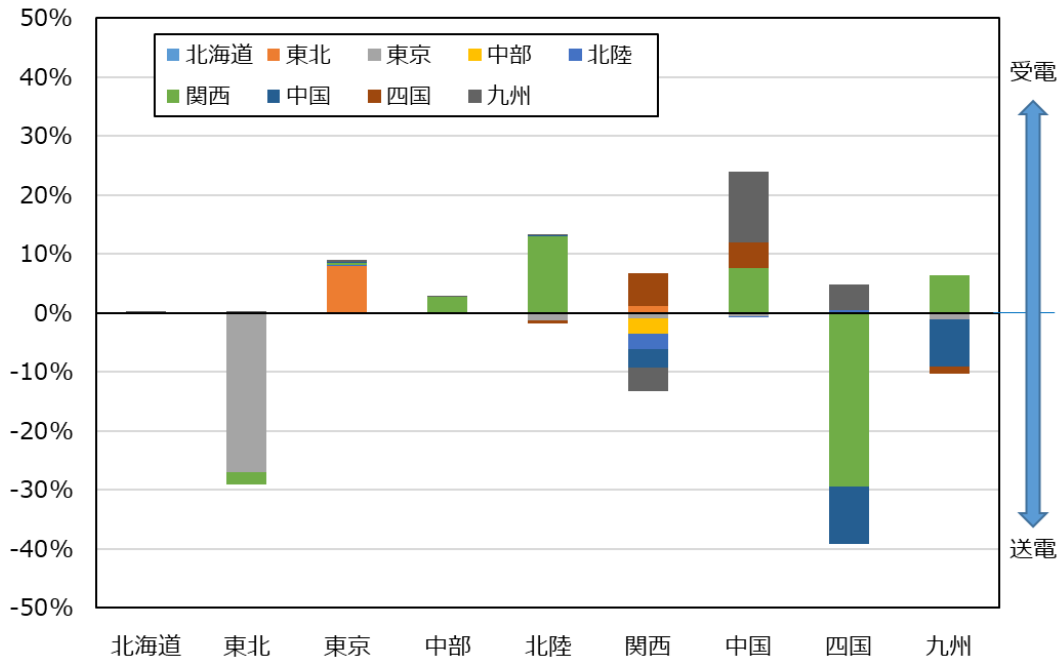


図5-4 エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率

6. 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680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。

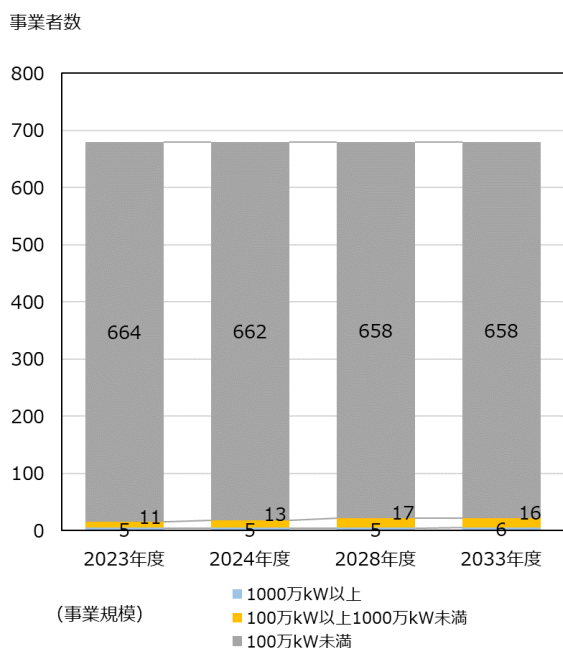


図6-1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

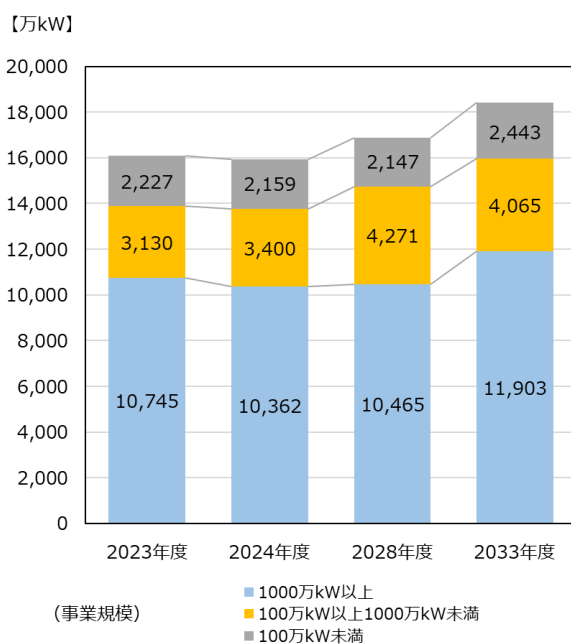


図6-2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

同様に各小売電気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。

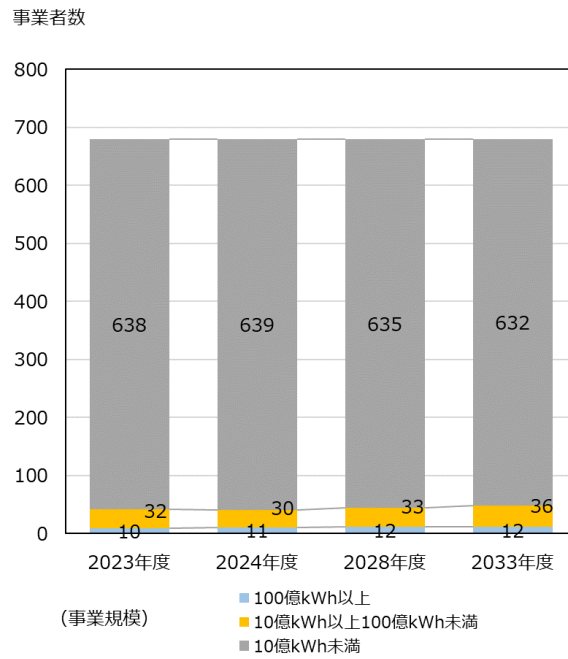


図6-3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

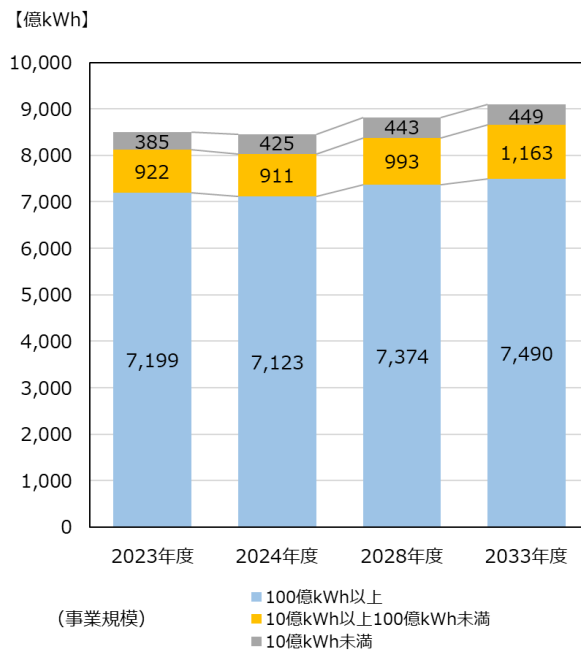
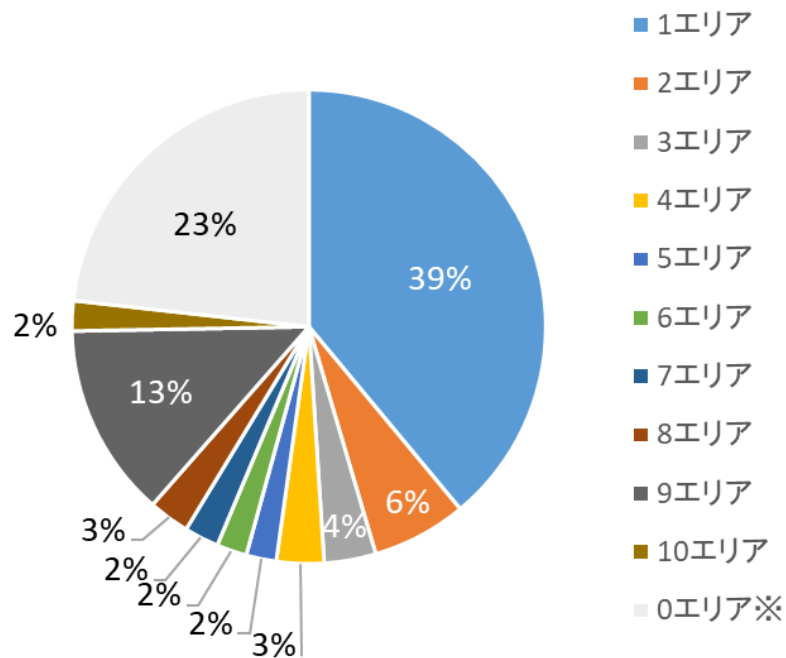


図6-4 事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

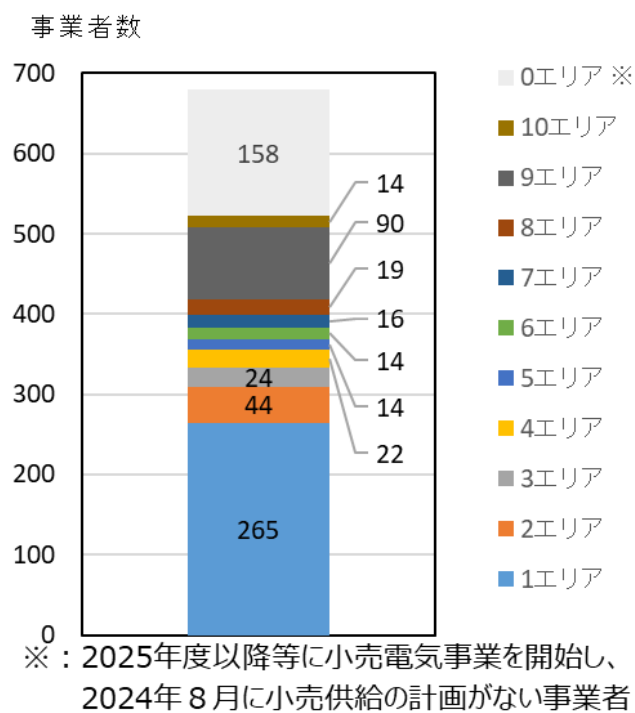
(2) 小売電気事業者のエリア展開

2024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、事業者数を図6-6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。



※：2025年度以降等に小売電気事業を開始し、2024年8月に小売供給の計画がない事業者

図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率



※：2025年度以降等に小売電気事業を開始し、2024年8月に小売供給の計画がない事業者

図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2024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6-7に示す。

小売電気事業者数は2023年度から減少しているところ、エリア毎の増減に違いがある。

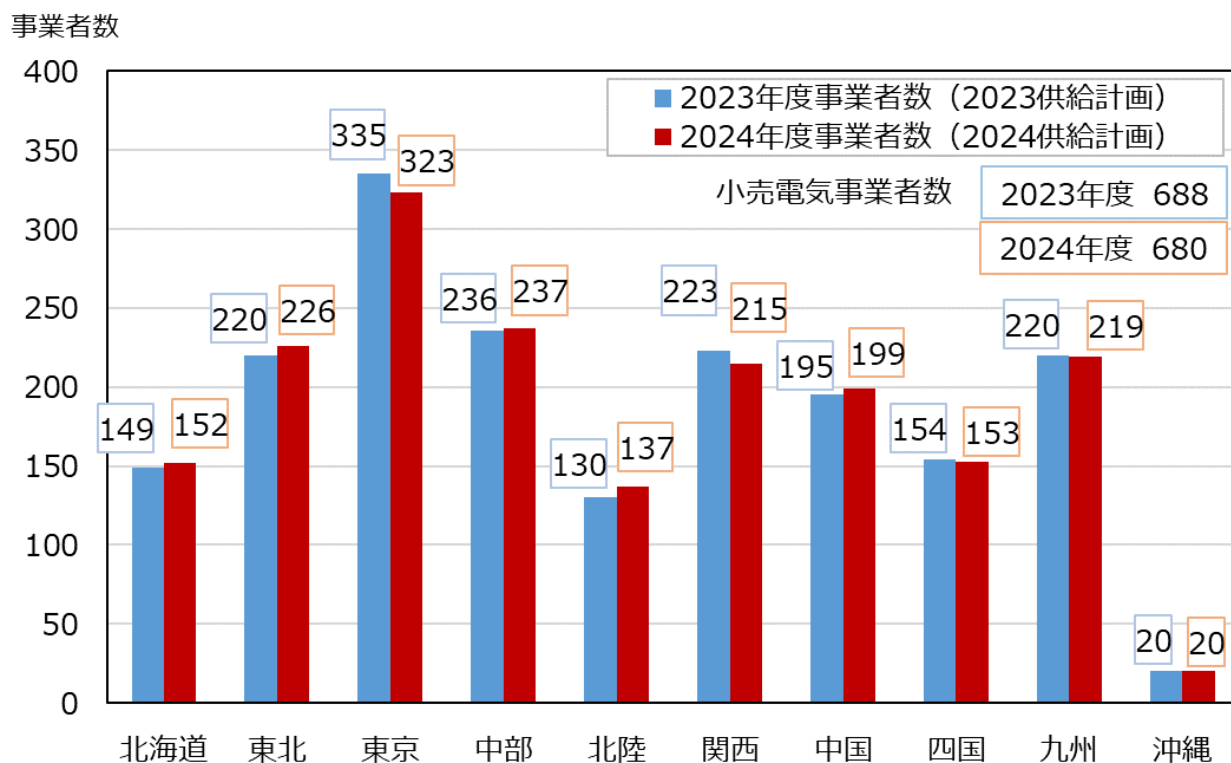


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数

(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6－8に示す。

2024年度は一定程度契約されているが、2025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⁴⁸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。

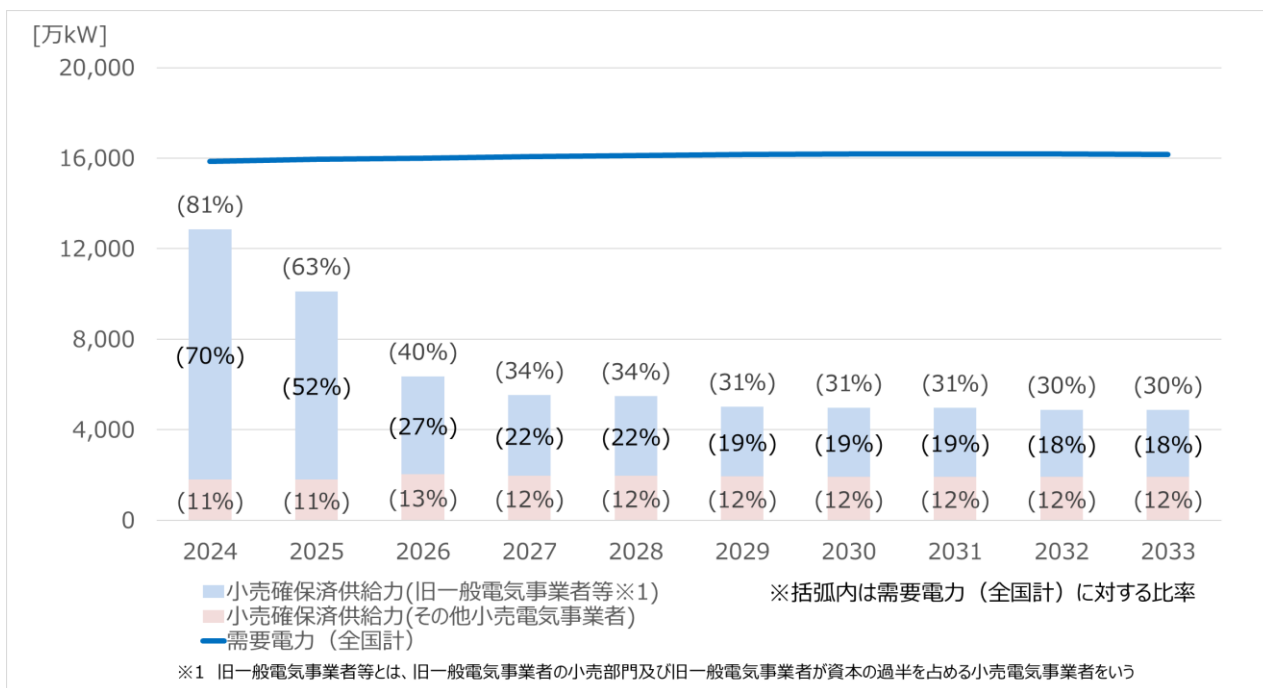


図6－8 小売電気事業者の確保済供給力（8月、送電端）

⁴⁸ 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1,108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6-9、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6-10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。

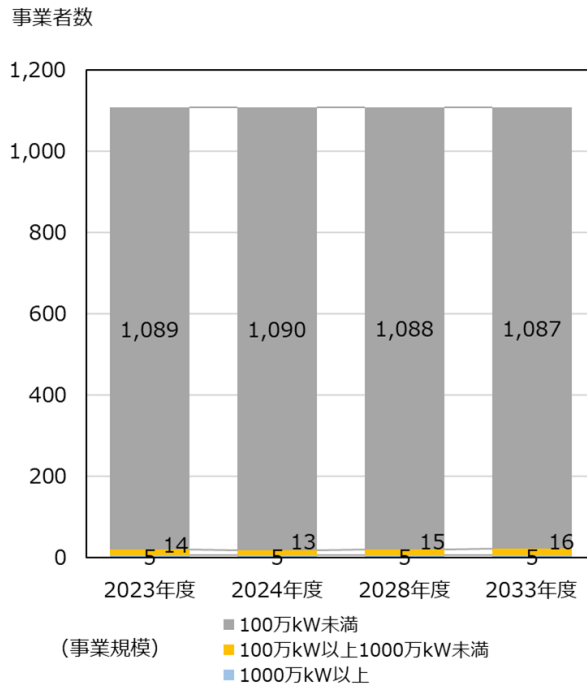


図6-9 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

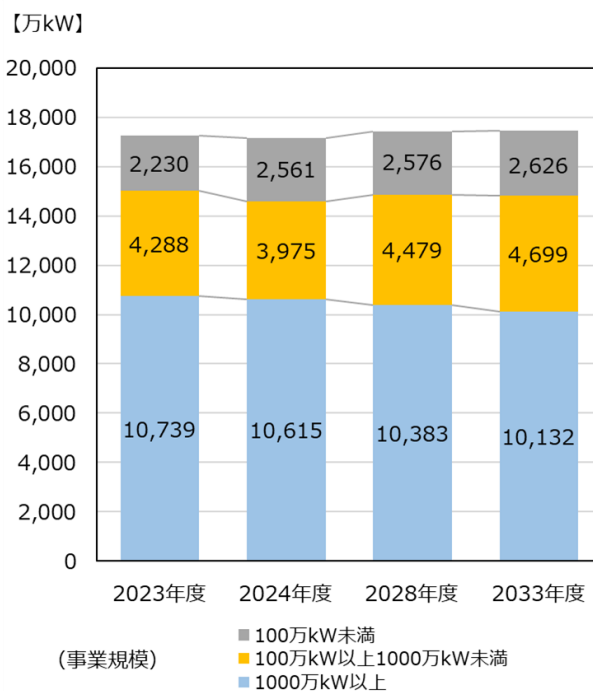


図6-10 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

同様に当該発電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6-11、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6-12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。

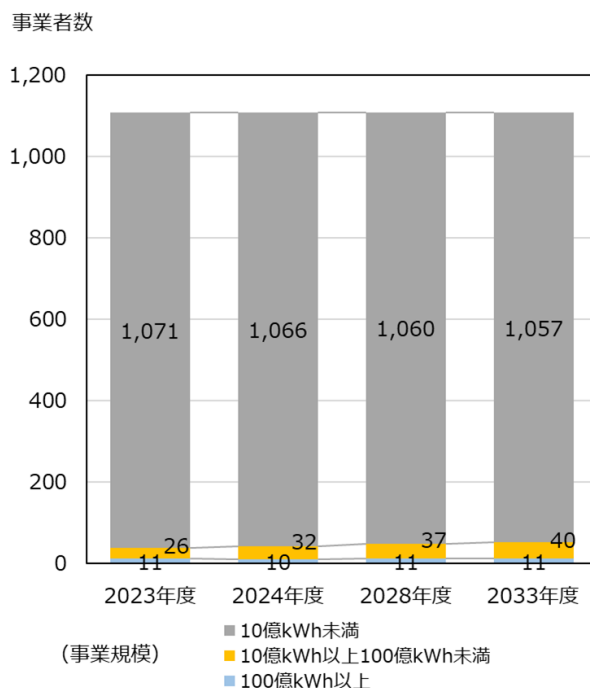


図6-11 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

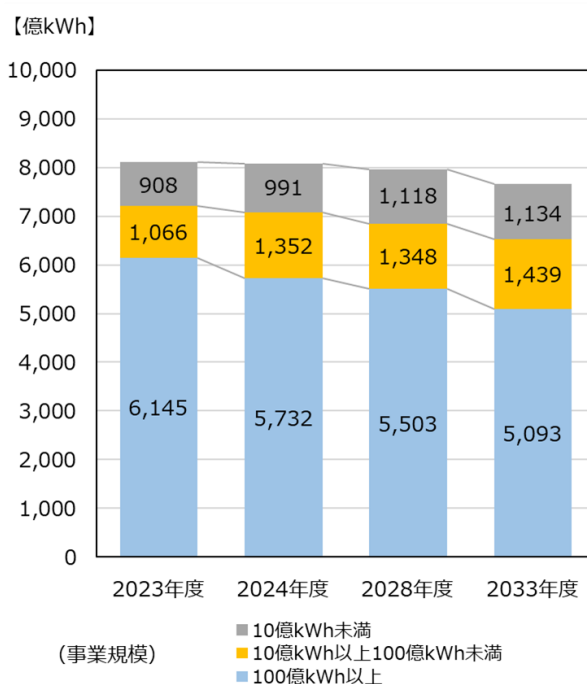
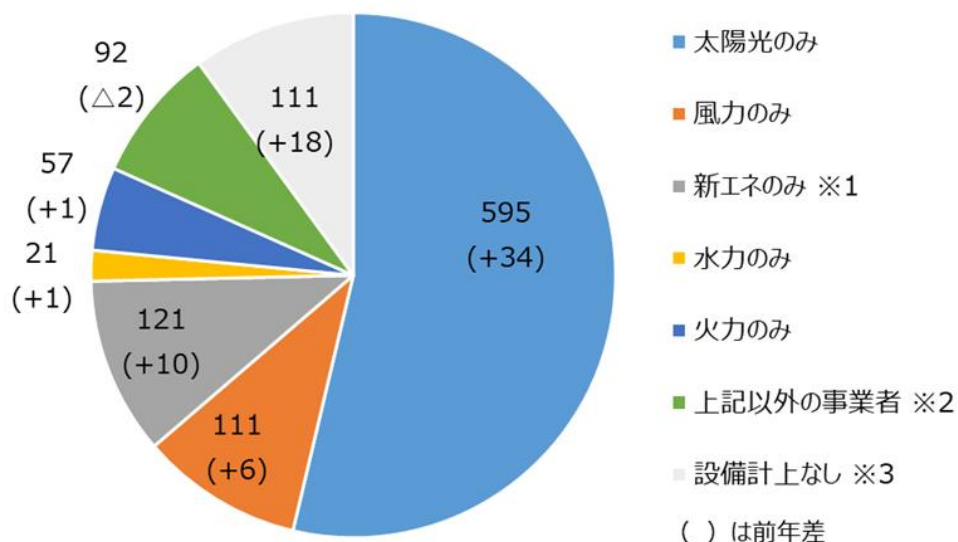


図6-12 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、当該発電事業者が2024年度末に保有する発電等設備の種類に分別したものを図6-13に示す。

再生可能エネルギー（特に太陽光）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

※3：2025年度以降に発電事業を開始し、2024年度に発電等設備を保有していない事業者

図6-13 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2024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6-14、事業者数を図6-15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。

