

第9号議案

2020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、2020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、2020年度の年次報告書として、公表する。

送付・公表日 : 2020年 3月31日

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

広域計第〇〇号

2020年3月31日

経済産業大臣 殿

電力広域的運営推進機関
理事長 金本 良嗣 ⑩

電気事業法第29条第2項の規定により次のとおり2020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： 2020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

2020年度供給計画の取りまとめ

2020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2020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。

なお、2020年度供給計画取りまとめでは、2019年11月30日までに電気事業者となった者（1,483者）と、2019年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、2月28日までに供給計画を本機関へ提出した者（1者）の合計1,484者を対象に取りまとめを行った。

2020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	821
小売電気事業者	620
登録特定送配電事業者	26
特定送配電事業者	4
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,484

(参考) 供給計画とは

- 電気事業法第29条の規定に基づき、電気事業者が作成する今後10年間の電気の供給並びに電源や送電線等の開発についての計画。
- 国は、供給計画が広域的運営による電気の安定供給の確保その他の電気事業の総合的かつ合理的な発達を図るため適切でないと認めるときは、電気事業者に対し、その供給計画を変更すべきことを勧告することができる。

供給計画の提出期限	
①電気事業者（一般送配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	2月28日 (2月10日)
②一般送配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)
③本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

() 内は本機関への供給計画(案)の提出期限

(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 (供給計画の取りまとめ送付書)	概要
1. 電力需要想定	—
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一,二年度の電力需要の実績及び見通し
(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・課題など

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) 需給バランス評価方法について	5
(2) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	8
(3) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	15
(参考) 取りまとめ結果の詳細	20
3. 電源構成の変化に関する分析	22
(1) 設備容量(kW)	22
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	24
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	25
(4) 電源開発計画	26
(参考) 送電端電力量(kWh)	27
(参考) エリア別発電電力量(送電端)の比率	29
(参考) 電源別設備利用率の推移	30
4. 送配電設備の増強計画	32
(1) 主要送電線路の整備計画	35
(2) 主要変電所の整備計画	38
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	42
(4) 既設設備の高経年化の課題	44
5. 広域的運営の状況	46
6. 電気事業者の特性分析	48
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	48

(2) 小売電気事業者のエリア展開	50
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	51
(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	53
(5) 発電事業者のエリア展開	56
7. その他	58
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	58
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別7

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、2019年度の実績及び2020, 2021年度の見通し³を、表1-1に示す。

2020年度の見通し15,896万kWは、2019年度の気象補正⁴後の実績15,874万kWに対して、0.1%の増加となった。

また、2021年度の見通し15,880万kWは、2019年度の気象補正⁴後の実績に対して、若干(6万kW:0.0%)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)

2019年度 実績 (気象補正後)	2020年度 見通し	2021年度 見通し
15,874万kW	15,896万kW(+0.1%*)	15,880万kW(+0.0%*)

※2019年度実績(気象補正後)に対する増加率

② 2020年度及び2021年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2020年度及び2021年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2020年度)、表1-3(2021年度)に示す。

2020年度及び2021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900万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2020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	11,607	11,467	12,683	15,856	15,896	13,931
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480

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

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

³ 2020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、2019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・暖冬など気象条件による冷暖房機器など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 2021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	11,599	11,458	12,671	15,840	15,880	13,918
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466

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、2019年度の推定実績⁵及び2020年度の見通しを、表1-4に示す。

2020年度の見通し8,818億kWhは、2019年度の気象閏補正後の推定実績8,799億kWhに対して、0.2%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）

2019年度 推定実績 (気象閏補正後)	2020年度 見通し
8,799 億 kWh	8,818 億 kWh (+0.2% [※])

※2019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2019年4～10月の実績値及び2019年11月～2020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（2019年11月27日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2019年度は539.1兆円、2029年度は575.9兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2019年度は102.4、2029年度は109.8となり、年平均0.7%の増加となった。一方、人口は、2019年度は1億2,604万人、2029年度は1億2,010万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2019年度	2029年度
国内総生産（実質GDP）	539.1兆円	575.9兆円 [+0.7%] [※]
鉱工業生産指数（IIP）	102.4	109.8 [+0.7%] [※]
人口	1億2,604万人	1億2,010万人 [▲0.5%] [※]

※2019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、2020年度、2024年度及び2029年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2029年度までの見通しを図1-1に示す。

2024年度の見通しは15,787万kW、2029年度の見通しは15,666万kWとなり、2019年度から2029年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2019年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するもの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

2020年度 [再掲]	2024年度	2029年度
15,896万kW	15,787万kW [▲0.1%] [※]	15,666万kW [▲0.1%] [※]

※2019年度見通しに対する年平均増加率

⁶ GDPは2011暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2015暦年を100とした指数である。

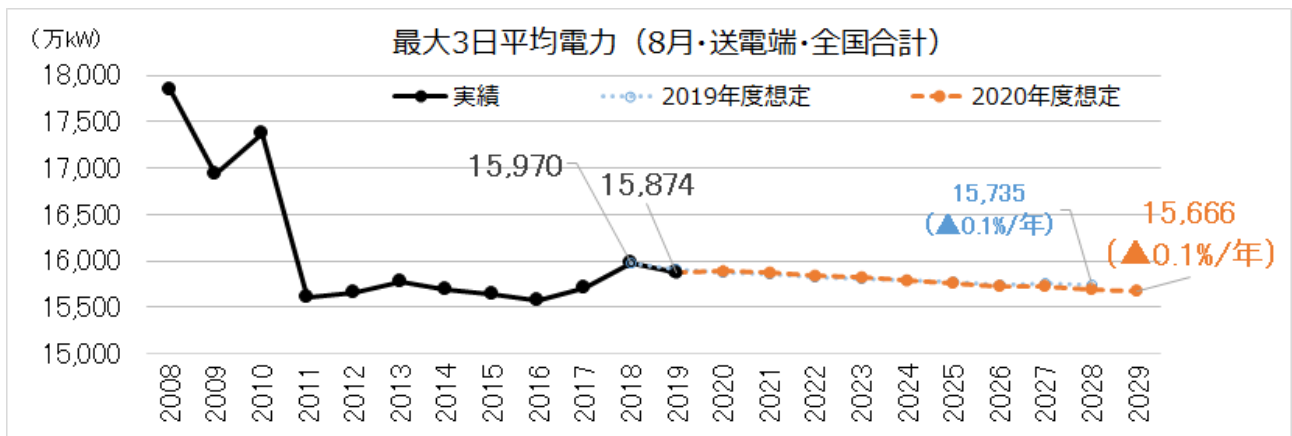


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2020年度、2024年度及び2029年度の見通しを、表1-7に示す。

2024年度の見通しは8,769億kWh、2029年度の見通しは8,721億kWhとなり、2019年度から2029年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2019年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向などによる減少要因の方が大きく寄与するもの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

2020年度 [再掲]	2024年度	2029年度
8,818 億 kWh	8,769 億 kWh [▲0.1%]*	8,721 億 kWh [▲0.1%]*

*2019年度見通しに対する年平均増加率

2. 需給バランス

(1) 需給バランス評価方法について

各エリアの供給力⁸とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランス評価を行う。

なお、エリアの最大3日平均電力に対して供給力の予備率⁹が8%以上あることを基準として評価を行った。ただし、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として評価を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力¹⁰を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの¹¹も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

2020年度供給計画届出書の記載要領（2019年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い、当該供給力を「未定」と計上したものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

そのため、2020年度供給計画では、提出時点（2020年2月28日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

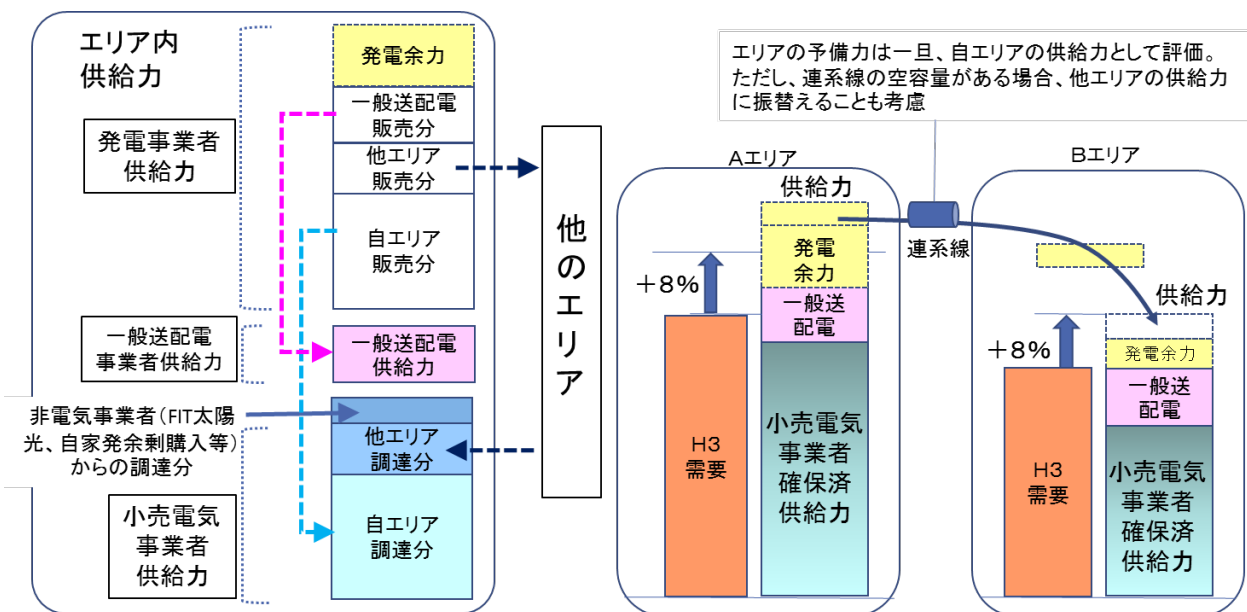


図2-1 需給バランス評価の概要

⁸ 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。

⁹ 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。

¹⁰ エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

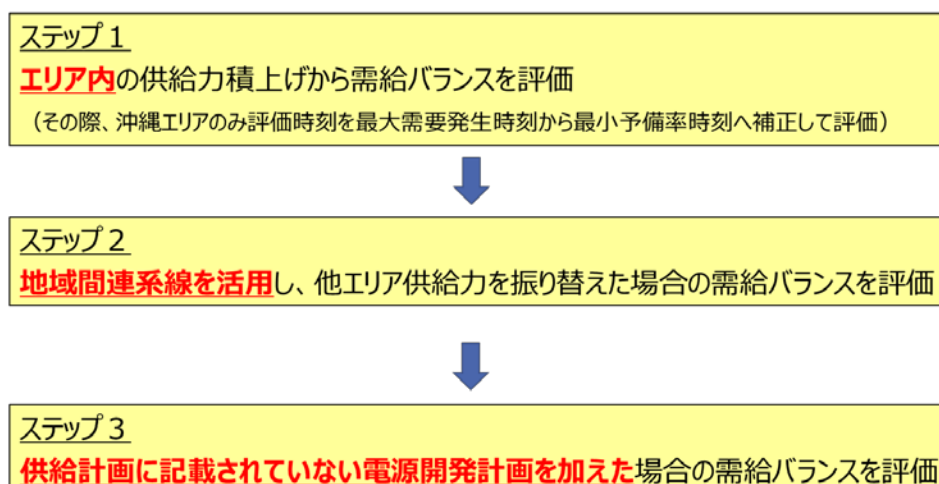
¹¹ 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

(参考) 供給力の計上方法

供給力及び発電余力の算出方法は、「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¹² (資源エネルギー庁、2019年12月)」及び「2020年度供給計画届出書の記載要領¹³ (資源エネルギー庁、2019年12月)」に記載の方法による。

(参考) 需給バランス評価の検討ステップ

短期及び長期の需給バランス評価の検討ステップは以下のとおり。



¹² 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/guideline.pdf

¹³ 2020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/kisai-youryo.pdf

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

$$\text{○空容量} = \text{① (運用容量)} - \text{② (マージン)} \\ - \text{③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)}$$

(短期断面)

- ①: 「2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 「2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁵」による¹⁶。
- ③: 2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表)」に記載されている月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①: 2020年度及び2021年度は、(短期断面) で設定した8月値、2022～2029年度は、「2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 2020年度及び2021年度は、(短期断面) で設定した8月値、2022～2029年度は、「2022～2029年度の連系線のマージン (長期計画) (2019年3月1日:本機関)」による。
- ③: 2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値。

¹⁴ 参考: 第5回運用容量検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

http://www.occto.or.jp/iinkai/unyoyouryou/2019/unyoyouryou_2019_5_haifu.html

¹⁵ 参考: 第4回マージン検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2019/margin_kentoukai_2019_4.html

¹⁶ 2021年度のマージンは、「2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画) (2020年2月28日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

(2) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)

① 前年度の推定実績

供給計画の届出書に記載された各電気事業者の2019年8月の供給力(全国合計)と、最大3日平均電力(全国合計)を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。全国合計の需給バランス実績としては、安定供給できる目安である予備率8%を確保していた。

表2-1 2019年8月の需給バランス実績(全国合計、送電端)

最大3日平均電力 (気象補正後) [再掲]	供給力 (全国合計)	予備力	予備率
15,874 万 kW	17,835 万 kW	1,961 kW	12.4%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。関西エリアにて予備率3%を下回ったものの、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた結果、予備率8%以上を確保できていた。

表2-2 2019年8月の需給バランス実績(エリア別、送電端)

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	423	1,303	5,289	2,454	497	2,691	1,042	488	1,538	150
供給力	468	1,500	5,858	2,771	591	2,769	1,229	587	1,841	222
予備率	10.6%	15.1%	10.7%	12.9%	18.9%	2.9%	18.0%	20.4%	19.7%	47.8%
予備率 均平化後	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	16.6%	47.8%

(参考) 実需給断面の需給バランス

実需給断面の需給バランス(表2-3)については、当日運用の安定供給の目安である予備率3%以上を確保していた。

表2-3 2019年8月の実需給断面の需給バランス

【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	438	1,440	5,510	2,539	521	2,751	1,067	494	1,546	145
供給力	469	1,509	5,990	2,847	584	3,081	1,172	600	1,814	206
予備率	7.2%	4.8%	8.7%	12.1%	12.1%	12.0%	9.8%	21.6%	17.3%	42.4%

② 短期の需給見通し

○ 2020年度

2020年度各月別の全国合計¹⁷での需給バランス見通しを、表2-4及び図2-2に示す。

全国合計では、最も予備率が低い12月で11.8%であり、各月ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-4 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,607	11,466	12,678	15,854	15,892	13,927
供給力	14,100	14,354	15,454	17,829	17,948	17,047
予備率	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480
供給力	14,660	14,485	16,036	16,819	16,911	16,226
予備率	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

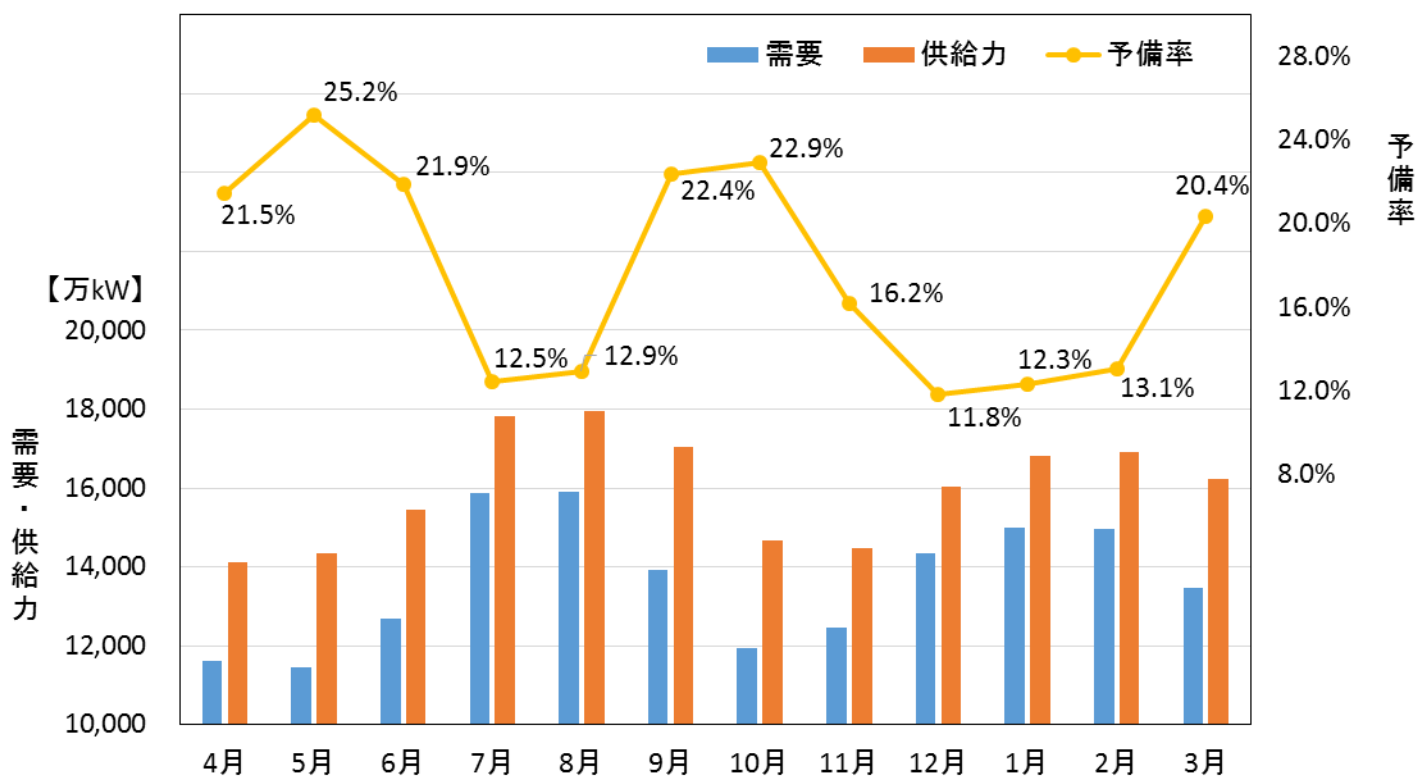


図2-2 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

¹⁷ 各エリアの最小予備率断面の需要と供給力を全国合計したもの。

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-6に示す。

各エリアの予備率は、北陸エリア（12月）、関西エリア（12～2月）、九州エリア（12, 1月）で予備率が8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を振替えることにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-5 各月別の予備率見通し（エリア別、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	48.9%	69.9%	61.3%	28.7%	31.9%	43.6%	23.8%	38.6%	16.9%	13.9%	13.8%	26.9%
東北	23.0%	33.0%	23.1%	14.6%	16.2%	17.9%	17.6%	16.0%	16.2%	16.5%	16.2%	22.5%
東京	11.1%	18.1%	20.3%	9.2%	10.0%	20.0%	20.1%	11.6%	12.7%	12.3%	13.3%	16.1%
東3社計	16.3%	24.7%	23.5%	11.3%	12.5%	21.1%	19.9%	14.7%	13.7%	13.3%	13.9%	18.2%
中部	17.0%	21.4%	22.5%	9.1%	10.6%	21.4%	27.1%	23.3%	20.4%	15.9%	15.7%	23.4%
北陸	42.6%	41.3%	24.7%	26.6%	20.9%	22.4%	12.8%	9.9%	5.7%	9.6%	11.2%	20.6%
関西	21.5%	15.3%	8.8%	8.6%	8.9%	20.6%	13.7%	8.5%	2.2%	5.2%	6.7%	13.5%
中国	29.0%	32.9%	38.2%	24.1%	23.2%	33.7%	41.9%	25.6%	13.0%	14.5%	13.1%	27.1%
四国	34.9%	29.3%	28.1%	22.4%	23.4%	28.1%	53.4%	25.5%	17.4%	20.8%	18.1%	25.8%
九州	32.9%	36.0%	21.2%	12.5%	11.5%	22.5%	23.2%	14.1%	2.4%	7.6%	10.9%	26.0%
中西6社計	25.0%	25.0%	20.4%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.9%	9.7%	10.9%	11.7%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

8%未満

表2-6 各月別の予備率見通し（連系線活用後、送電端）

※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

	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	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	19.9%	23.1%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	19.9%	13.9%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	19.9%	13.9%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	17.4%	13.6%	11.2%	12.6%	21.3%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

 : 8%以上に改善したエリア

¹⁸ 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なる中で評価し、他エリアへ振替える量を算定しているため、振替える可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積もられる評価）となっている。

なお、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¹⁹）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、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者が系統アクセス契約申込がなされ、更に、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を国の協力を得て調査した。

その結果、2020年度末時点では、全国で約25万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-7に示す。

表2-7 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※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

	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	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	20.0%	26.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.1%	13.1%	18.5%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	17.4%	13.8%	11.3%	12.6%	21.4%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.4%	12.8%	22.4%	22.8%	16.1%	11.6%	12.1%	12.9%	20.1%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

また、沖縄エリア²⁰については、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、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-8に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-8 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（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	44.8%	30.8%	10.0%	8.1%	7.3%	10.4%	21.7%	22.4%	33.1%	28.4%	38.5%	54.0%

¹⁹ 参考：火力発電所環境アセスメント情報（METI ウェブサイト）

http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

²⁰ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²¹ 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

○2021年度²²

2021年度各月別の全国合計¹⁷での需給バランス見通しを、表2-9及び図2-3に示す。

全国合計では、最も予備率が低い2月で9.9%であり、各月ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-9 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,599	11,457	12,668	15,838	15,876	13,914
供給力	14,522	14,667	15,403	17,777	17,885	16,814
予備率	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466
供給力	14,668	14,360	16,018	16,651	16,420	15,355
予備率	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

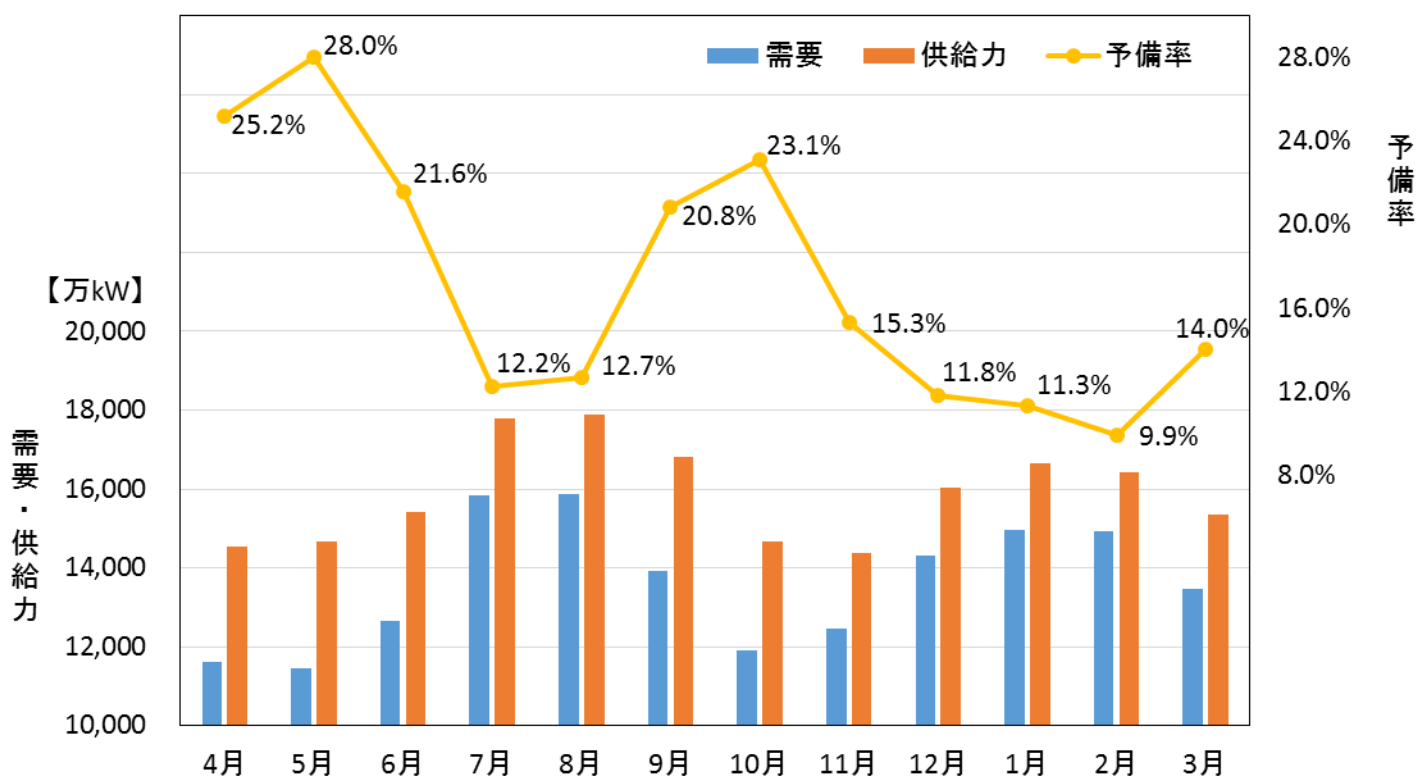


図2-3 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

²² 供給力が不足する場合に、休止中や休廃止予定の電源を供給力として公募・活用するための仕組み（特別調達電源）を構築した。これに伴い、電気事業法施行規則の改正を行い、供給計画の届出内容についても月別の需給バランス評価期間を第2年度まで拡大するといった変更を行った。

エリア別の予備率見通しを表2-10に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-11に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（7，8，11，1～3月）、中部エリア（7，8，12～2月）、関西エリア（12月）、中国エリア（12月）で予備率が8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を振替えることにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-10 各月別の予備率見通し（エリア別、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	43.5%	54.4%	56.9%	32.3%	27.6%	39.1%	22.7%	34.1%	32.5%	28.3%	29.6%	22.8%
東北	25.6%	37.8%	28.0%	25.4%	24.7%	20.6%	23.9%	18.4%	19.1%	21.3%	21.6%	22.5%
東京	16.8%	22.3%	13.4%	4.5%	5.2%	16.3%	16.8%	7.9%	10.5%	6.7%	4.8%	6.9%
東3社計	20.6%	27.6%	19.0%	9.9%	10.1%	18.6%	18.7%	12.2%	14.0%	11.3%	10.1%	11.3%
中部	20.6%	20.0%	19.5%	6.4%	6.6%	11.8%	17.0%	14.2%	7.7%	6.4%	4.0%	10.2%
北陸	23.5%	33.5%	23.4%	14.8%	9.4%	16.1%	29.2%	15.8%	15.0%	9.1%	9.4%	16.3%
関西	28.4%	22.0%	17.6%	8.5%	8.9%	17.5%	21.8%	14.6%	5.7%	8.3%	10.0%	12.3%
中国	26.5%	35.2%	30.7%	26.2%	27.0%	32.6%	33.6%	16.0%	6.1%	12.4%	13.8%	21.4%
四国	37.1%	47.0%	33.4%	24.5%	23.4%	34.5%	48.9%	20.8%	15.9%	19.4%	17.3%	21.2%
九州	43.9%	38.6%	30.1%	21.6%	25.1%	39.3%	35.5%	27.2%	16.3%	17.9%	10.4%	23.5%
中西6社計	28.6%	27.8%	23.1%	13.6%	14.1%	22.2%	26.0%	17.2%	9.4%	10.7%	9.2%	15.5%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

8%未満

表2-11 各月別の予備率見通し（連系線活用後、送電端）

※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

	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	26.6%	41.2%	49.8%	22.9%	20.0%	36.9%	19.1%	19.5%	17.9%	14.1%	15.3%	13.5%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.1%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	13.5%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.1%	12.1%	11.2%	10.7%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.5%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.2%	10.7%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
九州	41.3%	28.6%	22.5%	14.7%	20.2%	33.4%	29.5%	17.8%	11.2%	10.7%	9.5%	16.1%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

: 8%以上に改善したエリア

なお、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¹⁹⁾）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、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者へ系統アクセス契約申込がなされ、更に、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を国の協力を得て調査した。

その結果、2021年度末時点では、全国で約32万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-12に示す。

表2-12 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※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

	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	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

また、沖縄エリア²⁰⁾については、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、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹⁾が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-13に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-13 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（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	31.1%	30.9%	27.0%	22.3%	24.5%	19.7%	26.7%	29.0%	38.4%	31.7%	29.8%	40.7%

(3) 当該年度以降10年間の見通し（長期）

① 需給バランス

2020年度以降10年間の需給バランス見通し（8月15時²³）を表2-14及び図2-4に示す。

全国合計では、最も予備率が低い2021年度で12.7%であり、各年度ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-14 長期の需給バランス見通し（8月15時²³全国合計、送電端）

【万kW】

	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
需要電力	15,892	15,876	15,845	15,814	15,783
供給力	17,948	17,885	17,891	18,215	18,275
供給予備率	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%
	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
需要電力	15,755	15,725	15,722	15,692	15,662
供給力	18,383	18,329	18,399	18,411	18,440
供給予備率	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

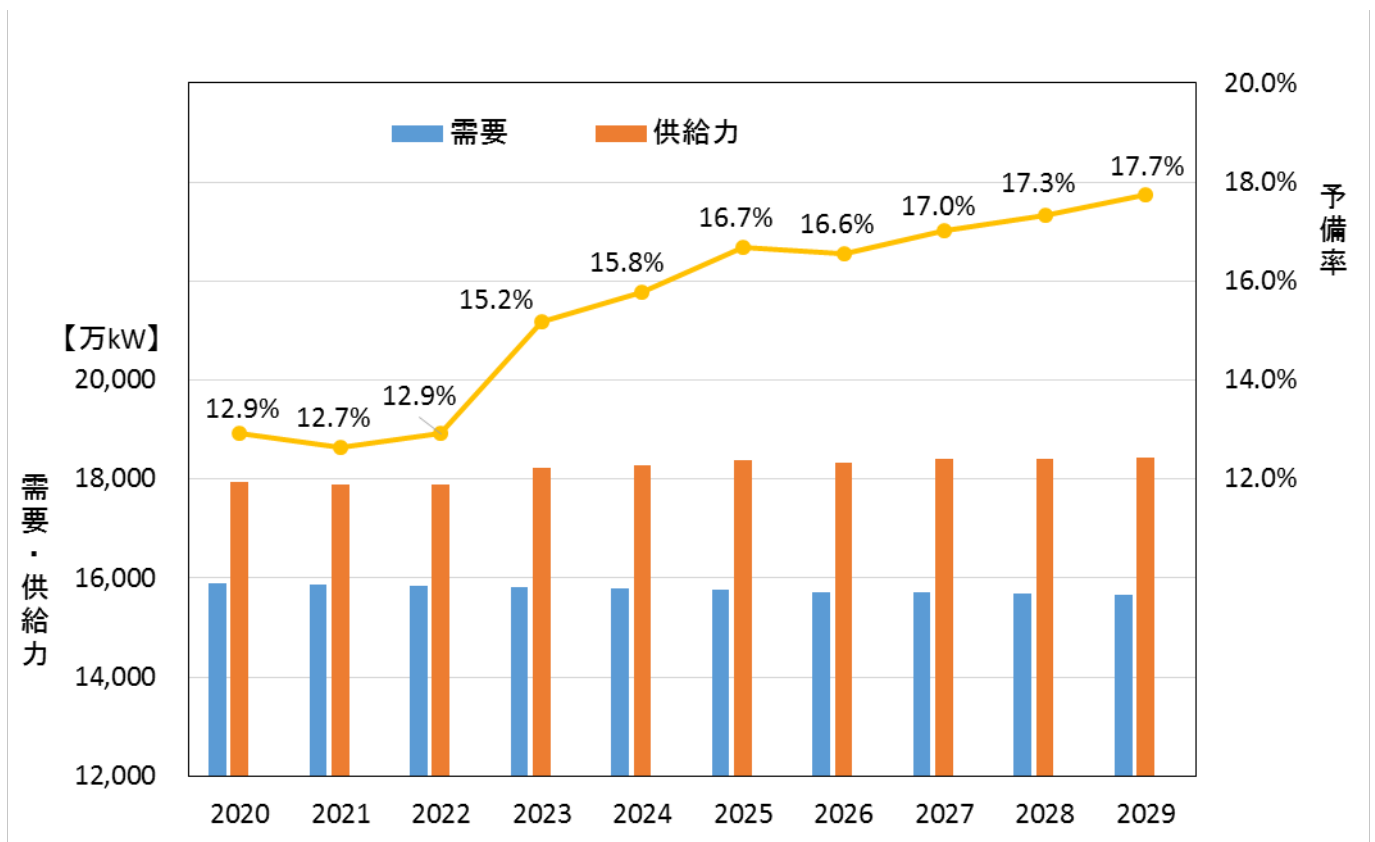


図2-4 長期の需給バランス見通し（8月15時²³全国合計、送電端）

²³ 沖縄エリアのみ20時。

エリア別の予備率見通しを表2-15に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-16に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2021、22年度）、中部エリア（2021年度）、関西エリア（2025～29年度）で予備率が8%を下回っているものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-15 長期の予備率見通し（8月15時²³エリア別、送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	31.9%	27.6%	27.4%	50.2%	50.0%	50.9%	49.7%	61.1%	61.0%	61.1%
東北	16.2%	24.7%	27.8%	30.5%	32.5%	33.9%	37.6%	38.9%	40.3%	41.7%
東京	10.0%	5.2%	5.5%	9.1%	9.6%	13.7%	13.4%	13.2%	14.1%	14.3%
東3社計	12.5%	10.1%	10.9%	15.5%	16.2%	19.6%	19.9%	20.7%	21.6%	22.0%
中部	10.6%	6.6%	11.0%	11.8%	15.7%	15.9%	16.4%	16.5%	17.0%	17.6%
北陸	20.9%	9.4%	11.9%	14.8%	15.1%	13.9%	14.6%	15.0%	14.7%	15.0%
関西	8.9%	8.9%	9.4%	8.7%	9.0%	5.0%	5.7%	6.2%	6.0%	6.4%
中国	23.2%	27.0%	28.7%	24.4%	25.1%	25.8%	26.0%	25.9%	25.4%	25.8%
四国	23.4%	23.4%	13.0%	23.0%	24.5%	24.7%	26.0%	26.7%	26.1%	27.0%
九州	11.5%	25.1%	18.7%	19.2%	14.0%	14.6%	9.0%	8.7%	8.0%	8.2%
中西6社計	13.1%	14.1%	14.2%	14.5%	15.0%	13.9%	13.4%	13.6%	13.5%	13.9%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