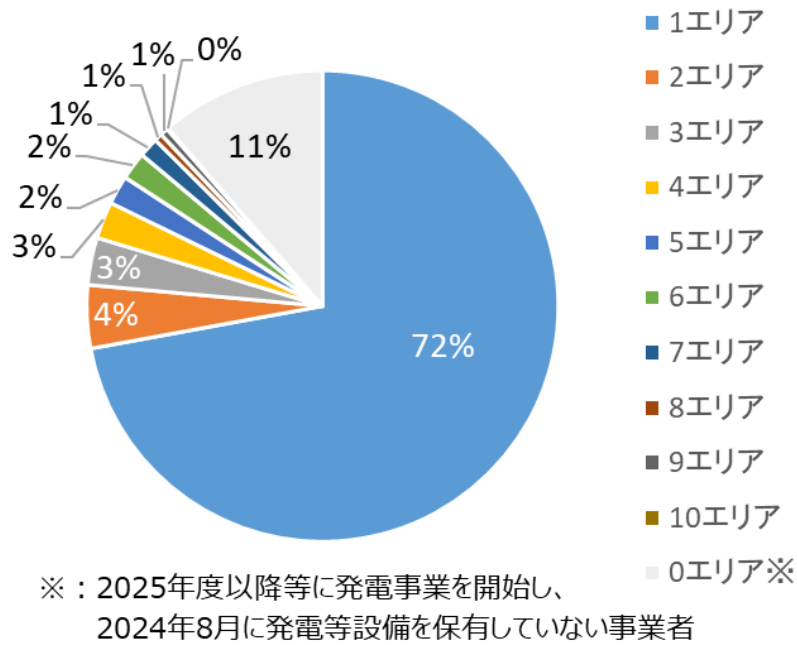


図6-14 事業エリア数毎の発電事業者比率

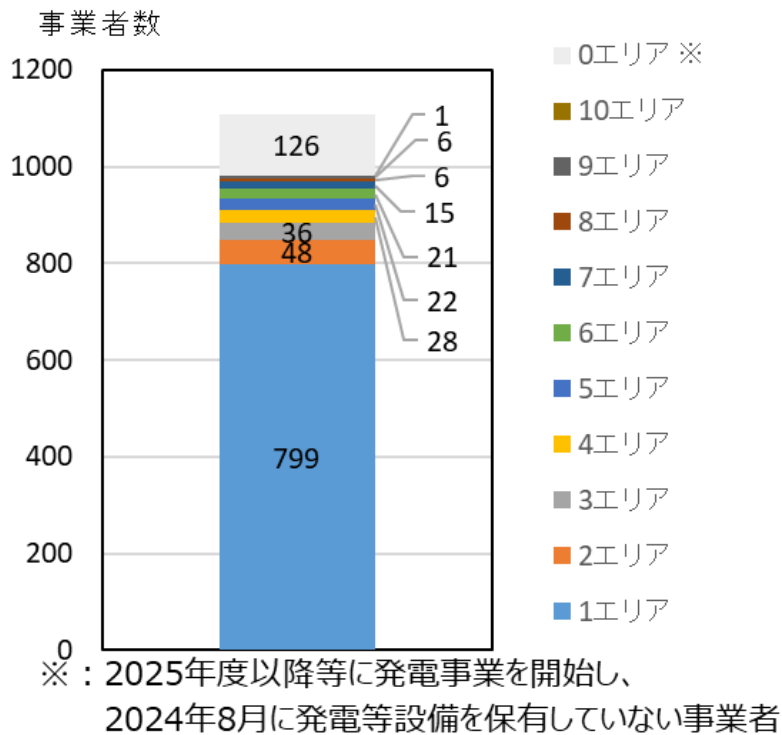


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2024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6-16に示す。

発電事業者数は、エリア毎においても、2023年度から増加している。

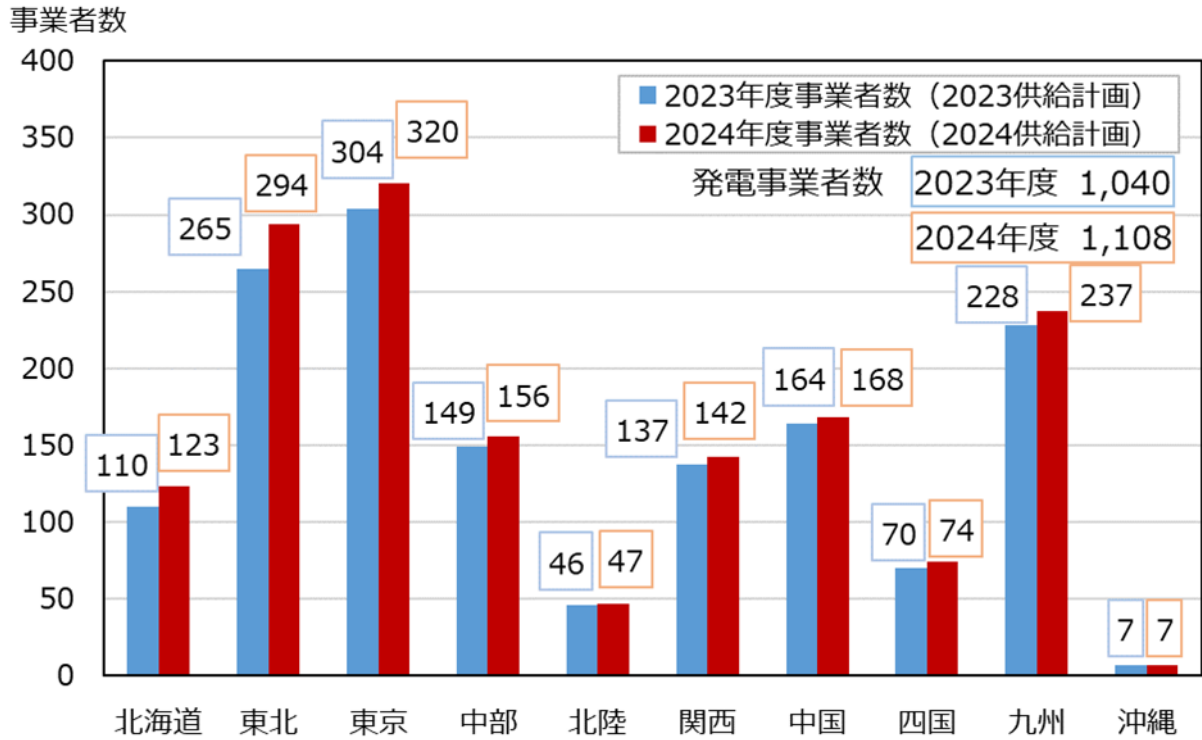


図6-16 各エリアで事業を展開する発電事業者数

7. 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

2024年度からは、日本全体で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保され、小売電気事業者の供給能力確保義務の考え方が変化している。また、旧一般電気事業者の発電部門では、卸電力の内外無差別の徹底の下で、1年から5年程度までの標準メニューに基づく卸販売となり、小売電気事業者との長期的な相対契約量は減少する傾向が見受けられる（図6－8）。

このような中で、今般の供給計画の取りまとめでは、中長期の需給バランスにおいて、いくつかの年度・エリアで厳しい状況が見受けられる。その点では、容量市場メインオークションにおいて落札されなかった電源の多くがLNG火力であること⁴⁹、さらには、電源の「新增設」と「休廃止」を相殺した設備量が順次減少していくこと等から、それらLNG火力に加え、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて非効率石炭火力や老朽石油火力が休廃止していく傾向からも伺える（図3－4）。

電源休廃止の背景として、発電事業者からのヒアリング等において、冒頭の事業環境の変化に伴って、これまでのような小売電気事業者との長期相対契約をベースにした発電計画や燃料調達計画が立てにくくなり、事業の予見性が低くなっているとの声が聞かれた。

しかし、この環境変化に際して、発電事業者としては、本来、安定供給とカーボンニュートラルの実現を見据え、自らの持つ供給力・調整力を活かしつつ、短期から中長期に向けた事業計画を主体的に立案し、事業展開していくことが期待されるものである。

そのような発電事業者の事業展開に寄与すべく、本機関としては、安定供給とカーボンニュートラルの実現に向けて、計画的な電源開発等の推進に資する「将来の電力需給シナリオ」の検討や、電源投資の予見性向上に資する長期脱炭素電源オークションの実施に取り組んでおり、国としても、本機関と連携して具体的な施策等の検討をお願いしたい。

また、再生可能エネルギーの導入拡大や、主要な調整力リソースである火力電源の休廃止などに伴う中長期的な調整力リソースの設備量不足を見据え、本機関としては、具備すべき調整力のグリッドコードによる要件化や、容量市場の枠組みを活用した調整力確保の調達枠の設定等、中長期的な調整力の確保の在り方について、具体的な方策を検討していく。

さらに、将来の再生可能エネルギーの最大限の導入により、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的かつ持続可能な需給運用・市場システムを目指す観点から、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる等の仕組みである「同時市場」の検討を実施していく。国としても将来の導入に向けた制度面からの検討をお願いしたい。

⁴⁹ 参考：容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2027年度）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2023/files/240124_mainauction_youryouyaku.jokekka_kouhyou_jitsu.jukyuu2027.pdf

○ 需給構造の変化と系統混雑への対応

本年度の供給計画では、データセンターや半導体工場の新增設等による需要の増加を盛り込むことで、10年後の需要が増加する想定となった⁵⁰。今後は、デジタル化（DX）や脱炭素化（GX）の進展に伴い、需要側では、EV、蓄電池、水素製造等により需要構造が変化していく可能性がある。また、CO₂フリーエネルギーを求める需要家の増加や、製造設備の電化、自家用発電量の減少等の動きによる需要増加の傾向も見受けられるとも聞く。

また、供給側では、既存の送変電設備を有効活用する日本版コネクト&マネージの取組から、新規の再生可能エネルギー電源の系統連系が増加している状況にある。また、今般の供給計画においても、引き続き太陽光や風力等の再生可能エネルギー電源の導入量が堅調に伸びていく傾向にあり（図3-1）、さらに、今後は、長期脱炭素電源オークションの結果や非効率石炭火力のフェードアウト等により、既存の経年火力電源が休廃止し、水素、アンモニア等の脱炭素電源への転換が図られていくことも想定される。

そのような需要・供給両面の変化が、電力系統内における電力潮流の変化をもたらす。さらに、季節や気象条件により大きく変化する自然変動電源と、その変動調整を担う調整力電源の稼働等により、電力潮流が一層複雑化するとともに、送変電設備の容量制約による系統混雑が発生、拡大していくことが想定される。

そのため本機関は、各一般送配電事業者と連携して、需要想定的高度化と電源ポテンシャル等の系統状況の把握に努めるとともに、混雑管理に際しては、再給電方式等により混雑解消に万全を期していく予定である。一方で、再給電方式等では、持替え可能な対象電源が不足する可能性や、電源立地誘導インセンティブが働きづらい等の課題がある。その点では、本機関がとりまとめた広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（2023年3月策定）の中でも、電源や需要の立地を最適化していくことでネットワーク投資を含めた全体のコストを抑制していくことの重要性を示したところである。そのため、市場主導型を含む混雑管理の在り方について、具体化に向けた検討を加速していくことが期待されるものであり、国としても制度面からの取組をお願いしたい。

また、電気の価値は、電力量（kWh）だけではなく、供給力（kW）や調整力（ΔkW）にも細分化され、それぞれが市場取引されるため、系統混雑による供給力及び調整力の影響評価と、その対策として価格シグナルの発信、ひいては、電源や需要を立地誘導するメカニズムの構築に向けた検討も期待されるところである。

本機関としても、一般送配電事業者と連携し、電力量、供給力、調整力から今後の系統混雑の動向を注視するとともに、混雑管理と価格シグナルの発信に向けた仕組み等の検討を進める予定である。

国においては、市場主導型による電源・需要を誘導する制度や、電源と需要の組合せによる電力システム全体の最適化につながるエネルギー政策や制度の整備を期待したい。

⁵⁰ 参考：全国及び供給区域ごとの需要想定（2024年度）

https://www.occto.or.jp/juyousoutei/2023/files/240124_juyousoutei.pdf

○ 補修調整後の需給バランス変化への対応

2024年度における電源設備の補修量⁵¹については、電源トラブル等⁵²の影響があり、2023年度供給計画の取りまとめ時点と比較して大きく増加している（図2-4）。

またその中には、容量市場メインオークションで落札され、実需給2年度前に実施した「容量停止計画の調整」がなされた電源も含まれ、「容量停止計画の調整」以降に事業者都合で補修量が増加しているものがある⁵³。

昨今の端境期（春季・秋季）の需給状況に関して、需要期（夏季・冬季）と比較して、需要の減少よりも、補修停止の増加等の供給力減少の影響が大きくなり、需給バランスが厳しくなる場合が見受けられることは、2023年11月の本機関の委員会でも指摘したところである⁵⁴。その状況において、厳気象並の気候条件となった場合の需要増加や電源トラブル等による供給力減少があると、需給バランスが厳しくなる可能性がある。

一方で、発電事業者や一般送配電事業者へのヒアリングでは、今後、補修作業に従事する施工力確保等が困難になる状況であり、2年度前の「容量停止計画の調整」以降、補修時期の調整が難しくなるとの声が聞かれた。そのような背景のもと、今後も起こり得る「容量停止計画の調整」以降の需給バランスの変化に対応する有効な方法について検討が求められている。

そのため本機関としては、「容量停止計画の調整」や追加オークション以降に発生する状況変化を把握すべく、これまで実施してきた電力需給検証やkWモニタリングに加え、需給状況が厳しくなる可能性がある場合には、事業者への準備や行動を促すべく、特に端境期について、今まで以上にきめ細かな情報発信の在り方の検討を深めていきたい。

発電事業者や小売電気事業者においては、これら情報をつぶさに把握・分析するとともに、需給ひっ迫が想定される場合においては、安定供給を担う電気事業者としての取るべき行動ができることはもとより、販売機会であるとの観点からも、補修時期の調整等の諸準備を期待したい。

なお、実需給の1年前等に、大規模災害等による電源の脱落等の発生を想定すると、事業者による企業努力だけでは、安定供給を維持できない可能性もあり得る。このような事象への対応として、現在、国において予備電源制度の検討が進められているところである。

本機関は、予備電源の調達等のプロセスの実施主体となると整理されており、国と連携して、予備電源制度の導入に向けた検討を進めていく予定である。国においても、予備電源制度の導入に向けた諸施策の検討に合わせ、同電源の短期立ち上げプロセス等の制度も並行して検討をお願いしたい。

⁵¹ 送変電設備の補修と同調する等、電源設備以外の要因も含む。

⁵² 供給計画届出時点で復旧時期が未定であるため、供給力を通年でゼロにしているものを含む。

⁵³ 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）（2024年1月）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsu_jukyukanren/files/240124_kakuhokeiyaku.pdf

⁵⁴ 参考：第92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_92_03.pdf

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1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2024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⁵⁵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 各月別の需要電力見通し

	[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	395	353	359	408	418	387	387	444	481	501	499	453
東北	1,053	978	1,068	1,277	1,301	1,151	1,022	1,149	1,286	1,335	1,330	1,225
東京	3,713	3,593	4,186	5,395	5,395	4,549	3,827	3,945	4,358	4,752	4,752	4,174
東3社計	5,161	4,924	5,613	7,080	7,114	6,087	5,236	5,538	6,125	6,588	6,581	5,852
中部	1,774	1,778	2,002	2,409	2,409	2,162	1,855	1,848	2,137	2,314	2,314	2,013
北陸	365	336	391	475	475	420	347	376	449	487	487	417
関西	1,709	1,766	2,045	2,647	2,647	2,209	1,830	1,807	2,242	2,411	2,411	2,004
中国	710	716	828	1,039	1,039	908	756	795	978	995	995	845
四国	322	330	384	478	478	423	358	340	459	459	459	379
九州	976	1,076	1,213	1,538	1,538	1,342	1,123	1,151	1,382	1,448	1,448	1,197
中西6社計	5,856	6,002	6,863	8,586	8,586	7,464	6,269	6,317	7,647	8,114	8,114	6,855
9社合計	11,017	10,926	12,476	15,666	15,700	13,551	11,505	11,855	13,772	14,702	14,695	12,707
沖縄	102	129	147	156	154	152	134	112	96	104	96	94
10社合計	11,119	11,055	12,623	15,821	15,854	13,704	11,639	11,967	13,868	14,806	14,790	12,801

表(別)1-2 各月別の供給力見通し
(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	508	483	499	501	578	539	530	555	617	607	608	537
東北	1,639	1,702	1,652	2,049	2,087	1,795	1,577	1,708	1,957	2,007	1,989	1,856
東京	4,224	3,976	4,477	5,840	5,818	5,387	3,995	3,959	5,255	5,462	5,433	5,346
東3社計	6,372	6,161	6,628	8,390	8,482	7,722	6,103	6,223	7,829	8,076	8,030	7,739
中部	2,106	2,224	2,477	2,825	2,807	2,532	2,190	2,080	2,328	2,546	2,568	2,503
北陸	474	443	459	536	521	474	428	419	475	481	475	494
関西	2,236	2,315	2,449	2,955	2,999	2,933	2,394	2,438	2,707	2,656	2,753	2,486
中国	727	822	979	1,220	1,227	1,052	881	799	1,021	1,160	1,120	1,079
四国	666	710	768	740	732	655	714	556	637	680	703	584
九州	1,466	1,462	1,681	1,919	1,931	1,842	1,639	1,611	1,871	1,894	1,883	1,705
中西6社計	7,675	7,975	8,813	10,195	10,218	9,488	8,247	7,902	9,039	9,417	9,502	8,853
9社合計	14,047	14,137	15,441	18,584	18,700	17,210	14,350	14,125	16,868	17,493	17,532	16,592
沖縄	172	184	194	213	215	203	200	185	189	173	164	167
10社合計	14,219	14,321	15,635	18,797	18,915	17,413	14,550	14,311	17,057	17,666	17,696	16,759

⁵⁵ 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別の供給力見通し
 （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	494	472	453	493	535	492	481	504	605	603	598	564
東北	1,318	1,308	1,343	1,544	1,546	1,462	1,194	1,305	1,616	1,606	1,593	1,611
東京	4,645	4,476	4,924	6,385	6,412	5,777	4,472	4,482	5,477	5,717	5,690	5,489
東3社計	6,457	6,257	6,720	8,422	8,494	7,730	6,147	6,292	7,698	7,926	7,880	7,664
中部	2,263	2,329	2,538	2,851	2,863	2,746	2,418	2,282	2,563	2,728	2,753	2,622
北陸	474	440	495	562	565	533	455	466	538	574	577	542
関西	2,220	2,313	2,592	3,133	3,146	2,806	2,398	2,245	2,689	2,842	2,868	2,610
中国	923	938	1,050	1,230	1,235	1,153	991	988	1,173	1,173	1,184	1,101
四国	418	450	508	566	568	537	469	422	550	541	546	494
九州	1,291	1,409	1,538	1,821	1,828	1,705	1,472	1,430	1,657	1,708	1,723	1,559
中西6社計	7,590	7,880	8,720	10,162	10,206	9,480	8,203	7,833	9,170	9,567	9,652	8,928
9社合計	14,047	14,137	15,441	18,584	18,700	17,210	14,350	14,125	16,868	17,493	17,532	16,592
沖縄	172	184	194	213	215	203	200	185	189	173	164	167
10社合計	14,219	14,321	15,635	18,797	18,915	17,413	14,550	14,311	17,057	17,666	17,696	16,759

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	25.1%	33.8%	26.2%	20.9%	28.0%	27.0%	24.2%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	24.5%
東北	25.1%	33.8%	25.8%	20.9%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
東京	25.1%	24.6%	17.6%	18.4%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
中部	27.6%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	30.3%	23.5%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
北陸	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	18.5%	30.2%
関西	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
中国	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
四国	29.9%	36.4%	32.2%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
九州	32.3%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
沖縄	67.8%	42.7%	31.7%	36.6%	39.3%	32.9%	49.6%	65.8%	96.9%	65.6%	71.3%	78.4%

※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

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	102	129	149	157	157	152	134	112	96	104	96	94
供給力	177	189	197	217	220	211	204	190	191	175	166	171
供給予備力	74	60	48	59	63	59	70	78	95	70	71	77
供給予備率	72.5%	46.3%	32.5%	37.8%	40.1%	38.6%	52.3%	70.0%	99.4%	67.5%	73.6%	82.0%

○ 2025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 各月別の需要電力見通し

	【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	397	355	361	411	420	390	390	447	483	503	501	455
東北	1,059	983	1,073	1,284	1,308	1,158	1,027	1,155	1,293	1,342	1,336	1,232
東京	3,773	3,652	4,245	5,455	5,455	4,609	3,886	4,004	4,416	4,810	4,810	4,233
東3社計	5,229	4,990	5,679	7,150	7,183	6,157	5,303	5,606	6,192	6,655	6,647	5,920
中部	1,776	1,780	2,005	2,412	2,412	2,165	1,858	1,850	2,140	2,318	2,318	2,016
北陸	365	336	391	475	475	420	347	376	449	487	487	417
関西	1,719	1,778	2,058	2,656	2,656	2,223	1,840	1,815	2,249	2,417	2,417	2,012
中国	710	715	827	1,038	1,038	907	756	794	977	994	994	844
四国	321	328	382	475	475	421	356	338	457	457	457	377
九州	980	1,080	1,217	1,544	1,544	1,347	1,128	1,159	1,391	1,458	1,458	1,205
中西6社	5,871	6,017	6,879	8,600	8,600	7,483	6,285	6,332	7,663	8,131	8,131	6,870
9社合計	11,100	11,007	12,558	15,750	15,783	13,640	11,588	11,938	13,855	14,786	14,778	12,790
沖縄	103	130	148	156	155	153	135	113	97	105	96	94
10社合計	11,203	11,136	12,706	15,907	15,939	13,793	11,722	12,050	13,951	14,891	14,874	12,885

表(別)1-7 各月別の供給力見通し
(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	531	515	526	536	520	468	474	522	622	606	622	531
東北	1,587	1,469	1,605	1,900	1,978	1,779	1,592	1,657	1,810	1,912	1,914	1,731
東京	4,023	3,836	4,470	5,823	5,848	5,457	3,806	4,025	5,118	5,286	5,119	4,929
東3社計	6,141	5,820	6,602	8,259	8,346	7,704	5,872	6,205	7,550	7,805	7,655	7,191
中部	2,176	2,165	2,388	2,692	2,746	2,587	2,446	2,218	2,269	2,292	2,565	2,520
北陸	558	548	535	640	647	611	535	541	607	599	591	523
関西	2,129	2,193	2,484	2,914	2,977	2,792	2,217	2,269	2,747	2,880	2,914	2,786
中国	899	1,007	1,165	1,322	1,308	1,133	941	875	1,097	1,154	1,131	1,080
四国	603	632	709	867	859	796	669	626	731	808	797	770
九州	1,312	1,310	1,657	1,899	1,848	1,763	1,592	1,503	1,691	1,753	1,667	1,577
中西6社	7,677	7,855	8,938	10,334	10,386	9,683	8,398	8,033	9,143	9,485	9,665	9,256
9社合計	13,818	13,674	15,539	18,592	18,732	17,387	14,270	14,237	16,692	17,290	17,321	16,447
沖縄	165	182	206	203	217	206	192	177	160	168	168	173
10社合計	13,983	13,857	15,745	18,795	18,949	17,593	14,462	14,414	16,853	17,458	17,489	16,620

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

	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	474	460	483	506	496	476	459	504	582	581	586	560
東北	1,264	1,153	1,253	1,503	1,543	1,471	1,209	1,301	1,558	1,550	1,563	1,515
東京	4,502	4,284	4,958	6,387	6,437	5,856	4,308	4,511	5,320	5,555	5,627	5,206
東3社計	6,240	5,897	6,695	8,396	8,475	7,803	5,976	6,315	7,460	7,686	7,775	7,281
中部	2,292	2,327	2,569	2,824	2,846	2,751	2,427	2,289	2,578	2,677	2,714	2,693
北陸	471	439	500	557	561	534	453	465	540	580	576	556
関西	2,219	2,324	2,637	3,113	3,134	2,824	2,404	2,246	2,710	2,878	2,859	2,687
中国	916	935	1,060	1,216	1,225	1,153	988	983	1,177	1,184	1,176	1,127
四国	414	442	519	677	669	611	549	506	551	548	541	510
九州	1,265	1,311	1,560	1,809	1,822	1,712	1,474	1,434	1,676	1,737	1,680	1,592
中西6社計	7,578	7,777	8,845	10,196	10,257	9,584	8,295	7,922	9,233	9,603	9,545	9,166
9社合計	13,818	13,674	15,539	18,592	18,732	17,387	14,270	14,237	16,692	17,290	17,321	16,447
沖縄	165	182	206	203	217	206	192	177	160	168	168	173
10社合計	13,983	13,857	15,745	18,795	18,949	17,593	14,462	14,414	16,853	17,458	17,489	16,620