8%未満

表2-16 長期の予備率見通し（8月15時²³）
（連系線活用後、送電端）

※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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	20.0%	17.4%	40.2%	40.0%	40.8%	40.4%	51.8%	51.7%	51.8%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.2%	16.6%
東京	11.6%	9.7%	8.9%	12.4%	12.9%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
中部	13.1%	10.3%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
北陸	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
関西	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
中国	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
四国	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
九州	13.1%	20.2%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

: 8%以上に改善したエリア

なお、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¹⁹）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、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、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を国の協力を得て調査した。

その結果、2029年度末時点では、約39万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-17に示す。

表2-17 長期の予備率見通し（8月15時²³）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	24.2%	21.6%	44.4%	44.2%	45.0%	44.6%	56.0%	55.9%	56.0%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.3%	16.7%
東京	11.6%	9.7%	9.1%	12.5%	13.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中部	13.2%	10.3%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
北陸	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
関西	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
四国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
九州	13.2%	20.7%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
9社合計	12.8%	12.5%	13.0%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.1%	17.4%	17.8%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	13.0%	12.8%	13.2%	15.4%	16.0%	16.9%	16.8%	17.3%	17.6%	18.0%

また、沖縄エリア²⁰については、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、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-18に示す。全ての年度で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-18 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（8月20時 送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
沖縄	7.3%	24.5%	14.1%	23.0%	25.3%	21.0%	20.2%	19.6%	19.1%	18.5%

次に、冬季に最大3日平均電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面における予備率見通しを、表2-19に示す。全ての年度で安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。また、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率を表2-20に示す。

表2-19 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア、送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	13.9%	28.3%	33.3%	28.3%	28.8%	29.1%	38.6%	38.5%	38.5%	38.4%
東北	16.5%	21.3%	21.8%	24.2%	25.6%	27.3%	30.7%	32.0%	34.1%	35.8%

表2-20 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア）
（連系線活用後、送電端）

※連系線の容量内で供給力を融通できる範囲を同じ色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	15.3%	23.2%	24.9%	25.3%	26.5%	27.8%	32.9%	33.7%	35.3%	36.5%
東北	16.0%	23.2%	24.9%	25.3%	26.5%	27.8%	32.9%	33.7%	35.3%	36.5%

なお、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、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は全国で約39万kW存在。これら電源を供給力として計上した予備率を表2-21に示す。

表2-21 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線の容量内で供給力を融通できる範囲を同じ色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	16.8%	24.1%	27.8%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%
東北	16.8%	24.1%	25.1%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%

② 一般送配電事業者の供給力確保状況について

各一般送配電事業者は、期間を通して離島供給力を確保し、また、2020年度については、公募によりエリア需要の7%程度²⁴の調整力を確保している。各一般送配電事業者が確保した調整力²⁵を、表2-22に示す。

表2-22 一般送配電事業者の確保済調整力²⁵

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.0%	7.0%	7.0%	7.1%	7.0%	7.0%	7.1%	7.3%	7.1%	30.1

③ 需給バランス評価のまとめ

○短期（2020，2021年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・月において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通し。

一方で、需要ピーク期（特に冬季）において予備率に余裕のないエリア・月も存在しており、今後の突発的な電源トラブルや休廃止の追加等に注意が必要。

○長期（2022年度～2029年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・年度において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通し。

一方で、特に直近3ヶ年（2020～2022年度）の需給バランスが厳しくなると想定される。今後とも、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

²⁴ 調整力公募は、前年度（2019年度）供給計画の第2年度として想定したエリア需要の7%分を調達することになっているため、エリア需要の7%を下回ることもある。

²⁵ エリア需要に対する調整力の比率。北海道・東北エリアは1月断面、他エリアは8月断面の比率を示す。

(参考) 取りまとめ結果の詳細

①電源別供給力の年度ごとの推移

2029年度までの電源種別ごとの供給力（8月15時²⁶・全国計）の見通しを図2-5に示す。

新エネルギー等発電の供給力²⁷は、増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリブレース案件の計画等があり、廃止により一旦減少するものの、2021・2022年度を底に、更新・新規案件により増加するトレンドとなっている。

これらにより、供給力全体として、直近年度に若干落ち込んだ後、増加するトレンドとなっている。

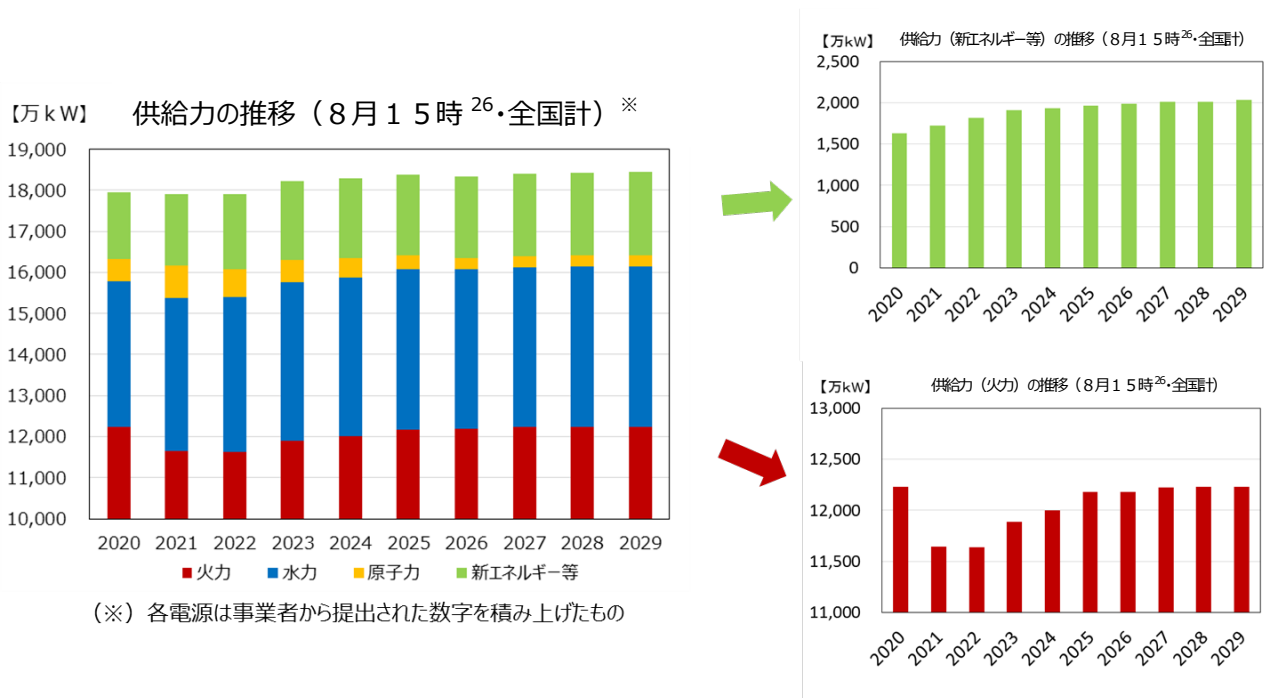


図2-5 電源別供給力の推移

²⁶ 沖縄エリアのみ12時。

²⁷ 沖縄エリアでは、新エネルギー等発電のうち太陽光・風力発電の供給力はL5算出値。

②立上げ可能な休止電源の年度ごとの推移

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休止電源（約1,900～2,300万kW）を図2-6に示す。

そのうち、適切な時期に判断・準備すれば、休止の延期や1年程度での再立上げが可能な電源を事業者ヒアリング等を通じて確認した。その結果、600～1,300万kW（送電端）は、供給力として積み増せる可能性があると想定できる。

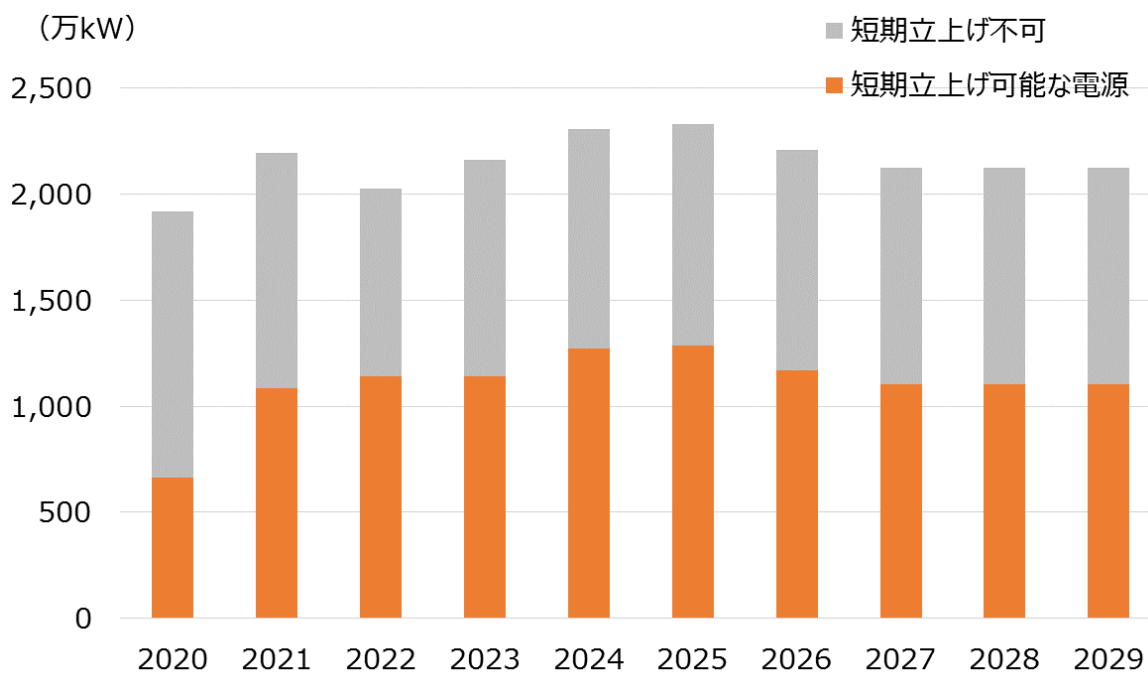


図2-6 休止電源の状況

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)

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と、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備 (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ごとの設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

○水力・火力*

発電事業者自らが保有する設備を積み上げ。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が公表され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接続可能量、過去の伸び率の実績を基に、設備容量の導入見通しを立てて積み上げ。

上記の考え方に基づいて、各事業者から提出された数字について各年度の設備容量を機械的に計上したものを表 3-1 及び図 3-1 に示す。

※ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

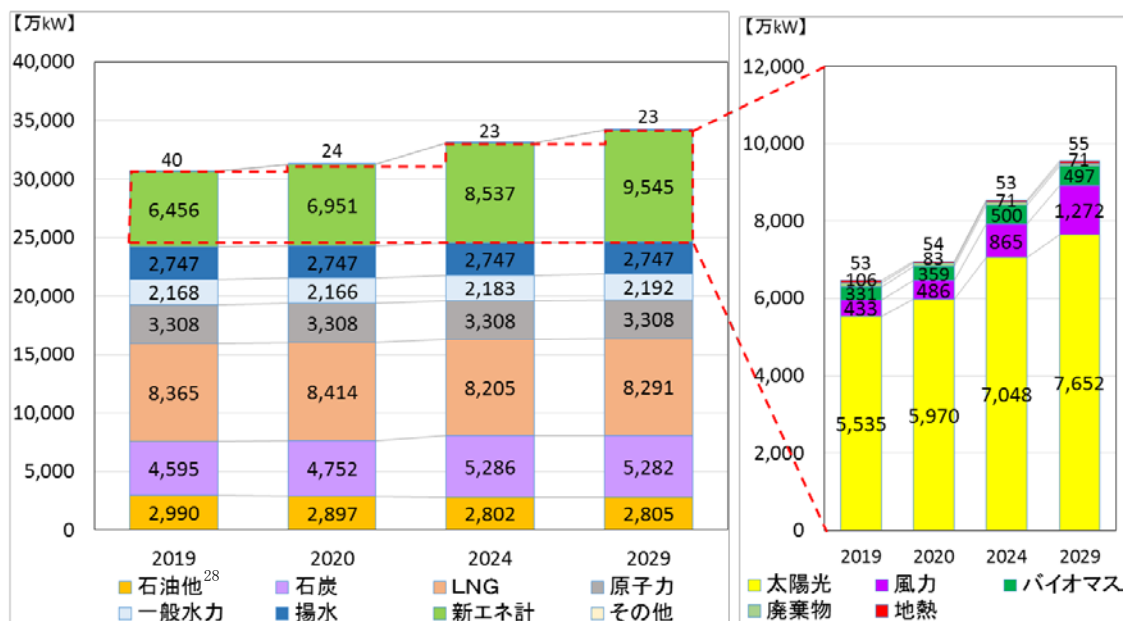
※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。

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

※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上 【万 kW】

種類	2019	2020	2024	2029
水力 ^{※1}	4,915	4,913	4,930	4,940
一般水力	2,168	2,166	2,183	2,192
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
火力 ^{※1}	15,950	16,062	16,293	16,378
石炭	4,595	4,752	5,286	5,282
LNG	8,365	8,414	8,205	8,291
石油他 ²⁸	2,990	2,897	2,802	2,805
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	6,456	6,951	8,537	9,545
風力 ^{※3}	433	486	865	1,272
太陽光 ^{※3}	5,535	5,970	7,048	7,652
地熱 ^{※1}	53	54	53	55
バイオマス ^{※1}	331	359	500	497
廃棄物 ^{※1}	106	83	71	71
その他	40	24	23	23
合計	30,671	31,259	33,092	34,194

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。



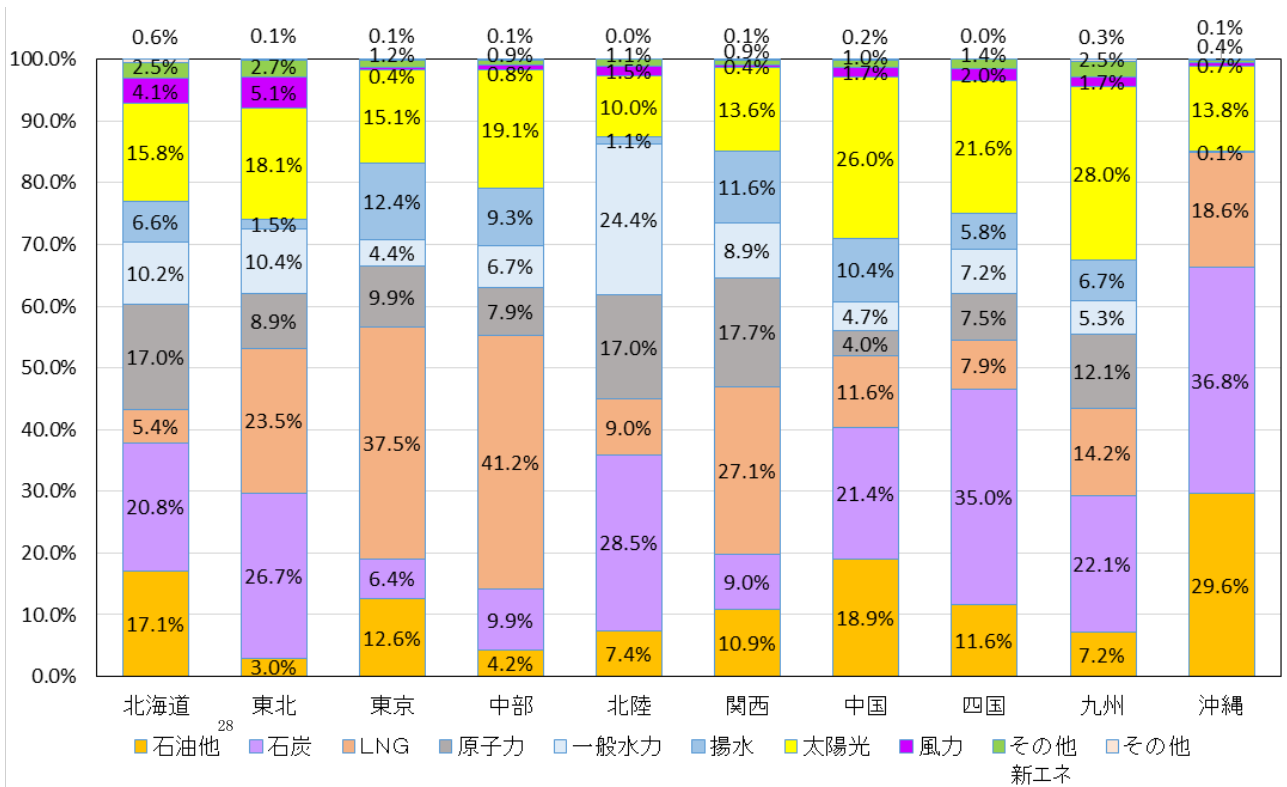
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

²⁸ 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

2019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。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 2019年度末のエリア別設備容量 (kW) の比率

(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)²⁹を図3-3に示す。

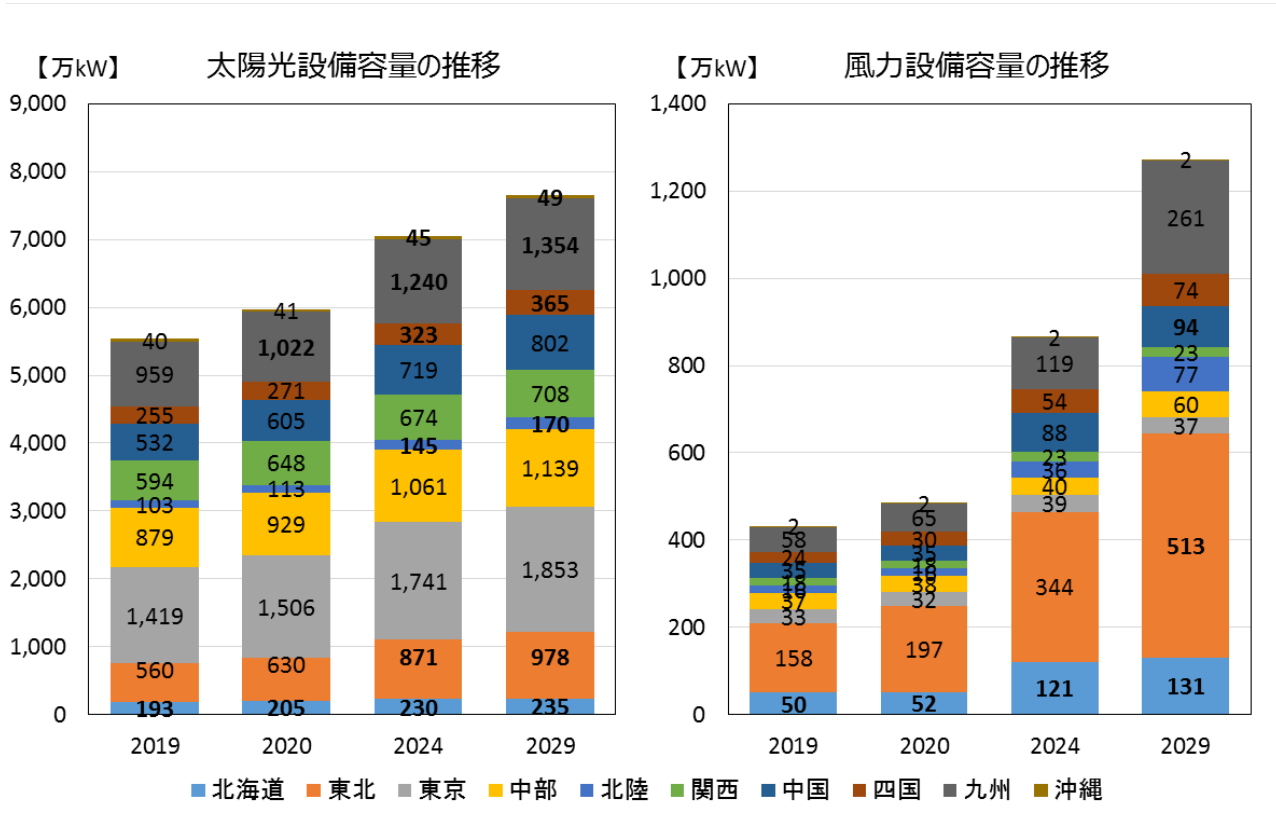


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁹ エリアの一般送配電事業者が、至近の導入量推移や系統アクセス契約申込状況等を基に将来のエリア全体の導入量を想定したもの。

(4) 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2029年度末までの電源開発計画³⁰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 2029年度末までの電源開発計画³⁰ (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	37.9	51	6.8	46	△ 22.2	32
一般水力	37.9	51	6.8	46	△ 22.2	32
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,447.6	34	5.2	1	△ 958.6	42
石炭	685.1	10	-	-	△ 51.8	3
LNG	757.4	15	5.2	1	△ 763.5	16
石油	5.1	9	-	-	△ 143.3	23
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	735.3	345	0.8	3	△ 31.1	49
風力	179.2	54	-	-	△ 14.7	36
太陽光	404.0	253	-	-	△ 0.2	1
地熱	4.4	3	0.6	2	△ 2.4	1
バイオマス	140.5	30	-	-	△ 8.4	6
廃棄物	7.2	5	0.2	1	△ 5.6	5
合計	3,238.7	437	28.0	51	△ 1,012.0	123

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。

³⁰ 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 送電端電力量 (kWh)

各発電事業者や各一般送配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)を合計した試算^{*}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。

各発電事業者は、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。

電源種ごとの送電端電力量(kWh)とその具体的な計算方法は以下のとおりである。

※発電事業者の保有する発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備(FIT電源等)の発電電力量も計上。

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接続可能量、過去実績（伸び率）を基に、設備容量の導入見通しを立て、それを基に過去の発電実績から発電量を算定し、それらを計上している。また、地熱、バイオマス及び廃棄物については、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	2019	2020	2024	2029
新エネルギー等	937	1,023	1,362	1,504
風力	82	93	166	237
太陽光	634	684	842	912
地熱	25	25	28	29
バイオマス	167	197	305	305
廃棄物	28	23	22	21

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発電電力量を算定し、それらを計上している。火力については、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。

表 3-4 水力・火力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
水力	822	819	839	875
一般水力	757	769	780	802
揚水	65	49	60	73
火力	6,553	6,539	5,890	5,782
石炭	2,681	2,884	3,070	3,128
LNG	3,594	3,370	2,563	2,403
石油他 ²⁸	278	284	256	251

③ 原子力（表 3-5）

2020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。ただし、稼働年数が40年を超える設備の運転については、原子力規制委員会における認可が必要となるため、電力量をゼロとして算定している。また、今後の原子力発電所の再稼働の見込みについても加味されていない。

表 3-5 原子力発電所送電端電力量 【億 kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
原子力	604	419	475	303

①～③の発電電力量に、電源種が特定できない設備の発電電力量を加えた送電端電力量の合計値を表 3-6 に示す。

表 3-6 送電端電力量（合計） 【億 kWh】

	2019	2020	2024	2029
合計	9,030	8,853	8,597	8,491

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2019年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

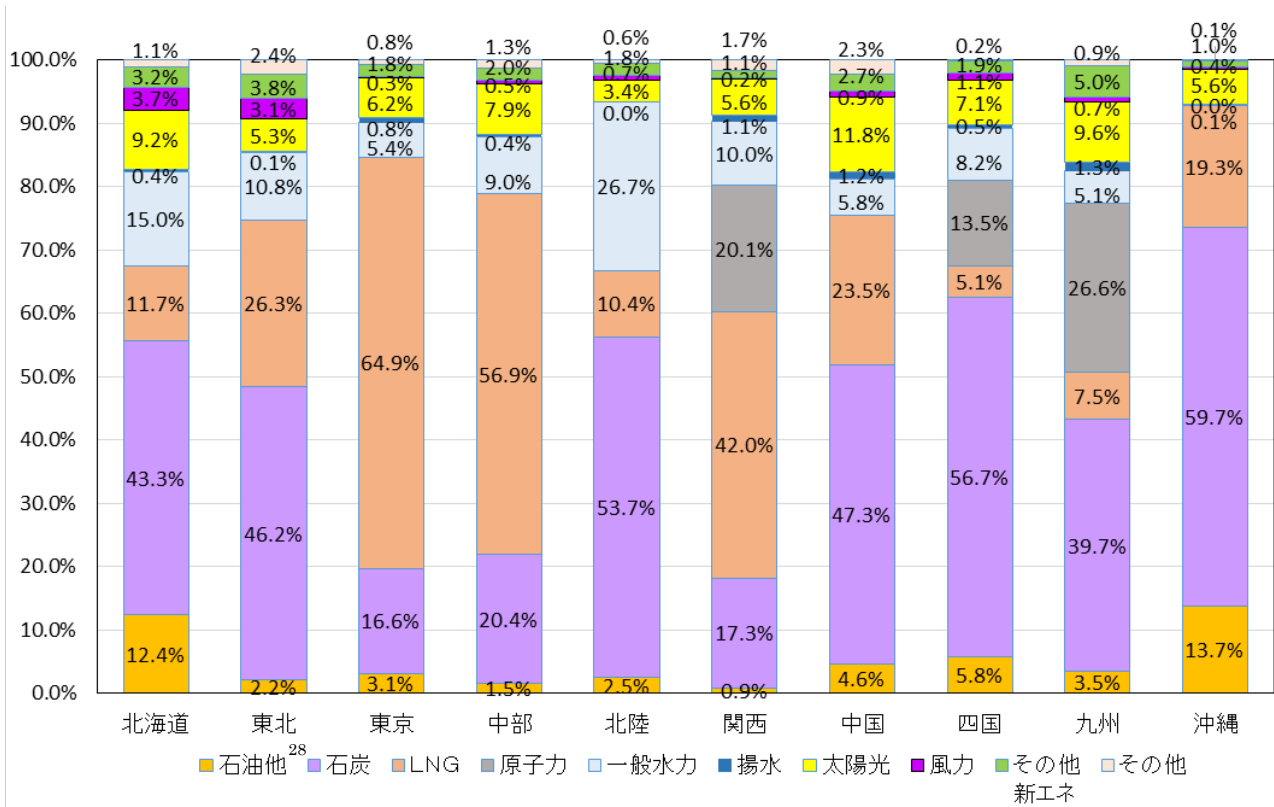


図3-4 2019年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(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3-5に示す。この、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。

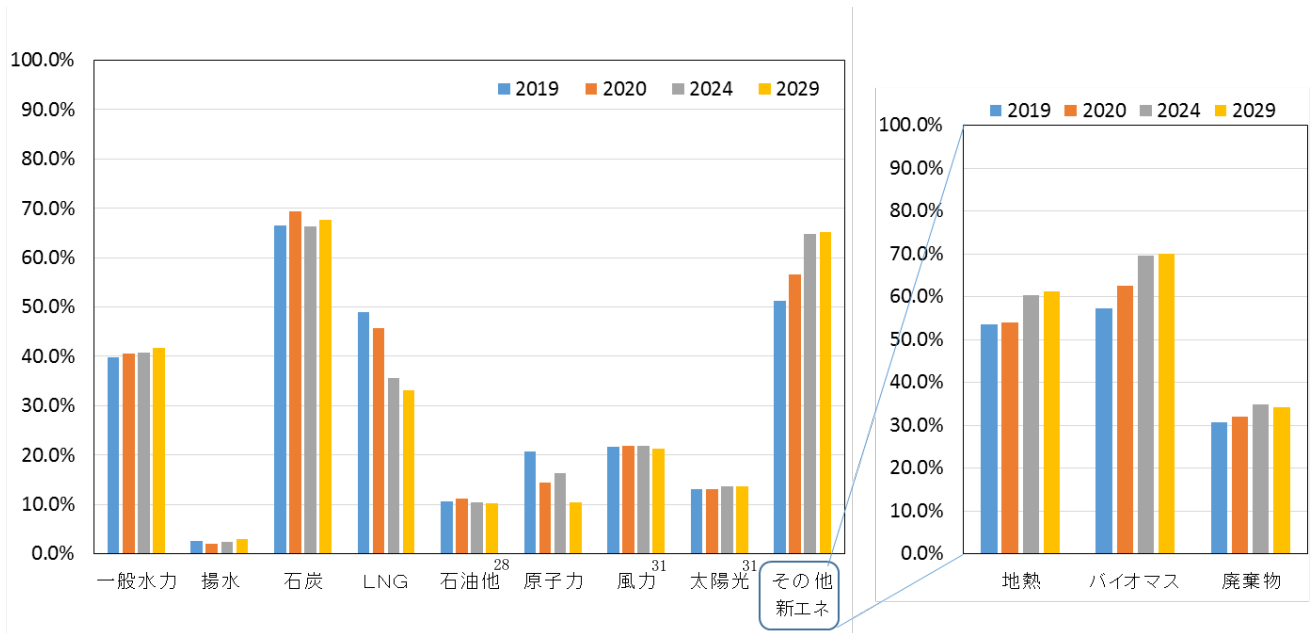
前述のとおり、一定の想定に基づいて計算した数字であり、本項の設備利用率についても、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なるものとなることに留意が必要である。

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

※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。

種類	2019	2020	2024	2029
水力	19.0%	19.0%	19.4%	20.2%
一般水力	39.8%	40.6%	40.8%	41.8%
揚水	2.7%	2.0%	2.5%	3.0%
火力	46.8%	46.5%	41.3%	40.3%
石炭	66.4%	69.3%	66.3%	67.6%
LNG	48.9%	45.7%	35.7%	33.1%
石油他 ²⁸	10.6%	11.2%	10.4%	10.2%
原子力	20.8%	14.5%	16.4%	10.5%
新エネルギー等	16.5%	16.8%	18.2%	18.0%
風力 ³¹	21.6%	21.9%	21.9%	21.3%
太陽光 ³¹	13.0%	13.1%	13.6%	13.6%
地熱	53.6%	54.1%	60.3%	61.2%
バイオマス	57.4%	62.6%	69.5%	70.0%
廃棄物	30.7%	32.1%	34.8%	34.3%

³¹ 太陽光及び風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。



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

図 3 - 5 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³²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）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

再生可能エネルギーを中心とした新規電源は、需要の大消費地から遠く離れた地点に計画される傾向にあった。このため、新規で長距離送電線網の整備が計画されている。

地域間連系線は、広域的運営に必要な整備が計画されている。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画³³

送電線路の増加こう長 ³⁴ ※ ³⁵	726km (549km)
架空送電線路※	687km (542km)
地中送電線路	39km (6km)
変圧器の増加容量	28,290MVA (17,400MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁶	1,800MW (1,800MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 61km (△108km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 2,700MVA (△2,700MVA)

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。

³² 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っては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。

³³ （ ）内は昨年値を記載した。

³⁴ 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。

³⁵ ※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。

³⁶ 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"> ・(仮)広域連系北幹線:81km ・(仮)広域連系南幹線:62km ・相馬双葉幹線接続変更:15km ・新地アクセス線(仮)広域連系開閉所引込:1km ・常磐幹線(仮)広域連系開閉所Dπ引込:1km
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10回線

○東京中部間連系設備等概要：120万kW→210万kW（使用開始：2021年3月）

交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> ・新信濃交直変換所:90万kW ・飛驒変換所:90万kW
直流幹線 500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・飛驒信濃直流幹線:89km ・飛驒分岐線:0.4km

○東京中部間連系設備等概要：210万kW→300万kW（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(仮称):30万kW ・東清水変電所:30万kW→90万kW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・東清水線:20km ・佐久間東幹線新佐久間FC分岐線(仮称):3km ・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間西幹線: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

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）※マスタープラン³⁷にて検討

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:1km ・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

³⁷ 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

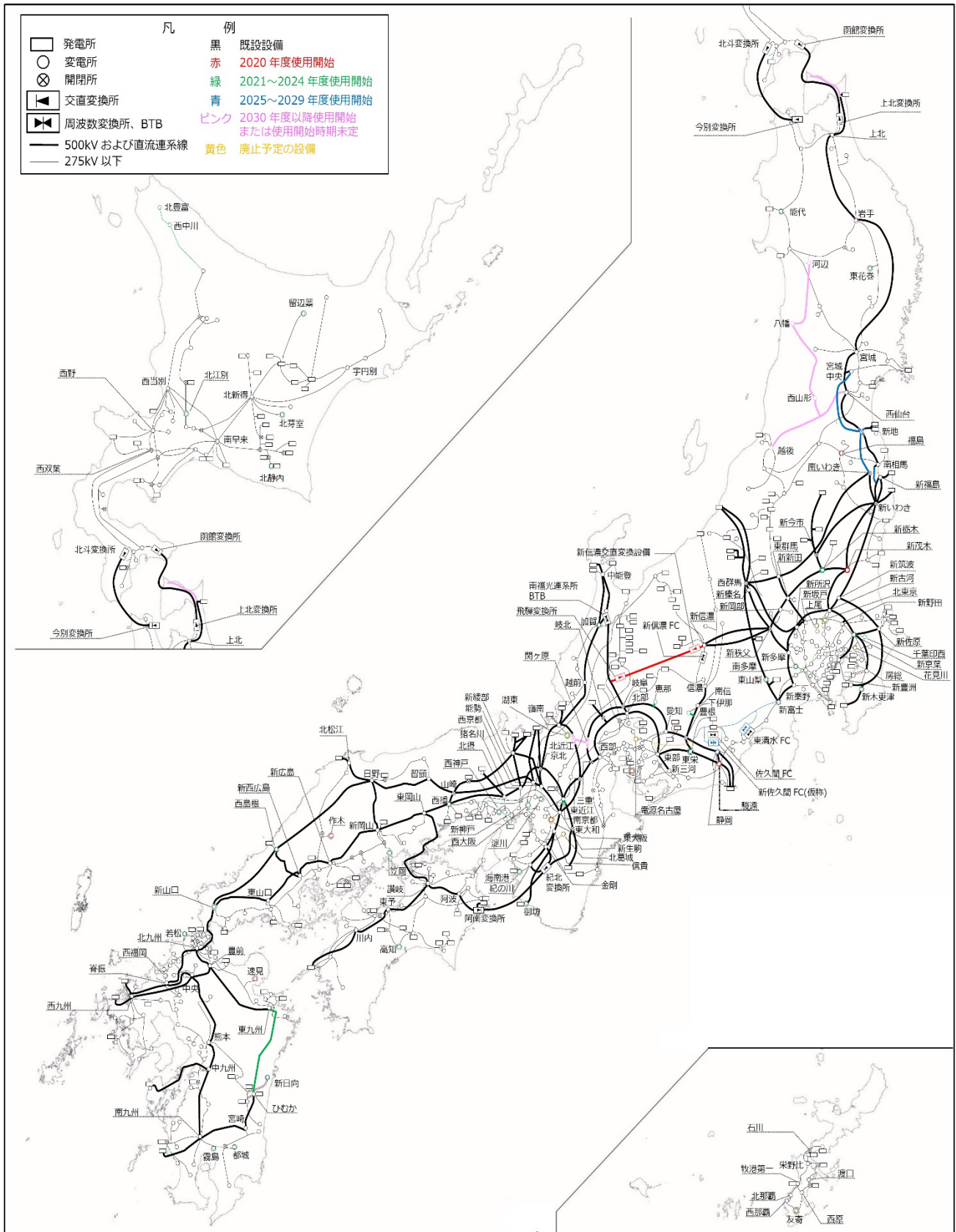


図 4 - 1 電力系統の状況

(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 ³⁸	電圧	こう長 ^{39, 40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	飛驒信濃直流幹線	DC± 200kV	89km	双極1	2017年7月	2021年3月	安定供給対策※4
	新宿城南線引替	275kV	16.4km ※2※3	3	2017年11月	2018年7月 (1番線) 2020年4月 (2番線) 2019年4月 (3番線)	高経年化対策
	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km (3番線) ※2※3	2	2019年1月	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.1km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.1km (2,3番線) ※2※3	3	2019年9月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力 株式会社	飛驒分岐線	500kV	0.4km	2	2018年6月	2020年9月	安定供給対策※4
	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年7月	2021年3月	高経年化対策 系統対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
関西電力 株式会社	コベルコパワー 神戸第二アクセス 線※1	275kV	4.4km※2	3	2017年4月	2021年2月 (1号線) 2021年5月 (2号線) 2022年2月 (3号線)	電源対応
	新神戸線	275kV	20.2km→ 21.5km※3	2	2019年5月	2020年7月	電源対応 高経年化対策

³⁸ 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別が入っているため、分からないように見直した。

³⁹ 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。

⁴⁰ 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。

⁴¹ 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、マスタープランにて検討するもの。

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 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
四国電力株式会社	西条アクセス線 ※1	187kV	7km※3	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年5月	2021年4月	需要対策
電源開発株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	2	2006年5月	未定	電源対応
北海道北部風力送電株式会社	北部送電豊富 中川幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力株式会社	(仮称)苦小牧 アクセス線※1	187kV	0.2km	1	2021年5月	2022年6月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二 アクセス線※1	187kV	0.1km	1	2021年1月	2021年7月	電源対応
	100kV北幌延線 一部187kV昇圧	187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
東北電力株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年5月	2022年度	電源対応
	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2022年5月	2022年度	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	81km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 南幹線	500kV	62km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	15km	2	2022年4月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮)広域連系 開閉所引込※1	500kV	1km	2	2024年7月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮)広域連系 開閉所Dπ引込	500kV	1km	2	2025年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 開閉所新設	500kV	-	10	2023年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	秋田幹線河辺 変電所D T引込	275kV	5km	2	2022年度以降	2029年度以降	電源対応
	秋盛幹線河辺 変電所D T引込	275kV	0.2km	2	2025年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV → 500kV	139km→ 138km	2	2026年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV → 500kV	23km→23km	2	2029年度以降	2030年度以降	電源対応
出羽幹線	500kV	97km	2	2021年度以降	2031年度以降	電源対応	

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東北電力株式会社	山形幹線昇圧延長	275kV → 500kV	53km→99km	2	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	G7060005 アクセス線 (仮称)	275kV	1km※2	1	2021年7月	2022年2月	電源対応
	MS18GHZ051500 アクセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2021年7月	2022年6月	電源対応
	京浜線1, 2号 接続変更	275kV	22.7km→ 23.1km※3	2	2021年10月	2022年4月	電源対応
	東清水線	275kV	13km 7km(既設流用)	2	2022年3月	2027年3月	安定供給対策※4
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km※3 2号線: 0.1km※3	2→3	2022年5月	2022年11月	需要対策
	五井アクセス線 ※1	275kV	11km	2	2021年8月	2024年2月	電源対応
	千葉印西変電所 (仮称)引込線	275kV	11km※2	2	2023年2月	2024年4月	需要対策
中部電力株式会社	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年5月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022年3月	2024年10月	需要対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ヶ原開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線関ヶ原 (開)π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5
関西電力株式会社	北大和線 南京都 (変)引込変更	500kV	0.1km→ 0.2km	2	2021年6月	2021年12月	系統対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※3	2	未定	未定	高経年化対策
	姫路アクセス線 (仮称)※1	275kV	0.9km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	新加古川線	275kV	25.3km→ 25.3km※3	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策
	姫路アクセス西 支線※1	275kV	1.2km→ 1.2km※3	2	2022年11月	2023年3月	高経年化対策
九州電力株式会社	西部ガスひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2022年3月	2024年7月	電源対応
	新鹿児島線 川内電源(発) π引込※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年7月	系統対策
電源開発株式会社	佐久間東幹線 新佐久間FC 分岐線 (仮称)	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
電源開発株式会社	佐久間西幹線 新佐久間 FC 分岐線（仮称）	275kV	1km	2	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	10.6km→ 11km※3	2	2022 年度	2027 年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	2km	2	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※3	2	2022 年度	2027 年度	安定供給対策※4
福島送電株式会社	阿武隈南部線	154kV	22km※2	1	2020 年 4 月	2023 年 6 月	電源対応

表 4 - 4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ⁴¹
電源開発株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	2026 年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△58km	2	2026 年度	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 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東北電力株式会社	能代変電所	275/66kV	100MVA	1	2019 年 10 月	2021 年 6 月	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2018 年 7 月	2019 年 9 月 (5B) 2021 年 4 月 (6B)	高経年化対策
	新信濃交直変換 設備※6	—	—	—	2016 年 3 月	2021 年 3 月	安定供給対策※4
	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2019 年 5 月	2021 年 3 月	電源対応
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019 年 4 月	2022 年 12 月	需要対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1 →300MVA×1	1→1	2019 年 2 月	2020 年 11 月	高経年化対策
	飛騨変換所※6	—	—	—	2017 年 8 月	2021 年 3 月	安定供給対策※4
	知多電源 変電所※1	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2019 年 7 月	2021 年 4 月	高経年化対策
	知多電源 変電所※1	275/154kV	450MVA×2	2	2019 年 7 月	2020 年 11 月 (新 1B) 2021 年 8 月 (新 2B)	電源対応
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/77kV	300MVA→ 200MVA	1→1	2019 年 11 月	2020 年 7 月	高経年化対策

⁴² 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 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
中国電力株式会社	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年11月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
九州電力株式会社	速見変電所	220/66kV	250MVA	1	2019年5月	2020年6月	電源対応
	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2020年1月	2021年12月	電源対応
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2017年10月	2021年1月(1B) 2024年5月(2B)	高経年化対策
北海道北部風力送電株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年5月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年3月	2022年7月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66kV /11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2021年12月	2023年2月	高経年化対策
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年2月	2023年11月	高経年化対策
東北電力株式会社	福島変電所	275/66kV	100MVA	1	2020年4月	2021年1月	電源対応
	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年7月	2024年12月	需要対策
	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度 以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度 以降	2030年度以降	電源対応
	八幡変電所	500/154kV	750MVA	1	2027年度 以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所	500/275kV	1,500MVA×3	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	300MVA×2 →450MVA×2	2→2	2024年度 以降	2031年度以降	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年9月	2022年4月	電源対応
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年5月	2022年11月	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2021年12月	2023年6月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2021年10月	2023年2月	需要対策

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	千葉印西(仮称) 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2021年7月	2024年4月	需要対策
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年1月	2022年6月	需要対策
中部電力 株式会社	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年6月	2024年10月	需要対策
	下伊那 変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年4月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※4
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2020年10月	2027年度	安定供給対策※4
北陸電力 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2020年6月	2023年9月	安定供給対策
関西電力 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2021年7月	2024年7月	電源対応
	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年1月	2022年10月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年12月	2021年10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8月	2024年6月	高経年化対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2021年2月	2023年5月	需要対策
	西播変電所	275/77kV	300MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2022年1月	2024年6月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2022年8月	2024年1月	高経年化対策
中国電力 株式会社	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
四国電力 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年11月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力 株式会社	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年12月	2024年3月	電源対応
	新日向変電所	220/110 /66kV	250/150 /200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2022年5月	2024年4月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
電源開発 株式会社	新佐久間 周波数変換所 (仮称) ※6	—	—	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
福島送電株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66 /33kV	170MVA	1	2020年4月	2023年6月	電源対応

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 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年3月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年10月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年7月	系統対策
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年1月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2023年10月	高経年化対策
	北葛城変電所	275/77kV	200MVA×2	2	2022年5月(3B) 2023年5月(4B)	高経年化対策
電源開発株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300MVA×3	3	2024年度	系統対策

(3) 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ⁴³	こう長の総延長 ⁴⁴	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	643 km※	1,286 km※	643 km※	1,286 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	△171 km	△350 km	△153 km	△312 km
		地中	17 km	38 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	120 km	240 km	120 km	240 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	22 km	22 km
		地中	22 km	22 km		
	直流	架空	89 km	89 km	89 km	89 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	687 km	1,275 km	726 km	1,335 km
		地中	39 km	60 km		
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画⁴⁵

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	254 km	535 km
220kV	4 km	8 km
187kV	7 km	14 km
合計	265 km	557 km

⁴³ 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。

⁴⁴ 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。

⁴⁵ 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 ⁴⁶	電圧階級 ⁴⁷	増加台数	増加容量
新增設	500kV	23 [4]	22, 100MVA [1, 000MVA]
	275kV	7 [2]	3, 150MVA [600MVA]
	220kV	7 [0]	1, 790MVA [0MVA]
	187kV	4 [5]	930MVA [695MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	新增設計	42 [12]	28, 290MVA [2, 465MVA]
廃止	275kV	△11	△2, 700 MVA
	廃止計	△11	△2, 700 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 ⁴⁸
新增設	東京電力パワーグリッド株式会社 1	900MW
	中部電力株式会社 2	900MW 600MW
	電源開発株式会社 1	300MW

⁴⁶ 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。

⁴⁷ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴⁸ 直流送電線の場合は、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

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設した高経年設備の更新に対応する案件が今後増加傾向にあり、これらの設備が本格的に経年対策を要する時期を迎えると現在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、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時にとりまとめた既設設備の建設年度毎の物量分布を図4-2～5に示す。

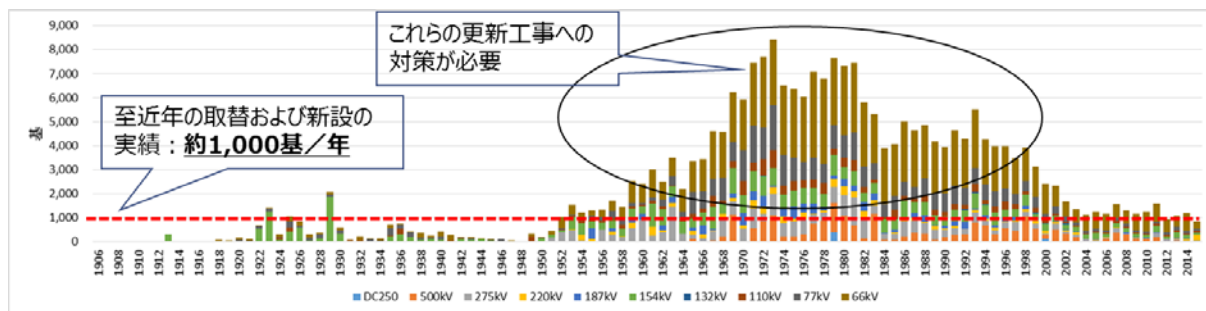


図4-2 鉄塔の物量分布 (66kV～500kV)

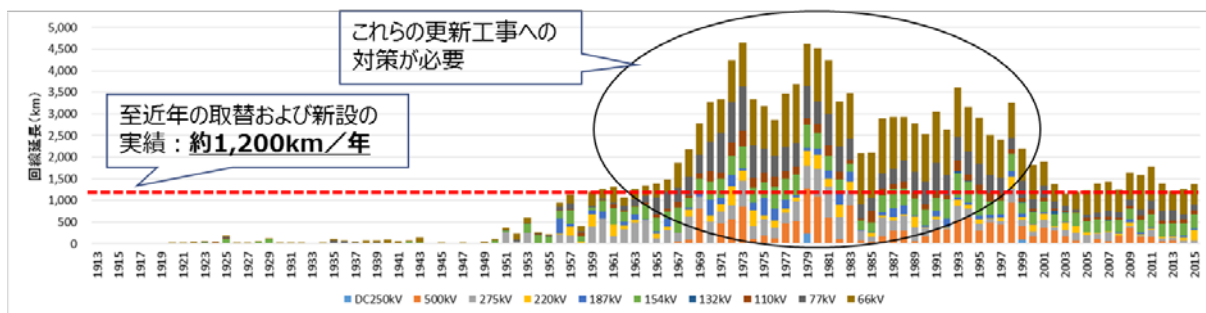


図4-3 架空線回線延長の物量分布 (66kV～500kV)

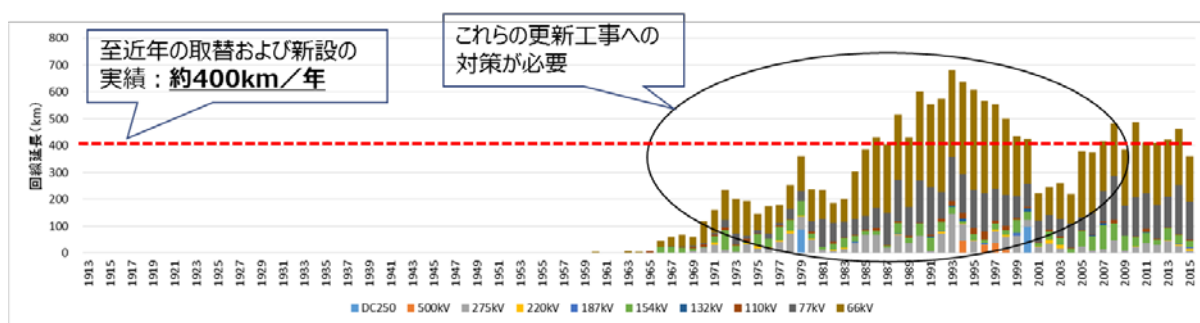


図4-4 地中線の物量分布 (66kV～500kV)

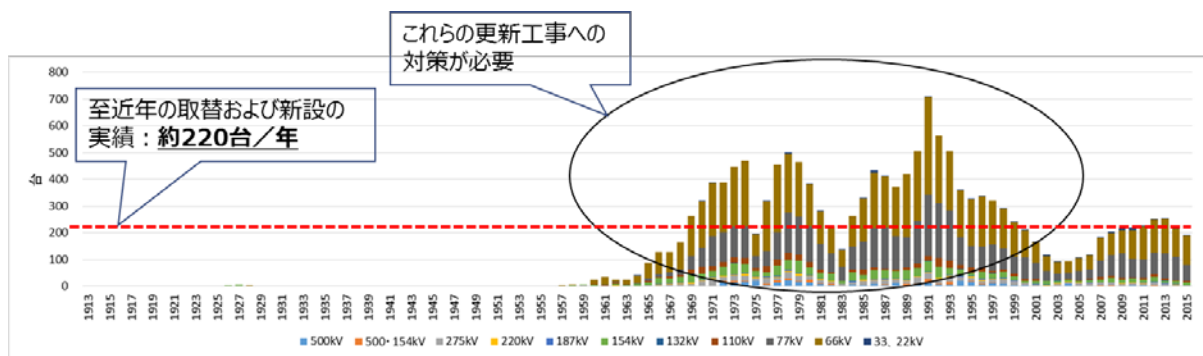


図4-5 変圧器の物量分布 (66kV(一部22kV)～500kV)

また、工事に従事する作業員数が近年減少傾向にあり、昨今は現場施工能力が不足傾向にある。参考に送電線工事に従事する高所作業員数の年度推移⁴⁹を図4-6に示す。

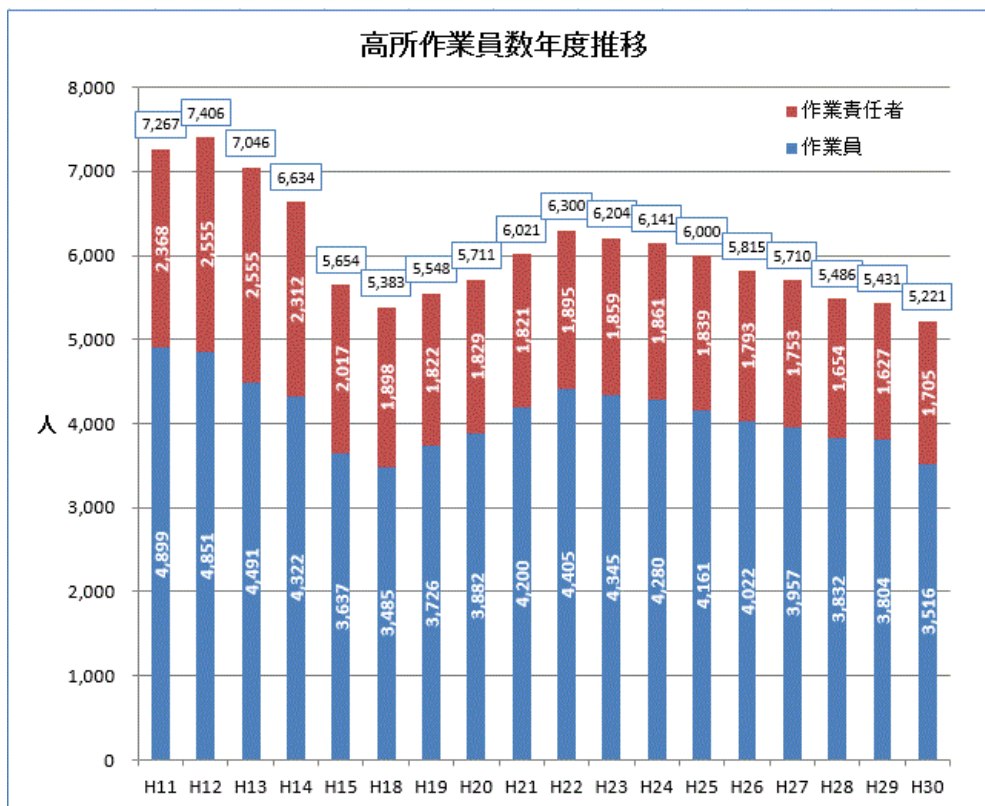


図4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移⁴⁹

⁴⁹ 出典元：送電線建設技術研究会HP

5. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2020年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2020年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

エリア外からの調達電力（量）は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力（量）は、東北・四国・九州エリアが多い。

なお、主要な相対契約に変化が見られなかったため、例年と同様の傾向となっている。

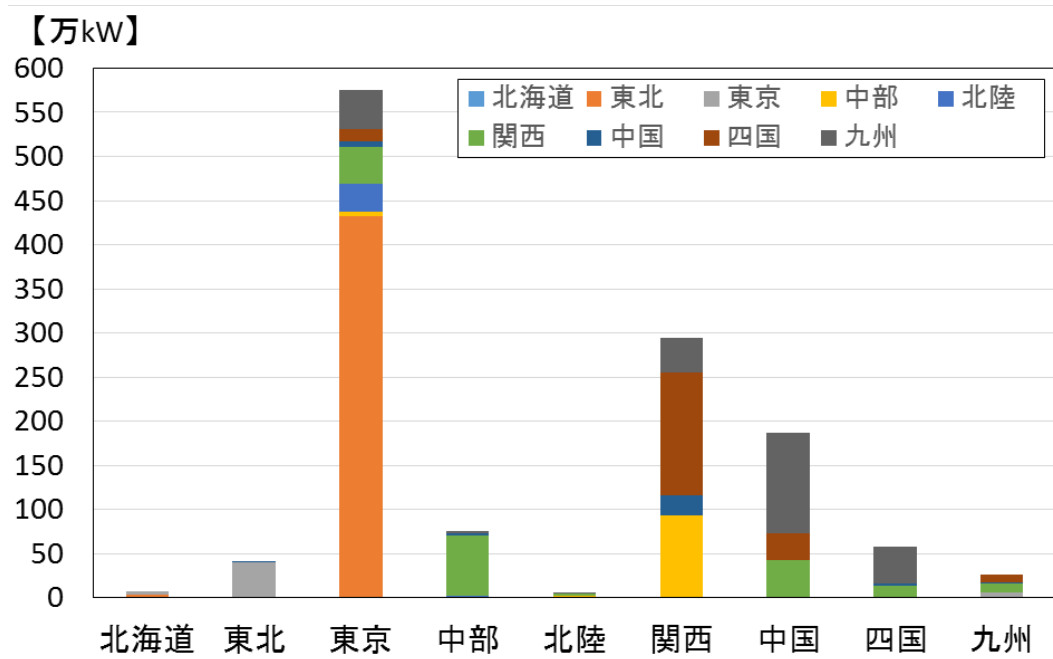


図5-1 エリア外調達電力

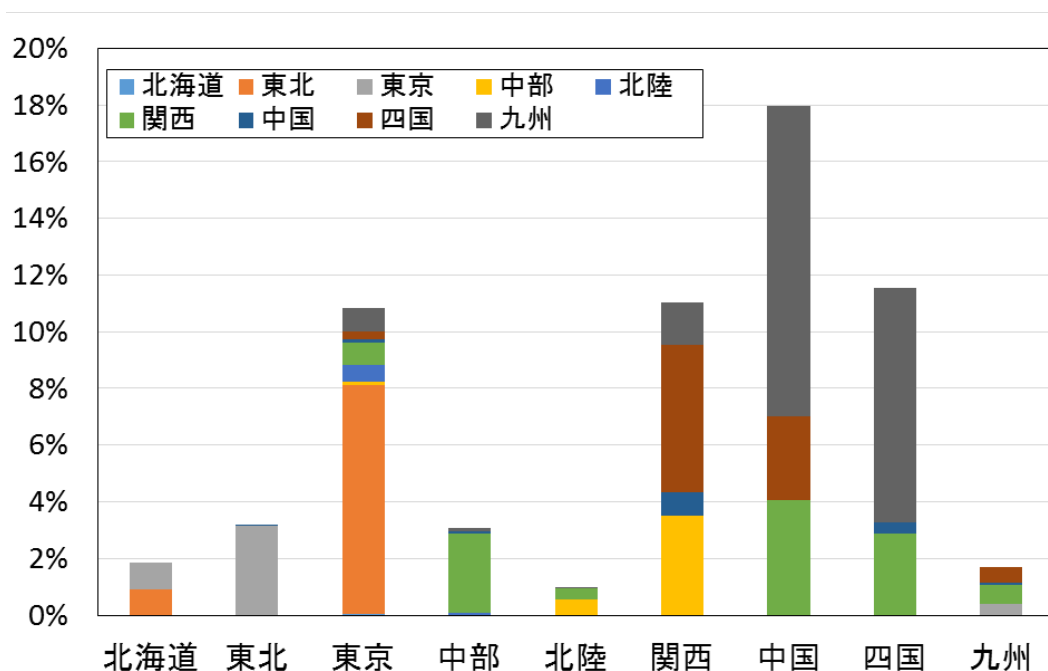


図5-2 エリア外調達電力比率

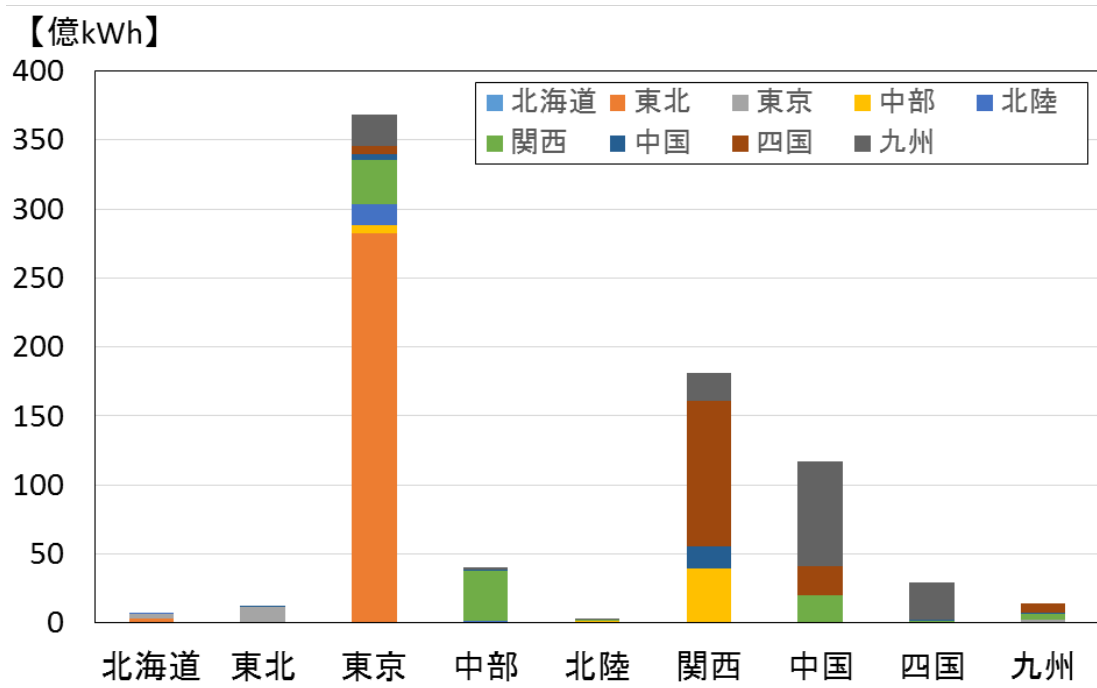


図5-3 エリア外調達電力量

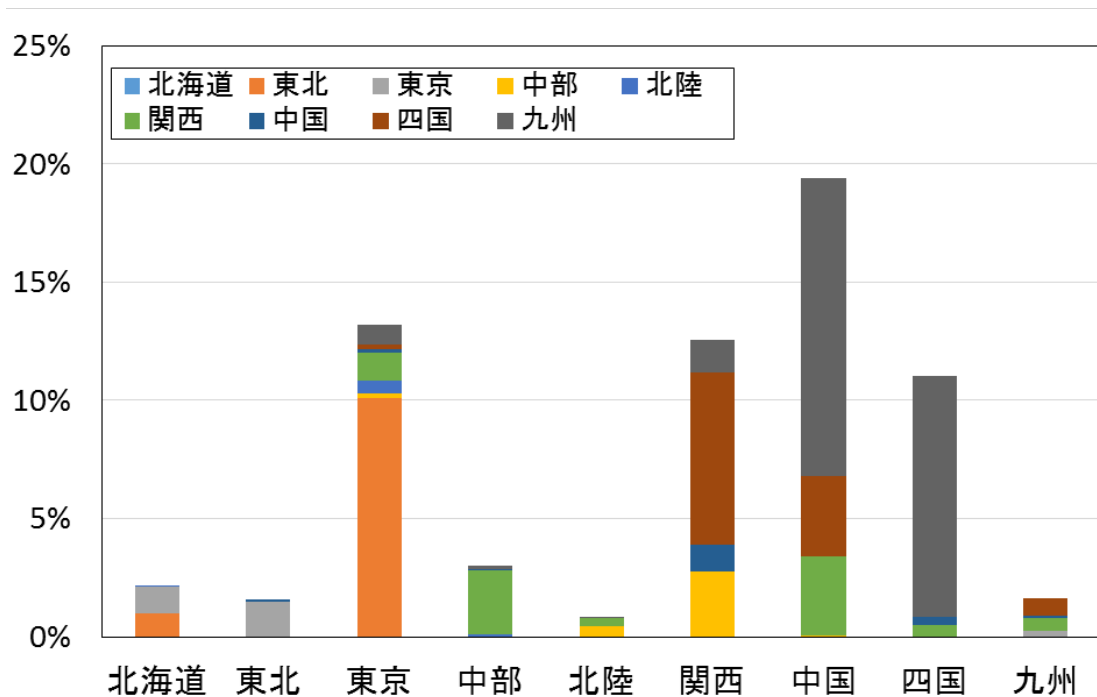


図5-4 エリア外調達電力量比率

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620者を当該小売電気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。