【万kW】

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	19.3%	29.6%	33.9%	23.2%	18.0%	22.0%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東北	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東京	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	10.9%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
中部	29.1%	30.7%	28.1%	17.1%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	15.5%	17.1%	33.6%
北陸	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
関西	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
中国	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
四国	29.1%	34.6%	35.8%	42.5%	40.7%	45.0%	54.1%	49.6%	20.5%	19.8%	18.3%	35.2%
九州	29.1%	21.3%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	15.2%	32.1%
沖縄	60.1%	40.7%	38.8%	29.8%	39.7%	34.7%	42.3%	57.3%	66.2%	60.5%	74.2%	83.8%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表（別） 1－10 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

	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	103	130	150	158	158	153	135	113	97	105	96	94
供給力	170	187	209	207	222	215	196	182	163	170	170	177
供給予備力	67	58	59	49	64	62	61	69	66	65	74	82
供給予備率	64.7%	44.3%	39.5%	31.1%	40.4%	40.3%	45.1%	61.5%	68.7%	62.4%	76.5%	87.4%

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2024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2024、2025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】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	418	420	424	425	432	443	447	446	446	445
東北	1,301	1,308	1,307	1,306	1,305	1,304	1,303	1,301	1,300	1,299
東京	5,395	5,455	5,507	5,564	5,604	5,631	5,645	5,655	5,664	5,666
東3社計	7,114	7,183	7,238	7,295	7,341	7,378	7,395	7,402	7,410	7,410
中部	2,409	2,412	2,406	2,400	2,393	2,388	2,381	2,375	2,368	2,362
北陸	475	475	475	474	474	473	473	473	472	472
関西	2,647	2,656	2,655	2,661	2,666	2,665	2,661	2,656	2,652	2,646
中国	1,039	1,038	1,040	1,044	1,058	1,083	1,092	1,100	1,103	1,103
四国	478	475	473	470	467	465	462	459	456	454
九州	1,538	1,544	1,551	1,556	1,557	1,560	1,558	1,556	1,553	1,551
中西6社	8,586	8,600	8,600	8,605	8,615	8,634	8,627	8,619	8,604	8,588
9社合計	15,700	15,783	15,838	15,900	15,956	16,012	16,022	16,021	16,014	15,998
沖縄	154	155	159	160	161	162	163	164	165	166
10社合計	15,854	15,939	15,997	16,060	16,117	16,173	16,185	16,185	16,179	16,163

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	535	496	485	546	525	547	546	557	558	559
東北	1,546	1,543	1,481	1,625	1,472	1,471	1,485	1,479	1,473	1,468
東京	6,412	6,437	5,909	6,265	6,320	6,353	6,436	6,427	6,419	6,403
東3社計	8,494	8,475	7,875	8,437	8,317	8,371	8,467	8,463	8,450	8,429
中部	2,863	2,846	2,729	2,703	2,699	2,694	2,715	2,699	2,684	2,669
北陸	565	561	539	534	535	534	539	538	535	533
関西	3,146	3,134	3,011	2,997	3,007	3,007	3,034	3,019	3,006	2,990
中国	1,235	1,225	1,180	1,176	1,193	1,222	1,245	1,250	1,250	1,247
四国	568	669	538	544	540	540	542	541	542	543
九州	1,828	1,822	1,759	1,753	1,756	1,760	1,777	1,769	1,760	1,753
中西6社計	10,206	10,257	9,755	9,706	9,730	9,758	9,852	9,817	9,777	9,735
9社合計	18,700	18,732	17,630	18,143	18,047	18,129	18,319	18,280	18,227	18,164
沖縄	215	217	212	227	212	227	227	228	228	230
10社合計	18,915	18,949	17,842	18,369	18,259	18,357	18,546	18,507	18,455	18,394

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	501	503	508	515	519	526	529	529	529	528
東北	1,335	1,342	1,341	1,340	1,338	1,337	1,336	1,335	1,334	1,333
北陸	487	487	486	486	485	485	485	485	484	484

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	603	581	636	597	619	626	634	637	637	637
東北	1,606	1,550	1,687	1,813	1,723	1,734	1,744	1,760	1,764	1,777
北陸	574	580	681	687	670	639	638	639	639	639

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
需要電力	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166
供給力	220	222	212	227	212	227	227	228	228	230
供給予備力	63	64	53	67	51	66	65	64	63	65
供給予備率	40.1%	40.4%	33.2%	41.9%	32.0%	40.5%	39.8%	39.1%	38.4%	39.0%

2024年3月28日
電力広域的運営推進機関

2024年度供給計画の取りまとめに関する経済産業大臣への意見について

2024年度の供給計画の取りまとめに当たって、電気事業法第29条第2項の規定に基づき、以下のとおり意見します。

1. 中長期的な供給力・調整力の確保の在り方

2024年度からは、日本全体で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保され、小売電気事業者の供給能力確保義務の考え方が変化している。また、旧一般電気事業者の発電部門では、卸電力の内外無差別の徹底の下で、1年から5年程度までの標準メニューに基づく卸販売となり、小売電気事業者との長期的な相対契約量は減少する傾向が見受けられる¹。

このような中で、今般の供給計画の取りまとめでは、中長期の需給バランスにおいて、いくつかの年度・エリアで厳しい状況が見受けられる。その点では、容量市場メインオークションにおいて落札されなかった電源の多くがLNG火力であること²、さらには、電源の「新增設」と「休廃止」を相殺した設備量が順次減少していくこと等から、それらLNG火力に加え、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて非効率石炭火力や老朽石油火力が休廃止していく傾向からも伺える³。

電源休廃止の背景として、発電事業者からのヒアリング等において、冒頭の事業環境の変化に伴って、これまでのような小売電気事業者との長期相対契約をベースにした発電計画や燃料調達計画が立てにくくなり、事業の予見性が低くなっているとの声が聞かれた。

しかし、この環境変化に際して、発電事業者としては、本来、安定供給とカーボンニュートラルの実現を見据え、自らの持つ供給力・調整力を活かしつつ、短期から中長期に向けた事業計画を主体的に立案し、事業展開していくことが期待されるものである。

そのような発電事業者の事業展開に寄与すべく、本機関としては、安定供給とカーボンニュートラルの実現に向けて、計画的な電源開発等の推進に資する「将来の電力需給シナリオ」の検討や、電源投資の予見性向上に資する長期脱炭素電源オークションの実施に取り組んでおり、国としても、本機関と連携して具体的な施策等の検討をお願いしたい。

また、再生可能エネルギーの導入拡大や、主要な調整力リソースである火力電源の休廃止などに伴う中長期的な調整力リソースの設備量不足を見据え、本機関としては、具備すべき調整力のグリッドコードによる要件化や、容量市場の枠組みを活用した調整力確保の調達枠の設定等、中長期的な調整力の確保の在り方について、具体的な方策を検討していく。

さらに、将来の再生可能エネルギーの最大限の導入により、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的かつ持続可能な需給運用・市場システムを目指す観点から、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる等の仕組みである「同時市場」の検討を実施していく。国としても将来の導入に向けた制度面からの検討をお願いしたい。

¹ 参考：2024年度供給計画の取りまとめ（2024年3月） 図6-8

² 参考：容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2027年度）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2023/files/240124_mainauction_youryouyakujokekka_kouhyou_jitsujukyu2027.pdf

³ 参考：2024年度供給計画の取りまとめ（2024年3月） 図3-4

2. 需給構造の変化と系統混雑への対応

本年度の供給計画では、データセンターや半導体工場の新増設等による需要の増加を盛り込むことで、10年後の需要が増加する想定となった⁴。今後は、デジタル化（DX）や脱炭素化（GX）の進展に伴い、需要側では、EV、蓄電池、水素製造等により需要構造が変化していく可能性がある。また、CO₂フリーエネルギーを求める需要家の増加や、製造設備の電化、自家用発電量の減少等の動きによる需要増加の傾向も見受けられるとも聞く。

また、供給側では、既存の送変電設備を有効活用する日本版コネク&マネージの取組から、新規の再生可能エネルギー電源の系統連系が増加している状況にある。また、今般の供給計画においても、引き続き太陽光や風力等の再生可能エネルギー電源の導入量が堅調に伸びていく傾向にあり⁵、さらに、今後は、長期脱炭素電源オークションの結果や非効率石炭火力のフェードアウト等により、既存の経年火力電源が休廃止し、水素、アンモニア等の脱炭素電源への転換が図られていくことも想定される。

そのような需要・供給両面の変化が、電力系統内における電力潮流の変化をもたらす。さらに、季節や気象条件により大きく変化する自然変動電源と、その変動調整を担う調整力電源の稼働等により、電力潮流が一層複雑化するとともに、送変電設備の容量制約による系統混雑が発生、拡大していくことが想定される。

そのため本機関は、各一般送配電事業者と連携して、需要想定的高度化と電源ポテンシャル等の系統状況の把握に努めるとともに、混雑管理に際しては、再給電方式等により混雑解消に万全を期していく予定である。一方で、再給電方式等では、持替え可能な対象電源が不足する可能性や、電源立地誘導インセンティブが働きづらい等の課題がある。その点では、本機関がとりまとめた広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（2023年3月策定）の中でも、電源や需要の立地を最適化していくことでネットワーク投資を含めた全体のコストを抑制していくことの重要性を示したところである。そのため、市場主導型を含む混雑管理の在り方について、具体化に向けた検討を加速していくことが期待されるものであり、国としても制度面からの取組をお願いしたい。

また、電気の価値は、電力量（kWh）だけではなく、供給力（kW）や調整力（ΔkW）にも細分化され、それぞれが市場取引されるため、系統混雑による供給力及び調整力の影響評価と、その対策として価格シグナルの発信、ひいては、電源や需要を立地誘導するメカニズムの構築に向けた検討も期待されるところである。

本機関としても、一般送配電事業者と連携し、電力量、供給力、調整力から今後の系統混雑の動向を注視するとともに、混雑管理と価格シグナルの発信に向けた仕組み等の検討を進める予定である。

国においては、市場主導型による電源・需要を誘導する制度や、電源と需要の組合せによる電力システム全体の最適化につながるエネルギー政策や制度の整備を期待したい。

⁴ 参考：全国及び供給区域ごとの需要想定（2024年度）

https://www.occto.or.jp/juyousoutei/2023/files/240124_juyousoutei.pdf

⁵ 参考：2024年度供給計画の取りまとめ（2024年3月） 図3-1

3. 補修調整後の需給バランス変化への対応

2024年度における電源設備の補修量⁶については、電源トラブル等⁷の影響があり、2023年度供給計画の取りまとめ時点と比較して大きく増加している⁸。

またその中には、容量市場メインオークションで落札され、実需給2年度前に実施した「容量停止計画の調整」がなされた電源も含まれ、「容量停止計画の調整」以降に事業者都合で補修量が増加しているものがある⁹。

昨今の端境期（春季・秋季）の需給状況に関して、需要期（夏季・冬季）と比較して、需要の減少よりも、補修停止の増加等の供給力減少の影響が大きくなり、需給バランスが厳しくなる場合が見受けられることは、2023年11月の本機関の委員会でも指摘したところである¹⁰。その状況において、厳気象並の気候条件となった場合の需要増加や電源トラブル等による供給力減少があると、需給バランスが厳しくなる可能性がある。

一方で、発電事業者や一般送配電事業者へのヒアリングでは、今後、補修作業に従事する施工力確保等が困難になる状況であり、2年度前の「容量停止計画の調整」以降、補修時期の調整が難しくなるとの声が聞かれた。そのような背景のもと、今後も起こり得る「容量停止計画の調整」以降の需給バランスの変化に対応する有効な方法について検討が求められている。

そのため本機関としては、「容量停止計画の調整」や追加オークション以降に発生する状況変化を把握すべく、これまで実施してきた電力需給検証やkWモニタリングに加え、需給状況が厳しくなる可能性がある場合には、事業者への準備や行動を促すべく、特に端境期について、今まで以上にきめ細かな情報発信の在り方の検討を深めていきたい。

発電事業者や小売電気事業者においては、これら情報をつぶさに把握・分析するとともに、需給ひっ迫が想定される場合においては、安定供給を担う電気事業者としての取るべき行動ができることはもとより、販売機会であるとの観点からも、補修時期の調整等の諸準備を期待したい。

なお、実需給の1年前等に、大規模災害等による電源の脱落等の発生を想定すると、事業者による企業努力だけでは、安定供給を維持できない可能性もあり得る。このような事象への対応として、現在、国において予備電源制度の検討が進められているところである。

本機関は、予備電源の調達等のプロセスの実施主体となると整理されており、国と連携して、予備電源制度の導入に向けた検討を進めていく予定である。国においても、予備電源制度の導入に向けた諸施策の検討に合わせ、同電源の短期立ち上げプロセス等の制度も並行して検討をお願いしたい。

⁶ 送变电設備の補修と同調する等、電源設備以外の要因も含む。

⁷ 供給計画届出時点で復旧時期が未定であるため、供給力を通年でゼロにしているものを含む。

⁸ 参考：2024年度供給計画の取りまとめ（2024年3月） 図2-4

⁹ 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）（2024年1月）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsujukyukanren/files/240124_kakuhokeyaku.pdf

¹⁰ 参考：第92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_92_03.pdf

2024年度年次報告書
供給計画の取りまとめ

2024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2024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、2024年度供給計画取りまとめでは、2023年11月30日までに電気事業者となった者(1,893者)と、2023年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者(9者)の合計1,902者を対象に取りまとめを行った。

2024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	1,108
小売電気事業者	680
特定卸供給事業者	60
登録特定送配電事業者	33
特定送配電事業者	8
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
配電事業者	0
合計	1,902

(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9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8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

2023年度の曜日回りを考慮した2024年度供給計画における提出期限

(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) 供給信頼度基準について	5
(2) 供給力(kW)の見通し(短期・長期)	7
(3) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	8
(4) 電力量(kWh)の見通し	14
(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	31
(2) 主要変電所の整備計画	34
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	37
(4) 既設設備の高経年化の課題	39
V. 広域的運営の状況	40
VI. 電気事業者の特性分析	42
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	42
(2) 小売電気事業者のエリア展開	44

(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	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（2024年度供給計画の取りまとめ）	55
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

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、2023年度の実績及び2024年度、2025年度の見通し³を、表1-1に示す。

2024年度の見通し15,857万kWは、2023年度の気象補正⁴後の実績15,723万kWに対して、0.8%の増加となった。

また、2025年度の見通し15,941万kWは、2023年度の気象補正⁴後の実績に対して、1.4%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）

2023年度 実績 (気象補正後)	2024年度 見通し	2025年度 見通し
15,723万kW	15,857万kW (+0.8%)※	15,941万kW (+1.4%)※

※2023年度実績（気象補正後）に対する増加率

② 2024年度及び2025年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2024年度及び2025年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2（2024年度）、表1-3（2025年度）に示す。

2024年度及び2025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 2024年度各月別の最大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	11,119	11,055	12,624	15,823	15,857	13,704
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,639	11,967	13,868	14,806	14,790	12,801

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 2024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、2023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 2025年度各月別の最大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	11,203	11,136	12,708	15,908	15,941	13,793
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,722	12,050	13,951	14,891	14,874	12,885

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、2023年度の推定実績⁵及び2024年度の見通しを、表1-4に示す。

2024年度の見通し8,461億kWhは、2023年度の気象補正後の推定実績8,413億kWhに対して、0.6%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）

2023年度推定実績 （気象補正後）	2024年度見通し
8,413億kWh	8,461億kWh (+0.6%)※

※2023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2023年4～10月の実績値及び2023年11月～2024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（2023年11月29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、2023年度は556.9兆円、2033年度は598.6兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2023年度は104.3、2033年度は111.3となり、年平均0.7%の増加となった。一方、人口は、2023年度は1億2,441万人、2033年度は1億1,807万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2023年度	2033年度
国内総生産（実質GDP）	556.9兆円	598.6兆円 [+0.7%]※
鉱工業生産指数（IIP）	104.3	111.3 [+0.7%]※
人口	1億2,441万人	1億1,807万人 [▲0.5%]※

※2023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、2024年度、2028年度及び2033年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2033年度までの見通しを図1-1に示す。

2028年度の見通しは16,117万kW、2033年度の見通しは16,163万kWとなり、2023年度から2033年度まで年平均0.3%の増加となった。

2023年度についてはテレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響等に伴い減少する一方、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1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2024年度 [再掲]	2028年度	2033年度
15,857万kW	16,117万kW [+0.5%]※	16,163万kW [+0.3%]※

※2023年度見通しに対する年平均増加率

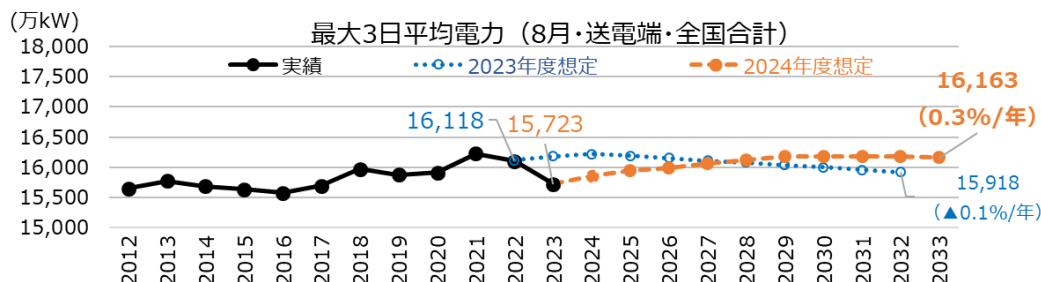


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2024年度、2028年度及び2033年度の見通しを、表1-7に示す。

2028年度の見通しは8,691億kWh、2033年度の見通しは8,754億kWhとなり、2023年度から2033年度まで年平均0.4%の増加となっている。

2023年度についてはテレワークの実施率低下等による在宅需要の減少や節電・省エネ影響等に伴い減少する一方、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

2024年度 [再掲]	2028年度	2033年度
8,461億kWh	8,691億kWh [+0.7%]※	8,754億kWh [+0.4%]※

※2023年度見通しに対する年平均増加率

II. 需給バランス

(1) 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。そのため、2024年度供給計画においては、供給信頼度基準として、表2-1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¹¹。

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2-1 容量市場・供給計画における目標停電量
(2024年度供給計画の取りまとめの諸元による)

想定年度	全国需要電力 (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 変動対応 [%]
			夏季・冬季	春季・秋季			
2024年度	15,799	6.7	3.4	3.0	1	0.033	2
2025年度	15,882	6.7	3.4	3.0		0.033	
2026年度	15,937	6.6	3.6	3.1		0.028	
2027年度	16,007	6.5	3.6	3.2		0.027	
2028年度	16,058	5.9	4.2	3.6		0.016	
2029年度	16,110	5.8	4.2	3.7		0.016	
2030年度	16,120	5.8	4.3	3.7		0.015	
2031年度	16,121	5.8	4.3	3.7		0.015	
2032年度	16,114	5.8	4.3	3.7		0.015	
2033年度	16,098	5.8	4.3	3.7		0.015	

※ 北海道、東北、北陸はエリア1月断面、その他エリアは8月断面の値を合計

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。

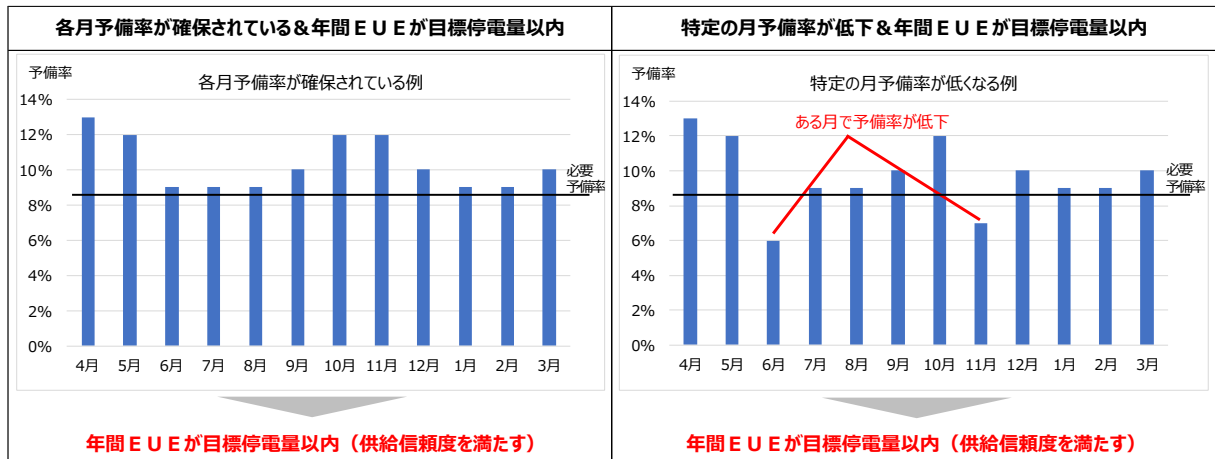


図2-1 年間EUEの特性

(2) 供給力 (kW) の見通し (短期・長期)

年間EUEの算定結果を表2-2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年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。

長期断面でも、電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア(2026~2029年度)、東北エリア(2026, 2028, 2029年度)、九州エリア(2026~2033年度)、沖縄エリア(2026, 2028年度)で目標停電量を超過している。

表2-2 年間EUEの算定結果

(kWh/kW・年)

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

<容量市場・供給計画における目標停電量>

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

(3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

各エリアの供給力¹²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¹³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¹⁴と電源 I' の発動基準¹⁵のうちの方を除外する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、「2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁶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。

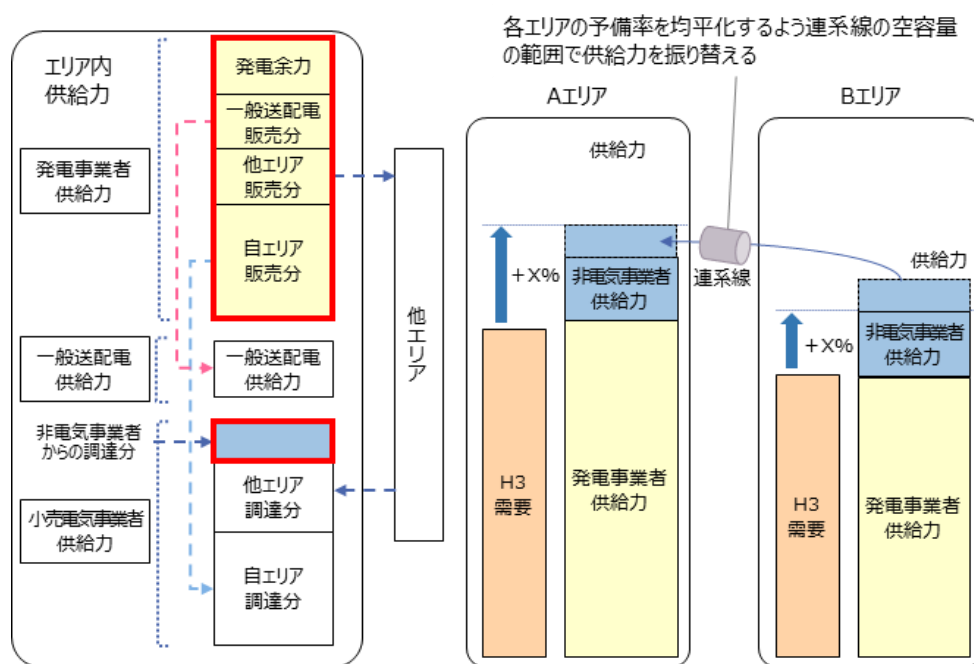


図 2-2 需給バランス確認の概要

¹² 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。

¹³ 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。

¹⁴ 参考：第 8 5 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

¹⁵ 参考：2023年度電源 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/2023/ps1/dengen_tyousei_10.pdf

¹⁶ 2024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/2023-12_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（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁷及び「2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁶に記載の方法による。供給力等の評価断面は、原則、2024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：「2024～2033年度の連系線の運用容量（年間・長期）（2024年3月1日：本機関）」¹⁸による。
- ②：「2024、2025年度の連系線のマージン（年間）、マージンの設定の考え方及び確保理由（2024年3月1日：本機関）」¹⁹を考慮のうえ算出した値。