中小規模（1,000万kW未満）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

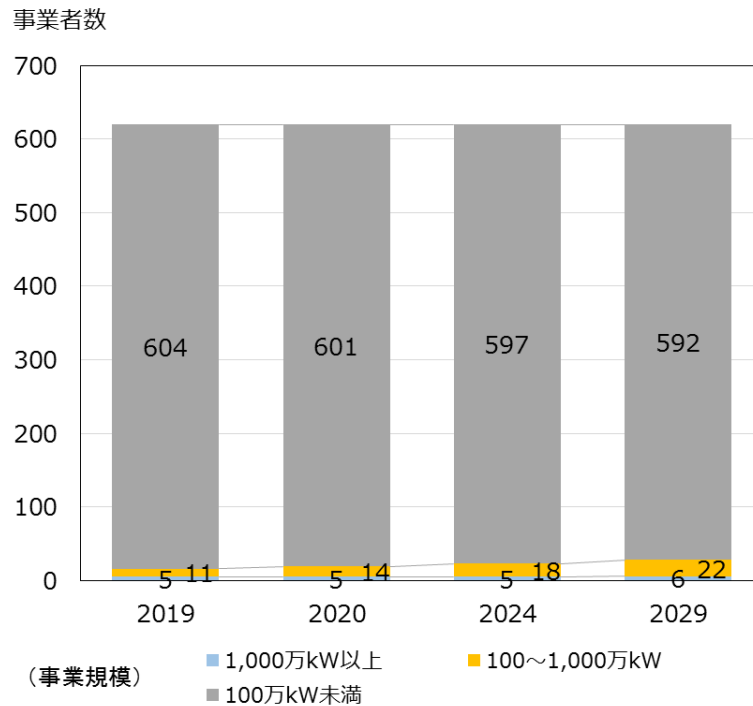


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

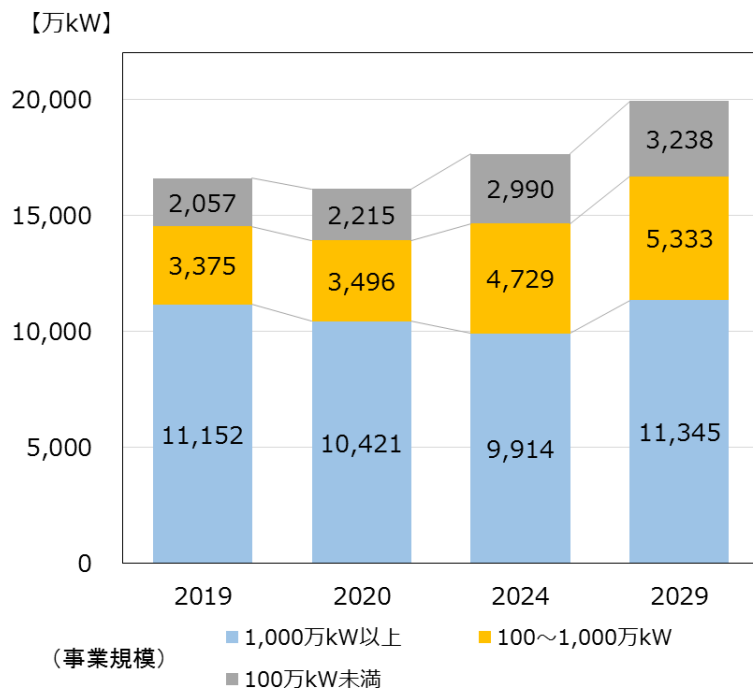


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

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。

中小規模（100億kWh未満）の事業者が規模を拡大する計画としている。

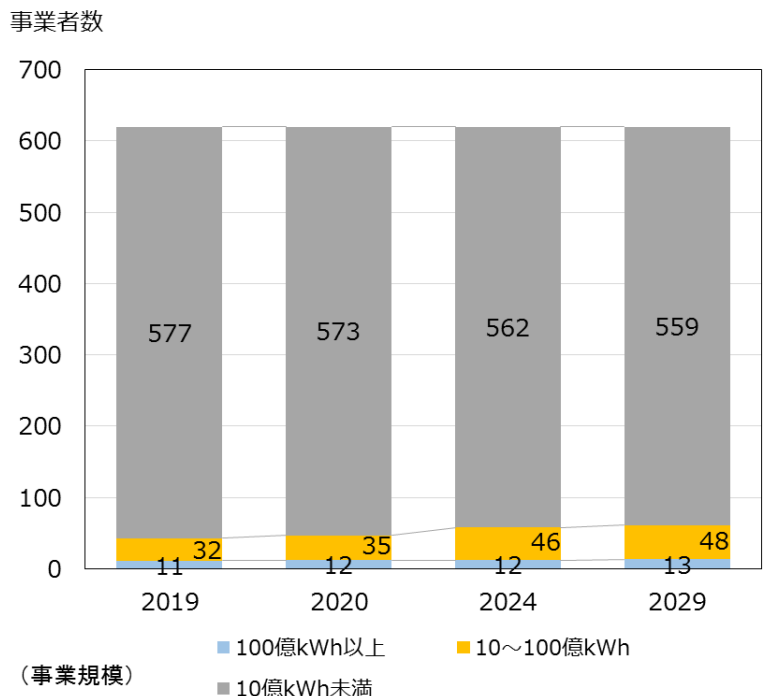


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

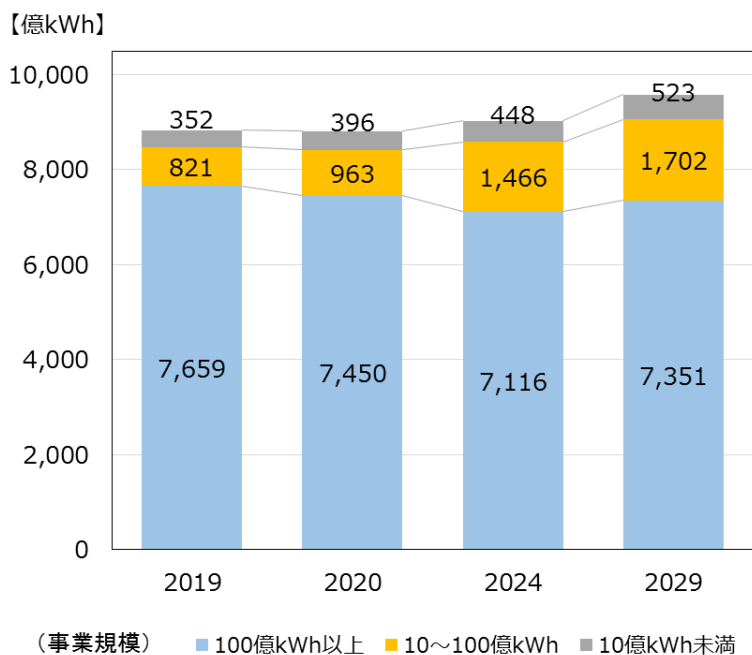


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2020年度において、小売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。なお、2020年度時点で小売計画を計上していない事業者（96者）を除いて集計している。半数以上の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

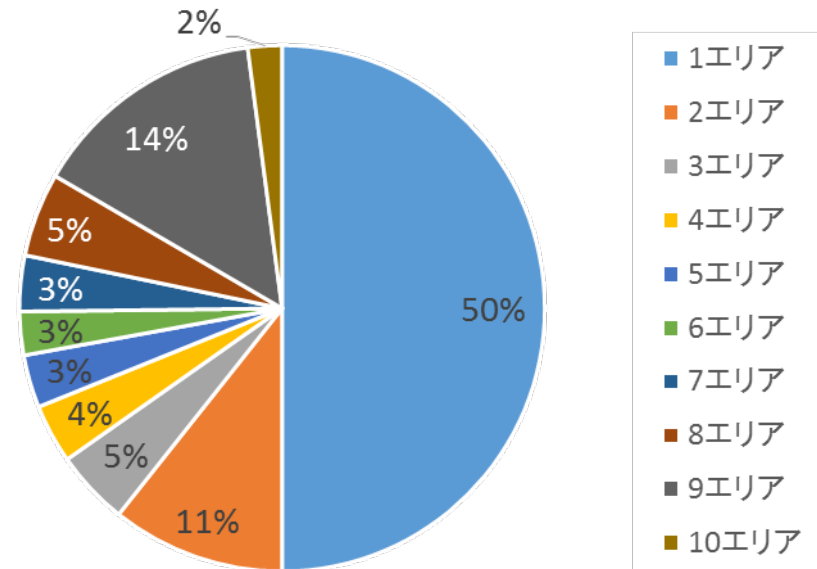


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

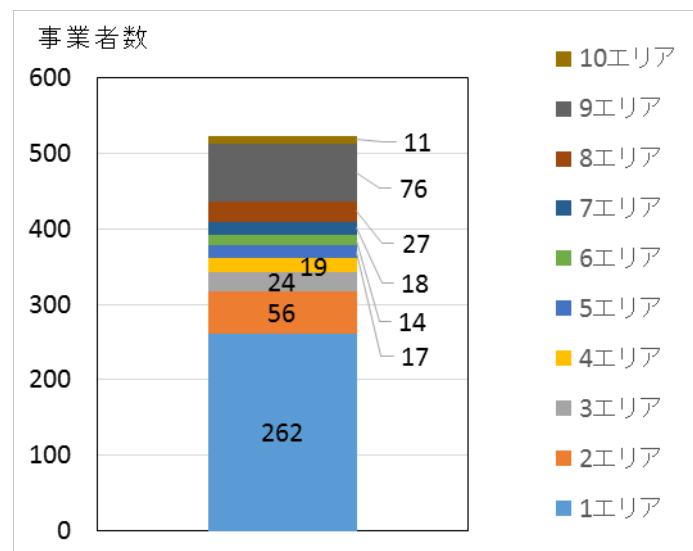


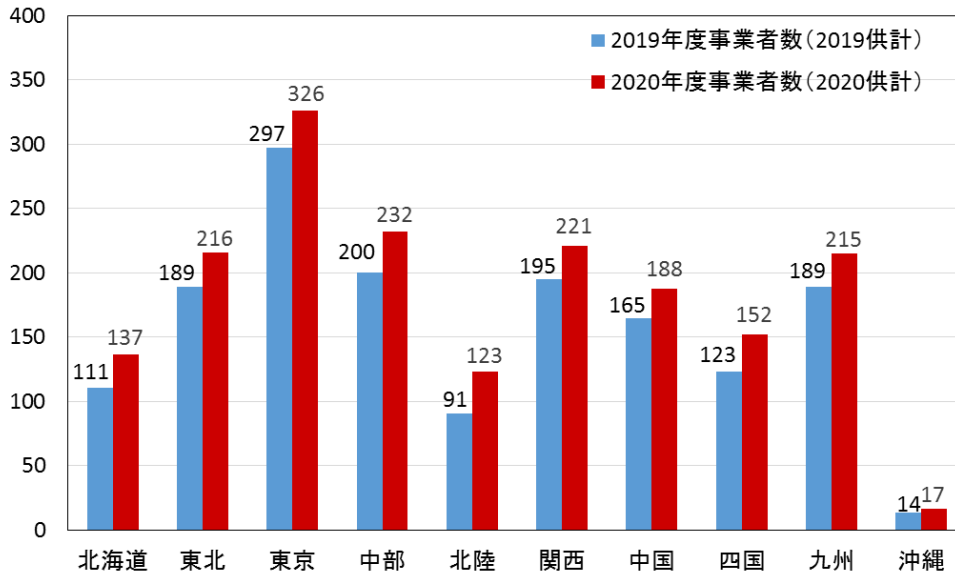
図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2020年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要を図6-7に示す。

すべてのエリアで小売電気事業者数は増加しており、消費者の選択肢は拡大している。

事業者数

【万kW】



2020年度のエリア需要

【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
419	1,295	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	150

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要

(3) 小売電気事業者の供給力確保状況

旧一般電気事業者の小売部門が自エリア内で想定する自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-8に示す。旧一般電気事業者の小売・発電部門は、自エリア内の自社需要に対しては十分な供給力を確保している。

旧一般電気事業者（小売・発電）自エリアの供給力比率

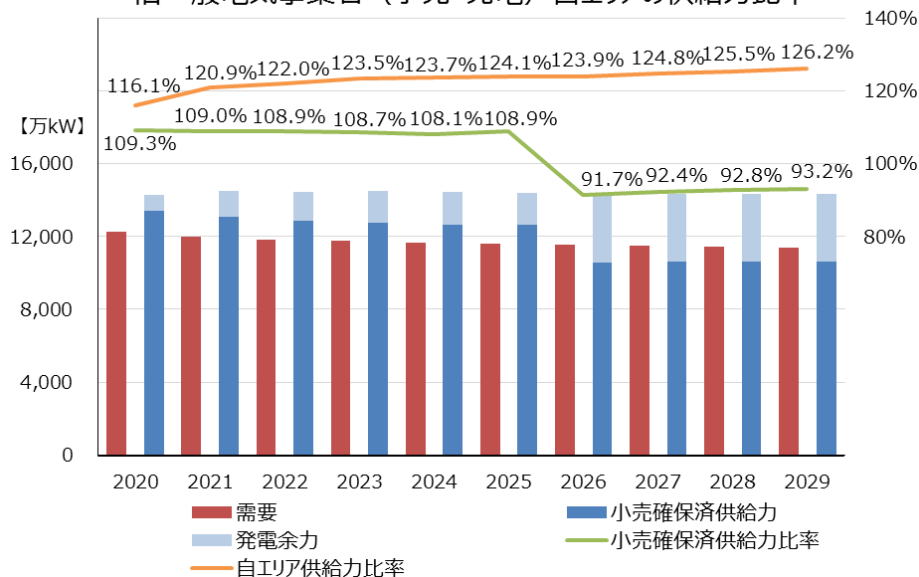


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率⁵⁰（8月15時²⁶、送電端）

⁵⁰ 小売確保済供給力に、自グループの発電余力（調整力供出後）を加えたもの。

みなし小売事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要及びその他新電力の自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について以下に示す。

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく(図6-9)。

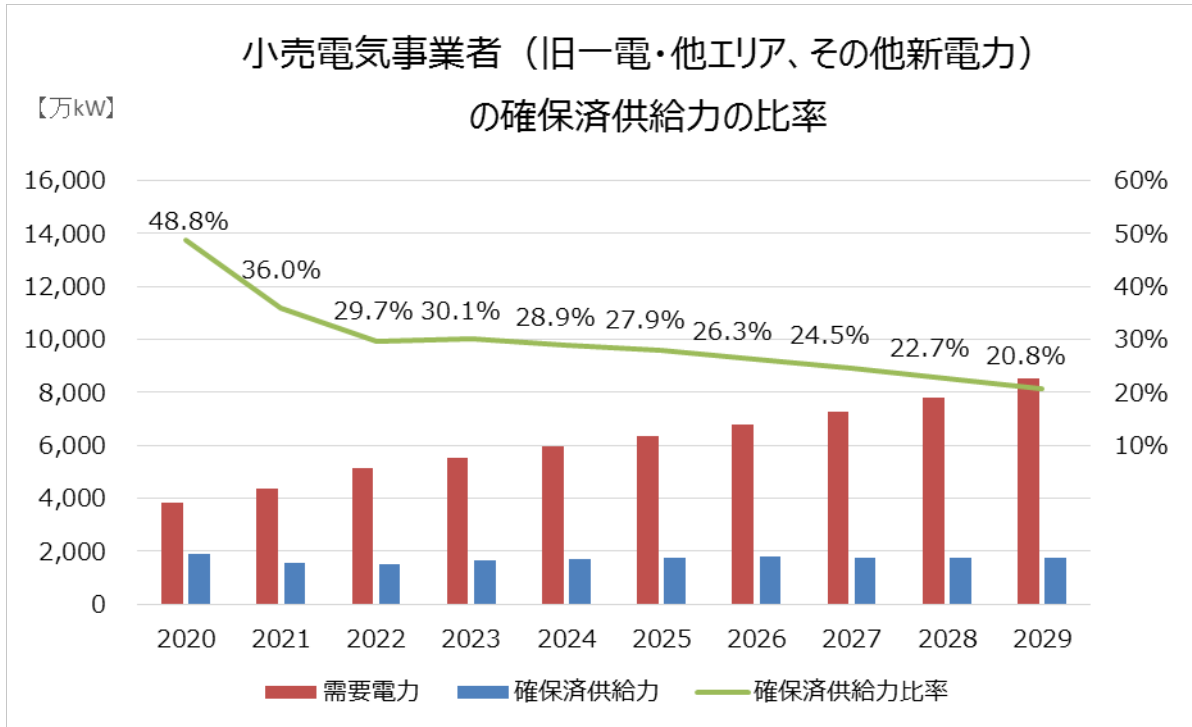


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時²⁶、送電端）

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者821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6-10、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6-11に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

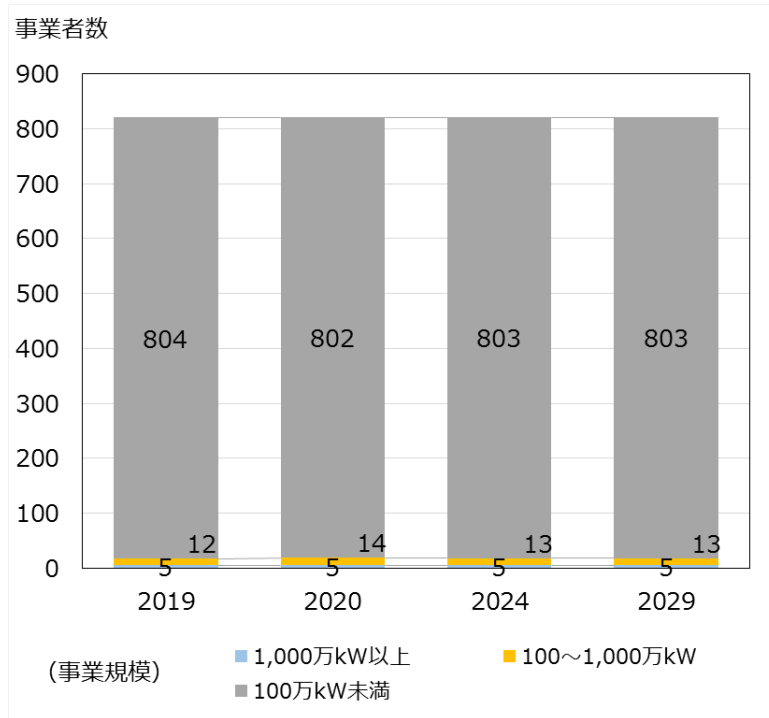


図6-10 供給電力別の発電事業者数

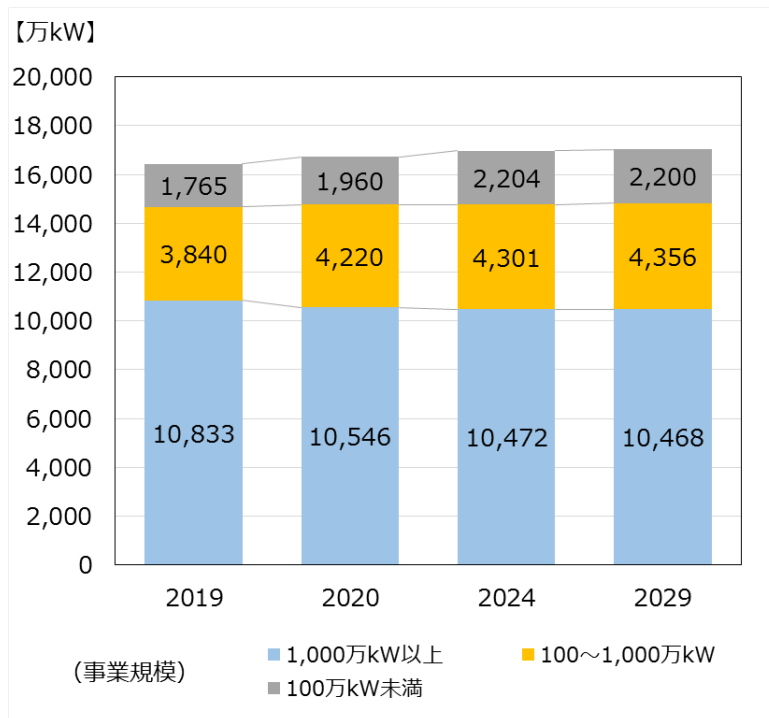


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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6-12、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6-13に示す。

供給電力量が100億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

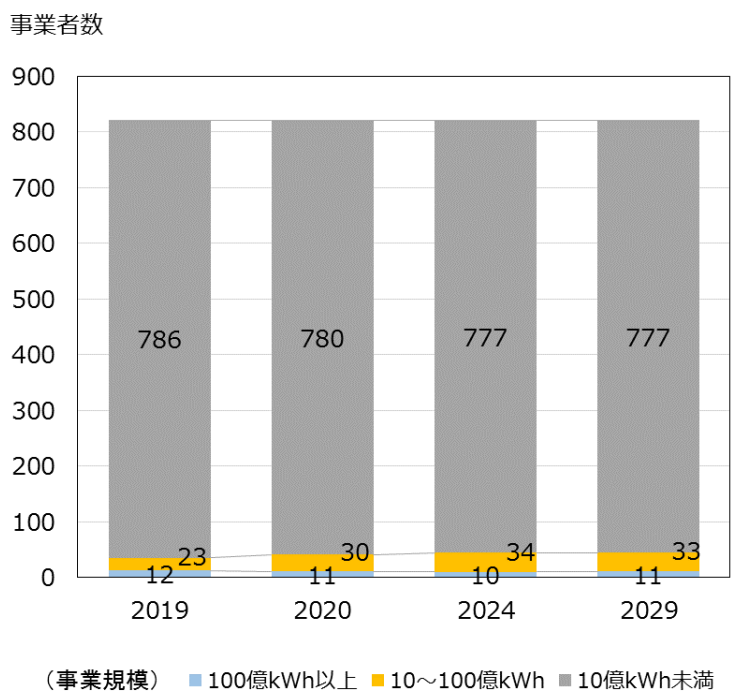


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

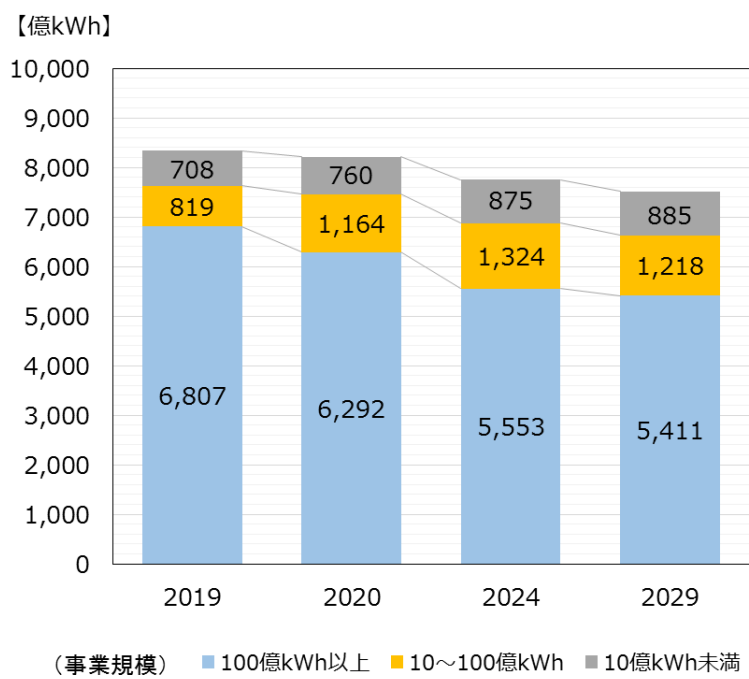


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

また、当該発電事業者が2020年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-14に示す。なお、2020年度内に発電設備を計上していない事業者（107者）を除いて集計している。

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伺える。

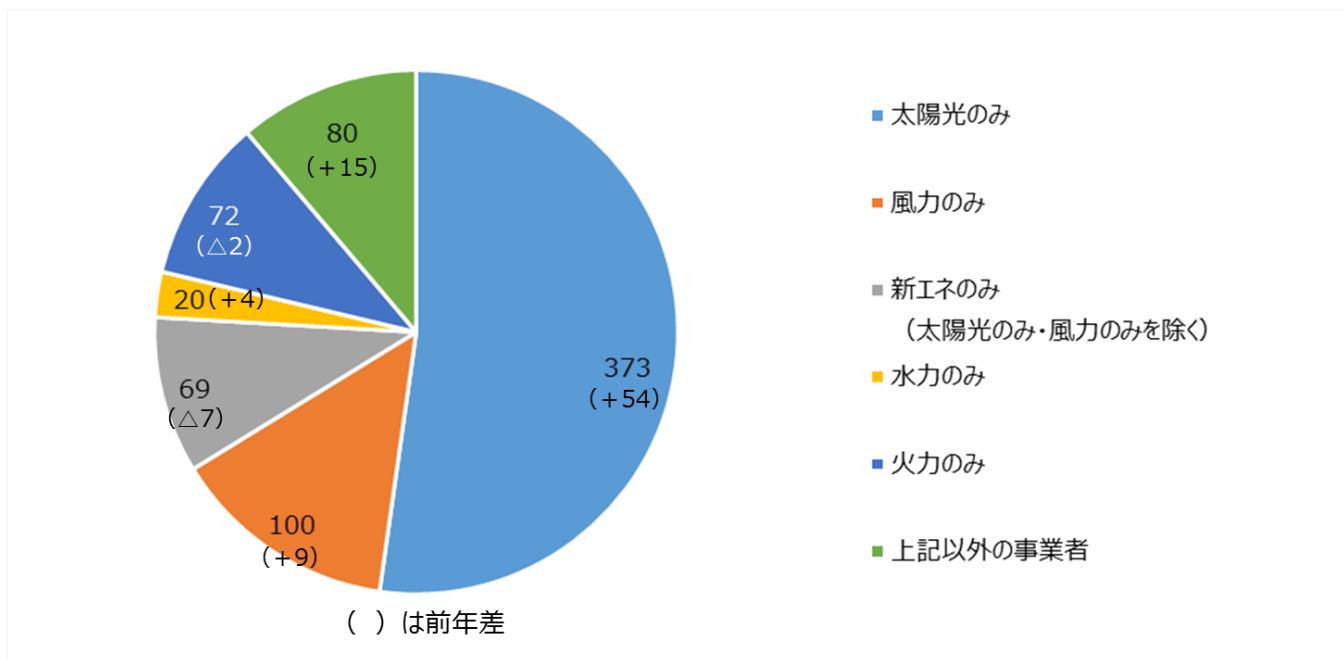


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2020年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-15、事業者数を図6-16に示す。なお、2020年8月時点で保有設備を計上していない事業者（134者）を除いて集計している。

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

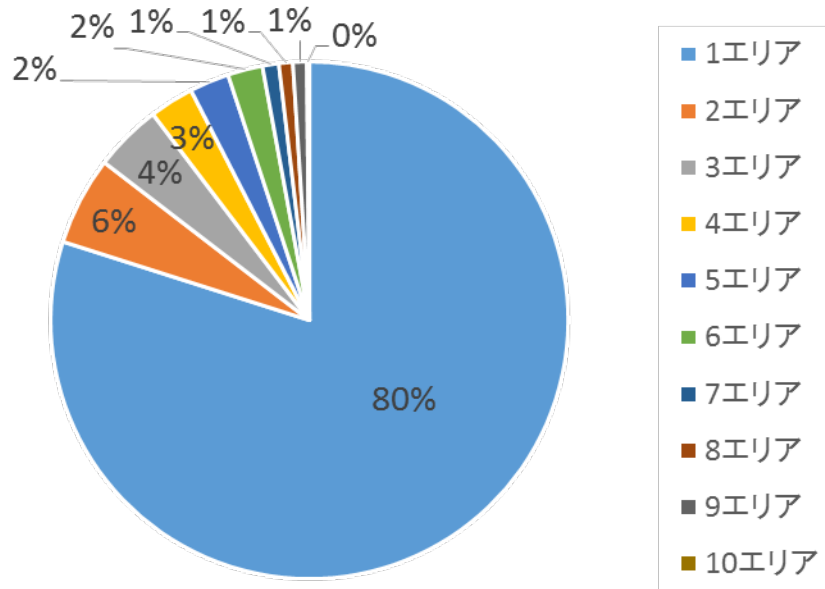


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

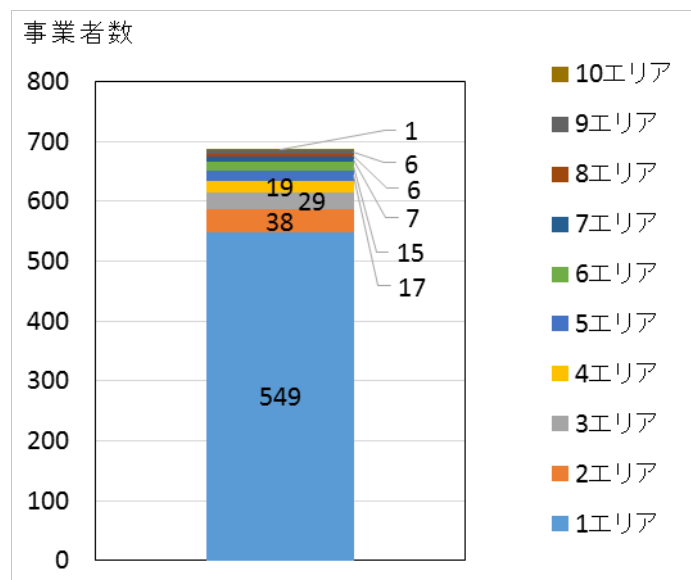
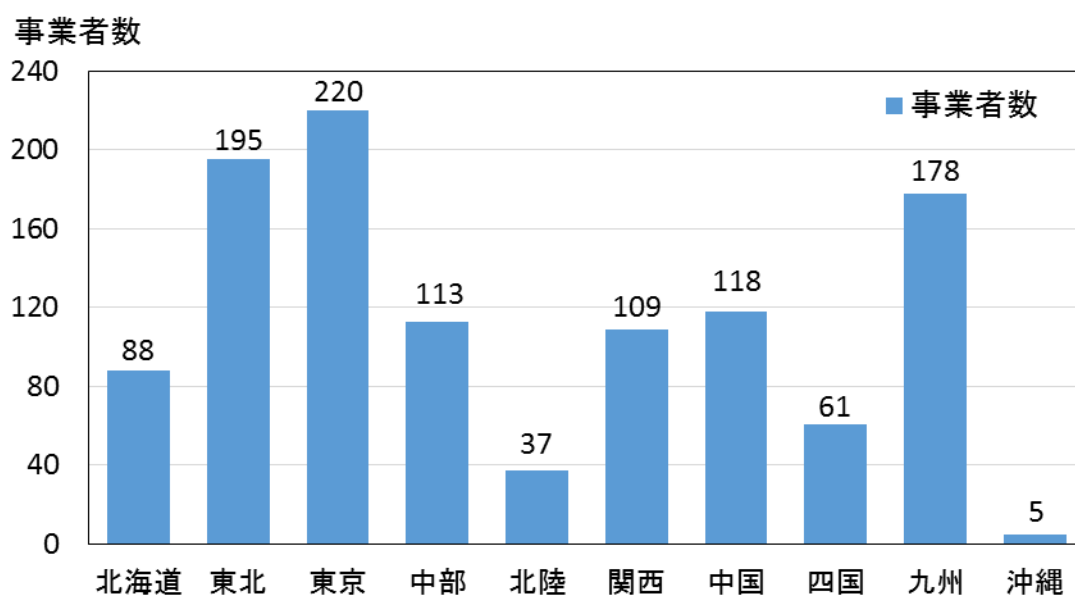


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2020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及び保有設備の供給力を図6-17に示す。特に北海道・東北・中国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。



2020年度の供給力

【万 kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
531	1,796	5,068	2,516	595	2,604	985	680	1,759	192

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

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

1. 安定供給の確保へ向けた電源の補修停止調整の重要性

2020年度供給計画の取りまとめにおいては、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通しとなった。その一方で、新たな休廃止計画の計上により火力発電の供給力が減少するため、特に直近3ヶ年(2020~2022年度)の需給バランスが厳しくなる見通しとなった。第1年度、第2年度については、月別需給バランス評価の結果としても適正予備率は確保できたが、第3年度である2022年度については、次回の取りまとめにおいて月別需給バランスを評価することになる。その際、電気の安定供給に必要な供給力を確保すべく、月別需給バランス評価において、需要ピーク期に補修停止が重なることのないよう適切に調整することが必要となる。

万一必要な供給力が確保できない場合には、本機関としては、容量市場における供給力確保がなされる前であることから、やむを得ず特別調達電源として供給力を公募調達する仕組みを活用し、関連する一般送配電事業者と連携して必要な供給力の確保に万全を期す所存である。

その際には「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理)」に基づき、その費用負担と託送料金上の扱いについての整理が必要となることを改めて申し添える。

【参考/脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理) / P33 抜粋】

⑥個別論点(一般送配電事業者が確保する調整力、供給予備力及び供給力に関する費用と託送原価との関係性)

現行の託送料金制度上、一般送配電事業者が確保する調整力にかかる固定費はH3需要*6%分のみ原価算入することが認められている。

一方で、偶発的需給変動対応に必要な調整力7%のうちの1%と、電源I¹相当量は、現状では原価算入が認められていないが、一般送配電事業者が確保すべきとされてきた。

更に、今般のレジリエンス・供給力確保に係る議論の中で、容量市場創設までの間、H1需要と電源脱落が同時発生した際に備えるための予備力を一般送配電事業者が確保することや、小売電気事業者が本来確保すべき供給力(H3需要*101%)を確保せず供給力が不足する際には、やむを得ず不足分を一般送配電事業者が確保することとされている。

現状、一般送配電事業者が確保すべきとされる調整力及び予備力の範囲と託送料金上原価算入できる調整力及び予備力の範囲が乖離してきており、改めて、一般送配電事業者が確保すべき調整力及び予備力の範囲と、その託送料金上での扱いについて整理することの必要性が確認された。

＜再生可能エネルギーの更なる有効利用の観点＞

容量市場にて供給力確保がなされた後は、実需給の2年前に行う電源の「容量停止計画の調整」のメカニズム（調整に応じるリクワイアメント）の仕組みの中で、冬季を含めた需要ピーク期の補修停止の調整が円滑に、かつ効率的に行われることが期待されている。

そのような中、オフピーク期においては、CO₂低減に寄与する再生可能エネルギーの発電を抑制せず、より有効利用する観点から、揚水発電設備の補修停止を避けようとしている実態もある。その一方で、容量市場の調整メカニズムではオフピーク期の補修停止を促す仕組みとなり、結果的に再生可能エネルギーの出力が抑制されることで、当該発電電力の有効利用量が減少してしまうことがあり得るという点にも留意が必要である。

再生可能エネルギーの導入拡大が進展するなか、その有効利用のためにオフピーク期の補修停止を避ける電源の価値を評価する必要性についても検討が求められるものと考ええる。

2. 容量市場創設後の供給計画のあり方

供給計画は、電気事業法の規定に基づき、今後10年間の安定供給の確保状況や設備形成状況を確認するものであり、容量市場開設後であってもその基本的な目的・役割は変わらないと考える。また、容量市場開設後においては、毎年の供給計画の取りまとめ時に、今後10年間にわたって容量市場を通じて必要な供給力が調達され得るだけの発電設備（供給力）が存在しているかを確認することが重要となる。そのため、本機関としては一般送配電事業者と連携し、新規電源開発の動向や、既存の発電事業者による電源の休廃止計画、更には休止中電源の活用可能性の把握などに傾注することになると考える。

特に、電源の休廃止という観点では、供給計画の取りまとめ時に相当量の休廃止計画が計上された場合でも、送配電設備の送電能力も含め必要な供給力を確保することが求められる。そのような将来の見通しや必要な対策の検討に資するために、電源の休廃止に関する動向を事前に把握し、国や本機関、一般送配電事業者で連携をとって対応することがより一層重要となる。

他方、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者の供給力調達行動を見ると、卸取引市場などからの調達比率が高い傾向が継続している。今後、小売電気事業者の長期的に確保すべき供給力が容量市場を通じて確保される仕組みが整っていくが、それとともに、旧一般電気事業者の小売部門も含め、小売電気事業者が卸取引市場や短期の相対契約などから供給力を調達する傾向も、継続あるいは増加すると想定される。

このような小売電気事業者による供給力の確保手段の多様化や、インバランス料金制度の見直しといった環境変化も踏まえ、今後の供給計画における小売電気事業者の供給力確保状況の確認のあり方について、あらためて精査する時期に来ていると考える。

3. 送配電設備の高経年化に対応する更新計画の立案について

本機関にて、今後10年間の送配電設備の新設や更新計画の適切性について確認した結果、将来にわたり設備が的確に更新されていくために、以下の4点に留意して検討を行っていく必要があると考える。

- ・更新時期の的確な見極め

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設された高経年設備の更新に対応する案件が今後増加する傾向にあるが、送配電設備を適切に維持管理していくためには、設備の更新時期を的確に見極める必要がある。

- ・工事施工力の確保

地域間連系線や再生可能エネルギー電源の接続に対応した工事が増加していく中でも、設備を更新するために必要となる工事施工力も確保する必要がある。

- ・作業停止調整の実施

更新するために必要な作業停止期間や停止頻度が増加することから、電力を安定的に供給しながら工事を行うために、計画的に作業停止調整を実施する必要がある。

- ・国民負担抑制と信頼度維持の両立

国民負担を抑制しつつ、電力系統の信頼度を維持するために必要な投資を行っていく必要がある。

本機関としては、これらの点を踏まえつつ、設備の劣化状況や故障時の影響度合いを適切に評価し、全国大での優先順位を見据えた的確な更新計画の立案が必要と考える。

これについては「電力系統に関するマスタープラン³⁷」の一環として、客観的な評価の下で適切に高経年設備の改修が行われる仕組みについて検討する予定である。

併せて、電力の安定供給を支える重要インフラ設備の更新を効率的に遂行すべく、託送料金改革においても必要な投資確保の措置が求められると考える。

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙1 第1, 2年度の需給見通し(短期)・・・・・・・・・・・・・・・・ 別1

別紙2 当該年度以降10年間の需給見通し(長期)・・・・・・・・・・・・ 別7

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2020年度

エリア別の需給バランス¹⁷(需要電力を表(別)1-1、供給力を表(別)1-2、供給予備力を表(別)1-3、供給予備率を表(別)1-4)を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、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を計上した供給予備率を表(別)1-5に示す。

更に沖縄エリアのエリア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)1-6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	400	362	364	410	419	394	437	455	490	500	493	455
東北	1,057	985	1,062	1,267	1,295	1,159	1,058	1,180	1,316	1,369	1,354	1,258
東京	3,852	3,728	4,120	5,319	5,319	4,552	3,781	4,019	4,454	4,775	4,775	4,335
東3社計	5,309	5,075	5,546	6,996	7,033	6,105	5,276	5,654	6,260	6,644	6,622	6,048
中部	1,868	1,887	2,034	2,464	2,464	2,258	1,967	1,945	2,190	2,297	2,297	2,098
北陸	386	367	403	497	497	442	374	412	468	492	492	456
関西	1,810	1,863	2,135	2,672	2,672	2,306	1,908	1,984	2,384	2,459	2,459	2,191
中国	745	750	823	1,043	1,043	912	781	836	1,009	1,033	1,033	912
四国	346	348	397	498	498	435	359	370	459	459	459	410
九州	1,040	1,056	1,202	1,539	1,539	1,327	1,131	1,154	1,473	1,493	1,493	1,270
中西6社計	6,195	6,271	6,994	8,713	8,713	7,680	6,520	6,701	7,983	8,233	8,233	7,337
9社合計	11,504	11,346	12,540	15,709	15,746	13,785	11,796	12,355	14,243	14,877	14,855	13,385
沖縄	103	120	138	145	146	142	130	112	98	103	101	95
10社合計	11,607	11,466	12,678	15,854	15,892	13,927	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

[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	596	615	587	528	553	566	541	631	573	570	561	577
東北	1,300	1,310	1,307	1,452	1,504	1,366	1,244	1,369	1,529	1,595	1,573	1,541
東京	4,281	4,402	4,958	5,808	5,851	5,463	4,541	4,484	5,018	5,361	5,410	5,032
東3社計	6,176	6,327	6,852	7,787	7,909	7,395	6,326	6,484	7,119	7,526	7,544	7,150
中部	2,185	2,292	2,492	2,687	2,726	2,741	2,500	2,398	2,637	2,663	2,657	2,588
北陸	550	519	503	629	601	541	421	453	494	539	547	549
関西	2,199	2,147	2,323	2,903	2,909	2,781	2,170	2,152	2,437	2,586	2,624	2,486
中国	961	997	1,138	1,295	1,285	1,220	1,109	1,050	1,140	1,183	1,169	1,160
四国	467	450	508	610	614	557	551	464	539	555	542	516
九州	1,382	1,436	1,457	1,731	1,716	1,625	1,394	1,317	1,509	1,607	1,656	1,601
中西6社計	7,745	7,840	8,420	9,855	9,852	9,465	8,145	7,834	8,755	9,131	9,196	8,900
9社合計	13,921	14,167	15,272	17,642	17,761	16,860	14,471	14,318	15,875	16,657	16,740	16,049
沖縄	180	187	182	187	187	187	189	167	161	162	170	177
10社合計	14,100	14,354	15,454	17,829	17,948	17,047	14,660	14,485	16,036	16,819	16,911	16,226

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

【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	196	253	223	118	134	172	104	176	83	70	68	122
東北	243	325	245	185	209	207	186	189	213	226	219	283
東京	429	674	838	489	532	911	760	465	564	586	635	697
東3社計	867	1,252	1,306	791	876	1,290	1,050	830	859	882	922	1,102
中部	317	405	458	223	262	483	533	453	447	366	360	490
北陸	164	152	100	132	104	99	48	41	26	47	55	94
関西	389	284	188	231	237	475	262	168	53	127	165	295
中国	216	247	315	252	242	308	328	214	131	150	136	248
四国	121	102	111	112	116	122	192	94	80	96	83	106
九州	342	380	255	192	177	298	263	163	36	114	163	331
中西6社計	1,550	1,569	1,426	1,142	1,139	1,785	1,625	1,133	773	898	963	1,563
9社合計	2,417	2,821	2,732	1,933	2,015	3,075	2,676	1,963	1,632	1,780	1,885	2,665
沖縄	76	67	44	42	41	45	58	55	63	59	69	82
10社合計	2,493	2,888	2,776	1,975	2,055	3,120	2,734	2,018	1,695	1,839	1,955	2,746

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	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	48.9%	69.9%	61.3%	28.7%	31.9%	43.6%	23.8%	38.6%	16.9%	13.9%	13.8%	26.9%
東北	23.0%	33.0%	23.1%	14.6%	16.2%	17.9%	17.6%	16.0%	16.2%	16.5%	16.2%	22.5%
東京	11.1%	18.1%	20.3%	9.2%	10.0%	20.0%	20.1%	11.6%	12.7%	12.3%	13.3%	16.1%
東3社計	16.3%	24.7%	23.5%	11.3%	12.5%	21.1%	19.9%	14.7%	13.7%	13.3%	13.9%	18.2%
中部	17.0%	21.4%	22.5%	9.1%	10.6%	21.4%	27.1%	23.3%	20.4%	15.9%	15.7%	23.4%
北陸	42.6%	41.3%	24.7%	26.6%	20.9%	22.4%	12.8%	9.9%	5.7%	9.6%	11.2%	20.6%
関西	21.5%	15.3%	8.8%	8.6%	8.9%	20.6%	13.7%	8.5%	2.2%	5.2%	6.7%	13.5%
中国	29.0%	32.9%	38.2%	24.1%	23.2%	33.7%	41.9%	25.6%	13.0%	14.5%	13.1%	27.1%
四国	34.9%	29.3%	28.1%	22.4%	23.4%	28.1%	53.4%	25.5%	17.4%	20.8%	18.1%	25.8%
九州	32.9%	36.0%	21.2%	12.5%	11.5%	22.5%	23.2%	14.1%	2.4%	7.6%	10.9%	26.0%
中西6社計	25.0%	25.0%	20.4%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.9%	9.7%	10.9%	11.7%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

8%未満

表（別） 1－5 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、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※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

	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	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	20.0%	26.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.1%	13.1%	18.5%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	17.4%	13.8%	11.3%	12.6%	21.4%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.4%	12.8%	22.4%	22.8%	16.1%	11.6%	12.1%	12.9%	20.1%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－6 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	103	121	143	147	150	146	130	112	98	103	101	95
供給力	180	190	190	195	200	198	189	167	161	162	170	177
供給予備力	76	69	47	48	50	52	58	55	63	59	69	82
供給予備率	74.0%	56.6%	32.9%	32.5%	33.5%	35.6%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%

○2021年度

エリア別の需給バランス¹⁷（需要電力を表（別）1－7、供給力を表（別）1－8、供給予備力を表（別）1－9、供給予備率を表（別）1－10）を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、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を計上した供給予備率を表（別）1－11に示す。

更に沖縄エリアのエリア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）1－12に示す。

表（別）1－7 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	399	361	363	409	418	393	436	453	488	498	491	453
東北	1,055	984	1,060	1,265	1,293	1,157	1,056	1,177	1,313	1,366	1,351	1,255
東京	3,845	3,720	4,112	5,307	5,307	4,542	3,774	4,010	4,443	4,762	4,762	4,326
東3社計	5,299	5,065	5,535	6,981	7,018	6,092	5,266	5,640	6,244	6,626	6,604	6,034
中部	1,875	1,894	2,041	2,473	2,473	2,266	1,974	1,952	2,198	2,305	2,305	2,106
北陸	385	366	402	495	495	440	372	411	466	490	490	454
関西	1,805	1,858	2,129	2,663	2,663	2,300	1,903	1,978	2,378	2,449	2,449	2,186
中国	747	752	825	1,046	1,046	914	783	839	1,011	1,036	1,036	914
四国	345	347	395	496	496	433	358	368	457	457	457	408
九州	1,040	1,055	1,201	1,538	1,538	1,326	1,130	1,154	1,472	1,492	1,492	1,269
中西6社計	6,197	6,272	6,993	8,711	8,711	7,679	6,520	6,702	7,982	8,229	8,229	7,337
9社合計	11,496	11,337	12,528	15,692	15,729	13,771	11,786	12,342	14,226	14,855	14,833	13,371
沖縄	104	121	141	146	147	143	131	112	99	103	102	96
10社合計	11,599	11,457	12,668	15,838	15,876	13,914	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466

表（別）1－8 各月別の供給力見通し

	[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	573	558	570	541	533	547	535	607	647	639	636	556
東北	1,325	1,356	1,357	1,586	1,613	1,395	1,309	1,394	1,564	1,657	1,643	1,537
東京	4,491	4,549	4,663	5,545	5,584	5,283	4,410	4,327	4,910	5,082	4,989	4,623
東3社計	6,389	6,462	6,589	7,672	7,730	7,225	6,253	6,328	7,120	7,378	7,269	6,716
中部	2,261	2,272	2,439	2,632	2,637	2,533	2,310	2,230	2,367	2,453	2,397	2,320
北陸	475	488	495	568	542	511	481	475	535	534	536	528
関西	2,317	2,267	2,503	2,889	2,899	2,702	2,318	2,266	2,513	2,652	2,693	2,455
中国	945	1,017	1,078	1,320	1,328	1,212	1,046	973	1,072	1,165	1,179	1,109
四国	473	510	527	617	612	582	533	444	530	545	536	495
九州	1,497	1,462	1,562	1,869	1,924	1,848	1,531	1,468	1,712	1,758	1,648	1,567
中西6社計	7,967	8,016	8,605	9,896	9,941	9,388	8,218	7,857	8,730	9,108	8,989	8,473
9社合計	14,356	14,478	15,194	17,568	17,671	16,612	14,471	14,185	15,850	16,485	16,257	15,190
沖縄	166	188	209	209	213	202	196	175	167	166	162	165
10社合計	14,522	14,667	15,403	17,777	17,885	16,814	14,668	14,360	16,018	16,651	16,420	15,355

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

【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	174	197	207	132	115	154	99	154	159	141	145	103
東北	270	372	297	321	320	238	253	217	251	291	292	282
東京	646	829	551	238	277	741	636	317	467	320	227	297
東3社計	1,090	1,397	1,054	691	712	1,133	987	688	876	752	665	682
中部	386	378	398	159	164	267	336	278	169	148	92	214
北陸	90	122	94	73	47	71	109	65	70	44	46	74
関西	512	409	374	226	236	402	415	288	135	203	244	269
中国	198	265	253	274	282	298	263	134	61	129	143	195
四国	128	163	132	121	116	149	175	76	73	88	79	87
九州	457	407	361	331	386	522	401	314	240	266	156	298
中西6社計	1,771	1,745	1,612	1,185	1,230	1,709	1,698	1,155	749	879	760	1,137
9社合計	2,860	3,142	2,666	1,876	1,942	2,841	2,685	1,843	1,625	1,630	1,424	1,819
沖縄	62	67	68	63	66	58	65	63	68	63	60	69
10社合計	2,923	3,209	2,734	1,938	2,008	2,900	2,750	1,906	1,693	1,693	1,485	1,888

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	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	43.5%	54.4%	56.9%	32.3%	27.6%	39.1%	22.7%	34.1%	32.5%	28.3%	29.6%	22.8%
東北	25.6%	37.8%	28.0%	25.4%	24.7%	20.6%	23.9%	18.4%	19.1%	21.3%	21.6%	22.5%
東京	16.8%	22.3%	13.4%	4.5%	5.2%	16.3%	16.8%	7.9%	10.5%	6.7%	4.8%	6.9%
東3社計	20.6%	27.6%	19.0%	9.9%	10.1%	18.6%	18.7%	12.2%	14.0%	11.3%	10.1%	11.3%
中部	20.6%	20.0%	19.5%	6.4%	6.6%	11.8%	17.0%	14.2%	7.7%	6.4%	4.0%	10.2%
北陸	23.5%	33.5%	23.4%	14.8%	9.4%	16.1%	29.2%	15.8%	15.0%	9.1%	9.4%	16.3%
関西	28.4%	22.0%	17.6%	8.5%	8.9%	17.5%	21.8%	14.6%	5.7%	8.3%	10.0%	12.3%
中国	26.5%	35.2%	30.7%	26.2%	27.0%	32.6%	33.6%	16.0%	6.1%	12.4%	13.8%	21.4%
四国	37.1%	47.0%	33.4%	24.5%	23.4%	34.5%	48.9%	20.8%	15.9%	19.4%	17.3%	21.2%
九州	43.9%	38.6%	30.1%	21.6%	25.1%	39.3%	35.5%	27.2%	16.3%	17.9%	10.4%	23.5%
中西6社計	28.6%	27.8%	23.1%	13.6%	14.1%	22.2%	26.0%	17.2%	9.4%	10.7%	9.2%	15.5%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

8%未満

表（別） 1－11 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、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※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

	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	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－12 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	104	122	144	148	151	147	131	112	99	103	102	96
供給力	166	191	214	217	227	212	196	175	167	166	162	165
供給予備力	62	69	70	69	76	66	65	63	68	63	60	69
供給予備率	60.1%	56.6%	49.0%	46.6%	50.2%	44.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%

別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2020 年度以降 10 年間のエリア別の需給バランス（需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4）を以下に示す。また、連系線空容量と他エリアの 8% を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、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を計上した供給予備率を表（別）2-5 に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの 1 月断面の需給バランス（需要電力を表（別）2-6、供給力を表（別）2-7、供給予備力を表（別）2-8、供給予備率を表（別）2-9、連系線空容量と他エリアの 8% を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、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を計上した供給予備率を表（別）2-10）を、沖縄エリアのエリア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）2-11 に示す。

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8月15時²³⁾

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	【万 kW】									
北海道	419	418	418	419	419	419	419	420	420	420
東北	1,295	1,293	1,289	1,283	1,277	1,271	1,265	1,258	1,251	1,244
東京	5,319	5,307	5,304	5,302	5,298	5,295	5,291	5,302	5,298	5,295
東 3 社計	7,033	7,018	7,011	7,004	6,994	6,985	6,975	6,980	6,969	6,959
中部	2,464	2,473	2,462	2,451	2,440	2,429	2,418	2,421	2,411	2,401
北陸	497	495	493	491	491	491	491	490	490	490
関西	2,672	2,663	2,653	2,643	2,634	2,626	2,617	2,608	2,600	2,591
中国	1,043	1,046	1,046	1,045	1,043	1,042	1,041	1,040	1,038	1,037
四国	498	496	494	492	491	490	488	487	485	484
九州	1,539	1,538	1,538	1,539	1,540	1,541	1,543	1,544	1,545	1,546
中西 6 社計	8,713	8,711	8,686	8,661	8,639	8,619	8,598	8,590	8,569	8,549
9 社合計	15,746	15,729	15,697	15,665	15,633	15,604	15,573	15,570	15,538	15,508
沖縄	146	147	148	149	150	151	152	152	153	154
10 社合計	15,892	15,876	15,845	15,814	15,783	15,755	15,725	15,722	15,692	15,662

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時²³⁾

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
	【万 kW】									
北海道	553	533	533	629	629	632	627	676	676	676
東北	1,504	1,613	1,647	1,674	1,692	1,701	1,740	1,747	1,755	1,763
東京	5,851	5,584	5,595	5,784	5,805	6,018	5,998	6,003	6,046	6,050
東 3 社計	7,909	7,730	7,775	8,088	8,126	8,351	8,365	8,427	8,477	8,489
中部	2,726	2,637	2,732	2,739	2,824	2,815	2,814	2,821	2,821	2,824
北陸	601	542	552	564	565	559	563	564	562	564
関西	2,909	2,899	2,903	2,872	2,870	2,756	2,766	2,771	2,756	2,757
中国	1,285	1,328	1,346	1,299	1,306	1,311	1,312	1,309	1,302	1,305
四国	614	612	558	605	611	611	615	617	611	614
九州	1,716	1,924	1,826	1,834	1,755	1,766	1,682	1,678	1,669	1,673
中西 6 社計	9,852	9,941	9,917	9,914	9,931	9,819	9,751	9,760	9,722	9,738
9 社合計	17,761	17,671	17,692	18,002	18,057	18,170	18,116	18,187	18,199	18,227
沖縄	187	213	199	214	218	213	212	213	213	213
10 社合計	17,948	17,885	17,891	18,215	18,275	18,383	18,329	18,399	18,411	18,440

表(別) 2-3 長期の供給予備力見通し(8月15時²³⁾)

[万kW]

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	134	115	115	210	210	213	208	256	256	256
東北	209	320	358	391	415	430	475	489	504	519
東京	532	277	291	482	507	723	707	701	748	755
東3社計	876	712	764	1,084	1,132	1,366	1,390	1,447	1,508	1,530
中部	262	164	270	288	384	386	396	400	410	423
北陸	104	47	59	73	74	68	72	74	72	74
関西	237	236	250	229	236	130	149	163	156	166
中国	242	282	300	255	262	269	271	270	264	268
四国	116	116	64	113	120	121	127	130	126	130
九州	177	386	288	295	215	225	139	134	124	127
中西6社計	1,139	1,230	1,231	1,253	1,292	1,200	1,153	1,170	1,153	1,189
9社合計	2,015	1,942	1,995	2,337	2,424	2,566	2,543	2,617	2,660	2,719
沖縄	41	66	51	64	68	62	61	60	59	59
10社合計	2,055	2,008	2,046	2,402	2,492	2,628	2,604	2,677	2,720	2,777

表(別) 2-4 長期の供給予備率見通し(8月15時²³⁾【再掲】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	31.9%	27.6%	27.4%	50.2%	50.0%	50.9%	49.7%	61.1%	61.0%	61.1%
東北	16.2%	24.7%	27.8%	30.5%	32.5%	33.9%	37.6%	38.9%	40.3%	41.7%
東京	10.0%	5.2%	5.5%	9.1%	9.6%	13.7%	13.4%	13.2%	14.1%	14.3%
東3社計	12.5%	10.1%	10.9%	15.5%	16.2%	19.6%	19.9%	20.7%	21.6%	22.0%
中部	10.6%	6.6%	11.0%	11.8%	15.7%	15.9%	16.4%	16.5%	17.0%	17.6%
北陸	20.9%	9.4%	11.9%	14.8%	15.1%	13.9%	14.6%	15.0%	14.7%	15.0%
関西	8.9%	8.9%	9.4%	8.7%	9.0%	5.0%	5.7%	6.2%	6.0%	6.4%
中国	23.2%	27.0%	28.7%	24.4%	25.1%	25.8%	26.0%	25.9%	25.4%	25.8%
四国	23.4%	23.4%	13.0%	23.0%	24.5%	24.7%	26.0%	26.7%	26.1%	27.0%
九州	11.5%	25.1%	18.7%	19.2%	14.0%	14.6%	9.0%	8.7%	8.0%	8.2%
中西6社計	13.1%	14.1%	14.2%	14.5%	15.0%	13.9%	13.4%	13.6%	13.5%	13.9%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

8%未満

表（別） 2－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（8月15時²³）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	24.2%	21.6%	44.4%	44.2%	45.0%	44.6%	56.0%	55.9%	56.0%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.3%	16.7%
東京	11.6%	9.7%	9.1%	12.5%	13.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中部	13.2%	10.3%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
北陸	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
関西	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
四国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
九州	13.2%	20.7%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
9社合計	12.8%	12.5%	13.0%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.1%	17.4%	17.8%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	13.0%	12.8%	13.2%	15.4%	16.0%	16.9%	16.8%	17.3%	17.6%	18.0%

: 8%以上に改善したエリア

表（別） 2－6 長期の需要電力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	500	498	499	499	499	499	500	500	500	501
東北	1,369	1,366	1,362	1,358	1,354	1,350	1,346	1,342	1,338	1,334

表（別） 2－7 長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	570	639	665	640	643	644	693	693	693	693
東北	1,595	1,657	1,659	1,686	1,701	1,718	1,759	1,771	1,795	1,811

表（別） 2－8 長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	70	141	166	141	144	145	193	193	193	192
東北	226	291	297	328	347	368	413	429	457	477

表（別） 2－9 長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	13.9%	28.3%	33.3%	28.3%	28.8%	29.1%	38.6%	38.5%	38.5%	38.4%
東北	16.5%	21.3%	21.8%	24.2%	25.6%	27.3%	30.7%	32.0%	34.1%	35.8%

表（別） 2－10 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（1月18時）
 （連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	16.8%	24.1%	27.8%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%
東北	16.8%	24.1%	25.1%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%

表（別） 2－11 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
需要電力	150	151	152	153	154	155	156	156	157	158
供給力	200	227	213	228	232	227	227	228	228	229
供給予備力	50	76	61	75	79	73	72	71	71	70
供給予備率	33.5%	50.2%	40.2%	48.9%	51.1%	46.9%	46.2%	45.7%	45.2%	44.6%

2020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

2020年度の供給計画の取りまとめにあたって、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. 安定供給の確保へ向けた電源の補修停止調整の重要性

2020年度供給計画の取りまとめにおいては、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通しとなった。その一方で、新たな休廃止計画の計上により火力発電の供給力が減少するため、特に直近3ヶ年(2020~2022年度)の需給バランスが厳しくなる見通しとなった。第1年度、第2年度については、月別需給バランス評価の結果としても適正予備率は確保できたが、第3年度である2022年度については、次回の取りまとめにおいて月別需給バランスを評価することになる。その際、電気の安定供給に必要な供給力を確保すべく、月別需給バランス評価において、需要ピーク期に補修停止が重なることのないよう適切に調整することが必要となる。

万一必要な供給力が確保できない場合には、本機関としては、容量市場における供給力確保がなされる前であることから、やむを得ず特別調達電源として供給力を公募調達する仕組みを活用し、関連する一般送配電事業者と連携して必要な供給力の確保に万全を期す所存である。

その際には「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理)」に基づき、その費用負担と託送料金上の扱いについての整理が必要となることを改めて申し添える。

【参考/脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理) / P33 抜粋】

⑥個別論点(一般送配電事業者が確保する調整力、供給予備力及び供給力に関する費用と託送原価との関係性)

現行の託送料金制度上、一般送配電事業者が確保する調整力にかかる固定費はH3需要*6%分のみ原価算入することが認められている。

一方で、偶発的需給変動対応に必要な調整力7%のうちの1%と、電源I¹相当量は、現状では原価算入が認められていないが、一般送配電事業者が確保すべきとされてきた。

更に、今般のレジリエンス・供給力確保に係る議論の中で、容量市場創設までの間、H1需要と電源脱落が同時発生した際に備えるための予備力を一般送配電事業者が確保することや、小売電気事業者が本来確保すべき供給力(H3需要*101%)を確保せず供給力が不足する際には、やむを得ず不足分を一般送配電事業者が確保することとされている。

現状、一般送配電事業者が確保すべきとされる調整力及び予備力の範囲と託送料金上原価算入できる調整力及び予備力の範囲が乖離してきており、改めて、一般送配電事業者が確保すべき調整力及び予備力の範囲と、その託送料金上での扱いについて整理することの必要性が確認された。

<再生可能エネルギーの更なる有効利用の観点>

容量市場にて供給力確保がなされた後は、実需給の2年前に行う電源の「容量停止計画の調整」のメカニズム（調整に応じるリクワイアメント）の仕組みの中で、冬季を含めた需要ピーク期の補修停止の調整が円滑に、かつ効率的に行われることが期待されている。

そのような中、オフピーク期においては、CO₂低減に寄与する再生可能エネルギーの発電を抑制せず、より有効利用する観点から、揚水発電設備の補修停止を避けようとしている実態もある。その一方で、容量市場の調整メカニズムではオフピーク期の補修停止を促す仕組みとなり、結果的に再生可能エネルギーの出力が抑制されることで、当該発電電力の有効利用量が減少してしまふことがあり得るといふ点にも留意が必要である。

再生可能エネルギーの導入拡大が進展するなか、その有効利用のためにオフピーク期の補修停止を避ける電源の価値を評価する必要性についても検討が求められるものとする。

2. 容量市場開設後の供給計画のあり方

供給計画は、電気事業法の規定に基づき、今後10年間の安定供給の確保状況や設備形成状況を確認するものであり、容量市場開設後であってもその基本的な目的・役割は変わらないと考える。また、容量市場開設後においては、毎年の供給計画の取りまとめ時に、今後10年間にわたって容量市場を通じて必要な供給力が調達され得るだけの発電設備（供給力）が存在しているかを確認することが重要となる。そのため、本機関としては一般送配電事業者と連携し、新規電源開発の動向や、既存の発電事業者による電源の休廃止計画、更には休止中電源の活用可能性の把握などに傾注することになると考える。

特に、電源の休廃止という観点では、供給計画の取りまとめ時に相当量の休廃止計画が計上された場合でも、送配電設備の送電能力も含め必要な供給力を確保することが求められる。そのような将来の見通しや必要な対策の検討に資するために、電源の休廃止に関する動向を事前に把握し、国や本機関、一般送配電事業者で連携をとって対応することがより一層重要となる。

他方、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者の供給力調達行動を見ると、卸取引市場などからの調達比率が高い傾向が継続している。今後、小売電気事業者の長期的に確保すべき供給力が容量市場を通じて確保される仕組みが整っていくが、それとともに、旧一般電気事業者の小売部門も含め、小売電気事業者が卸取引市場や短期の相対契約などから供給力を調達する傾向も、継続あるいは増加すると想定される。

このような小売電気事業者による供給力の確保手段の多様化や、インバランス料金制度の見直しといった環境変化も踏まえ、今後の供給計画における小売電気事業者の供給力確保状況の確認のあり方について、あらためて精査する時期に来ていると考える。

3. 送配電設備の高経年化に対応する更新計画の立案について

本機関にて、今後10年間の送配電設備の新設や更新計画の適切性について確認した結果、将来にわたり設備が的確に更新されていくために、以下の4点に留意して検討を行っていく必要があると考える。

- ・更新時期の的確な見極め

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設された高経年設備の更新に対応する案件が今後増加する傾向にあるが、送配電設備を適切に維持管理していくためには、設備の更新時期を的確に見極める必要がある。

- ・工事施工力の確保

地域間連系線や再生可能エネルギー電源の接続に対応した工事が増加していく中でも、設備を更新するために必要となる工事施工力も確保する必要がある。

- ・作業停止調整の実施

更新するために必要な作業停止期間や停止頻度が増加することから、電力を安定的に供給しながら工事を行うために、計画的に作業停止調整を実施する必要がある。

- ・国民負担抑制と信頼度維持の両立

国民負担を抑制しつつ、電力システムの信頼度を維持するために必要な投資を行っていく必要がある。

本機関としては、これらの点を踏まえつつ、設備の劣化状況や故障時の影響度合いを適切に評価し、全国大での優先順位を見据えた的確な更新計画の立案が必要と考える。

これについては「電力システムに関するマスタープラン」の一環として、客観的な評価の下で適切に高経年設備の改修が行われる仕組みについて検討する予定である。

併せて、電力の安定供給を支える重要インフラ設備の更新を効率的に遂行すべく、託送料金改革においても必要な投資確保の措置が求められると考える。

以上

2020年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

2020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2020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。

なお、2020年度供給計画取りまとめでは、2019年11月30日までに電気事業者となった者（1,483者）と、2019年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、2月28日までに供給計画を本機関へ提出した者（1者）の合計1,484者を対象に取りまとめを行った。

2020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	821
小売電気事業者	620
登録特定送配電事業者	26
特定送配電事業者	4
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,484

(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（一般送配電事業者を除く）から本機関への供給計画提出期限	2月28日 (2月10日)
②一般送配電事業者から本機関への供給計画提出期限	3月25日 (3月10日)
③本機関から国への供給計画取りまとめ送付期限	3月末日

() 内は本機関への供給計画(案)の提出期限

(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 (供給計画の取りまとめ送付書)	概要
1. 電力需要想定	-
(1) 前年度の推定実績及び第1,2年度の見通し(短期)	全国大及び各エリアの前年度及び第一,二年度の電力需要の実績及び見通し
(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・課題など