(長期断面)

- ①：2024年度及び2025年度は（短期断面）で設定した8月値、2026～2033年度は「2024～2033年度の連系線の運用容量（年間・長期）（2024年3月1日：本機関）」¹⁸による。
- ②：2024年度及び2025年度は（短期断面）で設定した8月値、2026～2033年度は「2026～2033年度の連系線のマージン（長期）、マージンの設定の考え方及び確保理由（2024年3月1日：本機関）」¹⁹を考慮のうえ算出した値。

¹⁷ 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/2023-12_jukyujuyou_kei_jogaidrain.pdf

¹⁸ 参考：2024～2033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/2023/files/oshirase_1_2024-2033_unyouyouryou.pdf

¹⁹ 参考：2024～2033年度の連系線のマージン（年間・長期）、実需給断面におけるマージンの設定の考え方及び確保理由について

https://www.occto.or.jp/renkeisenriyou/oshirase/2023/files/20240301_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²⁰。

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²¹）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。

○2024年度

エリア別の予備率見通しを表2-3に示す。各エリア²²の予備率は、全ての月・エリアで13%を上回った。

表2-3 2024年度 各月別の予備率見通し
(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	25.1%	33.8%	26.2%	20.9%	28.0%	27.0%	24.2%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	24.5%
東北	25.1%	33.8%	25.8%	20.9%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
東京	25.1%	24.6%	17.6%	18.4%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
中部	27.6%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	30.3%	23.5%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
北陸	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	18.5%	30.2%
関西	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
中国	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
四国	29.9%	36.4%	32.2%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
九州	32.3%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
沖縄	67.8%	42.7%	31.7%	36.6%	39.3%	32.9%	49.6%	65.8%	96.9%	65.6%	71.3%	78.4%

※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2-4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2-4 2024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	34.4%	16.1%	8.5%	14.6%	17.2%	10.4%	24.1%	35.2%	61.3%	32.9%	35.6%	41.9%

²⁰ 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

²¹ 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

²² 沖縄エリアは最小予備率断面で評価している。

○ 2025年度

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。各エリアの予備率は、全ての月・エリアで10%を上回った。

表2-5 2025年度 各月別の予備率見通し
(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	19.3%	29.6%	33.9%	23.2%	18.0%	22.0%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東北	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東京	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	10.9%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
中部	29.1%	30.7%	28.1%	17.1%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	15.5%	17.1%	33.6%
北陸	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
関西	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
中国	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
四国	29.1%	34.6%	35.8%	42.5%	40.7%	45.0%	54.1%	49.6%	20.5%	19.8%	18.3%	35.2%
九州	29.1%	21.3%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	15.2%	32.1%
沖縄	60.1%	40.7%	38.8%	29.8%	39.7%	34.7%	42.3%	57.3%	66.2%	60.5%	74.2%	83.8%

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

2024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2-6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	26.8%	14.3%	15.7%	8.0%	17.7%	12.4%	17.0%	26.9%	30.8%	27.9%	38.7%	47.5%

② 供給力（kW）の補完的確認による2024年度電源補修量

2024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。

2024年度供給計画における第1年度（2024年度）と2023年度供給計画における第2年度（2024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²³したものの、大型電源のトラブル等（届出時点で復旧未定）があり、2023年度供給計画と比較して補修量が増加した。

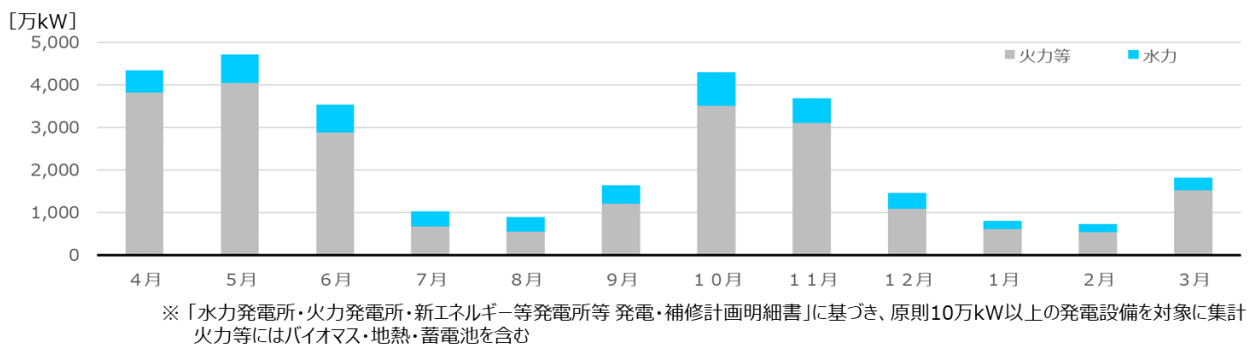


図2-3 2024年度供給計画（第1年度）の各月補修量

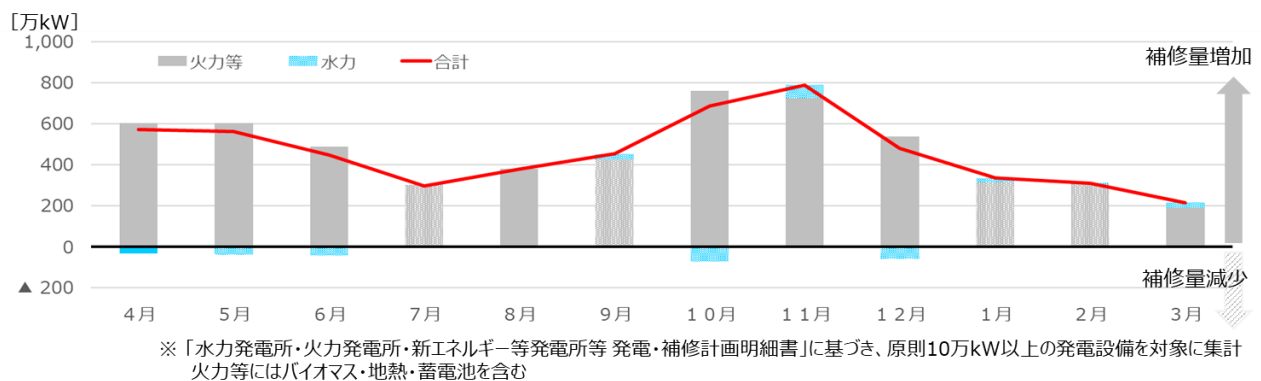


図2-4 2024年度供給計画（第1年度）と2023年度供給計画（第2年度）の各月補修量の増減

²³ 参考：2024年度のさらなる供給力確保について
https://www.occto.or.jp/kyoukei/oshirase/231201_2024kyoukyuryokukakuho.html

③ 供給力（kW）の補完的確認による2024年度休廃止計画

2024年度供給計画において、2024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2-7に示す。

2024年度中に休廃止となる火力電源は215万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193万kW、2024年度供給計画で新規計上されたものが22万kWである。

表2-7 2024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	0	62	62
石油他	0	95	95
石炭	22	36	58
合計	22	193	215

※「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

(4) 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として、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。

そのため、2024年度供給計画の取りまとめ時点では、電力量 (kWh) バランス評価までは行わないが、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 (2024年度) における月別の電力量 (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²⁴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2-8に示す。需要電力量に対して、供給電力量は1.3億kWh/月程度 (需要比1.8%程度) 下回る断面がある。

今後、実需給段階に向け、発電事業者における燃料の追加調達等による供給電力量の増加が期待されるが、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。

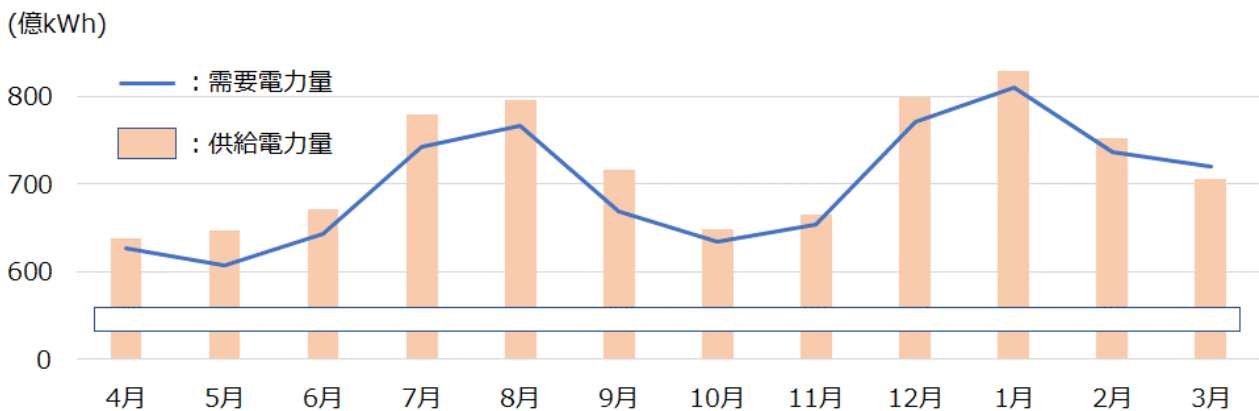


図2-5 第1年度 (2024年度) における電力量 (kWh) バランス

表2-8 第1年度 (2024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	626	606	643	743	767	669	634	654	772	810	737	719	8,381
供給電力量と需要電力量の差分量	11	41	28	37	29	47	15	11	27	20	16	-13	268
供給電力量と需要電力量の差分率	1.8%	6.8%	4.4%	5.0%	3.8%	7.0%	2.4%	1.7%	3.5%	2.5%	2.2%	-1.8%	3.2%

²⁴ 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。

(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)

第1年度 (2024年度) は、全てのエリアで年間EUEが目標停電量以内となっている。

第2年度 (2025年度) は、電源の休廃止や補修停止等により北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて、目標停電量を超過している。

長期断面 (2026～2033年度) においても、電源の休廃止等により、北海道エリア・東京エリア (2026～2029年度)、東北エリア (2026、2028、2029年度)、九州エリア (2026～2033年度)、沖縄エリア (2026、2028年度) で目標停電量を超過している。

○ 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

第1年度 (2024年度)、第2年度 (2025年度) とともに、全てのエリア・月で、予備率が10%を上回る。

○ 電力量 (kWh) の見通し (第1年度の月別)

一般送配電事業者が届け出た需要電力量に対して、供給電力量が13億kWh/月程度 (需要比1.8%程度) 下回る断面が見受けられる。

○ 2025年度の北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいては、容量停止計画の調整²⁵後にも関わらず、年間EUEが容量市場・供給計画における目標停電量を超過しているが、その要因としては、主に以下のようなものが考えられる。

- 供給信頼度評価の精度向上や厳気象対応の必要量の算定方法の見直し等¹⁰により、容量停止計画の調整時点よりも厳しい評価を行っていること。
- 供給力の一部 (需要電力の2%) を追加オークションで調達することを前提として、容量停止計画の調整を行っていること。

○ 2025年度については、今後、国の審議会等で議論される追加オークションの可否やその実施時の結果によっては、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。

○ 2026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可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。

²⁵ 容量市場のメインオークションにおいて落札した安定電源等のリクワイアメントの一つとして、実需給の2年度前に各エリア・各月の供給信頼度を確保することを目的として、定期補修や中間補修等の容量停止計画を調整している。

(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

2033年度までの電源種別毎の供給力（8月・全国計）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、2026年度に減少する評価となり、以降継続して増加する。火力の供給力は横ばい傾向であるものの、休廃止等により2026年度まで減少している。

供給力全体として2025年度まで増加し、2026年度に減少後横ばい傾向となる。

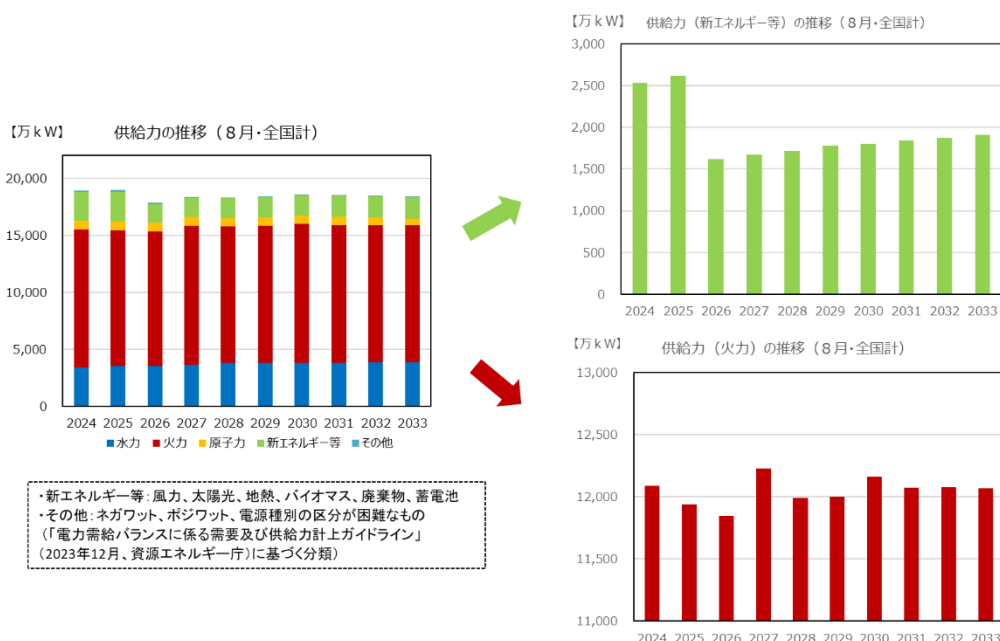


図2-6 電源別供給力の推移

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600～1,200万kW）を図2-7に示す。

火力休止電源の総量は増加する傾向がみられる。2026年度までは新たに休止する電源が増加するが、2027年度には1年間等の休止から再稼働する電源があり、休止量が減少している。

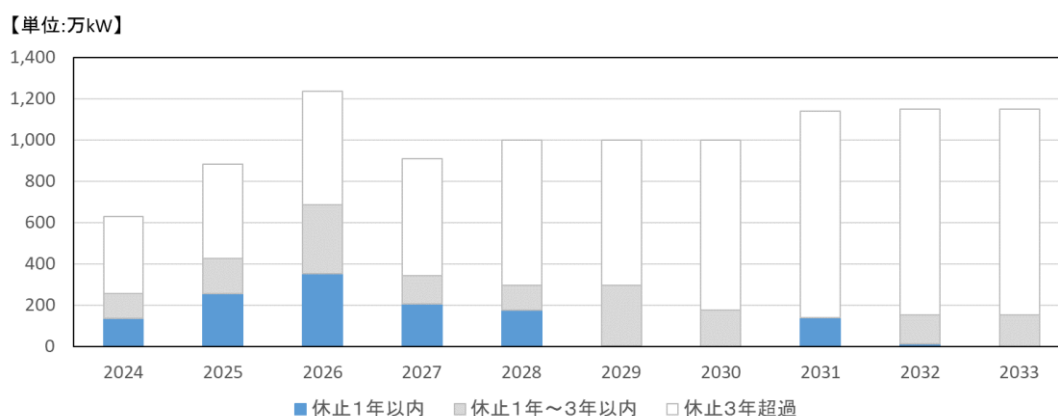


図2-7 火力休止電源の状況

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、各年度において、各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・その他も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

【万 kW】

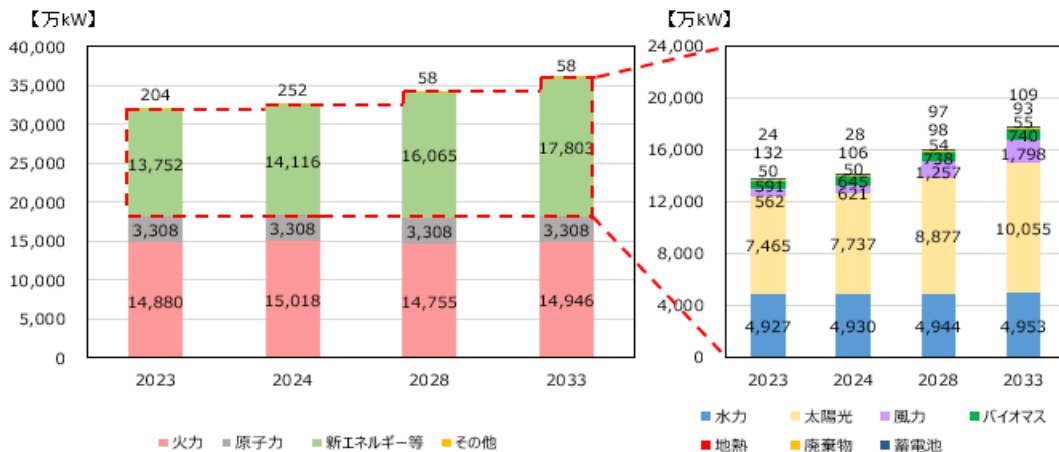
種類	2023	2024	2028	2033
火力 ^{※1}	14,880	15,018	14,755	14,946
石炭	5,221	5,196	5,005	4,995
LNG	7,942	8,178	8,156	8,354
石油他 ²⁷	1,717	1,645	1,594	1,598
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	13,752	14,116	16,065	17,803
一般水力 ^{※1}	2,192	2,196	2,210	2,219
揚水 ^{※1}	2,734	2,734	2,734	2,734
風力 ^{※3}	562	621	1,257	1,798
太陽光 ^{※3}	7,465	7,737	8,877	10,055
地熱 ^{※1}	50	50	54	55
バイオマス ^{※1}	591	645	738	740
廃棄物 ^{※1}	132	106	98	93
蓄電池 ^{※1}	24	28	97	109
その他 ^{※1}	204	252	58	58
合計	32,144	32,695	34,186	36,116

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。



※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。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

²⁷ 石油他は、石油・LPG・その他ガス・歴青質混合物の合計値。

(2) エリア別設備容量 (kW) の比率

2023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。

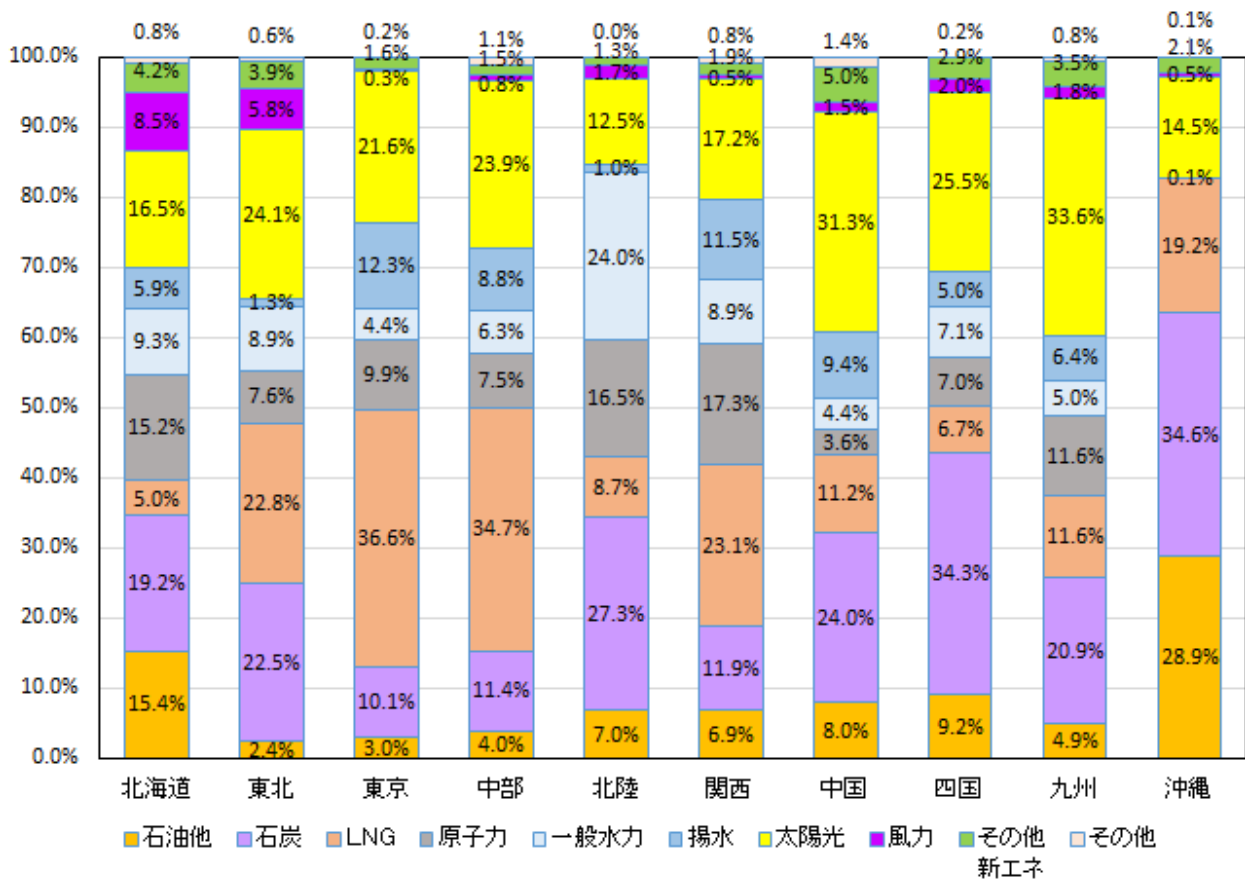


図3-2 エリア別の電源種別の設備容量比率 (2023年度末)

(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。

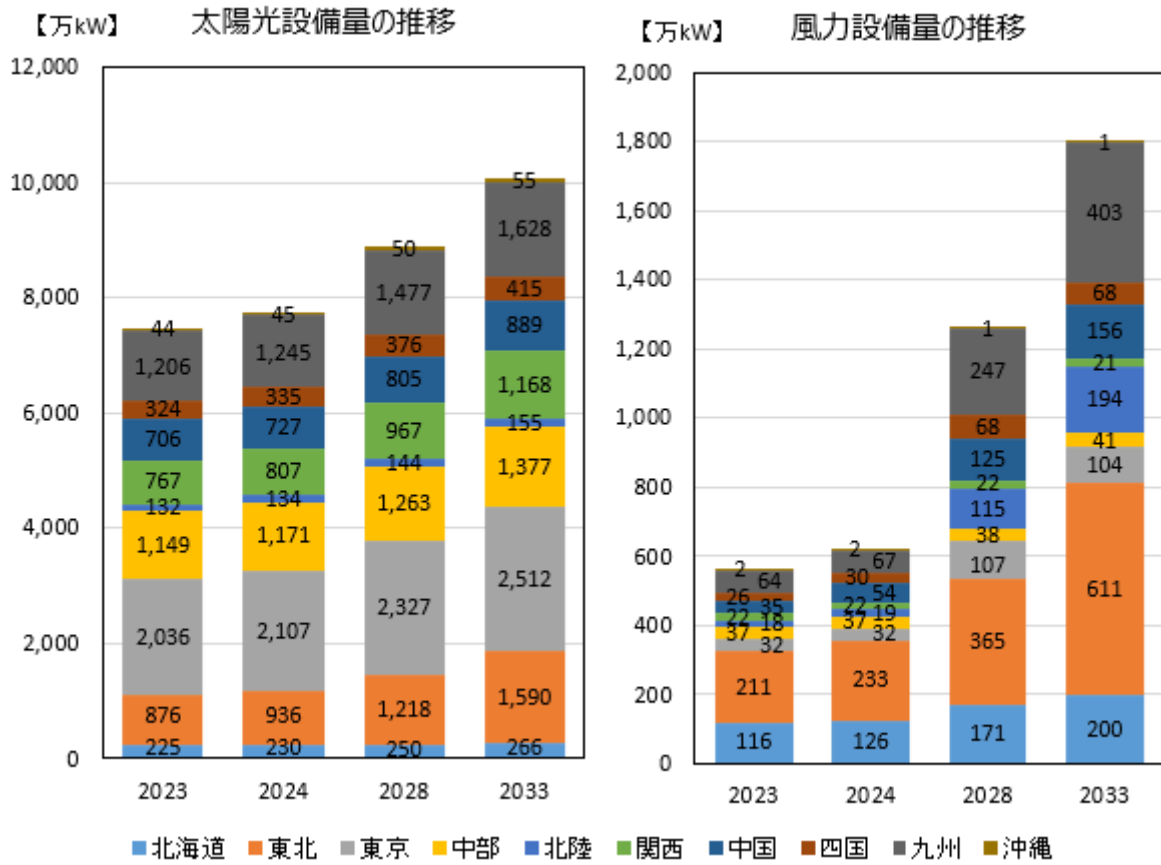


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

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、2033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 2033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	27.2	45	7.8	58	△ 3.5	11
一般水力	27.2	45	7.8	58	△ 3.5	11
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	656.5	32	-	-	△ 483.0	42
石炭	-	-	-	-	△ 162.9	8
LNG	641.4	13	-	-	△ 229.5	8
石油	15.1	19	-	-	△ 90.7	26
LPG	-	-	-	-	-	-
歴青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	1,023.4	331	0.2	1	△ 48.9	81
風力	562.2	80	-	-	△ 33.2	43
太陽光	257.4	175	-	-	△ 6.0	28
地熱	6.0	4	-	-	-	-
バイオマス	119.3	35	-	-	△ 3.4	3
廃棄物	8.0	6	0.2	1	△ 6.4	7
蓄電池	70.5	31	-	-	-	-
合計	2,725.1	415	23.3	60	△ 535.5	134

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

2023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、2024年度供給計画と2023年度供給計画を比較して図3-4に示す。

2024年度は新增設が増加することから、休廃止を差し引いた設備量は増加する。2025年度以降、休廃止が増加し、新增設を差し引いた設備量は減少する。2027年度には再稼働により休廃止が減少するものの、休廃止が新增設を上回った状態で横ばい傾向となる。

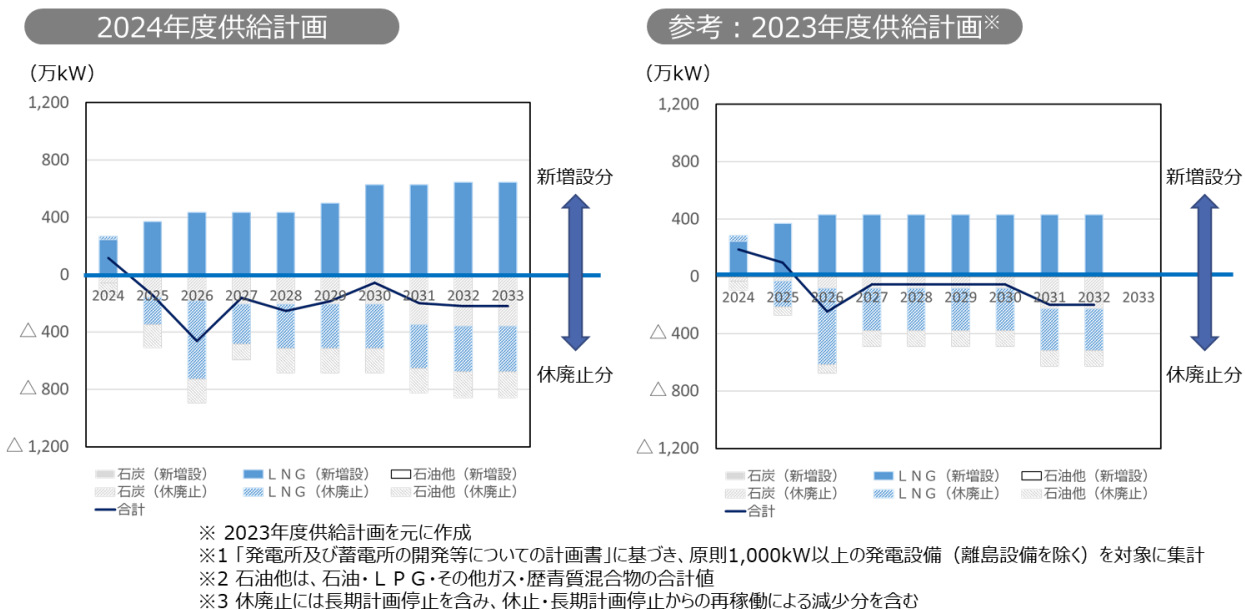


図3-4 火力発電の電源開発及び休廃止計画（設備量ベース、2024年度からの累計値）

(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、年度毎に増減はあるが、2023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、蓄電池が徐々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（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁷及び「2024年度供給計画届出書の記載要領（2023年12月：資源エネルギー庁）」¹⁶の記載による。

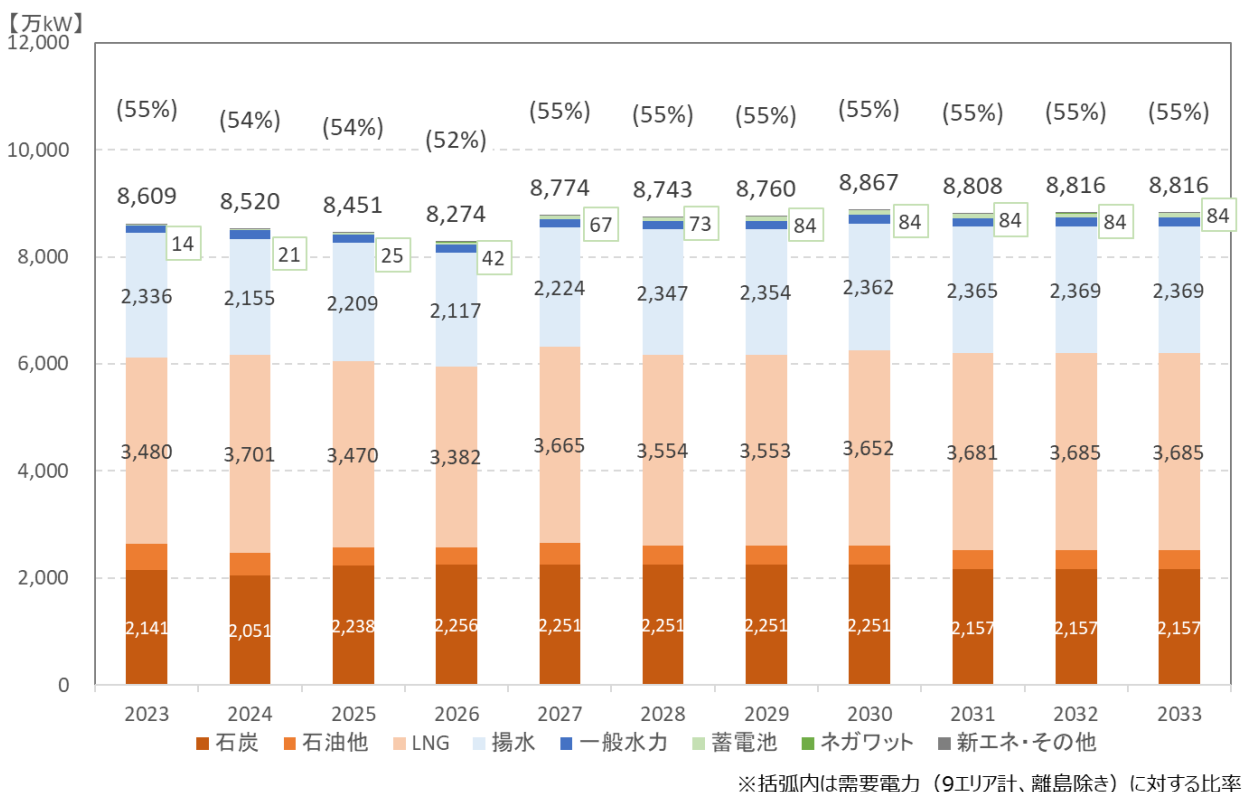


図3-5 調整能力の推移

(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、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、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こと、省エネ法に基づく発電効率に関する規制的措置による非効率石炭火力の発電量の抑制効果等は考慮されていない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、廃棄物及び蓄電池については、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	2023	2024	2028	2033
新エネルギー等	1,415	1,508	1,827	2,059
風力	108	119	217	324
太陽光	918	951	1,072	1,184
地熱	26	26	30	31
バイオマス	317	373	462	474
廃棄物	44	33	31	30
蓄電池	1	5	15	16

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、規制的措置による効果等を考慮しない前提で、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ため、運転コストが相対的に安価な石炭火力の発電電力量が多く見積もられている。

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	2023	2024	2028	2033
水力	793	795	840	857
一般水力	696	744	793	801
揚水	98	50	47	56
火力	5,886	5,784	5,493	5,260
石炭	2,631	2,793	2,813	2,545
LNG	2,995	2,781	2,475	2,490
石油他 ²⁷	260	211	206	226

③ 原子力（表3-5）

2024年2月末時点で再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	2023	2024	2028	2033
原子力	799	756	690	527

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】

	2023	2024	2028	2033
合計	8,900	8,853	8,858	8,711

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2023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。

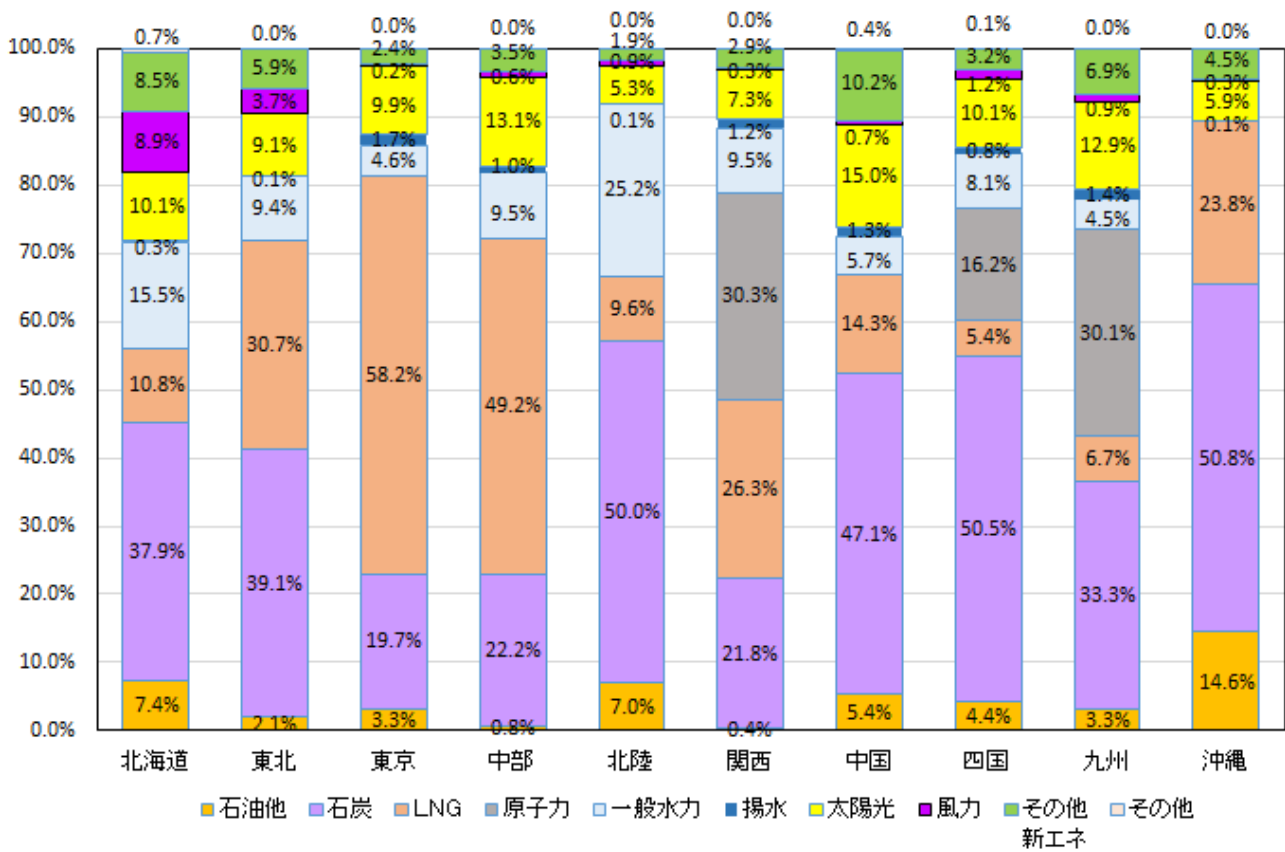


図3-6 2023年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(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	2023	2024	2028	2033
水力	18.3%	18.4%	19.4%	19.8%
一般水力	36.1%	38.7%	41.0%	41.2%
揚水	4.1%	2.1%	1.9%	2.4%
火力	45.0%	44.0%	42.5%	40.2%
石炭	57.4%	61.4%	64.2%	58.2%
LNG	42.9%	38.8%	34.6%	34.0%
石油他 ²⁷	17.2%	14.6%	14.7%	16.1%
原子力	27.5%	26.1%	23.8%	18.2%
新エネルギー等	18.3%	18.7%	18.8%	18.3%
風力	21.9%	22.0%	19.7%	20.6%
太陽光	14.0%	14.0%	13.8%	13.4%
地熱	59.2%	60.1%	64.5%	64.1%
バイオマス	61.0%	66.1%	71.4%	73.2%
廃棄物	38.3%	35.7%	35.5%	36.1%
蓄電池	6.7%	18.7%	17.2%	16.8%

※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。

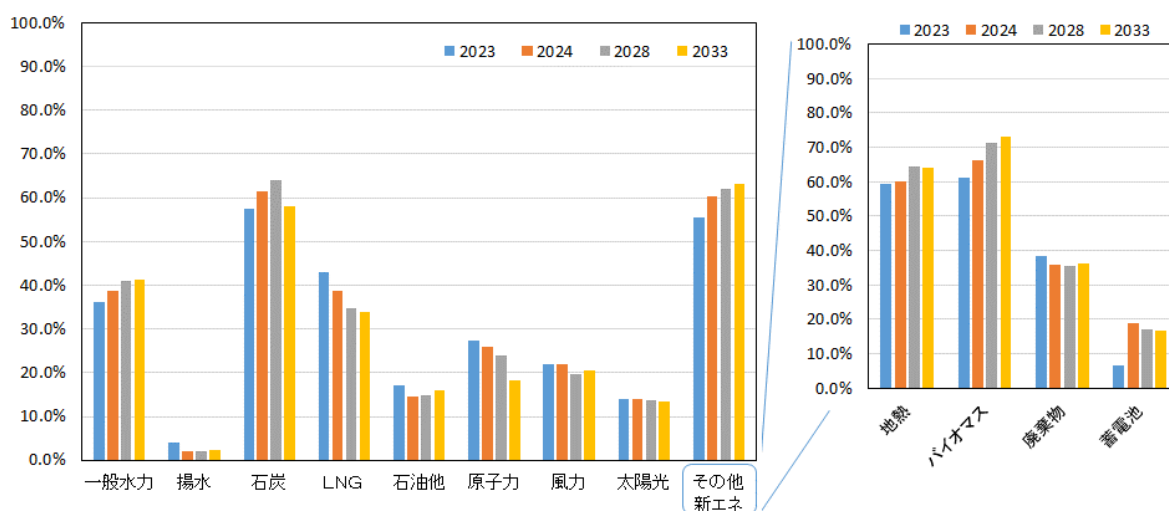


図3-7 設備利用率の推移(全国合計)

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	443km (439 km)
架空送電線路※	356km (381 km)
地中送電線路	87km (58 km)
変圧器の増加容量	30,648MVA (30,163 MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁵	1,200MW (1,200 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 94km (△104 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 6,300MVA (△5,600 MVA)

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	<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：2027年度）

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:123km
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：未定）

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:0.5km
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

※計画策定プロセス³⁶にて検討

○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
--------	-------------------

³⁶ 広域系統長期方針、広域連系系統の潮流状況、広域連系系統の更新計画等を踏まえた、広域系統整備に関する個別整備計画を策定するための手続き。

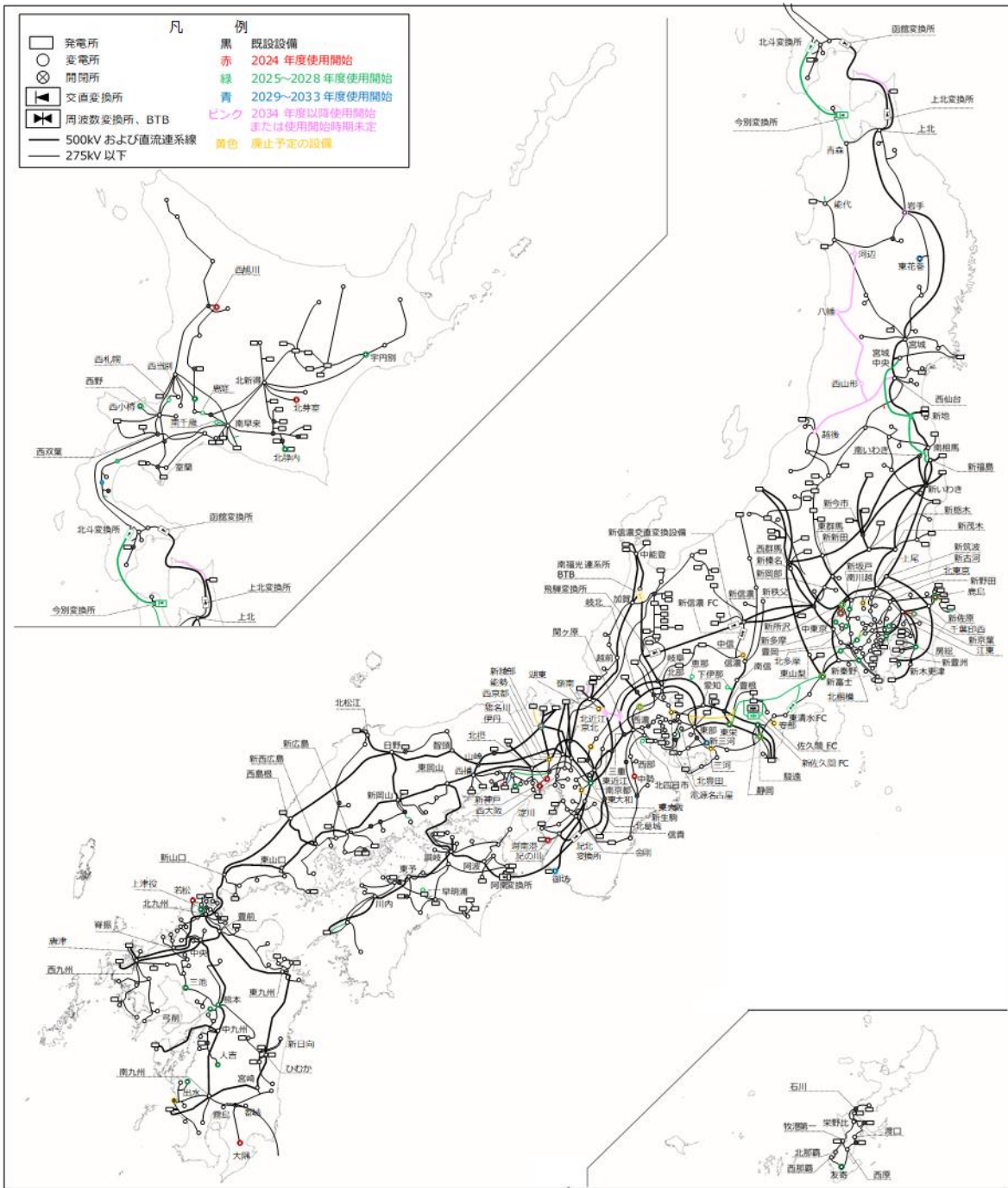


図4-1 電力系統の状況

(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 ³⁷	電圧	こう長 ^{38,39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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
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	500kV	96km	2	2022年6月	2031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
	A発電所支線新設 ※1	275kV	0.2km	1	2023年6月	2024年5月	電源対応
	秋田河辺支線	275kV	5km	2	2023年8月	2029年度以降	電源対応
東京電力 パワーステップ 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
	千葉印西線	275kV	11km※2	2	2020年6月	2024年5月	需要対策
	城北線	275kV	21km※2	3	2022年9月	2030年2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
中部電力 パワーステップ 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022年1月	2027年10月	需要対策
	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年9月	2027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	姫路アクセス線新設 ※1	275kV	0.8km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	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
	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
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

³⁷ 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。

³⁸ 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。

³⁹ 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。

⁴⁰ 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 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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	124km→123km ※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	1km	2	2023年10月	2027年9月	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2023年10月	2027年8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8月	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	275kV	2km	2	2023年10月	2027年8月	安定供給対策※4
福島送電 株式会社	阿武隈南部線	154kV	24km※2	1	2020年7月	2024年6月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
北海道電力 ネットワーク 株式会社	(仮称) E支線※1	187kV	3km	2	2024年9月	2029年2月	需要対策
	(仮称) F支線※1	275kV	8km	2	2024年5月	2029年2月	需要対策
	(仮称) G支線※1	187kV	8km	2	2026年5月	2029年2月	需要対策
	(仮称) H発電所連系線※1	275kV	0.1km	1	2026年4月	2027年7月	電源対応
	(仮称) 南千歳地中線	187kV	13km※2	2	2024年9月	2027年10月	需要対策
	北長万部開閉所	187kV	—	5	2024年10月	2028年8月	電源対応
	函館幹線 北長万部 開閉所π引込※1	187kV	0.7km	2	2027年6月	2028年8月	電源対応
	(仮称) 187kV 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 (仮称) 187kV 西八雲開閉所 π引込※1	187kV	0.1km	2	2027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	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Dπ 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
	山形幹線昇圧延長	275kV→ 500kV	53km→103km	2	2026年度以降	2031年度以降	電源対応
	秋田県北部HS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

届出事業者	名称 ³⁷	電圧	こう長 ^{38, 39}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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	0.1km	2	2025年3月	2026年6月	電源対応
	G5100026 アクセス線 (仮称)	500kV	0.5km※2	2	2024年4月	2028年12月	電源対応
	新袖ヶ浦線	500kV	1号線: 0.1km 2号線: 0.1km	2	2028年1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
	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	1番線: 0.2km 2番線: 0.2km ※2	2	2024年10月 (1番線) 2024年9月 (2番線)	2025年4月 (1番線) 2024年11月 (2番線)	系統対策
	千葉印西線	275kV	3番線: 11km 4番線: 11km ※2, ※3	2	2024年4月	2027年2月 (3番線) 2025年11月 (4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	北四日市分岐線	275kV	0.2km 6km※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
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	関ヶ原開閉所	500kV	—	6	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	三岐幹線 関ヶ原(開)π引込	500kV	0.2km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
関西電力 送配電 株式会社	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	安定供給対策 ※4, ※5
	北近江(開)新設	500kV	—	6	未定	未定	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
中国電力 ネットワーク 株式会社	笠岡幹線増強工事	220kV	15km※3	2	2024年11月	2027年11月	需要対策 電源対応
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	2025年度	2026年度	電源対応

表 4-4 廃止計画

届出事業者	名称 ³⁷	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ⁴⁰
北海道電力 ネットワーク 株式会社	D 発電所連系線 ※1	275kV	0.6km	1	2023 年 6 月	電源対応 (事業者申込取下げ)
東京電力 パワーグリッド 株式会社	鹿島火力線 1, 2 号	275kV	△5km	2	2024 年 12 月	系統対策
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	△ 58km	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 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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
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 パワーグリッド 株式会社	千葉印西変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2022 年 6 月	2024 年 6 月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023 年 8 月	2024 年 6 月	電源対応
	中東京変電所	275/154kV	200MVA×2→ 300MVA×2	2→2	2024 年 3 月	2025 年 1 月 (1B) 2025 年 6 月 (2B)	高経年化対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021 年 10 月	2027 年 10 月	需要対策
	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022 年 10 月	2027 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
関西電力 送配電 株式会社	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023 年 4 月	2024 年 6 月	高経年化対策
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×2 →300MVA×2	3→2	2022 年 12 月	2024 年 5 月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1 →200MVA×1	2→1	2023 年 2 月	2025 年 3 月	高経年化対策
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
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2023 年 1 月	2024 年 10 月	電源対応
	大隅変電所	110/66kV→ 220/110/66kV	60MVA→ 250/100/200MVA	1→1	2022 年 4 月	2025 年 2 月	電源対応
	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