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. 需給バランス評価方法について	5
2. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	8
3. 当該年度以降10年間の見通し(長期)	15
(参考) 取りまとめ結果の詳細	20
III. 電源構成の変化に関する分析	22
1. 設備容量(kW)	22
2. エリア別設備容量(kW)の比率	24
3. エリア別太陽光・風力設備容量の推移	25
4. 電源開発計画	26
(参考) 送電端電力量(kWh)	27
(参考) エリア別発電電力量(送電端)の比率	29
(参考) 電源別設備利用率の推移	30
IV. 送配電設備の増強計画	32
1. 主要送電線路の整備計画	35
2. 主要変電所の整備計画	38
3. 送変電設備の整備計画(総括)	42
4. 既設設備の高経年化の課題	44
V. 広域的運営の状況	46
VI. 電気事業者の特性分析	48
1. 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	48

2. 小売電気事業者のエリア展開	50
3. 小売電気事業者の供給力確保状況	51
4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	53
5. 発電事業者のエリア展開	56
VII. その他	58
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	58
VIII. まとめ（2020年度供給計画の取りまとめ）	62
別紙1. 第1, 2年度の需給見通し（短期）	別1
別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）	別7

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、2019年度の実績及び2020, 2021年度の見通し³を、表1-1に示す。

2020年度の見通し15,896万kWは、2019年度の気象補正⁴後の実績15,874万kWに対して、0.1%の増加となった。

また、2021年度の見通し15,880万kWは、2019年度の気象補正後の実績に対して、若干（6万kW：0.0%）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）

2019年度 実績 (気象補正後)	2020年度 見通し	2021年度 見通し
15,874万kW	15,896万kW (+0.1%*)	15,880万kW (+0.0%*)

※2019年度実績（気象補正後）に対する増加率

② 2020年度及び2021年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2020年度及び2021年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2（2020年度）、表1-3（2021年度）に示す。

2020年度及び2021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900万kW程度上回っており、全国の需要としては夏季が最大となっている。

表1-2 2020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	11,607	11,467	12,683	15,856	15,896	13,931
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480

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

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

³ 2020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、2019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・暖冬など気象条件による冷暖房機器など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 2021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	11,599	11,458	12,671	15,840	15,880	13,918
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466

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、2019年度の推定実績⁵及び2020年度の見通しを、表1-4に示す。

2020年度の見通し8,818億kWhは、2019年度の気象閏補正後の推定実績8,799億kWhに対して、0.2%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）

2019年度 推定実績 (気象閏補正後)	2020年度 見通し
8,799 億 kWh	8,818 億 kWh (+0.2% [※])

※2019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2019年4～10月の実績値及び2019年12月～2020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（2019年11月27日公表）の主なものを、表1-5に示す。

国内総生産（実質GDP）⁶の見通しは、2019年度は539.1兆円、2029年度は575.9兆円となり、年平均0.7%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2019年度は102.4、2029年度は109.8となり、年平均0.7%の増加となった。一方、人口は2019年度は1億2,604万人、2029年度は1億2,010万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2019年度	2029年度
国内総生産（実質GDP）	539.1兆円	575.9兆円 [+0.7%] [※]
鉱工業生産指数（IIP）	102.4	109.8 [+0.7%] [※]
人口	1億2,604万人	1億2,010万人 [▲0.5%] [※]

※2019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、2020年度、2024年度及び2029年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2029年度までの見通しを図1-1に示す。

2024年度の見通しは15,787万kW、2029年度の見通しは15,666万kWとなり、2019年度から2029年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2019年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などによる減少要因の方が大きく寄与するもの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

2020年度 [再掲]	2024年度	2029年度
15,896万kW	15,787万kW [▲0.1%] [※]	15,666万kW [▲0.1%] [※]

※2019年度見通しに対する年平均増加率

⁶ GDPは2011暦年連鎖価格である。

⁷ IIPは2015暦年を100とした指数である。

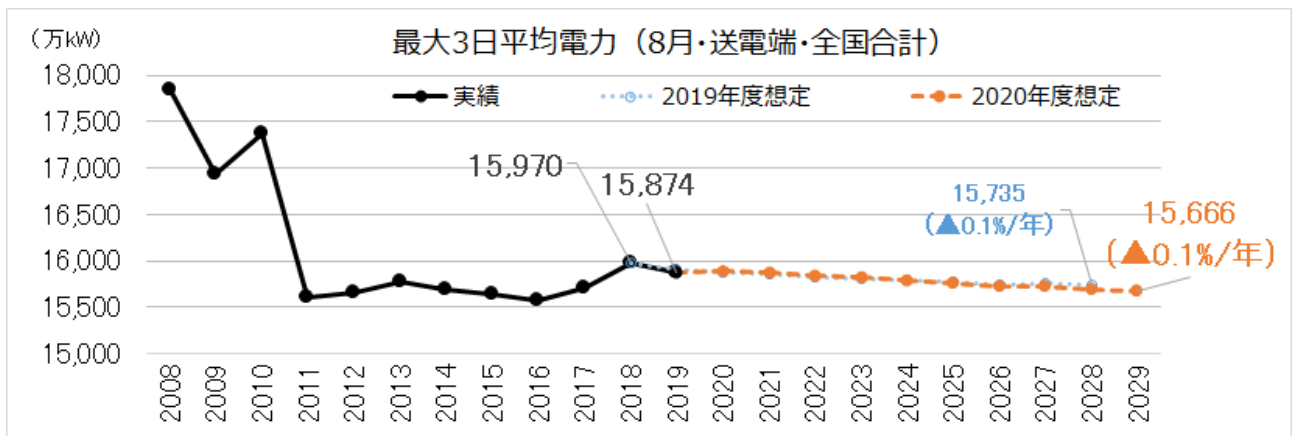


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2020年度、2024年度及び2029年度の見通しを、表1-7に示す。

2024年度の見通しは8,769億kWh、2029年度の見通しは8,721億kWhとなり、2019年度から2029年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2019年度から若干であるが減少傾向の見通しとしている理由は、経済規模の拡大や電化の進展などの増加要因はあるものの、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向などによる減少要因の方が大きく寄与するもの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

2020年度 [再掲]	2024年度	2029年度
8,818 億 kWh	8,769 億 kWh [▲0.1%]*	8,721 億 kWh [▲0.1%]*

*2019年度見通しに対する年平均増加率

II. 需給バランス

1. 需給バランス評価方法について

各エリアの供給力⁸とエリア需要を基に、各エリア及び全国の需給バランス評価を行う。

なお、エリアの最大3日平均電力に対して供給力の予備率⁹が8%以上あることを基準として評価を行った。ただし、沖縄エリアにおいては、最大電源ユニット脱落時に、「周波数制御機能あり調整力」を除く供給力が最大3日平均電力を上回ることを基準として評価を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス評価の概要を、図2-1に示す。各エリアの供給力は、小売電気事業者及び一般送配電事業者が各エリア向けに確保した供給力と、発電事業者の発電余力¹⁰を足し合わせたものとする。ここで、小売電気事業者等が確保した供給力には、地域間連系線を経由して他のエリアから調達したもの¹¹も含まれる。このため、発電事業者の発電余力や小売電気事業者の予備力は、将来、他のエリアの供給力にもなり得るものである。

2020年度供給計画届出書の記載要領（2019年12月：資源エネルギー庁発行）に従い、原子力発電所の稼働状況等が見通せないことに伴い、当該供給力を「未定」と計上したものについては、当該発電所・号機の供給力を「ゼロ」として算定している。

そのため、2020年度供給計画では、提出時点（2020年2月28日）で再稼働している原子力発電所を除き、供給力を「未定」として届出されている。

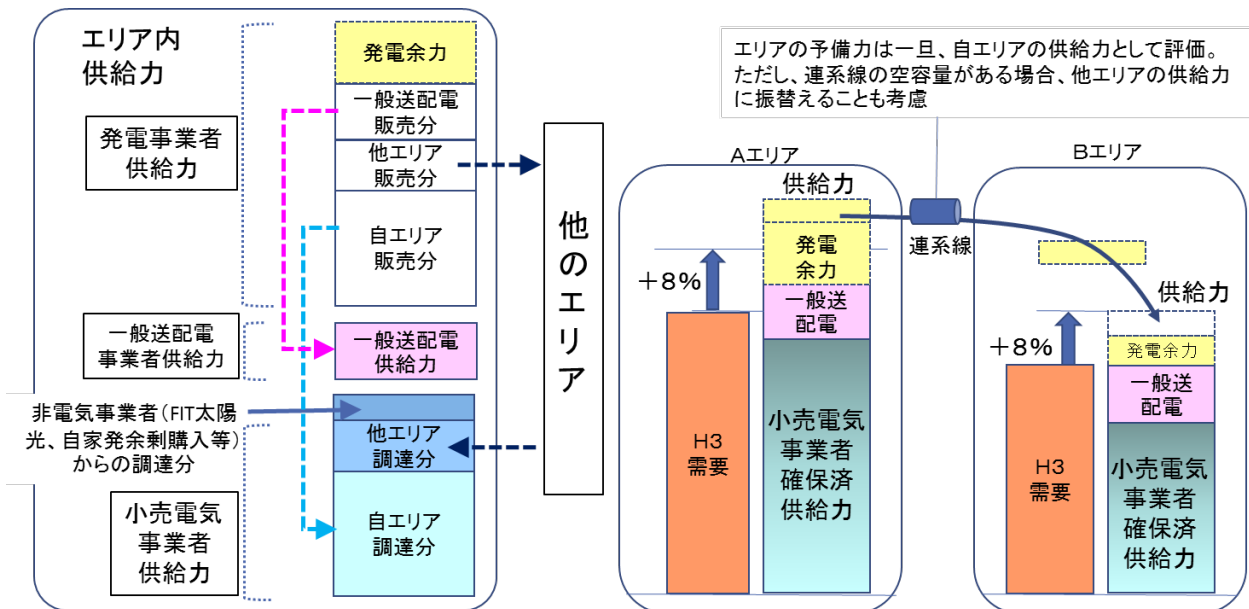


図2-1 需給バランス評価の概要

⁸ 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。

⁹ 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。

¹⁰ エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力をいう。

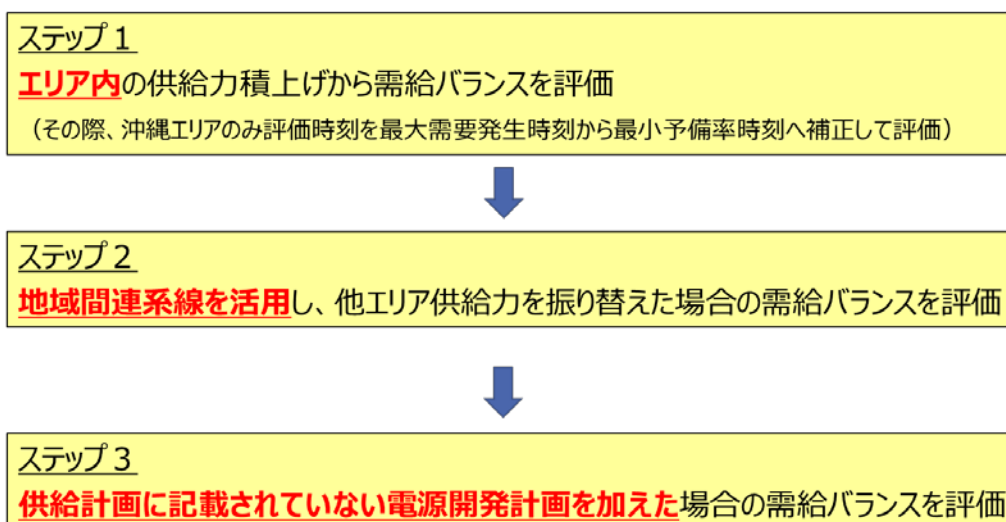
¹¹ 連系線混雑が発生した場合は、本機関で算出した各エリアへの割り戻し量を加算。

(参考) 供給力の計上方法

供給力及び発電余力の算出方法は、「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¹² (資源エネルギー庁、2019年12月)」及び「2020年度供給計画届出書の記載要領¹³ (資源エネルギー庁、2019年12月)」に記載の方法による。

(参考) 需給バランス評価の検討ステップ

短期及び長期の需給バランス評価の検討ステップは以下のとおり。



¹² 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/guideline.pdf

¹³ 2020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/kisai-youryo.pdf

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量等の設定方法は以下のとおり。

$$\text{○空容量} = \text{① (運用容量)} - \text{② (マージン)} \\ - \text{③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)}$$

(短期断面)

- ①: 「2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 「2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁵」による¹⁶。
- ③: 2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第36表)」に記載されている月毎の計画潮流値。

(長期断面)

- ①: 2020年度及び2021年度は、(短期断面) で設定した8月値、2022～2029年度は、「2020～2029年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2020年2月28日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 2020年度及び2021年度は、(短期断面) で設定した8月値、2022～2029年度は、「2022～2029年度の連系線のマージン (長期計画) (2019年3月1日:本機関)」による。
- ③: 2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書 (様式第32第8表)」に記載されている年毎の8月15時断面の計画潮流値。

¹⁴ 参考: 第5回運用容量検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

http://www.occto.or.jp/iinkai/unyouyouryou/2019/unyouyouryou_2019_5_haifu.html

¹⁵ 参考: 第4回マージン検討会配布資料 (本機関ウェブサイト)

http://www.occto.or.jp/iinkai/margin/2019/margin_kentoukai_2019_4.html

¹⁶ 2021年度のマージンは、「2020・2021年度の連系線のマージン (年間計画) (2020年2月28日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

2. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し（短期）

① 前年度の推定実績

供給計画の届出書に記載された各電気事業者の2019年8月の供給力（全国合計）と、最大3日平均電力（全国合計）を元に算出した需給バランス実績を表2-1に示す。全国合計の需給バランス実績としては、安定供給できる目安である予備率8%を確保していた。

表2-1 2019年8月の需給バランス実績（全国合計、送電端）

最大3日平均電力 （気象補正後）[再掲]	供給力 （全国合計）	予備力	予備率
15,874万kW	17,835万kW	1,961万kW	12.4%

次にエリア別の需給バランス実績を表2-2に示す。関西エリアにて予備率3%を下回ったものの、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた結果、予備率8%以上を確保できていた。

表2-2 2019年8月の需給バランス実績（エリア別、送電端）

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	423	1,303	5,289	2,454	497	2,691	1,042	488	1,538	150
供給力	468	1,500	5,858	2,771	591	2,769	1,229	587	1,841	222
予備率	10.6%	15.1%	10.7%	12.9%	18.9%	2.9%	18.0%	20.4%	19.7%	47.8%
予備率 均平化後	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	16.6%	47.8%

（参考）実需給断面の需給バランス

実需給断面の需給バランス（表2-3）については、当日運用の安定供給の目安である予備率3%以上を確保していた。

表2-3 2019年8月の実需給断面の需給バランス

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
需要電力	438	1,440	5,510	2,539	521	2,751	1,067	494	1,546	145
供給力	469	1,509	5,990	2,847	584	3,081	1,172	600	1,814	206
予備率	7.2%	4.8%	8.7%	12.1%	12.1%	12.0%	9.8%	21.6%	17.3%	42.4%

② 短期の需給見通し

○ 2020年度

2020年度各月別の全国合計¹⁷での需給バランス見通しを、表2-4及び図2-2に示す。

全国合計では、最も予備率が低い12月で11.8%であり、各月ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-4 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,607	11,466	12,678	15,854	15,892	13,927
供給力	14,100	14,354	15,454	17,829	17,948	17,047
予備率	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480
供給力	14,660	14,485	16,036	16,819	16,911	16,226
予備率	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

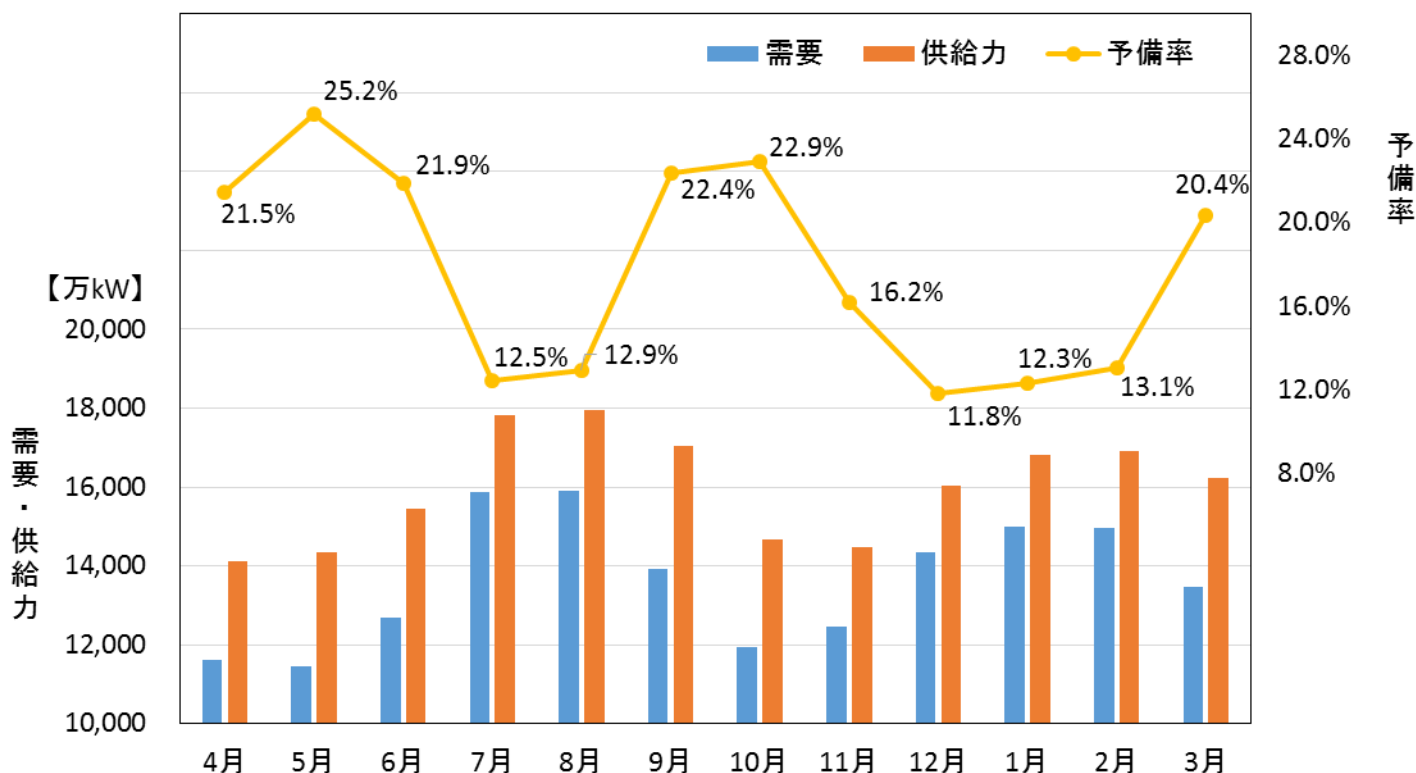


図2-2 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

¹⁷ 各エリアの最小予備率断面の需要と供給力を全国合計したもの。

エリア別の予備率見通しを表2-5に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-6に示す。

各エリアの予備率は、北陸エリア（12月）、関西エリア（12～2月）、九州エリア（12, 1月）で予備率が8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を振替えることにより、全てのエリアで安定供給できる目安である8%を確保できる見通しとなった。

表2-5 各月別の予備率見通し（エリア別、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	48.9%	69.9%	61.3%	28.7%	31.9%	43.6%	23.8%	38.6%	16.9%	13.9%	13.8%	26.9%
東北	23.0%	33.0%	23.1%	14.6%	16.2%	17.9%	17.6%	16.0%	16.2%	16.5%	16.2%	22.5%
東京	11.1%	18.1%	20.3%	9.2%	10.0%	20.0%	20.1%	11.6%	12.7%	12.3%	13.3%	16.1%
東3社計	16.3%	24.7%	23.5%	11.3%	12.5%	21.1%	19.9%	14.7%	13.7%	13.3%	13.9%	18.2%
中部	17.0%	21.4%	22.5%	9.1%	10.6%	21.4%	27.1%	23.3%	20.4%	15.9%	15.7%	23.4%
北陸	42.6%	41.3%	24.7%	26.6%	20.9%	22.4%	12.8%	9.9%	5.7%	9.6%	11.2%	20.6%
関西	21.5%	15.3%	8.8%	8.6%	8.9%	20.6%	13.7%	8.5%	2.2%	5.2%	6.7%	13.5%
中国	29.0%	32.9%	38.2%	24.1%	23.2%	33.7%	41.9%	25.6%	13.0%	14.5%	13.1%	27.1%
四国	34.9%	29.3%	28.1%	22.4%	23.4%	28.1%	53.4%	25.5%	17.4%	20.8%	18.1%	25.8%
九州	32.9%	36.0%	21.2%	12.5%	11.5%	22.5%	23.2%	14.1%	2.4%	7.6%	10.9%	26.0%
中西6社計	25.0%	25.0%	20.4%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.9%	9.7%	10.9%	11.7%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

8%未満

表2-6 各月別の予備率見通し（連系線活用後、送電端）

※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

	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	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	19.9%	23.1%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	19.9%	13.9%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	19.9%	13.9%	13.6%	12.9%	12.9%	18.2%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	17.4%	13.6%	11.2%	12.6%	21.3%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.7%	8.3%	11.2%	12.6%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

：8%以上に改善したエリア

¹⁸ 連系線活用において、各エリアの評価時刻は異なる中で評価し、他エリアへ振替えできる量を算定しているため、振替え可能量は、評価時刻を合わせた結果よりも少なくなり、安全サイドの評価（予備率が少なく見積もられる評価）となっている。

なお、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¹⁹）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、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者へ系統アクセス契約申込がなされ、更に、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を国の協力を得て調査した。

その結果、2020年度末時点では、全国で約25万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-7に示す。

表2-7 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※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

	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	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	20.0%	26.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.1%	13.1%	18.5%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	17.4%	13.8%	11.3%	12.6%	21.4%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.4%	12.8%	22.4%	22.8%	16.1%	11.6%	12.1%	12.9%	20.1%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

また、沖縄エリア²⁰については、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、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-8に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-8 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（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	44.8%	30.8%	10.0%	8.1%	7.3%	10.4%	21.7%	22.4%	33.1%	28.4%	38.5%	54.0%

¹⁹ 参考：火力発電所環境アセスメント情報（METI ウェブサイト）

http://www.meti.go.jp/policy/safety_security/industrial_safety/sangyo/electric/detail/thermal.html

²⁰ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²¹ 沖縄エリアは、評価時刻を最大需要発生時刻から最小予備率時刻へ補正して評価。

○2021年度²²

2021年度各月別の全国合計¹⁷での需給バランス見通しを、表2-9及び図2-3に示す。

全国合計では、最も予備率が低い2月で9.9%であり、各月ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-9 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

【万kW】

	4月	5月	6月	7月	8月	9月
需要電力	11,599	11,457	12,668	15,838	15,876	13,914
供給力	14,522	14,667	15,403	17,777	17,885	16,814
予備率	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466
供給力	14,668	14,360	16,018	16,651	16,420	15,355
予備率	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

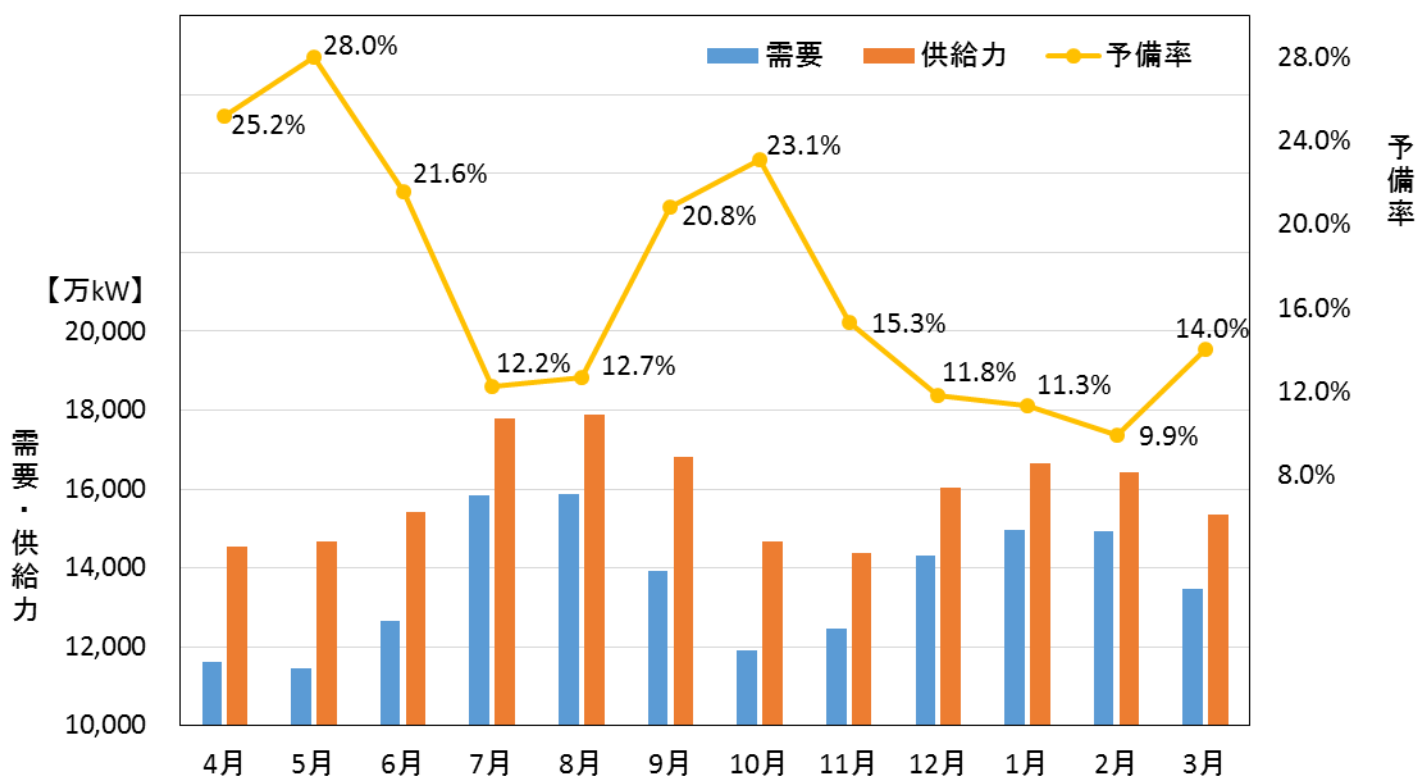


図2-3 各月別の需給バランス見通し（全国合計¹⁷、送電端）

²² 供給力が不足する場合に、休止中や休廃止予定の電源を供給力として公募・活用するための仕組み（特別調達電源）を構築した。これに伴い、電気事業施行規則の改正を行い、供給計画の届出内容についても月別の需給バランス評価期間を第2年度まで拡大するといった変更を行った。

エリア別の予備率見通しを表2-10に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-11に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（7，8，11，1～3月）、中部エリア（7，8，12～2月）、関西エリア（12月）、中国エリア（12月）で予備率が8%を下回るものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を振替えることにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-10 各月別の予備率見通し（エリア別、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	43.5%	54.4%	56.9%	32.3%	27.6%	39.1%	22.7%	34.1%	32.5%	28.3%	29.6%	22.8%
東北	25.6%	37.8%	28.0%	25.4%	24.7%	20.6%	23.9%	18.4%	19.1%	21.3%	21.6%	22.5%
東京	16.8%	22.3%	13.4%	4.5%	5.2%	16.3%	16.8%	7.9%	10.5%	6.7%	4.8%	6.9%
東3社計	20.6%	27.6%	19.0%	9.9%	10.1%	18.6%	18.7%	12.2%	14.0%	11.3%	10.1%	11.3%
中部	20.6%	20.0%	19.5%	6.4%	6.6%	11.8%	17.0%	14.2%	7.7%	6.4%	4.0%	10.2%
北陸	23.5%	33.5%	23.4%	14.8%	9.4%	16.1%	29.2%	15.8%	15.0%	9.1%	9.4%	16.3%
関西	28.4%	22.0%	17.6%	8.5%	8.9%	17.5%	21.8%	14.6%	5.7%	8.3%	10.0%	12.3%
中国	26.5%	35.2%	30.7%	26.2%	27.0%	32.6%	33.6%	16.0%	6.1%	12.4%	13.8%	21.4%
四国	37.1%	47.0%	33.4%	24.5%	23.4%	34.5%	48.9%	20.8%	15.9%	19.4%	17.3%	21.2%
九州	43.9%	38.6%	30.1%	21.6%	25.1%	39.3%	35.5%	27.2%	16.3%	17.9%	10.4%	23.5%
中西6社計	28.6%	27.8%	23.1%	13.6%	14.1%	22.2%	26.0%	17.2%	9.4%	10.7%	9.2%	15.5%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

8%未満

表2-11 各月別の予備率見通し（連系線活用後、送電端）

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	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	26.6%	41.2%	49.8%	22.9%	20.0%	36.9%	19.1%	19.5%	17.9%	14.1%	15.3%	13.5%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.1%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	13.5%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.1%	12.1%	11.2%	10.7%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.5%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.2%	10.7%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.5%	14.7%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.2%	10.7%	9.5%	15.6%
九州	41.3%	28.6%	22.5%	14.7%	20.2%	33.4%	29.5%	17.8%	11.2%	10.7%	9.5%	16.1%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

 : 8%以上に改善したエリア

なお、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¹⁹）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、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、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を国の協力を得て調査した。

その結果、2021年度末時点では、全国で約32万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-12に示す。

表2-12 各月別の予備率見通し（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※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

	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	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

また、沖縄エリア²⁰については、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、「最大電源ユニット＋周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-13に示す。全ての月で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-13 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（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	31.1%	30.9%	27.0%	22.3%	24.5%	19.7%	26.7%	29.0%	38.4%	31.7%	29.8%	40.7%

3. 当該年度以降10年間の見通し（長期）

① 需給バランス

2020年度以降10年間の需給バランス見通し（8月15時²³）を表2-14及び図2-4に示す。

全国合計では、最も予備率が低い2021年度で12.7%であり、各年度ともに電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通しとなった。

表2-14 長期の需給バランス見通し（8月15時²³全国合計、送電端）

【万kW】

	2020年度	2021年度	2022年度	2023年度	2024年度
需要電力	15,892	15,876	15,845	15,814	15,783
供給力	17,948	17,885	17,891	18,215	18,275
供給予備率	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%
	2025年度	2026年度	2027年度	2028年度	2029年度
需要電力	15,755	15,725	15,722	15,692	15,662
供給力	18,383	18,329	18,399	18,411	18,440
供給予備率	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