⁴¹ 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 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
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6月 (2B)	高経年化対策
電源開発送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) 2025年3月(2B) 2026年3月(1B)	高経年化対策
福島送電株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66/33kV	170MVA	1	2022年9月	2024年6月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
北海道電力ネットワーク株式会社	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2024年8月	2025年3月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2024年4月	2024年10月	高経年化対策
	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
	恵庭変電所	187/66kV	200MVA	1	2024年7月	2025年6月	需要対応
	西札幌変電所	187/66kV	200MVA	1	2025年5月	2026年6月	需要対応
	西小樽変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2025年9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11月	2027年6月	高経年化対策
	南千歳変電所※6	187/66kV	450×2MVA	2	2025年5月	2027年10月	需要対応
	宇内別変電所	187/66kV	75MVA→ 100MVA	1→1	2026年4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6月	2027年7月	高経年化対策	
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年度以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所※6	500/275kV	1,500MVA×3	3	2025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	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所※6	500/275kV	1,500×3MVA	3	2025年度以降	2031年度以降 (2029年度以降)	電源対応
	西山形変電所	275/154kV→ 500/154kV	300×2MVA→ 450×2MVA	2→2	2025年度以降	2031年度以降 (2030年度以降)	電源対応
東京電力ホールディングス株式会社	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年9月	2027年2月	安定供給対策※4
	鹿島変電所	275/66kV	200×2MVA→ 300×2MVA	2→2	2025年6月	2026年2月 (7B) 2027年2月 (8B)	高経年化対策
	豊岡変電所	275/154kV	450MVA	1	2024年8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
	江東変電所	275/66kV	150MVA→ 300MVA	1→1	2025年10月	2026年6月	需要対策
	北相模変電所	275/66kV	300×2MVA	2	2024年8月	2027年6月	需要対策
	北多摩変電所	275/66kV	200×2MVA→ 300×2MVA	2→2	2025年2月	2026年6月 (2B) 2027年6月 (3B)	高経年化対策
	千葉印西変電所	275/66kV	300×2MVA	2	2024年10月	2025年11月 (4B) 2027年2月 (1B)	需要対策
	新所沢変電所	500/275kV	1,000×2MVA→ 1,500×2MVA	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4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11月	需要対策
	新飯能変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2025年11月	2029年3月	需要対策

届出事業者	名称 ⁴¹	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴⁰
中部電力 パワーグリッド 株式会社	中勢変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2024年10月	2025年3月	高経年化対策
	駿遠変電所	275/77kV	150MVA→ 250MVA	1→1	2025年10月	2026年12月	高経年化対策
	西濃変電所	275/154kV	300MVA→ 450MVA	1→1	2025年10月	2026年9月	高経年化対策
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2025年2月	2027年3月	安定供給対策※4
	北四日市変電所※6	275/154kV	450MVA×3	3	2024年10月	2029年1月	需要対策 系統対策
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2031年3月	2033年1月	電源対応
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750×2MVA	2	2027年11月	2031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	1,000×2MVA→ 500×2MVA	2→2	2027年7月	2030年4月	高経年化対策
	高砂変電所	275/77kV	450×1MVA→ 200×1MVA	1	2027年2月	2028年2月	高経年化対策
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
	人吉変電所	220/110/66kV	300/150/150MVA	1	2025年2月	2026年12月	電源対応
	出水変電所	220/66kV	250MVA	1	2026年6月	2027年11月	電源対応
	三池変電所	220/110/66kV	180/180/120MVA → 250/200/250MVA	1→1	2025年1月	2026年6月	高経年化対策
	人吉変電所	220/110/66kV	180/180/60MVA → 300/150/150MVA	1→1	2026年2月	2027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	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10月	需要対策

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 ⁴⁰
東京電力 パワーグリッド 株式会社	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年6月	系統対策
	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	2027年12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
関西電力 送配電 株式会社	新綾部変電所	275/77kV	200×1MVA、 300×3MVA	4	2029年9月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100×2MVA	2	2024年10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
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300×3MVA	3	2025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 ⁴²	こう長の総延長 ⁴³	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	524 km※	1,047 km※	524 km※	1,048 km※
		地中	1 km	1 km		
	275kV	架空	△ 183 km	△ 366 km	△ 134 km	△ 248 km
		地中	49 km	119 km		
	220kV	架空	4 km	7 km	4 km	7 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	11 km	21 km	25 km	48 km
		地中	13 km	27 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	24 km	24 km
		地中	24 km	24 km		
	合計	架空	356 km※	709 km※	443 km※	879 km※
		地中	87 km	171 km		
廃止	275kV	架空	△ 94 km	△ 185 km	△ 94 km	△ 185km
		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	△ 94 km	△ 185 km	△ 94 km	△ 185km
		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⁴⁴

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	0 km
275kV	276 km※	587 km※
220kV	30 km	45 km
187kV	19 km	38 km
直流	122 km	245 km
合計	447 km	914 km

⁴² 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。

⁴³ 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。

⁴⁴ 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 ⁴⁵	電圧階級 ⁴⁶	増加台数	増加容量
新增設	500kV	22 [11]	22,100 MVA [10,750MVA]
	275kV	14 [5]	5,158 MVA [1,950MVA]
	220kV	5 [0]	1,560 MVA [0MVA]
	187kV	5 [3]	1,645 MVA [925MVA]
	154kV	1 [1]	170 MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	75 MVA [0MVA]
	110kV	△ 1 [0]	△ 60 MVA [0MVA]
	新增設計	46 [20]	30,648MVA [13,795MVA]
廃止	500kV	△ 2	△ 1,750 MVA
	275kV	△ 18	△ 4,550 MVA
	廃止計	△ 20	△ 6,300 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 ⁴⁷
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

⁴⁵ 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。

⁴⁶ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴⁷ 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。

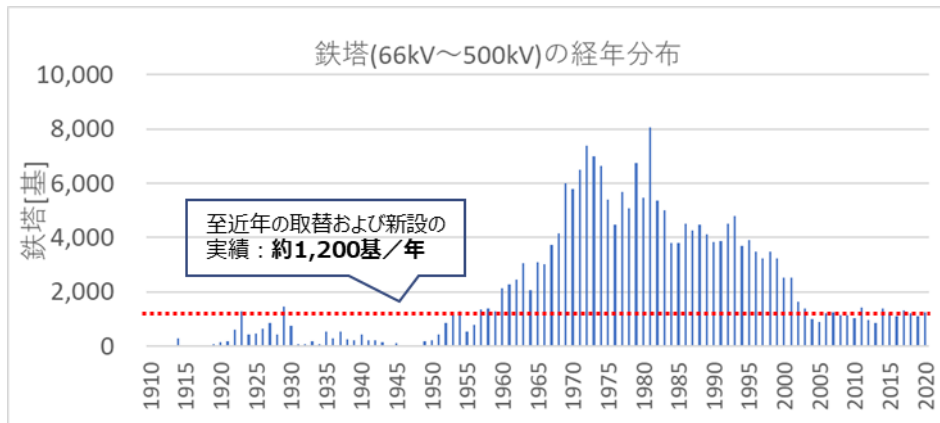


図4-2 鉄塔の経年分布（66kV～500kV）

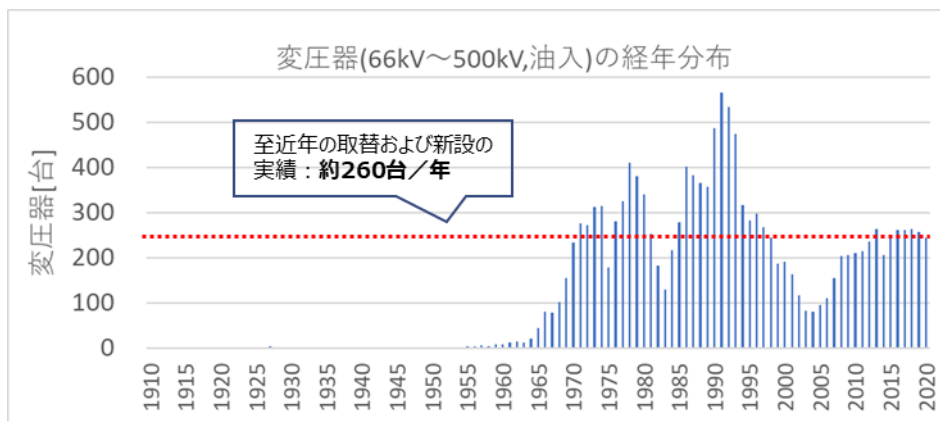


図4-3 変圧器の経年分布（66kV～500kV油入）

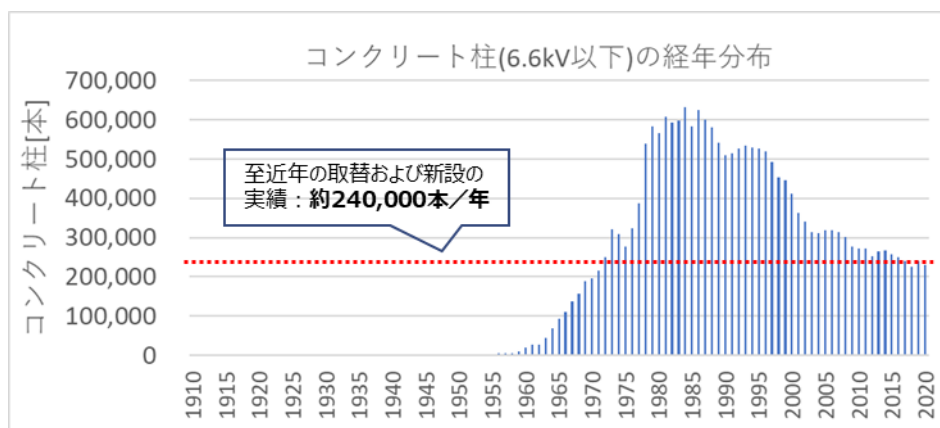


図4-4 コンクリート柱の経年分布（6.6kV以下）

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（2024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、2024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。

エリア外からの受電電力・電力量は、東京・中国エリアが多く、エリア外への送電電力・電力量は、東北・関西・四国エリアが多い。

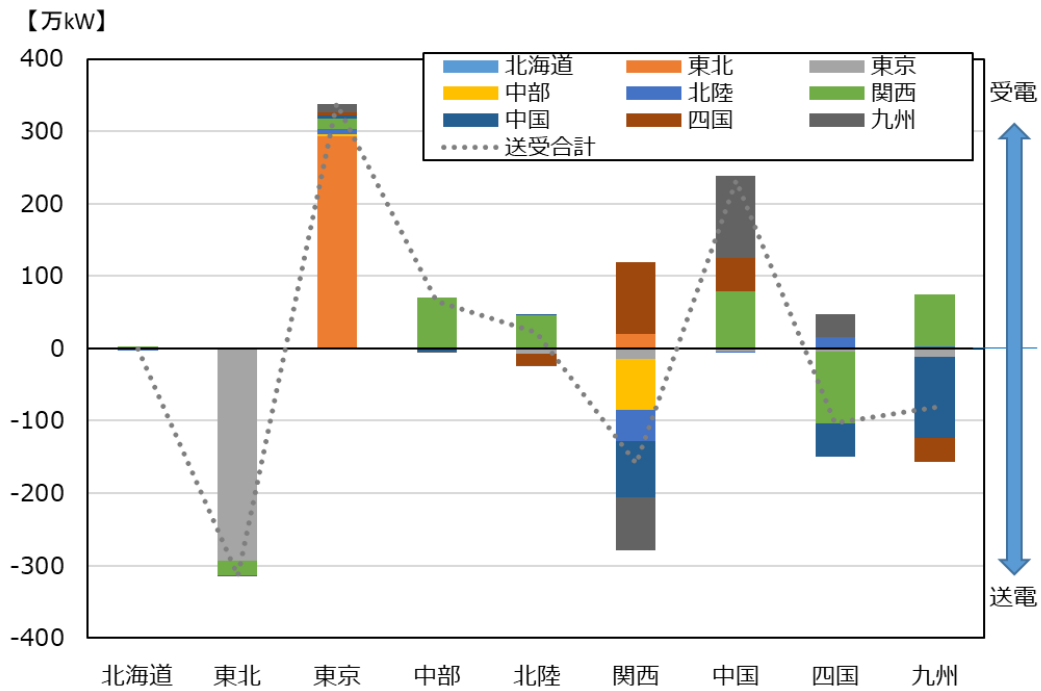


図5-1 エリア外との取引電力

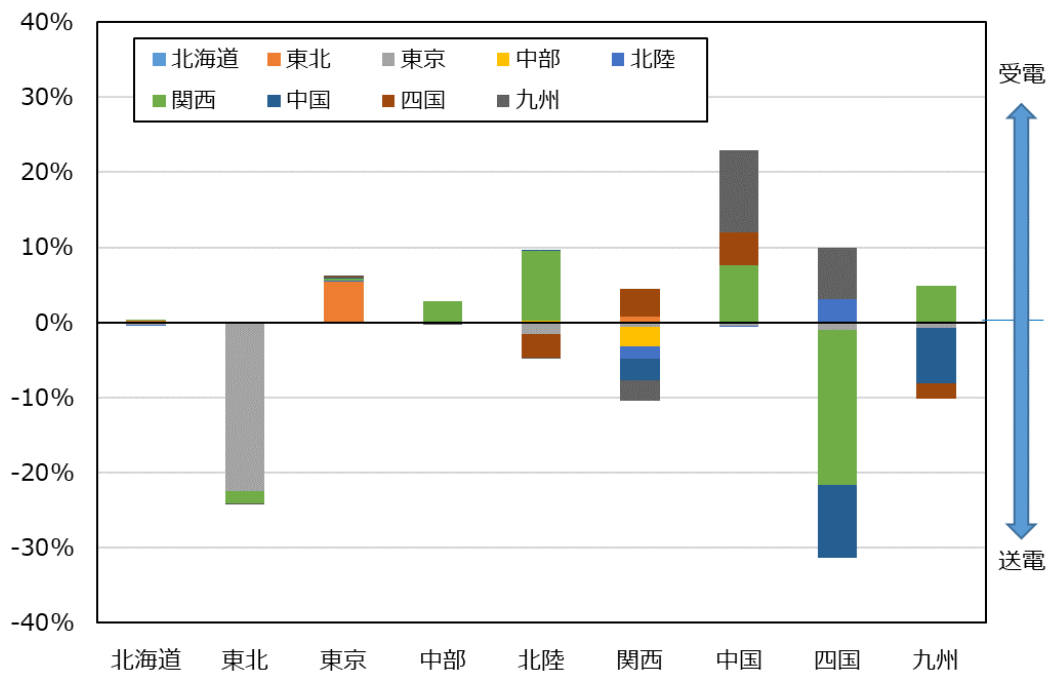


図5-2 エリア外との取引電力の需要電力に対する比率

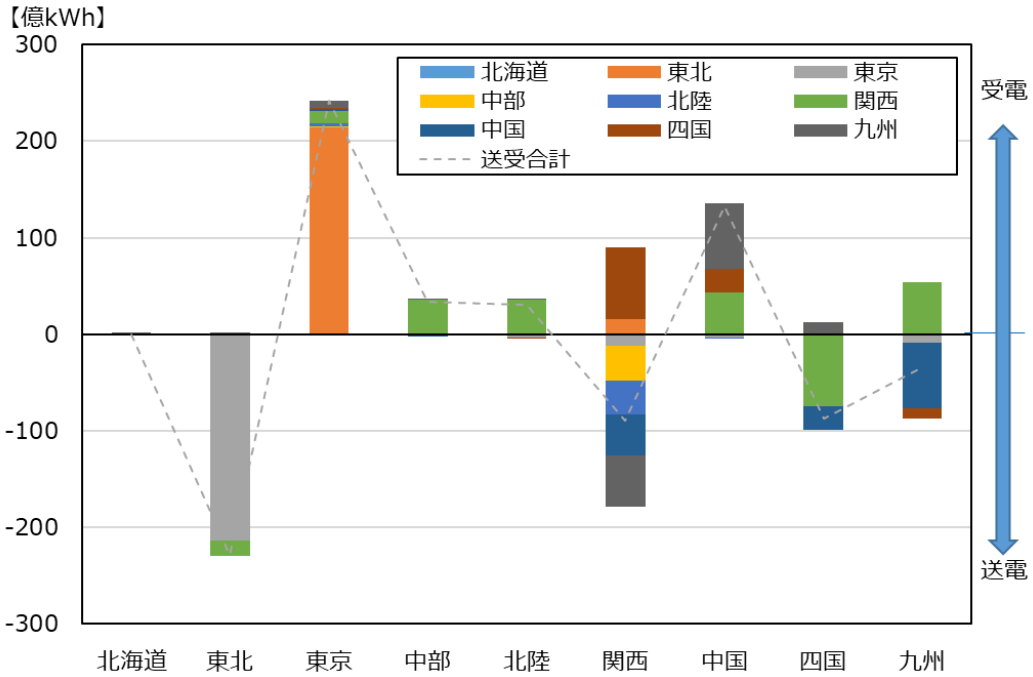


図5-3 エリア外との取引電力量

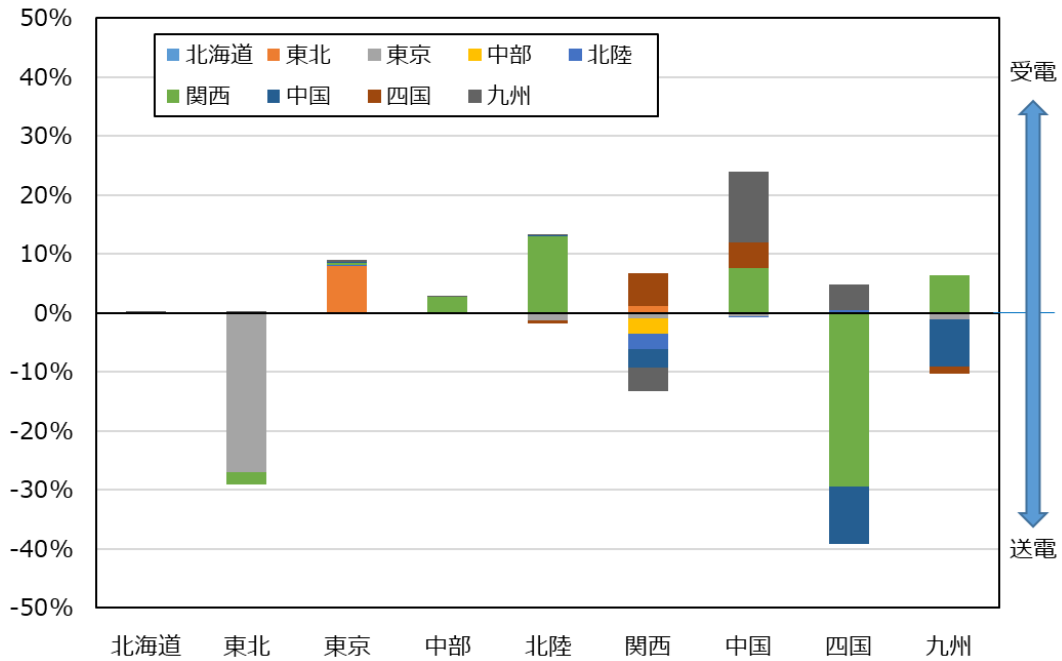


図5-4 エリア外との取引電力量の需要電力量に対する比率

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680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。

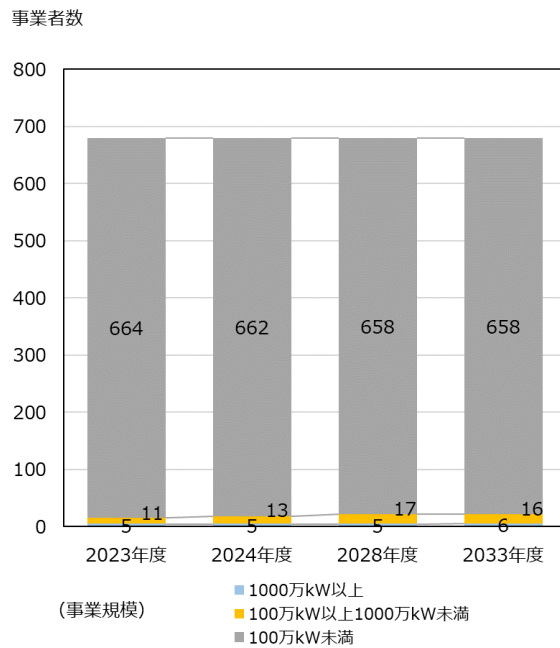


図6-1 事業規模（需要電力）別の小売電気事業者数

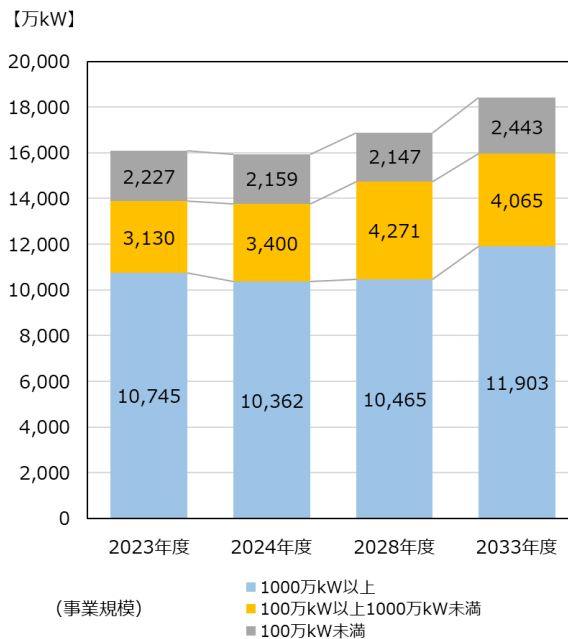


図6-2 事業規模（需要電力）別の需要電力（積算）

同様に各小売電気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。

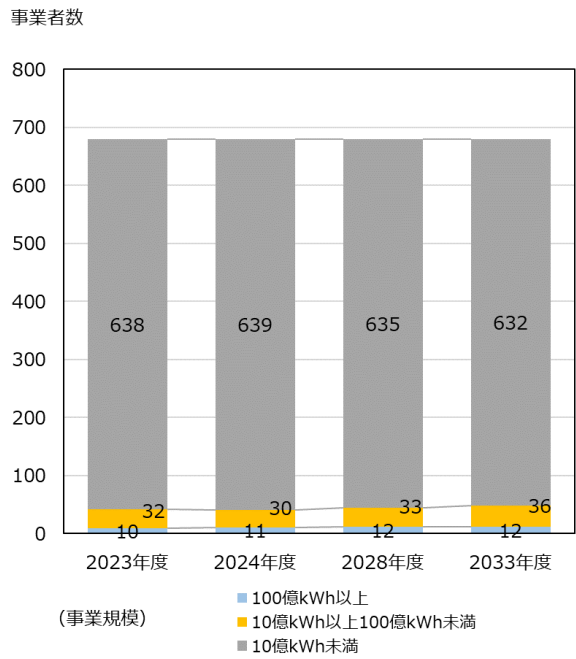


図6-3 事業規模（需要電力量）別の小売電気事業者数

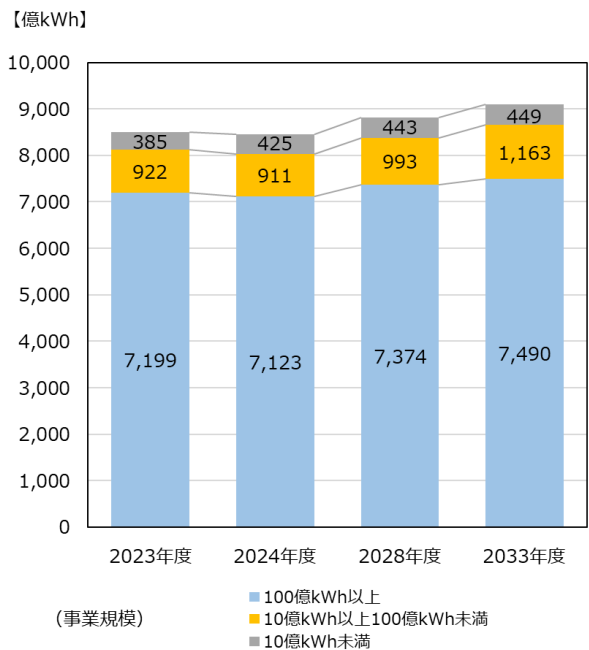
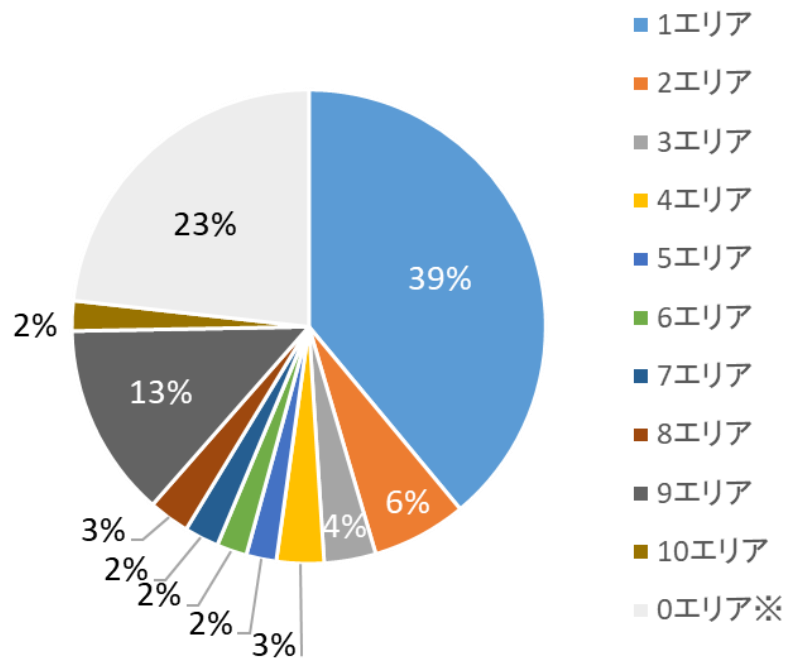


図6-4 事業規模（需要電力量）別の需要電力量（積算）

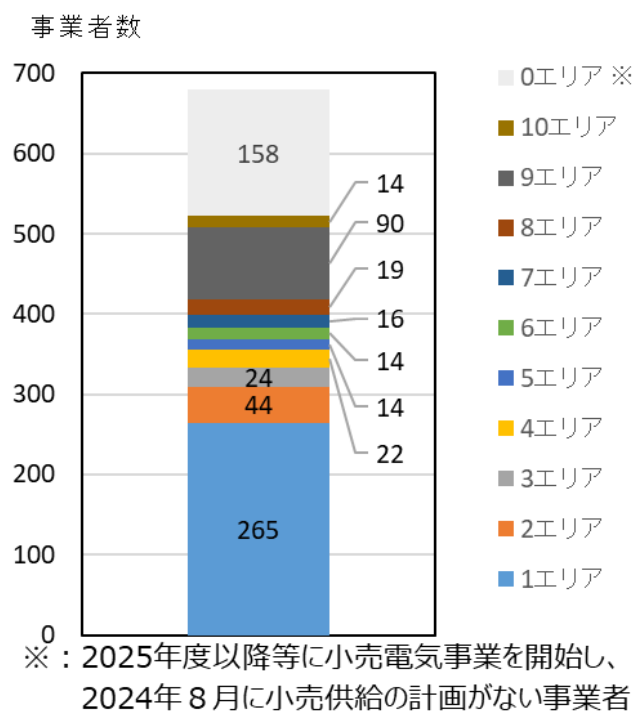
(2) 小売電気事業者のエリア展開

2024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、事業者数を図6-6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。



※：2025年度以降等に小売電気事業を開始し、2024年8月に小売供給の計画がない事業者

図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率



※：2025年度以降等に小売電気事業を開始し、2024年8月に小売供給の計画がない事業者

図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2024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6-7に示す。

小売電気事業者数は2023年度から減少しているところ、エリア毎の増減に違いがある。

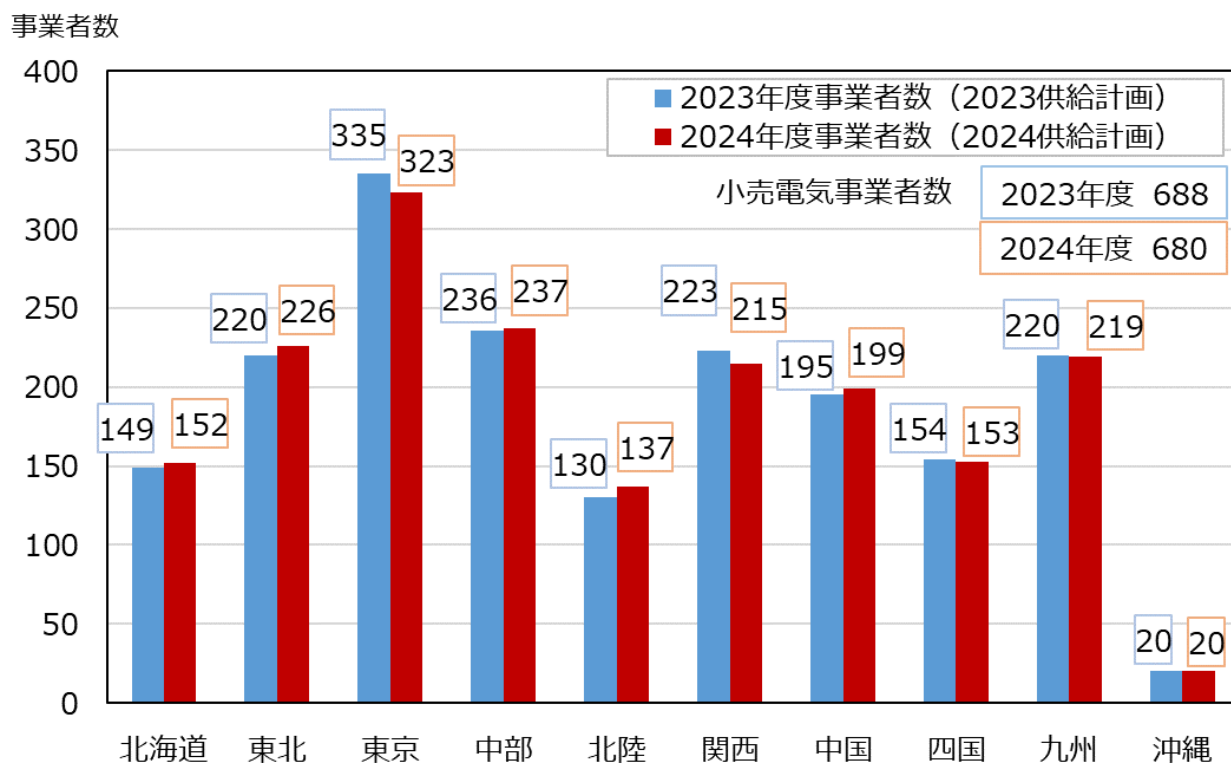


図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数

(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6－8に示す。

2024年度は一定程度契約されているが、2025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⁴⁸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。

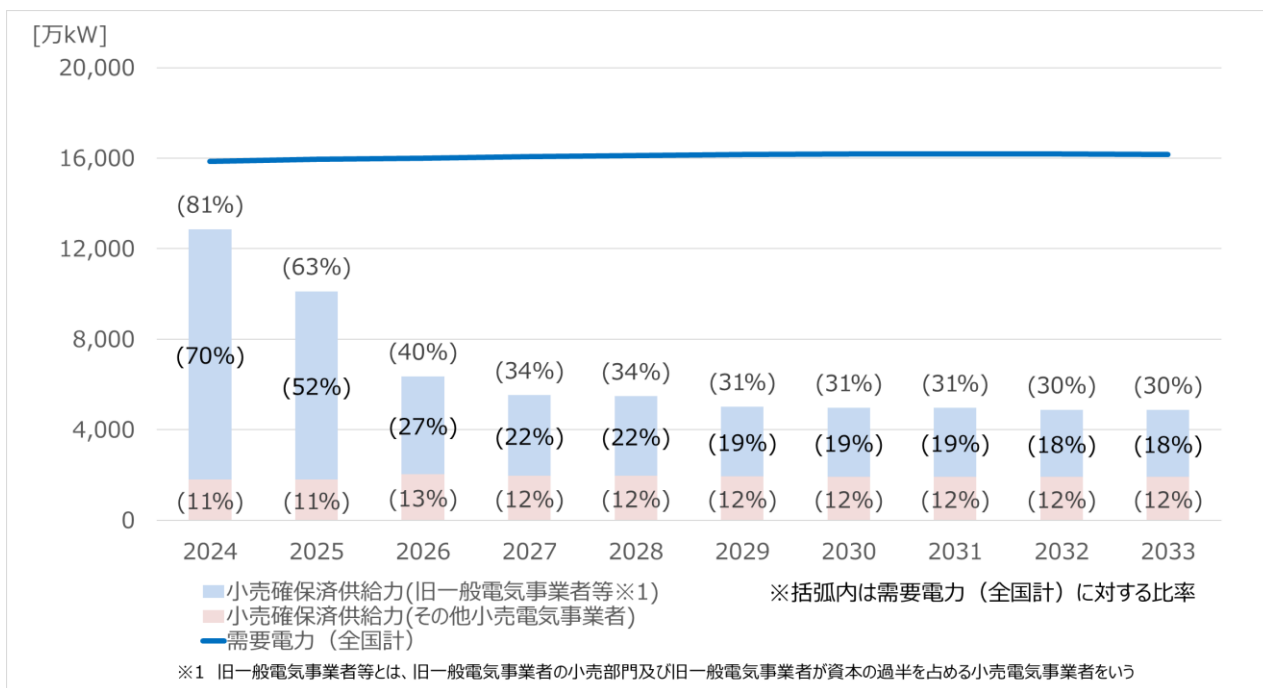


図6－8 小売電気事業者の確保済供給力（8月、送電端）

⁴⁸ 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1,108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6-9、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6-10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。

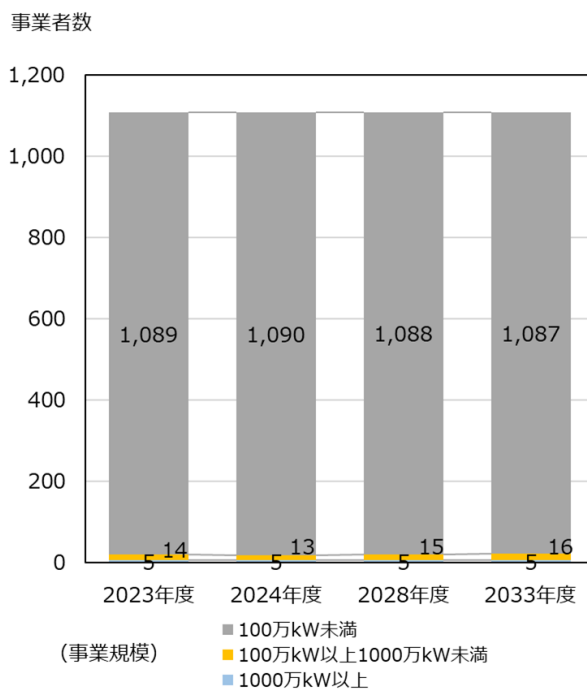


図6-9 事業規模（供給電力）別の発電事業者数

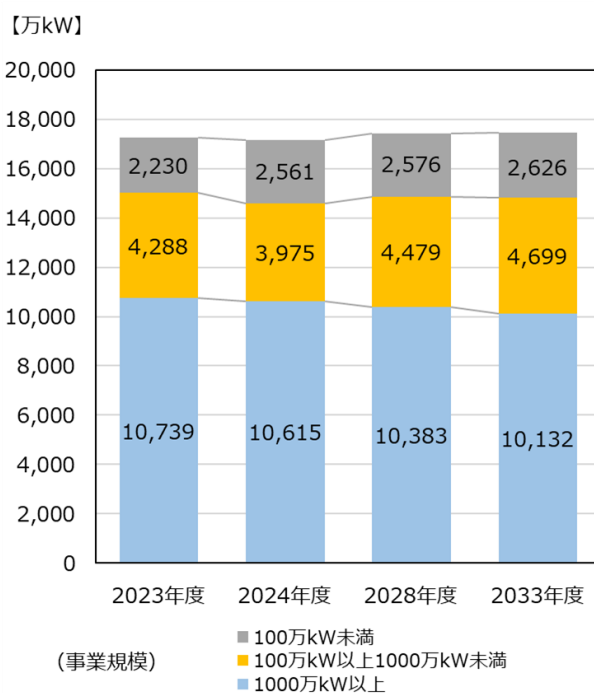


図6-10 事業規模（供給電力）別の供給電力（積算）

同様に当該発電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6-11、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6-12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。

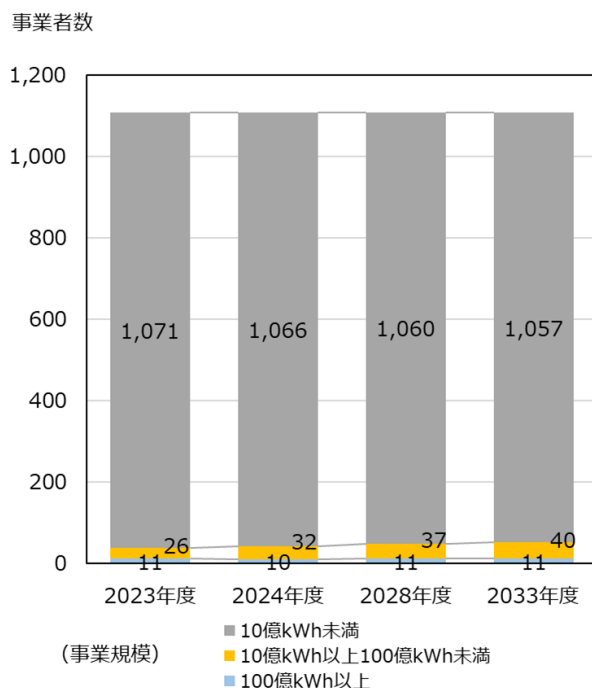


図6-11 事業規模（供給電力量）別の発電事業者数

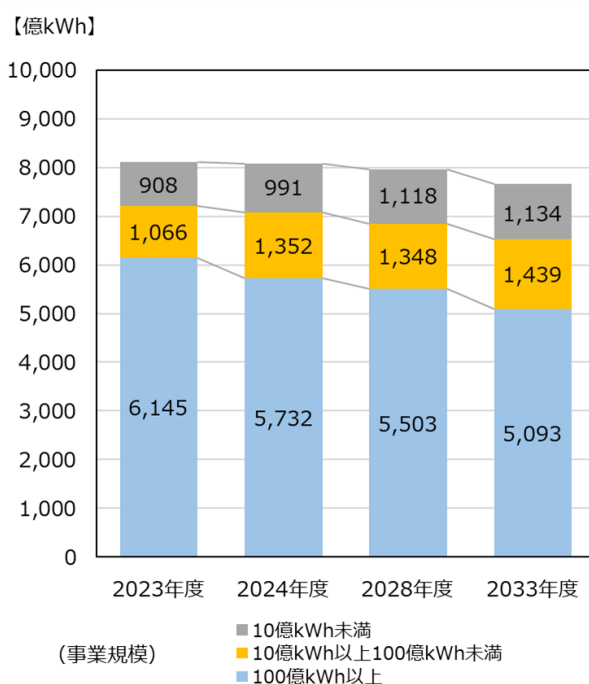
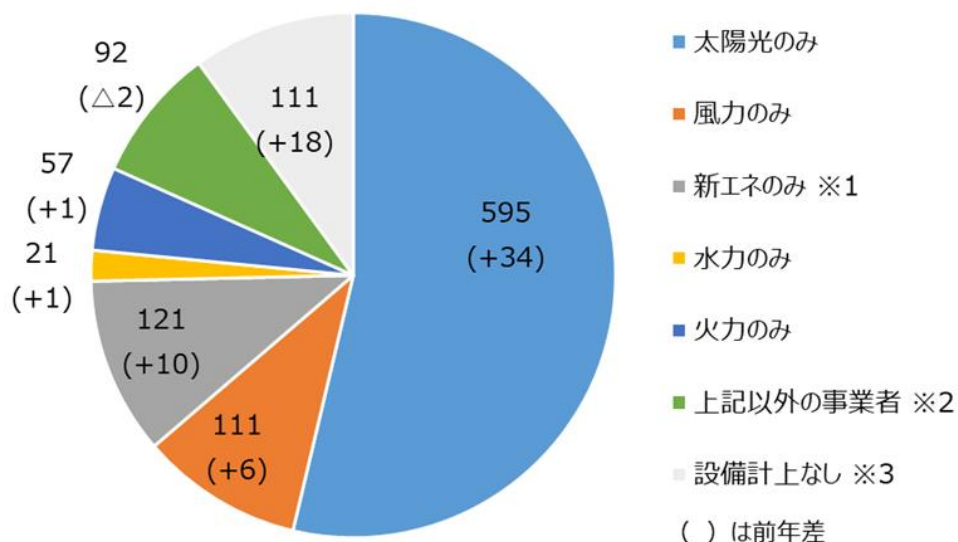


図6-12 事業規模（供給電力量）別の供給電力量（積算）

また、当該発電事業者が2024年度末に保有する発電等設備の種類に分別したものを図6-13に示す。

再生可能エネルギー（特に太陽光）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

※3：2025年度以降に発電事業を開始し、2024年度に発電等設備を保有していない事業者

図6-13 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2024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6-14、事業者数を図6-15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。

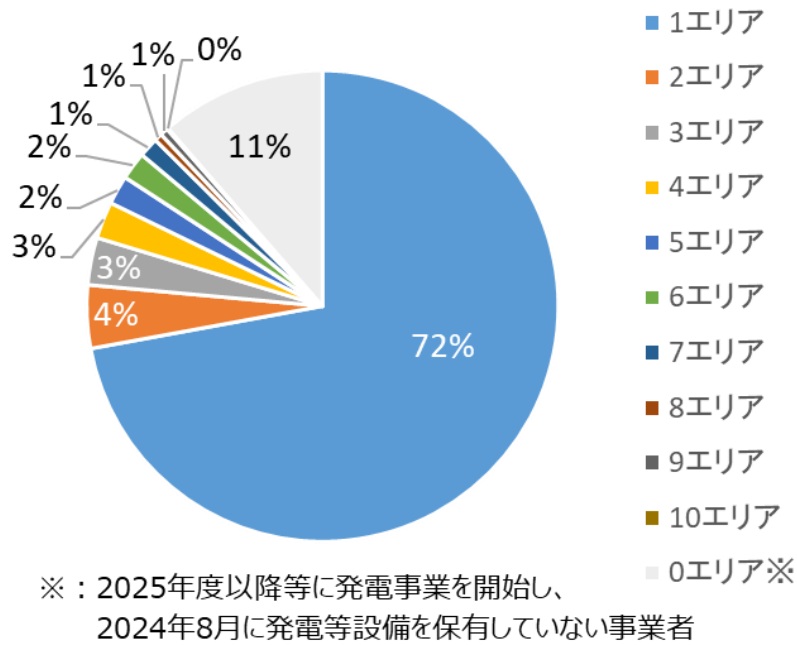


図6-14 事業エリア数毎の発電事業者比率

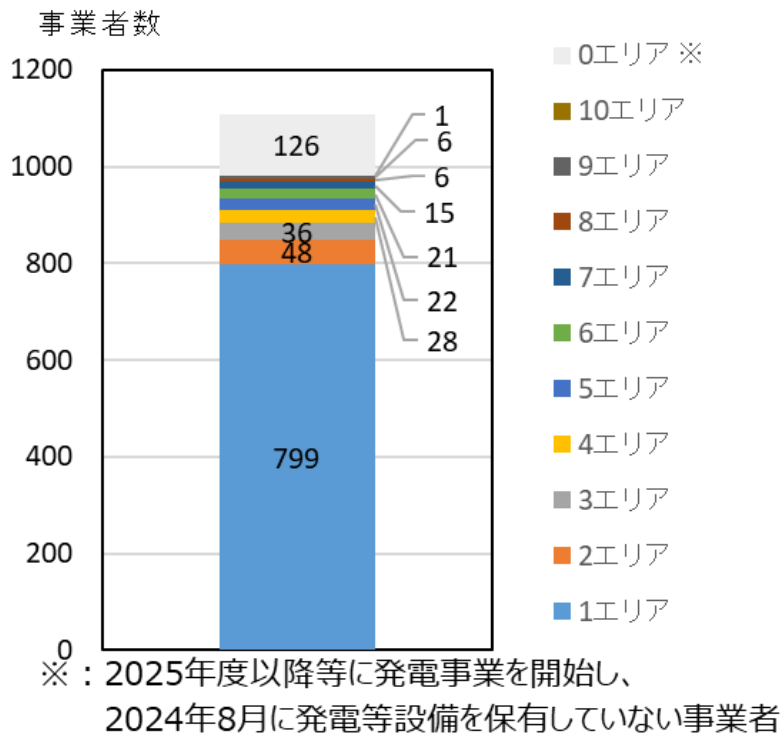


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2024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6-16に示す。

発電事業者数は、エリア毎においても、2023年度から増加している。

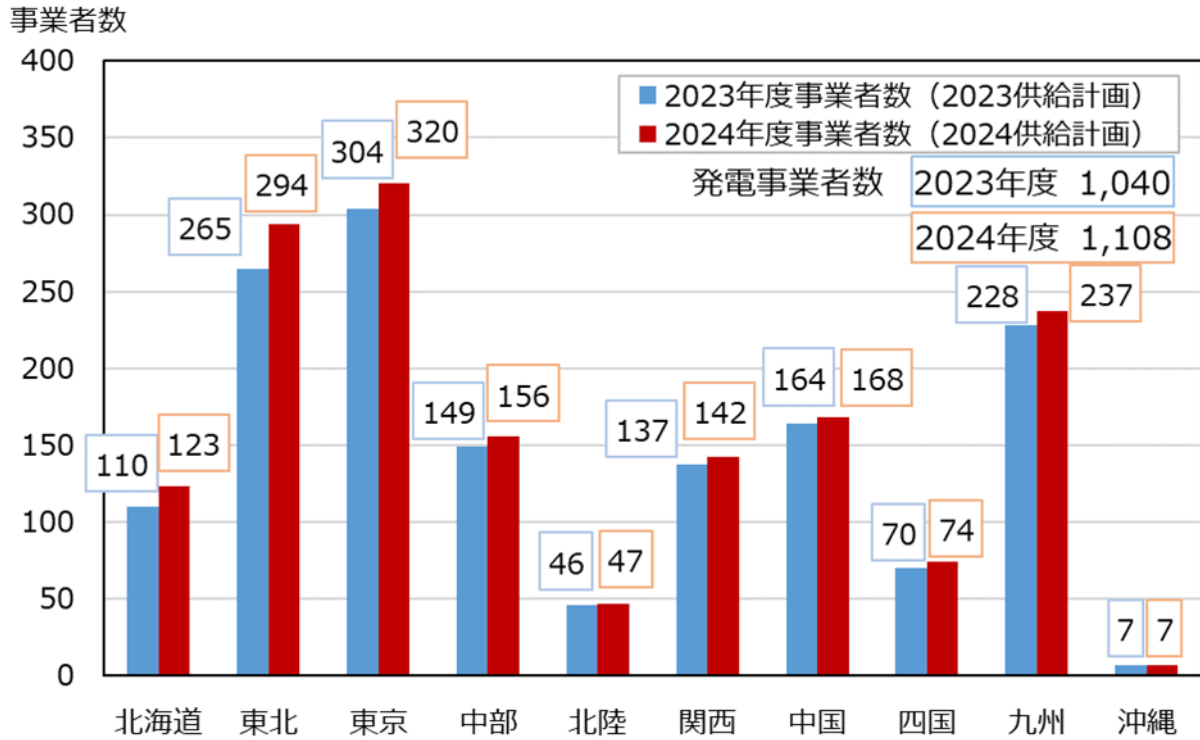


図6-16 各エリアで事業を展開する発電事業者数

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

2024年度からは、日本全体で必要な供給力は容量市場を通じて一括して確保され、小売電気事業者の供給能力確保義務の考え方が変化している。また、旧一般電気事業者の発電部門では、卸電力の内外無差別の徹底の下で、1年から5年程度までの標準メニューに基づく卸販売となり、小売電気事業者との長期的な相対契約量は減少する傾向が見受けられる（図6-8）。

このような中で、今般の供給計画の取りまとめでは、中長期の需給バランスにおいて、いくつかの年度・エリアで厳しい状況が見受けられる。その点では、容量市場メインオークションにおいて落札されなかった電源の多くがLNG火力であること⁴⁹、さらには、電源の「新增設」と「休廃止」を相殺した設備量が順次減少していくこと等から、それらLNG火力に加え、2050年カーボンニュートラルの実現に向けて非効率石炭火力や老朽石油火力が休廃止していく傾向からも伺える（図3-4）。