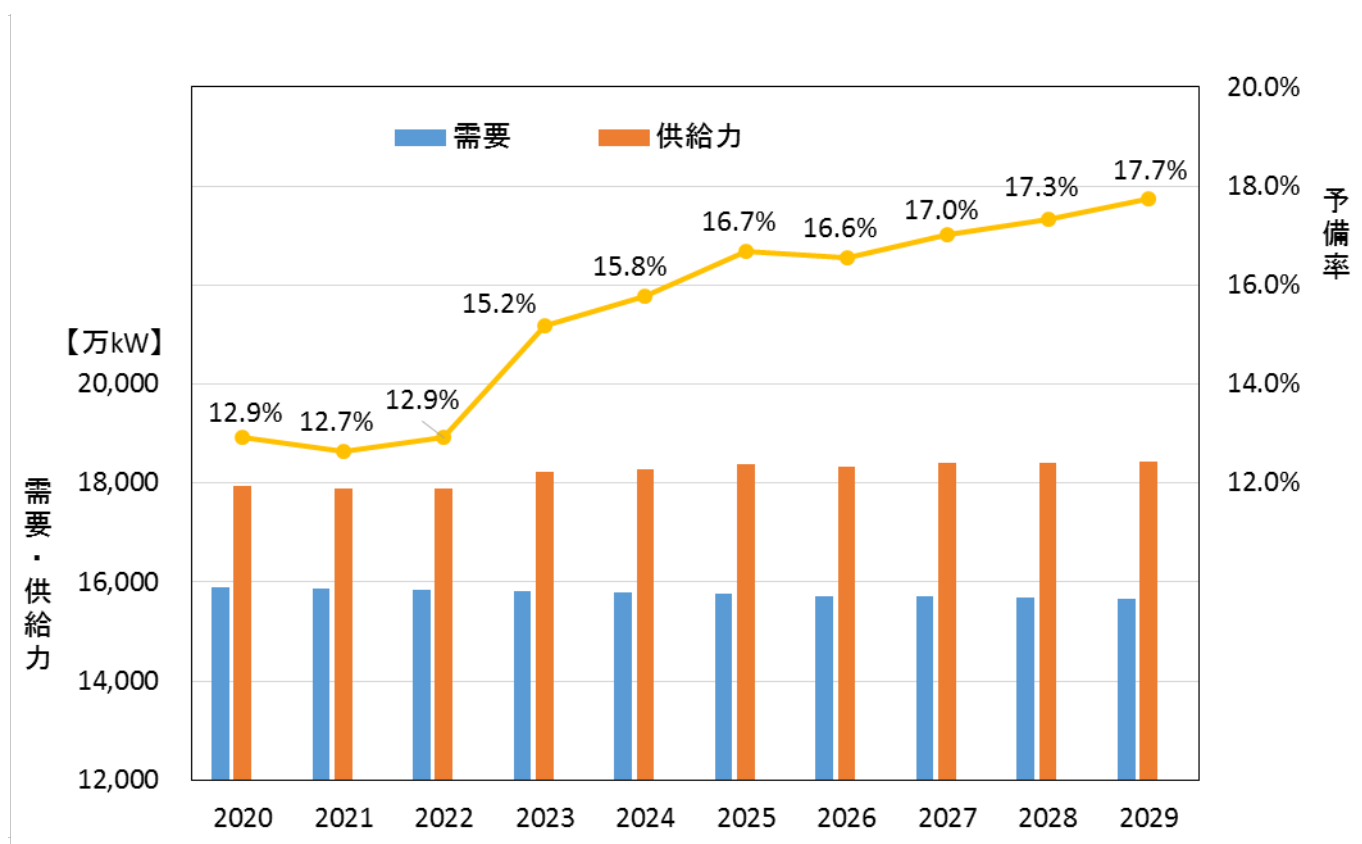


図2-4 長期の需給バランス見通し（8月15時²³全国合計、送電端）

²³ 沖縄エリアのみ20時。

エリア別の予備率見通しを表2-15に示す。また、地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁸を表2-16に示す。

各エリアの予備率は、東京エリア（2021、22年度）、中部エリア（2021年度）、関西エリア（2025～29年度）で予備率が8%を下回っているものの、連系線を活用した他のエリアからの供給力を考慮することにより、全てのエリアで安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。

表2-15 長期の予備率見通し（8月15時²³エリア別、送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	31.9%	27.6%	27.4%	50.2%	50.0%	50.9%	49.7%	61.1%	61.0%	61.1%
東北	16.2%	24.7%	27.8%	30.5%	32.5%	33.9%	37.6%	38.9%	40.3%	41.7%
東京	10.0%	5.2%	5.5%	9.1%	9.6%	13.7%	13.4%	13.2%	14.1%	14.3%
東3社計	12.5%	10.1%	10.9%	15.5%	16.2%	19.6%	19.9%	20.7%	21.6%	22.0%
中部	10.6%	6.6%	11.0%	11.8%	15.7%	15.9%	16.4%	16.5%	17.0%	17.6%
北陸	20.9%	9.4%	11.9%	14.8%	15.1%	13.9%	14.6%	15.0%	14.7%	15.0%
関西	8.9%	8.9%	9.4%	8.7%	9.0%	5.0%	5.7%	6.2%	6.0%	6.4%
中国	23.2%	27.0%	28.7%	24.4%	25.1%	25.8%	26.0%	25.9%	25.4%	25.8%
四国	23.4%	23.4%	13.0%	23.0%	24.5%	24.7%	26.0%	26.7%	26.1%	27.0%
九州	11.5%	25.1%	18.7%	19.2%	14.0%	14.6%	9.0%	8.7%	8.0%	8.2%
中西6社計	13.1%	14.1%	14.2%	14.5%	15.0%	13.9%	13.4%	13.6%	13.5%	13.9%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

8%未満

表2-16 長期の予備率見通し（8月15時²³）
（連系線活用後、送電端）

※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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	20.0%	17.4%	40.2%	40.0%	40.8%	40.4%	51.8%	51.7%	51.8%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.2%	16.6%
東京	11.6%	9.7%	8.9%	12.4%	12.9%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
中部	13.1%	10.3%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
北陸	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
関西	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
中国	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
四国	13.1%	13.9%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
九州	13.1%	20.2%	14.2%	14.5%	15.0%	15.1%	14.9%	15.0%	16.2%	16.6%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

□ : 8%以上に改善したエリア

なお、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¹⁹⁾）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、幾分はあると考えられる。そこで、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者に系統アクセス契約申込がなされ、更に、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を国の協力を得て調査した。

その結果、2029年度末時点では、約39万kWの電源が計画されていることがわかり、これら電源を供給力として計上した予備率を表2-17に示す。

表2-17 長期の予備率見通し（8月15時²³⁾
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線活用後と同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	24.2%	21.6%	44.4%	44.2%	45.0%	44.6%	56.0%	55.9%	56.0%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.3%	16.7%
東京	11.6%	9.7%	9.1%	12.5%	13.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中部	13.2%	10.3%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
北陸	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
関西	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
四国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
九州	13.2%	20.7%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
9社合計	12.8%	12.5%	13.0%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.1%	17.4%	17.8%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	13.0%	12.8%	13.2%	15.4%	16.0%	16.9%	16.8%	17.3%	17.6%	18.0%

また、沖縄エリア²⁰⁾については、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、「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」（以下、「電源I」という：合計30.1万kW）を除いた場合の供給力²¹⁾が最大3日平均電力を上回ることを基準としている。

この時の予備率を表2-18に示す。全ての年度で安定供給は確保できる見通しとなった。

表2-18 沖縄エリアにおける電源I控除後の予備率見通し（8月20時 送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
沖縄	7.3%	24.5%	14.1%	23.0%	25.3%	21.0%	20.2%	19.6%	19.1%	18.5%

次に、冬季に最大3日平均電力の発生を想定している北海道・東北エリアの1月断面における予備率見通しを、表2-19に示す。全ての年度で安定供給できる目安である予備率8%を確保できる見通しとなった。また、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率を表2-20に示す。

表2-19 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア、送電端）

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	13.9%	28.3%	33.3%	28.3%	28.8%	29.1%	38.6%	38.5%	38.5%	38.4%
東北	16.5%	21.3%	21.8%	24.2%	25.6%	27.3%	30.7%	32.0%	34.1%	35.8%

表2-20 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア）
（連系線活用後、送電端）

※連系線の容量内で供給力を融通できる範囲を同じ色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	15.3%	23.2%	24.9%	25.3%	26.5%	27.8%	32.9%	33.7%	35.3%	36.5%
東北	16.0%	23.2%	24.9%	25.3%	26.5%	27.8%	32.9%	33.7%	35.3%	36.5%

なお、供給計画に未計上の電源で一般送配電事業者へ系統アクセス契約申請がなされ、更に、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は全国で約39万kW存在。これら電源を供給力として計上した予備率を表2-21に示す。

表2-21 長期の予備率見通し（1月18時 北海道・東北エリア）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）

※連系線の容量内で供給力を融通できる範囲を同じ色で表示

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	16.8%	24.1%	27.8%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%
東北	16.8%	24.1%	25.1%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%

② 一般送配電事業者の供給力確保状況について

各一般送配電事業者は、期間を通して離島供給力を確保し、また、2020年度については、公募によりエリア需要の7%程度²⁴の調整力を確保している。各一般送配電事業者が確保した調整力²⁵を、表2-22に示す。

表2-22 一般送配電事業者の確保済調整力²⁵

【万kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
調整力	7.0%	7.0%	7.0%	7.1%	7.0%	7.0%	7.1%	7.3%	7.1%	30.1

③ 需給バランス評価のまとめ

○短期（2020，2021年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・月において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通し。

一方で、需要ピーク期（特に冬季）において予備率に余裕のないエリア・月も存在しており、今後の突発的な電源トラブルや休廃止の追加等に注意が必要。

○長期（2022年度～2029年度）の需給バランス評価

すべてのエリア・年度において、電気を安定供給できる目安である予備率8%以上を確保できる見通し。

一方で、特に直近3ヶ年（2020～2022年度）の需給バランスが厳しくなると想定される。今後とも、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

²⁴ 調整力公募は、前年度（2019年度）供給計画の第2年度として想定したエリア需要の7%分を調達することになっているため、エリア需要の7%を下回ることもある。

²⁵ エリア需要に対する調整力の比率。北海道・東北エリアは1月断面、他エリアは8月断面の比率を示す。

(参考) 取りまとめ結果の詳細

①電源別供給力の年度ごとの推移

2029年度までの電源種別ごとの供給力（8月15時²⁶・全国計）の見通しを図2-5に示す。

新エネルギー等発電の供給力²⁷は、増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリブレース案件の計画等があり、廃止により一旦減少するものの、2021・2022年度を底に、更新・新規案件により増加するトレンドとなっている。

これらにより、供給力全体として、直近年度に若干落ち込んだ後、増加するトレンドとなっている。

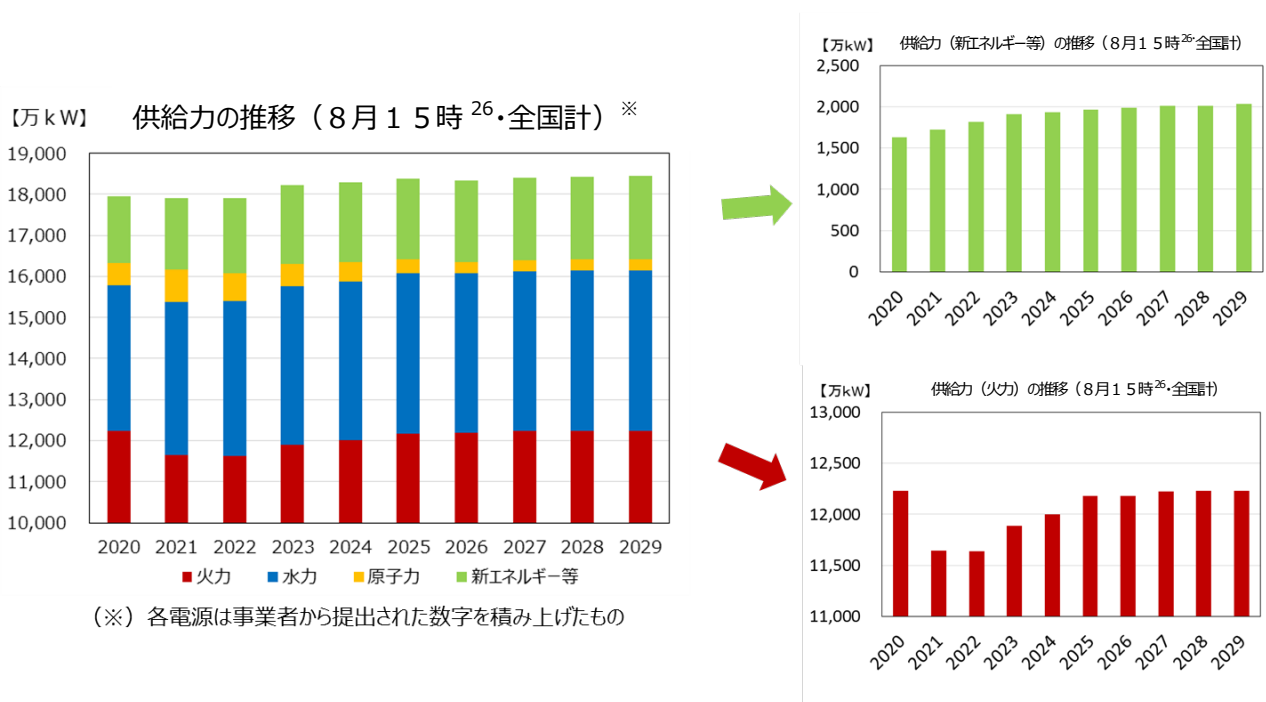


図2-5 電源別供給力の推移

²⁶ 沖縄エリアのみ12時。

²⁷ 沖縄エリアでは、新エネルギー等発電のうち太陽光・風力発電の供給力はL5算出値。

②立上げ可能な休止電源の年度ごとの推移

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休止電源（約1,900～2,300万kW）を図2-6に示す。

そのうち、適切な時期に判断・準備すれば、休止の延期や1年程度での再立上げが可能な電源を事業者ヒアリング等を通じて確認した。その結果、600～1,300万kW（送電端）は、供給力として積み増せる可能性があると想定できる。

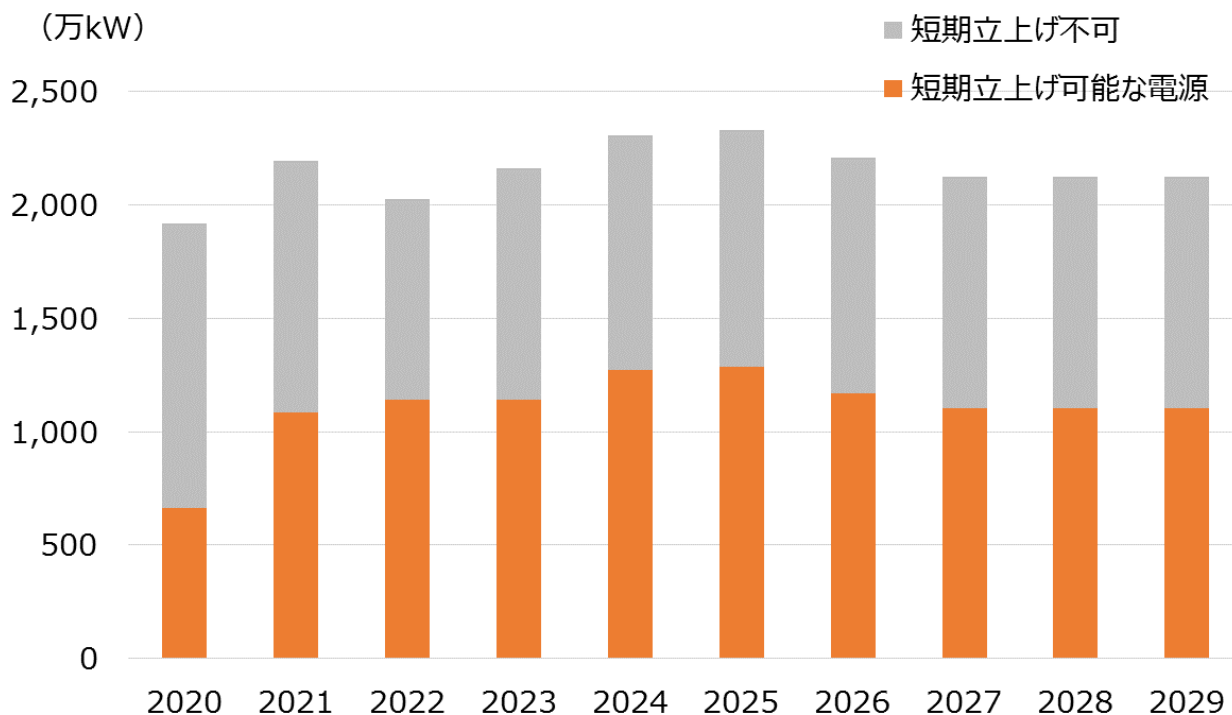


図2-6 休止電源の状況

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）

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と、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備（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ごとの設備容量の値は、以下の考え方に基づいて計算されている。

○水力・火力*

発電事業者自らが保有する設備を積み上げ。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が公表され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接続可能量、過去の伸び率の実績を基に、設備容量の導入見通しを立てて積み上げ。

上記の考え方に基づいて、各事業者から提出された数字について各年度の設備容量を機械的に計上したものを表3-1及び図3-1に示す。

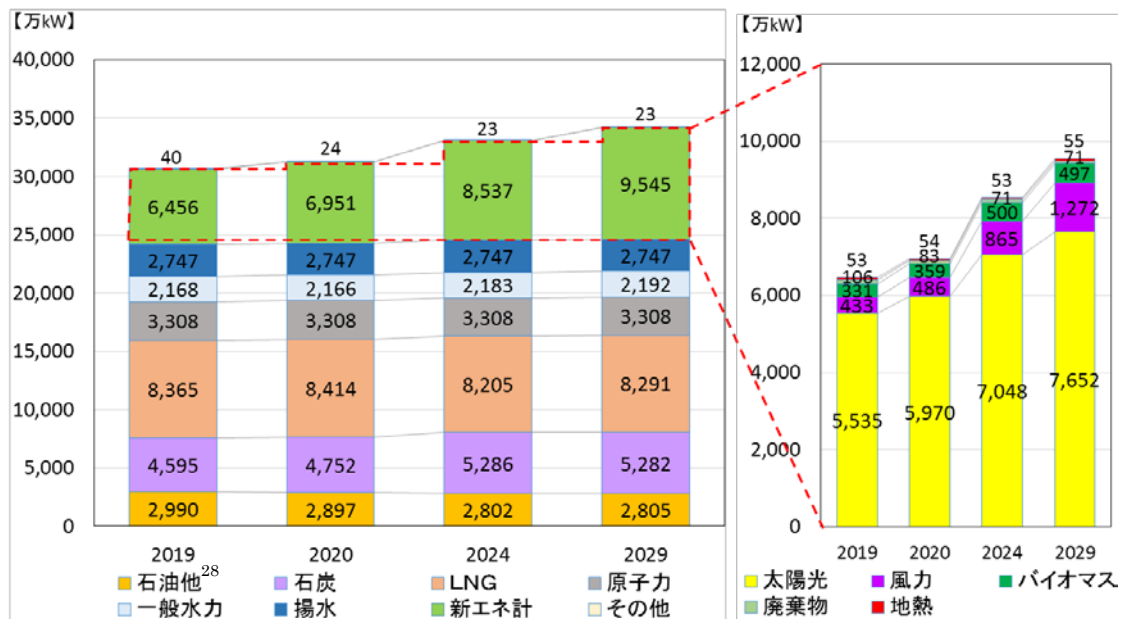
※ 水力・火力の他、地熱・バイオマス・廃棄物も同様。

表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

※1 発電事業者自らが保有する設備等について、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものであるが、必ずしも全ての計画が実現に至らないことや、今後、政策的な措置に対応していく中で、非効率な設備の廃止が進むこと等も想定される。また、新設設備は、環境アセスメントの手続きを開始していること等を基準としている。
 ※2 過去に稼働実績がある設備（既に運転終了したものは除き、運転再開時期未定の設備も含む33基）
 ※3 一般送配電事業者が、系統連系申込状況や接続可能量、過去の伸び率の実績を基に設備容量の導入見通しを立てて計上【万kW】

種類	2019	2020	2024	2029
水力※1	4,915	4,913	4,930	4,940
一般水力	2,168	2,166	2,183	2,192
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
火力※1	15,950	16,062	16,293	16,378
石炭	4,595	4,752	5,286	5,282
LNG	8,365	8,414	8,205	8,291
石油他 ²⁸	2,990	2,897	2,802	2,805
原子力※2	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	6,456	6,951	8,537	9,545
風力※3	433	486	865	1,272
太陽光※3	5,535	5,970	7,048	7,652
地熱※1	53	54	53	55
バイオマス※1	331	359	500	497
廃棄物※1	106	83	71	71
その他	40	24	23	23
合計	30,671	31,259	33,092	34,194

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。



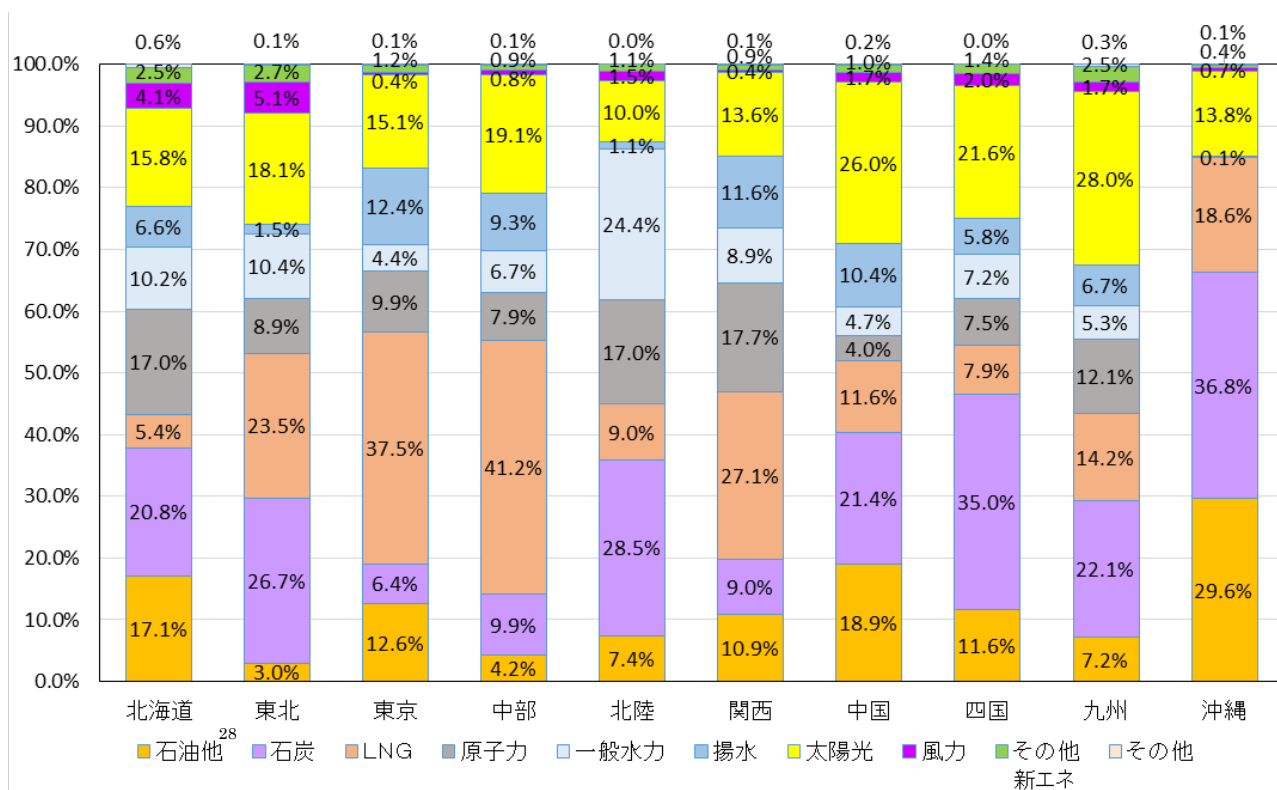
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

²⁸ 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

2019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。



※事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものから算出した比率となる。

図3-2 2019年度末のエリア別設備容量（kW）の比率

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）²⁹を図3-3に示す。

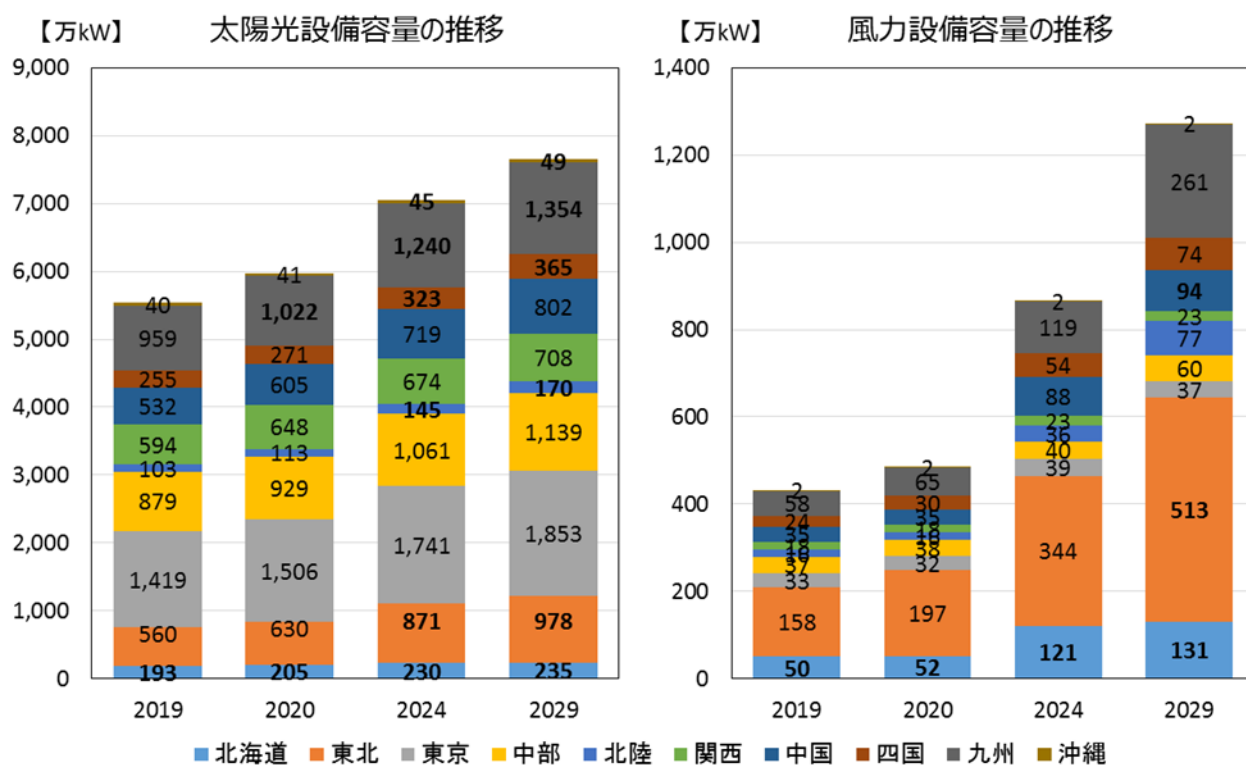


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁹ エリアの一般送配電事業者が、至近の導入量推移や系統アクセス契約申込状況等を基に将来のエリア全体の導入量を想定したもの。

4. 電源開発計画

発電事業者が届け出た、2029年度末までの電源開発計画³⁰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 2029年度末までの電源開発計画³⁰（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	37.9	51	6.8	46	△ 22.2	32
一般水力	37.9	51	6.8	46	△ 22.2	32
揚水	-	-	-	-	-	-
火力	1,447.6	34	5.2	1	△ 958.6	42
石炭	685.1	10	-	-	△ 51.8	3
LNG	757.4	15	5.2	1	△ 763.5	16
石油	5.1	9	-	-	△ 143.3	23
LPG	-	-	-	-	-	-
瀝青質	-	-	-	-	-	-
その他ガス	-	-	-	-	-	-
原子力	1,018.0	7	15.2	1	-	-
新エネルギー等	735.3	345	0.8	3	△ 31.1	49
風力	179.2	54	-	-	△ 14.7	36
太陽光	404.0	253	-	-	△ 0.2	1
地熱	4.4	3	0.6	2	△ 2.4	1
バイオマス	140.5	30	-	-	△ 8.4	6
廃棄物	7.2	5	0.2	1	△ 5.6	5
合計	3,238.7	437	28.0	51	△ 1,012.0	123

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。

³⁰ 使用開始年月を「未定」としたものも含めて集計している。

(参考) 送電端電力量 (kWh)

各発電事業者や各一般送配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)を合計した試算^{*}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。

各発電事業者は、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。

電源種ごとの送電端電力量(kWh)とその具体的な計算方法は以下のとおりである。

※発電事業者の保有する発電設備に加えて、小売電気事業者及び一般送配電事業者が発電事業者以外の者から調達する発電設備(FIT電源等)の発電電力量も計上。

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接続可能量、過去実績（伸び率）を基に、設備容量の導入見通しを立て、それを基に過去の発電実績から発電量を算定し、それらを計上している。また、地熱、バイオマス及び廃棄物については、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	2019	2020	2024	2029
新エネルギー等	937	1,023	1,362	1,504
風力	82	93	166	237
太陽光	634	684	842	912
地熱	25	25	28	29
バイオマス	167	197	305	305
廃棄物	28	23	22	21

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発電電力量を算定し、それらを計上している。火力については、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。

表3-4 水力・火力発電所送電端電力量 【億kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
水力	822	819	839	875
一般水力	757	769	780	802
揚水	65	49	60	73
火力	6,553	6,539	5,890	5,782
石炭	2,681	2,884	3,070	3,128
LNG	3,594	3,370	2,563	2,403
石油他 ²⁸	278	284	256	251

③原子力（表3-5）

2020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。ただし、稼働年数が40年を超える設備の運転については、原子力規制委員会における認可が必要となるため、電力量をゼロとして算定している。また、今後の原子力発電所の再稼働の見込みについても加味されていない。

表3-5 原子力発電所送電端電力量 【億kWh】

種類	2019	2020	2024	2029
原子力	604	419	475	303

①～③の発電電力量に、電源種が特定できない設備の発電電力量を加えた送電端電力量の合計値を表3-6に示す。

表3-6 送電端電力量（合計） 【億kWh】

	2019	2020	2024	2029
合計	9,030	8,853	8,597	8,491

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2019年度のエリア別発電電力量の電源種別の比率を図3-4に示す。

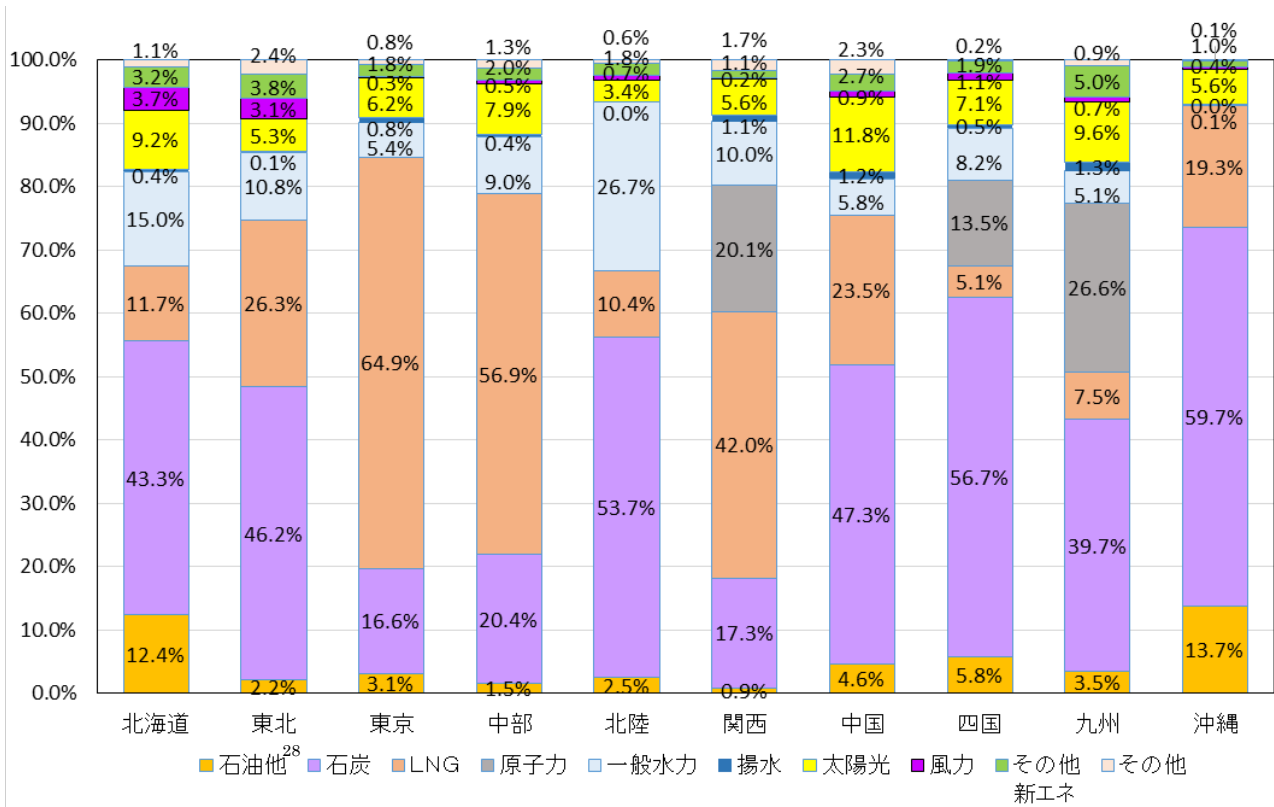


図3-4 2019年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(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3-5に示す。この、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。