電源休廃止の背景として、発電事業者からのヒアリング等において、冒頭の事業環境の変化に伴って、これまでのような小売電気事業者との長期相対契約をベースにした発電計画や燃料調達計画が立てにくくなり、事業の予見性が低くなっているとの声が聞かれた。

しかし、この環境変化に際して、発電事業者としては、本来、安定供給とカーボンニュートラルの実現を見据え、自らの持つ供給力・調整力を活かしつつ、短期から中長期に向けた事業計画を主体的に立案し、事業展開していくことが期待されるものである。

そのような発電事業者の事業展開に寄与すべく、本機関としては、安定供給とカーボンニュートラルの実現に向けて、計画的な電源開発等の推進に資する「将来の電力需給シナリオ」の検討や、電源投資の予見性向上に資する長期脱炭素電源オークションの実施に取り組んでおり、国としても、本機関と連携して具体的な施策等の検討をお願いしたい。

また、再生可能エネルギーの導入拡大や、主要な調整力リソースである火力電源の休廃止などに伴う中長期的な調整力リソースの設備量不足を見据え、本機関としては、具備すべき調整力のグリッドコードによる要件化や、容量市場の枠組みを活用した調整力確保の調達枠の設定等、中長期的な調整力の確保の在り方について、具体的な方策を検討していく。

さらに、将来の再生可能エネルギーの最大限の導入により、需給運用上の不確実性が拡大する中でも、安定的かつ持続可能な需給運用・市場システムを目指す観点から、供給力、調整力に関わらず全ての電力を同時に約定させる等の仕組みである「同時市場」の検討を実施していく。国としても将来の導入に向けた制度面からの検討をお願いしたい。

⁴⁹ 参考：容量市場メインオークション約定結果（対象実需給年度：2027年度）

[https://www.occto.or.jp/market-](https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2023/files/240124_mainauction_youryouyaku.jokekka_kouhyou_jitsu.jukyuu2027.pdf)

[board/market/oshirase/2023/files/240124_mainauction_youryouyaku.jokekka_kouhyou_jitsu.jukyuu2027.pdf](https://www.occto.or.jp/market-board/market/oshirase/2023/files/240124_mainauction_youryouyaku.jokekka_kouhyou_jitsu.jukyuu2027.pdf)

○ 需給構造の変化と系統混雑への対応

本年度の供給計画では、データセンターや半導体工場の新增設等による需要の増加を盛り込むことで、10年後の需要が増加する想定となった⁵⁰。今後は、デジタル化（DX）や脱炭素化（GX）の進展に伴い、需要側では、EV、蓄電池、水素製造等により需要構造が変化していく可能性がある。また、CO₂フリーエネルギーを求める需要家の増加や、製造設備の電化、自家用発電量の減少等の動きによる需要増加の傾向も見受けられるとも聞く。

また、供給側では、既存の送変電設備を有効活用する日本版コネクト&マネージの取組から、新規の再生可能エネルギー電源の系統連系が増加している状況にある。また、今般の供給計画においても、引き続き太陽光や風力等の再生可能エネルギー電源の導入量が堅調に伸びていく傾向にあり（図3-1）、さらに、今後は、長期脱炭素電源オークションの結果や非効率石炭火力のフェードアウト等により、既存の経年火力電源が休廃止し、水素、アンモニア等の脱炭素電源への転換が図られていくことも想定される。

そのような需要・供給両面の変化が、電力系統内における電力潮流の変化をもたらす。さらに、季節や気象条件により大きく変化する自然変動電源と、その変動調整を担う調整力電源の稼働等により、電力潮流が一層複雑化するとともに、送変電設備の容量制約による系統混雑が発生、拡大していくことが想定される。

そのため本機関は、各一般送配電事業者と連携して、需要想定的高度化と電源ポテンシャル等の系統状況の把握に努めるとともに、混雑管理に際しては、再給電方式等により混雑解消に万全を期していく予定である。一方で、再給電方式等では、持替え可能な対象電源が不足する可能性や、電源立地誘導インセンティブが働きづらい等の課題がある。その点では、本機関がとりまとめた広域系統長期方針（広域連系系統のマスタープラン）（2023年3月策定）の中でも、電源や需要の立地を最適化していくことでネットワーク投資を含めた全体のコストを抑制していくことの重要性を示したところである。そのため、市場主導型を含む混雑管理の在り方について、具体化に向けた検討を加速していくことが期待されるものであり、国としても制度面からの取組をお願いしたい。

また、電気の価値は、電力量（kWh）だけではなく、供給力（kW）や調整力（ΔkW）にも細分化され、それぞれが市場取引されるため、系統混雑による供給力及び調整力の影響評価と、その対策として価格シグナルの発信、ひいては、電源や需要を立地誘導するメカニズムの構築に向けた検討も期待されるところである。

本機関としても、一般送配電事業者と連携し、電力量、供給力、調整力から今後の系統混雑の動向を注視するとともに、混雑管理と価格シグナルの発信に向けた仕組み等の検討を進める予定である。

国においては、市場主導型による電源・需要を誘導する制度や、電源と需要の組合せによる電力システム全体の最適化につながるエネルギー政策や制度の整備を期待したい。

⁵⁰ 参考：全国及び供給区域ごとの需要想定（2024年度）

https://www.occto.or.jp/juyousoutei/2023/files/240124_juyousoutei.pdf

○ 補修調整後の需給バランス変化への対応

2024年度における電源設備の補修量⁵¹については、電源トラブル等⁵²の影響があり、2023年度供給計画の取りまとめ時点と比較して大きく増加している（図2-4）。

またその中には、容量市場メインオークションで落札され、実需給2年度前に実施した「容量停止計画の調整」がなされた電源も含まれ、「容量停止計画の調整」以降に事業者都合で補修量が増加しているものがある⁵³。

昨今の端境期（春季・秋季）の需給状況に関して、需要期（夏季・冬季）と比較して、需要の減少よりも、補修停止の増加等の供給力減少の影響が大きくなり、需給バランスが厳しくなる場合が見受けられることは、2023年11月の本機関の委員会でも指摘したところである⁵⁴。その状況において、厳気象並の気候条件となった場合の需要増加や電源トラブル等による供給力減少があると、需給バランスが厳しくなる可能性がある。

一方で、発電事業者や一般送配電事業者へのヒアリングでは、今後、補修作業に従事する施工力確保等が困難になる状況であり、2年度前の「容量停止計画の調整」以降、補修時期の調整が難しくなるとの声が聞かれた。そのような背景のもと、今後も起こり得る「容量停止計画の調整」以降の需給バランスの変化に対応する有効な方法について検討が求められている。

そのため本機関としては、「容量停止計画の調整」や追加オークション以降に発生する状況変化を把握すべく、これまで実施してきた電力需給検証やkWモニタリングに加え、需給状況が厳しくなる可能性がある場合には、事業者への準備や行動を促すべく、特に端境期について、今まで以上にきめ細かな情報発信の在り方の検討を深めていきたい。

発電事業者や小売電気事業者においては、これら情報をつぶさに把握・分析するとともに、需給ひっ迫が想定される場合においては、安定供給を担う電気事業者としての取るべき行動ができることはもとより、販売機会であるとの観点からも、補修時期の調整等の諸準備を期待したい。

なお、実需給の1年前等に、大規模災害等による電源の脱落等の発生を想定すると、事業者による企業努力だけでは、安定供給を維持できない可能性もあり得る。このような事象への対応として、現在、国において予備電源制度の検討が進められているところである。

本機関は、予備電源の調達等のプロセスの実施主体となると整理されており、国と連携して、予備電源制度の導入に向けた検討を進めていく予定である。国においても、予備電源制度の導入に向けた諸施策の検討に合わせ、同電源の短期立ち上げプロセス等の制度も並行して検討をお願いしたい。

⁵¹ 送変電設備の補修と同調する等、電源設備以外の要因も含む。

⁵² 供給計画届出時点で復旧時期が未定であるため、供給力を通年でゼロにしているものを含む。

⁵³ 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）（2024年1月）

https://www.occto.or.jp/market-board/market/jitsu_jukyukanren/files/240124_kakuhokeiyaku.pdf

⁵⁴ 参考：第92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_92_03.pdf

Ⅷ. まとめ（2024年度供給計画の取りまとめ）

1. 電力需要想定

向こう10年間における最大3日平均電力（全国合計値）は、年平均0.3%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・省エネ影響等などの減少影響よりも、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、2024年度は全てのエリアで目標停電量以内となった。2025年度は、電源の休廃止や補修停止等により北海道エリア・東京エリア・九州エリアにおいて目標停電量を超過した。

長期断面でも、電源の休廃止等により北海道エリア・東京エリア（2026～2029年度）、東北エリア（2026、2028、2029年度）、九州エリア（2026～2033年度）、沖縄エリア（2026、2028年度）で目標停電量を超過した。

また2024・2025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10%を上回った。

2024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が13億kWh/月程度（需要比1.8%程度）下回る断面があった。

以上を踏まえ、2025年度は年間EUEが目標停電量を超過しているエリアがあり、需給状況に注視が必要な状況。今後、国の審議会等で議論される追加オークションの要否やその実施時の結果によっては、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。

2026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の整備が北海道・東北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（2024年8月）及び取引電力量（2024年度）において、エリア外からの受電電力・電力量は、東京・中国エリアが多く、エリア外への送電電力・電力量は、東北・関西・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、2024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、2025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1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）

○2024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⁵⁵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 各月別の需要電力見通し

【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	395	353	359	408	418	387	387	444	481	501	499	453
東北	1,053	978	1,068	1,277	1,301	1,151	1,022	1,149	1,286	1,335	1,330	1,225
東京	3,713	3,593	4,186	5,395	5,395	4,549	3,827	3,945	4,358	4,752	4,752	4,174
東3社計	5,161	4,924	5,613	7,080	7,114	6,087	5,236	5,538	6,125	6,588	6,581	5,852
中部	1,774	1,778	2,002	2,409	2,409	2,162	1,855	1,848	2,137	2,314	2,314	2,013
北陸	365	336	391	475	475	420	347	376	449	487	487	417
関西	1,709	1,766	2,045	2,647	2,647	2,209	1,830	1,807	2,242	2,411	2,411	2,004
中国	710	716	828	1,039	1,039	908	756	795	978	995	995	845
四国	322	330	384	478	478	423	358	340	459	459	459	379
九州	976	1,076	1,213	1,538	1,538	1,342	1,123	1,151	1,382	1,448	1,448	1,197
中西6社計	5,856	6,002	6,863	8,586	8,586	7,464	6,269	6,317	7,647	8,114	8,114	6,855
9社合計	11,017	10,926	12,476	15,666	15,700	13,551	11,505	11,855	13,772	14,702	14,695	12,707
沖縄	102	129	147	156	154	152	134	112	96	104	96	94
10社合計	11,119	11,055	12,623	15,821	15,854	13,704	11,639	11,967	13,868	14,806	14,790	12,801

表（別）1-2 各月別の供給力見通し
（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	508	483	499	501	578	539	530	555	617	607	608	537
東北	1,639	1,702	1,652	2,049	2,087	1,795	1,577	1,708	1,957	2,007	1,989	1,856
東京	4,224	3,976	4,477	5,840	5,818	5,387	3,995	3,959	5,255	5,462	5,433	5,346
東3社計	6,372	6,161	6,628	8,390	8,482	7,722	6,103	6,223	7,829	8,076	8,030	7,739
中部	2,106	2,224	2,477	2,825	2,807	2,532	2,190	2,080	2,328	2,546	2,568	2,503
北陸	474	443	459	536	521	474	428	419	475	481	475	494
関西	2,236	2,315	2,449	2,955	2,999	2,933	2,394	2,438	2,707	2,656	2,753	2,486
中国	727	822	979	1,220	1,227	1,052	881	799	1,021	1,160	1,120	1,079
四国	666	710	768	740	732	655	714	556	637	680	703	584
九州	1,466	1,462	1,681	1,919	1,931	1,842	1,639	1,611	1,871	1,894	1,883	1,705
中西6社計	7,675	7,975	8,813	10,195	10,218	9,488	8,247	7,902	9,039	9,417	9,502	8,853
9社合計	14,047	14,137	15,441	18,584	18,700	17,210	14,350	14,125	16,868	17,493	17,532	16,592
沖縄	172	184	194	213	215	203	200	185	189	173	164	167
10社合計	14,219	14,321	15,635	18,797	18,915	17,413	14,550	14,311	17,057	17,666	17,696	16,759

⁵⁵ 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別の供給力見通し
 （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	494	472	453	493	535	492	481	504	605	603	598	564
東北	1,318	1,308	1,343	1,544	1,546	1,462	1,194	1,305	1,616	1,606	1,593	1,611
東京	4,645	4,476	4,924	6,385	6,412	5,777	4,472	4,482	5,477	5,717	5,690	5,489
東3社計	6,457	6,257	6,720	8,422	8,494	7,730	6,147	6,292	7,698	7,926	7,880	7,664
中部	2,263	2,329	2,538	2,851	2,863	2,746	2,418	2,282	2,563	2,728	2,753	2,622
北陸	474	440	495	562	565	533	455	466	538	574	577	542
関西	2,220	2,313	2,592	3,133	3,146	2,806	2,398	2,245	2,689	2,842	2,868	2,610
中国	923	938	1,050	1,230	1,235	1,153	991	988	1,173	1,173	1,184	1,101
四国	418	450	508	566	568	537	469	422	550	541	546	494
九州	1,291	1,409	1,538	1,821	1,828	1,705	1,472	1,430	1,657	1,708	1,723	1,559
中西6社計	7,590	7,880	8,720	10,162	10,206	9,480	8,203	7,833	9,170	9,567	9,652	8,928
9社合計	14,047	14,137	15,441	18,584	18,700	17,210	14,350	14,125	16,868	17,493	17,532	16,592
沖縄	172	184	194	213	215	203	200	185	189	173	164	167
10社合計	14,219	14,321	15,635	18,797	18,915	17,413	14,550	14,311	17,057	17,666	17,696	16,759

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	25.1%	33.8%	26.2%	20.9%	28.0%	27.0%	24.2%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	24.5%
東北	25.1%	33.8%	25.8%	20.9%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
東京	25.1%	24.6%	17.6%	18.4%	18.9%	27.0%	16.9%	13.6%	25.7%	20.3%	19.7%	31.5%
中部	27.6%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	30.3%	23.5%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
北陸	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	18.5%	30.2%
関西	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
中国	29.9%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
四国	29.9%	36.4%	32.2%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
九州	32.3%	31.0%	26.8%	18.4%	18.9%	27.0%	31.1%	24.2%	19.9%	17.9%	19.0%	30.2%
沖縄	67.8%	42.7%	31.7%	36.6%	39.3%	32.9%	49.6%	65.8%	96.9%	65.6%	71.3%	78.4%

※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

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	102	129	149	157	157	152	134	112	96	104	96	94
供給力	177	189	197	217	220	211	204	190	191	175	166	171
供給予備力	74	60	48	59	63	59	70	78	95	70	71	77
供給予備率	72.5%	46.3%	32.5%	37.8%	40.1%	38.6%	52.3%	70.0%	99.4%	67.5%	73.6%	82.0%

○ 2025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 各月別の需要電力見通し

	【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	397	355	361	411	420	390	390	447	483	503	501	455
東北	1,059	983	1,073	1,284	1,308	1,158	1,027	1,155	1,293	1,342	1,336	1,232
東京	3,773	3,652	4,245	5,455	5,455	4,609	3,886	4,004	4,416	4,810	4,810	4,233
東3社計	5,229	4,990	5,679	7,150	7,183	6,157	5,303	5,606	6,192	6,655	6,647	5,920
中部	1,776	1,780	2,005	2,412	2,412	2,165	1,858	1,850	2,140	2,318	2,318	2,016
北陸	365	336	391	475	475	420	347	376	449	487	487	417
関西	1,719	1,778	2,058	2,656	2,656	2,223	1,840	1,815	2,249	2,417	2,417	2,012
中国	710	715	827	1,038	1,038	907	756	794	977	994	994	844
四国	321	328	382	475	475	421	356	338	457	457	457	377
九州	980	1,080	1,217	1,544	1,544	1,347	1,128	1,159	1,391	1,458	1,458	1,205
中西6社	5,871	6,017	6,879	8,600	8,600	7,483	6,285	6,332	7,663	8,131	8,131	6,870
9社合計	11,100	11,007	12,558	15,750	15,783	13,640	11,588	11,938	13,855	14,786	14,778	12,790
沖縄	103	130	148	156	155	153	135	113	97	105	96	94
10社合計	11,203	11,136	12,706	15,907	15,939	13,793	11,722	12,050	13,951	14,891	14,874	12,885

表(別)1-7 各月別の供給力見通し
(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	531	515	526	536	520	468	474	522	622	606	622	531
東北	1,587	1,469	1,605	1,900	1,978	1,779	1,592	1,657	1,810	1,912	1,914	1,731
東京	4,023	3,836	4,470	5,823	5,848	5,457	3,806	4,025	5,118	5,286	5,119	4,929
東3社計	6,141	5,820	6,602	8,259	8,346	7,704	5,872	6,205	7,550	7,805	7,655	7,191
中部	2,176	2,165	2,388	2,692	2,746	2,587	2,446	2,218	2,269	2,292	2,565	2,520
北陸	558	548	535	640	647	611	535	541	607	599	591	523
関西	2,129	2,193	2,484	2,914	2,977	2,792	2,217	2,269	2,747	2,880	2,914	2,786
中国	899	1,007	1,165	1,322	1,308	1,133	941	875	1,097	1,154	1,131	1,080
四国	603	632	709	867	859	796	669	626	731	808	797	770
九州	1,312	1,310	1,657	1,899	1,848	1,763	1,592	1,503	1,691	1,753	1,667	1,577
中西6社	7,677	7,855	8,938	10,334	10,386	9,683	8,398	8,033	9,143	9,485	9,665	9,256
9社合計	13,818	13,674	15,539	18,592	18,732	17,387	14,270	14,237	16,692	17,290	17,321	16,447
沖縄	165	182	206	203	217	206	192	177	160	168	168	173
10社合計	13,983	13,857	15,745	18,795	18,949	17,593	14,462	14,414	16,853	17,458	17,489	16,620

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

	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	474	460	483	506	496	476	459	504	582	581	586	560
東北	1,264	1,153	1,253	1,503	1,543	1,471	1,209	1,301	1,558	1,550	1,563	1,515
東京	4,502	4,284	4,958	6,387	6,437	5,856	4,308	4,511	5,320	5,555	5,627	5,206
東3社計	6,240	5,897	6,695	8,396	8,475	7,803	5,976	6,315	7,460	7,686	7,775	7,281
中部	2,292	2,327	2,569	2,824	2,846	2,751	2,427	2,289	2,578	2,677	2,714	2,693
北陸	471	439	500	557	561	534	453	465	540	580	576	556
関西	2,219	2,324	2,637	3,113	3,134	2,824	2,404	2,246	2,710	2,878	2,859	2,687
中国	916	935	1,060	1,216	1,225	1,153	988	983	1,177	1,184	1,176	1,127
四国	414	442	519	677	669	611	549	506	551	548	541	510
九州	1,265	1,311	1,560	1,809	1,822	1,712	1,474	1,434	1,676	1,737	1,680	1,592
中西6社計	7,578	7,777	8,845	10,196	10,257	9,584	8,295	7,922	9,233	9,603	9,545	9,166
9社合計	13,818	13,674	15,539	18,592	18,732	17,387	14,270	14,237	16,692	17,290	17,321	16,447
沖縄	165	182	206	203	217	206	192	177	160	168	168	173
10社合計	13,983	13,857	15,745	18,795	18,949	17,593	14,462	14,414	16,853	17,458	17,489	16,620

【万kW】

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	19.3%	29.6%	33.9%	23.2%	18.0%	22.0%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東北	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	17.7%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
東京	19.3%	17.3%	16.8%	17.1%	18.0%	27.1%	10.9%	12.7%	20.5%	15.5%	17.0%	23.0%
中部	29.1%	30.7%	28.1%	17.1%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	15.5%	17.1%	33.6%
北陸	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
関西	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
中国	29.1%	30.7%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	18.3%	33.6%
四国	29.1%	34.6%	35.8%	42.5%	40.7%	45.0%	54.1%	49.6%	20.5%	19.8%	18.3%	35.2%
九州	29.1%	21.3%	28.2%	17.2%	18.0%	27.1%	30.7%	23.7%	20.5%	19.1%	15.2%	32.1%
沖縄	60.1%	40.7%	38.8%	29.8%	39.7%	34.7%	42.3%	57.3%	66.2%	60.5%	74.2%	83.8%

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

表（別） 1－10 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

	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	103	130	150	158	158	153	135	113	97	105	96	94
供給力	170	187	209	207	222	215	196	182	163	170	170	177
供給予備力	67	58	59	49	64	62	61	69	66	65	74	82
供給予備率	64.7%	44.3%	39.5%	31.1%	40.4%	40.3%	45.1%	61.5%	68.7%	62.4%	76.5%	87.4%

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2024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2024、2025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】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	418	420	424	425	432	443	447	446	446	445
東北	1,301	1,308	1,307	1,306	1,305	1,304	1,303	1,301	1,300	1,299
東京	5,395	5,455	5,507	5,564	5,604	5,631	5,645	5,655	5,664	5,666
東3社計	7,114	7,183	7,238	7,295	7,341	7,378	7,395	7,402	7,410	7,410
中部	2,409	2,412	2,406	2,400	2,393	2,388	2,381	2,375	2,368	2,362
北陸	475	475	475	474	474	473	473	473	472	472
関西	2,647	2,656	2,655	2,661	2,666	2,665	2,661	2,656	2,652	2,646
中国	1,039	1,038	1,040	1,044	1,058	1,083	1,092	1,100	1,103	1,103
四国	478	475	473	470	467	465	462	459	456	454
九州	1,538	1,544	1,551	1,556	1,557	1,560	1,558	1,556	1,553	1,551
中西6社	8,586	8,600	8,600	8,605	8,615	8,634	8,627	8,619	8,604	8,588
9社合計	15,700	15,783	15,838	15,900	15,956	16,012	16,022	16,021	16,014	15,998
沖縄	154	155	159	160	161	162	163	164	165	166
10社合計	15,854	15,939	15,997	16,060	16,117	16,173	16,185	16,185	16,179	16,163

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	535	496	485	546	525	547	546	557	558	559
東北	1,546	1,543	1,481	1,625	1,472	1,471	1,485	1,479	1,473	1,468
東京	6,412	6,437	5,909	6,265	6,320	6,353	6,436	6,427	6,419	6,403
東3社計	8,494	8,475	7,875	8,437	8,317	8,371	8,467	8,463	8,450	8,429
中部	2,863	2,846	2,729	2,703	2,699	2,694	2,715	2,699	2,684	2,669
北陸	565	561	539	534	535	534	539	538	535	533
関西	3,146	3,134	3,011	2,997	3,007	3,007	3,034	3,019	3,006	2,990
中国	1,235	1,225	1,180	1,176	1,193	1,222	1,245	1,250	1,250	1,247
四国	568	669	538	544	540	540	542	541	542	543
九州	1,828	1,822	1,759	1,753	1,756	1,760	1,777	1,769	1,760	1,753
中西6社計	10,206	10,257	9,755	9,706	9,730	9,758	9,852	9,817	9,777	9,735
9社合計	18,700	18,732	17,630	18,143	18,047	18,129	18,319	18,280	18,227	18,164
沖縄	215	217	212	227	212	227	227	228	228	230
10社合計	18,915	18,949	17,842	18,369	18,259	18,357	18,546	18,507	18,455	18,394

表（別） 2－3 長期の需要電力見通し（1月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	501	503	508	515	519	526	529	529	529	528
東北	1,335	1,342	1,341	1,340	1,338	1,337	1,336	1,335	1,334	1,333
北陸	487	487	486	486	485	485	485	485	484	484

表（別） 2－4 長期の供給力見通し（1月）

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
北海道	603	581	636	597	619	626	634	637	637	637
東北	1,606	1,550	1,687	1,813	1,723	1,734	1,744	1,760	1,764	1,777
北陸	574	580	681	687	670	639	638	639	639	639

表（別） 2－5 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
需要電力	157	158	159	160	161	162	163	164	165	166
供給力	220	222	212	227	212	227	227	228	228	230
供給予備力	63	64	53	67	51	66	65	64	63	65
供給予備率	40.1%	40.4%	33.2%	41.9%	32.0%	40.5%	39.8%	39.1%	38.4%	39.0%