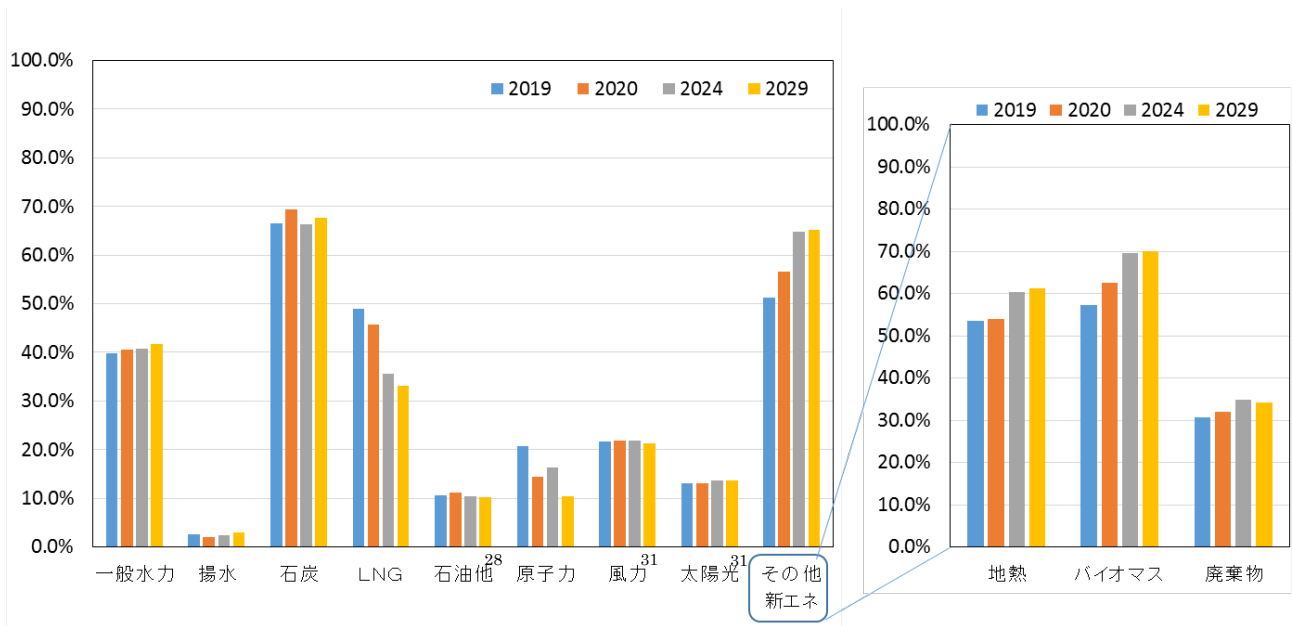
前述のとおり、一定の想定に基づいて計算した数字であり、本項の設備利用率についても、実際に稼働される発電設備の利用率とは異なるものとなることに留意が必要である。

表3-7 設備利用率の推移(全国合計)

※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。

種類	2019	2020	2024	2029
水力	19.0%	19.0%	19.4%	20.2%
一般水力	39.8%	40.6%	40.8%	41.8%
揚水	2.7%	2.0%	2.5%	3.0%
火力	46.8%	46.5%	41.3%	40.3%
石炭	66.4%	69.3%	66.3%	67.6%
LNG	48.9%	45.7%	35.7%	33.1%
石油他 ²⁸	10.6%	11.2%	10.4%	10.2%
原子力	20.8%	14.5%	16.4%	10.5%
新エネルギー等	16.5%	16.8%	18.2%	18.0%
風力 ³¹	21.6%	21.9%	21.9%	21.3%
太陽光 ³¹	13.0%	13.1%	13.6%	13.6%
地熱	53.6%	54.1%	60.3%	61.2%
バイオマス	57.4%	62.6%	69.5%	70.0%
廃棄物	30.7%	32.1%	34.8%	34.3%

³¹ 太陽光及び風力は、出力抑制に伴う低減効果は考慮していない。



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

図 3 - 5 電源別設備利用率の推移 (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³²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）に主要送電線路の整備計画、（2）に主要変電所の整備計画、（3）に送変電設備の整備計画（総括）を示す。

再生可能エネルギーを中心とした新規電源は、需要の大消費地から遠く離れた地点に計画される傾向にあった。このため、新規で長距離送電線網の整備が計画されている。

地域間連系線は、広域的運営に必要な整備が計画されている。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画³³

送電線路の増加こう長 ³⁴ ※ ³⁵	726km (549km)
架空送電線路※	687km (542km)
地中送電線路	39km (6km)
変圧器の増加容量	28,290MVA (17,400MVA)
交直変換所の増加容量 ³⁶	1,800MW (1,800MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△ 61km (△108km)
変圧器の減少容量（廃止）	△ 2,700MVA (△2,700MVA)

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。

³² 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。

³³ （ ）内は昨年値を記載した。

³⁴ 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。

³⁵ ※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。

³⁶ 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"> ・(仮)広域連系北幹線:81km ・(仮)広域連系南幹線:62km ・相馬双葉幹線接続変更:15km ・新地アクセス線(仮)広域連系開閉所引込:1km ・常磐幹線(仮)広域連系開閉所Dπ引込:1km
開閉所	(仮)広域連系開閉所:10回線

○東京中部間連系設備等概要：120万kW→210万kW（使用開始：2021年3月）

交直変換所	<ul style="list-style-type: none"> ・新信濃交直変換所:90万kW ・飛驒変換所:90万kW
直流幹線 500kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・飛驒信濃直流幹線:89km ・飛驒分岐線:0.4km

○東京中部間連系設備等概要：210万kW→300万kW（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(仮称):30万kW ・東清水変電所:30万kW→90万kW
275kV 送電線	<ul style="list-style-type: none"> ・東清水線:20km ・佐久間東幹線新佐久間FC分岐線(仮称):3km ・佐久間西幹線新佐久間FC分岐線(仮称):1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間西幹線: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

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）※マスタープラン³⁷にて検討

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:1km ・北近江線北近江(開)π引込:1km
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

³⁷ 長期的な将来の電力システムを見据えて設備形成の方向性を示すもの。

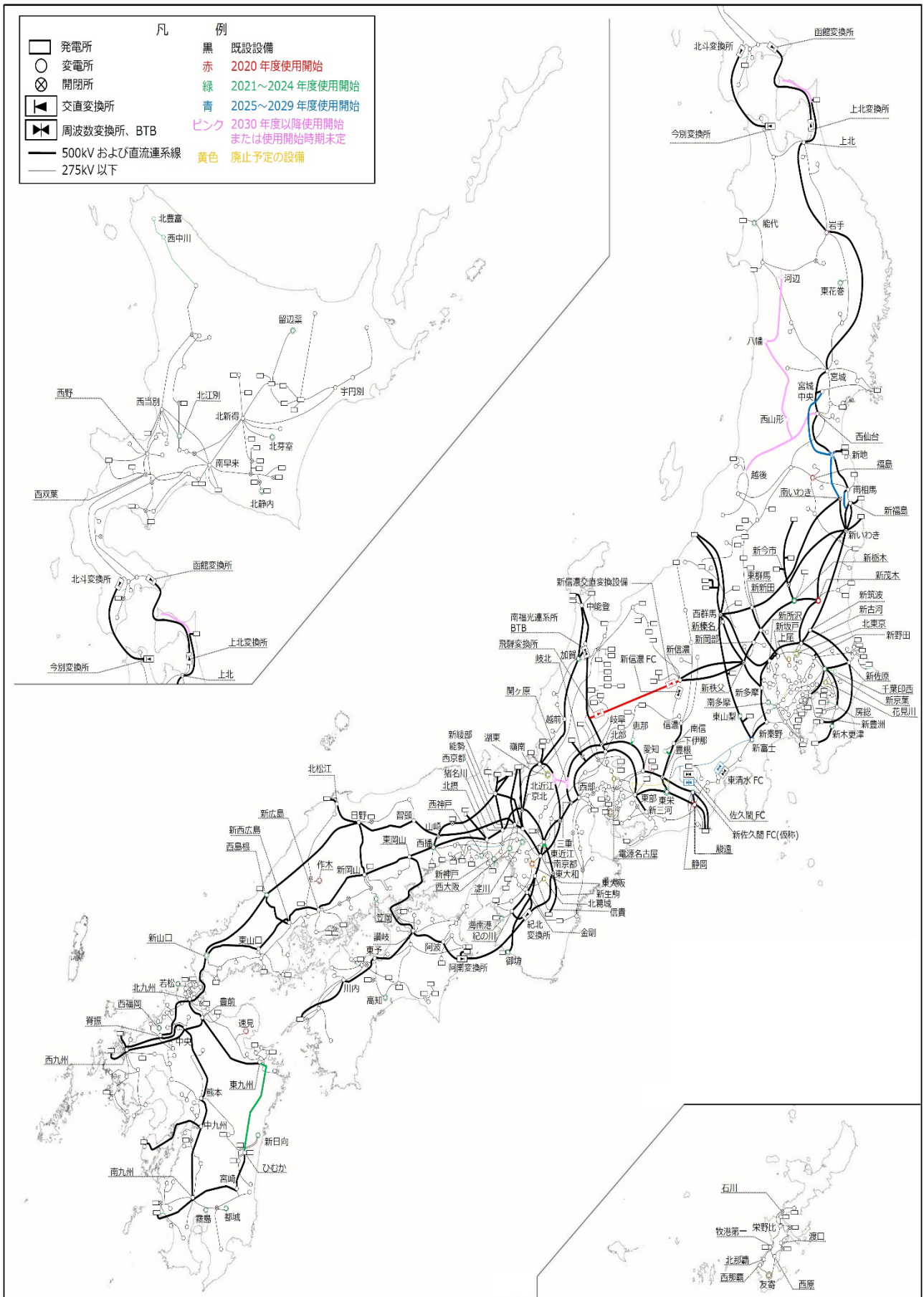


図 4 - 1 電力系統の状況

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 ³⁸	電圧	こう長 ^{39, 40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	飛驒信濃直流幹線	DC± 200kV	89km	双極1	2017年7月	2021年3月	安定供給対策※4
	新宿城南線引替	275kV	16.4km ※2※3	3	2017年11月	2018年7月 (1番線) 2020年4月 (2番線) 2019年4月 (3番線)	高経年化対策
	東新宿線引替	275kV	23.4km→ 5.0km (2番線) ※2※3 23.4km→ 5.3km (3番線) ※2※3	2	2019年1月	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.1km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.1km (2,3番線) ※2※3	3	2019年9月	2028年8月 (1番線) 2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
中部電力 株式会社	飛驒分岐線	500kV	0.4km	2	2018年6月	2020年9月	安定供給対策※4
	矢作第一分岐線	275kV	5km	1	2019年7月	2021年3月	高経年化対策 系統対策
	東名古屋東部線	275kV	8km※3	2	2019年4月	2025年6月	高経年化対策 系統対策
関西電力 株式会社	コベルコパワー 神戸第二アクセス 線※1	275kV	4.4km※2	3	2017年4月	2021年2月 (1号線) 2021年5月 (2号線) 2022年2月 (3号線)	電源対応
	新神戸線	275kV	20.2km→ 21.5km※3	2	2019年5月	2020年7月	電源対応 高経年化対策

³⁸ 名称欄に※1があるものは、名称に電源種別が入っているため、分からないように見直した。

³⁹ 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。

⁴⁰ 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。

⁴¹ 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、マスタープランにて検討するもの。

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 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
四国電力株式会社	西条アクセス線 ※1	187kV	7km※3	2	2019年11月	2021年5月	電源対応
九州電力株式会社	日向幹線	500kV	124km	2	2014年11月	2022年6月	安定供給対策 系統対策
	JR新諫早分岐線	220kV	1km	2	2019年5月	2021年4月	需要対策
電源開発株式会社	大間幹線	500kV	61.2km	2	2006年5月	未定	電源対応
北海道北部風力送電株式会社	北部送電豊富 中川幹線	187kV	51km	2	2018年9月	2022年9月	電源対応

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力株式会社	(仮称)苦小牧 アクセス線※1	187kV	0.2km	1	2021年5月	2022年6月	電源対応
	(仮称)上ノ国第二 アクセス線※1	187kV	0.1km	1	2021年1月	2021年7月	電源対応
	100kV北幌延線 一部187kV昇圧	187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
東北電力株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年5月	2022年度	電源対応
	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2022年5月	2022年度	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	81km	2	2022年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 南幹線	500kV	62km	2	2024年9月	2027年11月	電源対応 安定供給対策※4
	相馬双葉幹線 接続変更	500kV	15km	2	2022年4月	2025年11月	電源対応 安定供給対策※4
	新地アクセス線 (仮)広域連系 開閉所引込※1	500kV	1km	2	2024年7月	2026年6月	電源対応 安定供給対策※4
	常磐幹線 (仮)広域連系 開閉所Dπ引込	500kV	1km	2	2025年5月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 開閉所新設	500kV	-	10	2023年5月	2027年11月 (2026年6月)	電源対応 安定供給対策※4
	秋田幹線河辺 変電所D T引込	275kV	5km	2	2022年度以降	2029年度以降	電源対応
	秋盛幹線河辺 変電所D T引込	275kV	0.2km	2	2025年度以降	2029年度以降	電源対応
	朝日幹線昇圧	275kV → 500kV	139km→ 138km	2	2026年度以降	2030年度以降	電源対応
	南山形幹線昇圧	275kV → 500kV	23km→23km	2	2029年度以降	2030年度以降	電源対応
出羽幹線	500kV	97km	2	2021年度以降	2031年度以降	電源対応	

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東北電力株式会社	山形幹線昇圧延長	275kV → 500kV	53km→99km	2	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	G7060005 アクセス線 (仮称)	275kV	1km※2	1	2021年7月	2022年2月	電源対応
	MS18GHZ051500 アクセス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2021年7月	2022年6月	電源対応
	京浜線1, 2号 接続変更	275kV	22.7km→ 23.1km※3	2	2021年10月	2022年4月	電源対応
	東清水線	275kV	13km 7km(既設流用)	2	2022年3月	2027年3月	安定供給対策※4
	西群馬幹線 東山梨(変)T引込	500kV	1号線: 0.1km※3 2号線: 0.1km※3	2→3	2022年5月	2022年11月	需要対策
	五井アクセス線 ※1	275kV	11km	2	2021年8月	2024年2月	電源対応
	千葉印西変電所 (仮称)引込線	275kV	11km※2	2	2023年2月	2024年4月	需要対策
中部電力株式会社	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年5月	2024年10月	需要対策
	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2022年3月	2024年10月	需要対策
	関ヶ原北近江線	500kV	2km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	関ヶ原開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	三岐幹線関ヶ原 (開)π引込	500kV	1km	2	未定	未定	電源対応※4※5
関西電力株式会社	北大和線 南京都 (変)引込変更	500kV	0.1km→ 0.2km	2	2021年6月	2021年12月	系統対策
	北近江開閉所新設	500kV	—	6	未定	未定	電源対応※4※5
	北近江線 北近江 (開)π引込	500kV	0.5km	2	未定	未定	電源対応※4※5
	敦賀線北側改良	275kV	9.8km→ 9.3km※3	2	未定	未定	高経年化対策
	姫路アクセス線 (仮称)※1	275kV	0.9km※2	2	2021年3月	2025年1月	電源対応
	新加古川線	275kV	25.3km→ 25.3km※3	2	2021年7月	2025年6月	電源対応 高経年化対策
	姫路アクセス西 支線※1	275kV	1.2km→ 1.2km※3	2	2022年11月	2023年3月	高経年化対策
九州電力株式会社	西部ガスひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2022年3月	2024年7月	電源対応
	新鹿児島線 川内電源(発) π引込※1	220kV	2km→ 4km※3	1→2	2020年8月	2023年7月	系統対策
電源開発株式会社	佐久間東幹線 新佐久間FC 分岐線 (仮称)	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ³⁸	電圧	こう長 ^{39,40}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
電源開発株式会社	佐久間西幹線 新佐久間 FC 分岐線 (仮称)	275kV	1km	2	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	新豊根東栄線	275kV	1km	1	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	10.6km→ 11km※3	2	2022 年度	2027 年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	2km	2	2022 年度	2026 年度	安定供給対策※4
	佐久間東幹線	275kV	123.7km→ 123km※3	2	2022 年度	2027 年度	安定供給対策※4
福島送電株式会社	阿武隈南部線	154kV	22km※2	1	2020 年 4 月	2023 年 6 月	電源対応

表 4-4 廃止計画

届出事業者	名称	電圧	こう長	回線数	廃止年月	理由 ⁴¹
電源開発株式会社	新豊根東栄線	275kV	△2.6km	1	2026 年度	安定供給対策※4
	佐久間西幹線	275kV	△58km	2	2026 年度	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 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東北電力株式会社	能代変電所	275/66kV	100MVA	1	2019 年 10 月	2021 年 6 月	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2018 年 7 月	2019 年 9 月 (5B) 2021 年 4 月 (6B)	高経年化対策
	新信濃交直変換 設備※6	—	—	—	2016 年 3 月	2021 年 3 月	安定供給対策※4
	新茂木変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2019 年 5 月	2021 年 3 月	電源対応
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019 年 4 月	2022 年 12 月	需要対策
中部電力株式会社	駿遠変電所	275/154kV	450MVA×1 →300MVA×1	1→1	2019 年 2 月	2020 年 11 月	高経年化対策
	飛騨変換所※6	—	—	—	2017 年 8 月	2021 年 3 月	安定供給対策※4
	知多電源 変電所※1	275/154kV	300MVA×1→ 450MVA×1	1→1	2019 年 7 月	2021 年 4 月	高経年化対策
	知多電源 変電所※1	275/154kV	450MVA×2	2	2019 年 7 月	2020 年 11 月 (新 1B) 2021 年 8 月 (新 2B)	電源対応
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/77kV	300MVA→ 200MVA	1→1	2019 年 11 月	2020 年 7 月	高経年化対策

⁴² 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 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
中国電力株式会社	作木変電所	220/110kV	200MVA	1	2019年6月	2020年11月	電源対応
	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
九州電力株式会社	速見変電所	220/66kV	250MVA	1	2019年5月	2020年6月	電源対応
	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2020年1月	2021年12月	電源対応
沖縄電力株式会社	友寄変電所	132/66kV	125MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2017年10月	2021年1月(1B) 2024年5月(2B)	高経年化対策
北海道北部風力送電株式会社	北豊富変電所※6	187/66kV	165MVA×3	3	2019年4月	2022年9月	電源対応

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
北海道電力株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA	2→1	2021年3月	2021年10月	高経年化対策
	西中川変電所※6	187/100kV	100MVA×2	2	2020年5月	2022年7月	電源対応
	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年3月	2022年7月	高経年化対策
	北静内変電所	187/66kV /11kV	45MVA→ 60MVA	1→1	2021年12月	2023年2月	高経年化対策
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年2月	2023年11月	高経年化対策
東北電力株式会社	福島変電所	275/66kV	100MVA	1	2020年4月	2021年1月	電源対応
	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年7月	2024年12月	需要対策
	岩手変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度 以降	2028年度以降	電源対応
	越後変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024年度 以降	2030年度以降	電源対応
	八幡変電所	500/154kV	750MVA	1	2027年度 以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所	500/275kV	1,500MVA×3	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	300MVA×2 →450MVA×2	2→2	2024年度 以降	2031年度以降	電源対応
東京電力パワーグリッド株式会社	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年9月	2022年4月	電源対応
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年5月	2022年11月	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2023年度	2026年度	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2021年12月	2023年6月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2021年10月	2023年2月	需要対策

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	千葉印西(仮称) 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2021年7月	2024年4月	需要対策
	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年1月	2022年6月	需要対策
中部電力 株式会社	恵那変電所※6	500/154kV	200MVA×2	2	2022年6月	2024年10月	需要対策
	下伊那 変電所※6	500/154kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年10月	需要対策
	東栄変電所	500/275kV	800MVA×1→ 1,500MVA×2	1→2	2022年4月	2024年度(新2B) 2026年度(1B)	安定供給対策※4
	静岡変電所	500/275kV	1,000MVA	1	2024年度	2026年度	安定供給対策※4
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2020年10月	2027年度	安定供給対策※4
北陸電力 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2020年6月	2023年9月	安定供給対策
関西電力 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2021年7月	2024年7月	電源対応
	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2022年1月	2022年10月	高経年化対策
	淀川変電所	275/77kV	300MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年12月	2021年10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8月	2024年6月	高経年化対策
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2021年2月	2023年5月	需要対策
	西播変電所	275/77kV	300MVA×2→ 200MVA×2	2→2	2022年1月	2024年6月	高経年化対策
	新神戸変電所	275/77kV	300MVA×1, 200MVA×1→ 200MVA×1	2→1	2022年8月	2024年1月	高経年化対策
中国電力 株式会社	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年6月	高経年化対策
	西島根変電所	500/220kV	1,000MVA	1	2020年4月	2022年3月	電源対応
四国電力 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年11月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力 株式会社	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年12月	2024年3月	電源対応
	新日向変電所	220/110 /66kV	250/150 /200MVA	1	2021年6月	2023年4月	電源対応
	若松変電所	220/66kV	250MVA	1	2022年5月	2024年4月	電源対応
	西福岡変電所	220/66kV	180MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年9月	2022年4月	高経年化対策
電源開発 株式会社	新佐久間 周波数変換所 (仮称) ※6	—	—	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ^{38,42}	電圧	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ⁴¹
福島送電株式会社	阿武隈南変電所※6	154/66 /33kV	170MVA	1	2020年4月	2023年6月	電源対応

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 ⁴¹
東京電力 パワーグリッド 株式会社	花見川変電所	275/66kV	300MVA	1	2024年3月	需要対策
	北東京変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年10月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年7月	系統対策
関西電力株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2021年1月	高経年化対策
	湖東変電所	275/77kV	100MVA×2	2	2023年10月	高経年化対策
	北葛城変電所	275/77kV	200MVA×2	2	2022年5月(3B) 2023年5月(4B)	高経年化対策
電源開発株式会社	名古屋変電所	275/154kV	300MVA×3	3	2024年度	系統対策

3. 送変電設備の整備計画（総括）

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路及び変電所（変圧器及び変換所）の整備計画の総括を、表4-8～11に示す。

表4-8 主要な送電線路の整備計画

区分	電圧	種別	こう長 ⁴³	こう長の総延長 ⁴⁴	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	643 km※	1,286 km※	643 km※	1,286 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	△171 km	△350 km	△153 km	△312 km
		地中	17 km	38 km		
	220kV	架空	5 km	10 km	5 km	10 km
		地中	0 km	0 km		
	187kV	架空	120 km	240 km	120 km	240 km
		地中	0 km	0 km		
	154kV	架空	0 km	0 km	22 km	22 km
		地中	22 km	22 km		
	直流	架空	89 km	89 km	89 km	89 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	687 km	1,275 km	726 km	1,335 km
		地中	39 km	60 km		
廃止	275kV	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		
	合計	架空	△61 km	△119 km	△61 km	△119 km
		地中	0 km	0 km		

表4-9 主要な送電線路の線種変更・回線数変更計画⁴⁵

電圧	変更後のこう長	変更後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	254 km	535 km
220kV	4 km	8 km
187kV	7 km	14 km
合計	265 km	557 km

⁴³ 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。

⁴⁴ 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。

⁴⁵ 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 ⁴⁶	電圧階級 ⁴⁷	増加台数	増加容量
新增設	500kV	23 [4]	22, 100MVA [1, 000MVA]
	275kV	7 [2]	3, 150MVA [600MVA]
	220kV	7 [0]	1, 790MVA [0MVA]
	187kV	4 [5]	930MVA [695MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	新增設計	42 [12]	28, 290MVA [2, 465MVA]
廃止	275kV	△11	△2, 700 MVA
	廃止計	△11	△2, 700 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 ⁴⁸
新增設	東京電力パワーグリッド株式会社 1	900MW
	中部電力株式会社 2	900MW 600MW
	電源開発株式会社 1	300MW

⁴⁶ 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。

⁴⁷ 変圧器の一次側電圧により分類した。

⁴⁸ 直流送電線の場合は、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

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設した高経年設備の更新に対応する案件が今後増加傾向にあり、これらの設備が本格的に経年対策を要する時期を迎えると現在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、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時にとりまとめた既設設備の建設年度毎の物量分布を図4-2～5に示す。

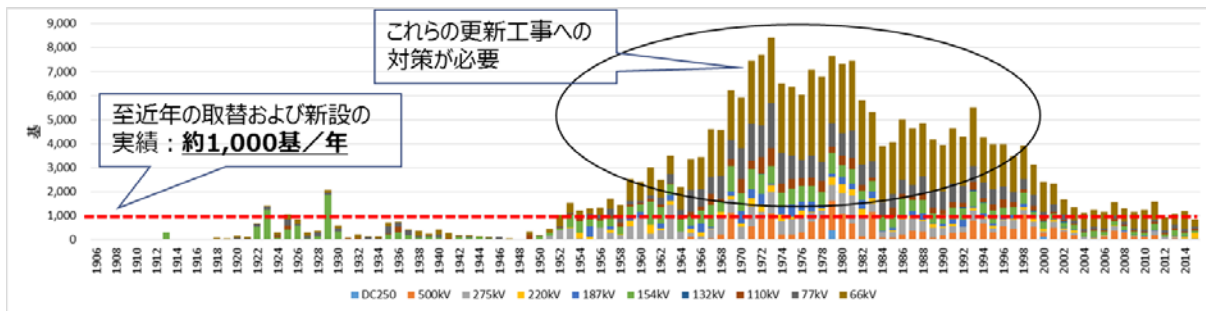


図4-2 鉄塔の物量分布 (66kV～500kV)

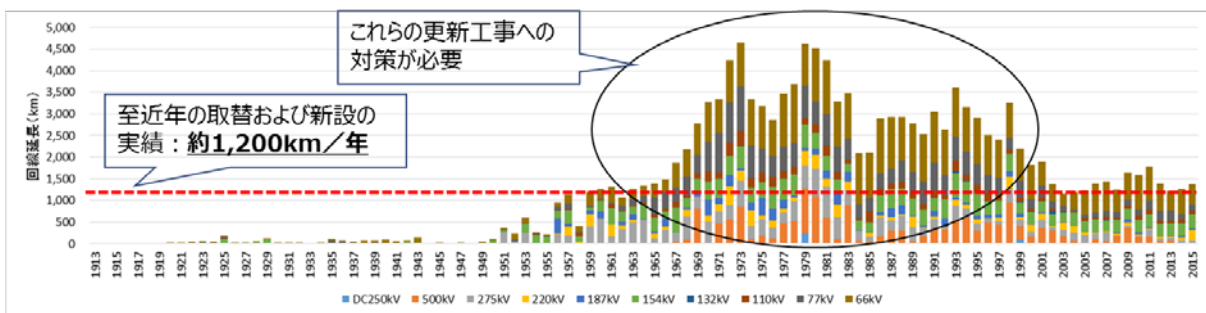


図4-3 架空線回線延長の物量分布 (66kV～500kV)

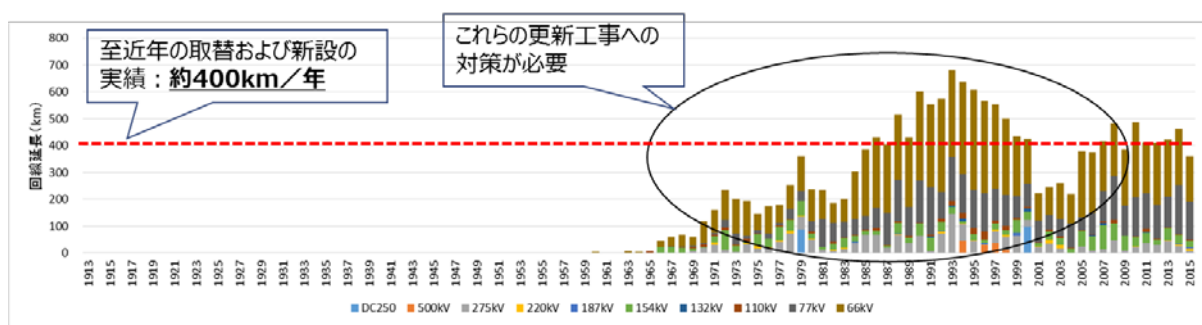


図4-4 地中線の物量分布 (66kV～500kV)

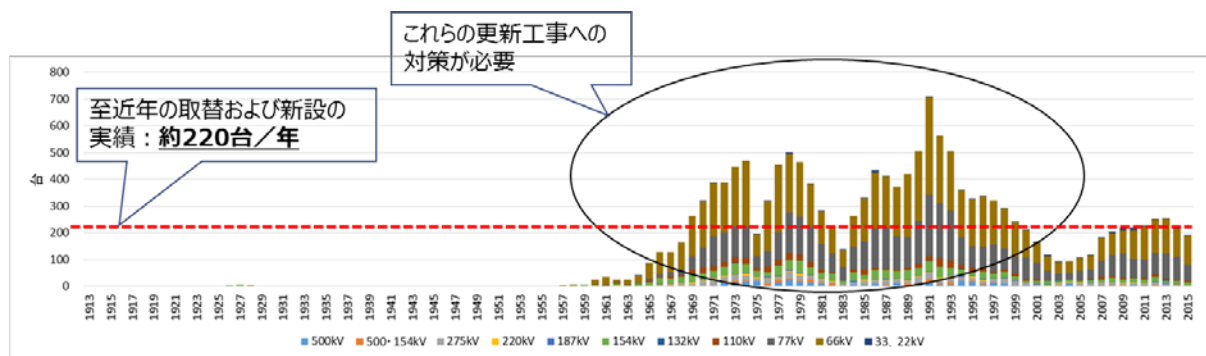


図4-5 変圧器の物量分布 (66kV(一部22kV)～500kV)

また、工事に従事する作業員数が近年減少傾向にあり、昨今は現場施工能力が不足傾向にある。参考に送電線工事に従事する高所作業員数の年度推移⁴⁹を図4-6に示す。

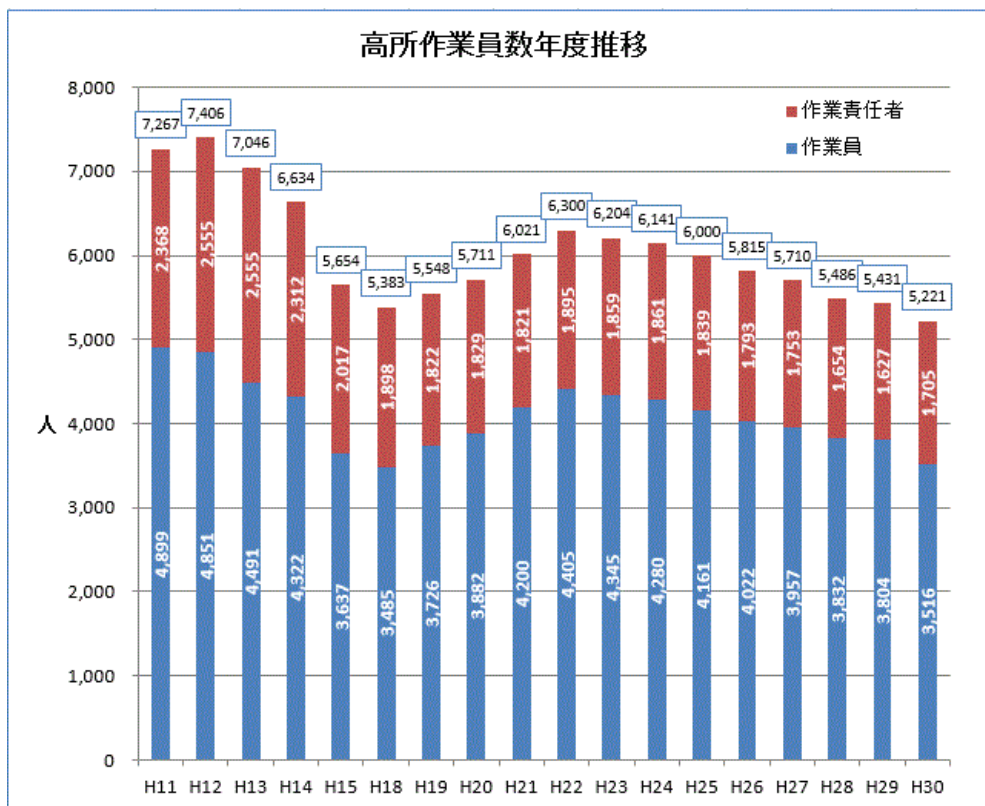


図4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移⁴⁹

⁴⁹ 出典元：送電線建設技術研究会HP

V. 広域的運営の状況

電気事業者が各エリア向けに調達した供給力（2020年8月、15時断面）のうち、エリア外からの調達電力を図5-1、調達電力比率を図5-2に示す。同様に2020年度のエリア外からの調達電力量を図5-3、調達電力量比率を図5-4に示す。

エリア外からの調達電力（量）は、東京・関西・中国エリアが多く、逆に、エリア外へ供給している電力（量）は、東北・四国・九州エリアが多い。

なお、主要な相対契約に変化が見られなかったため、例年と同様の傾向となっている。

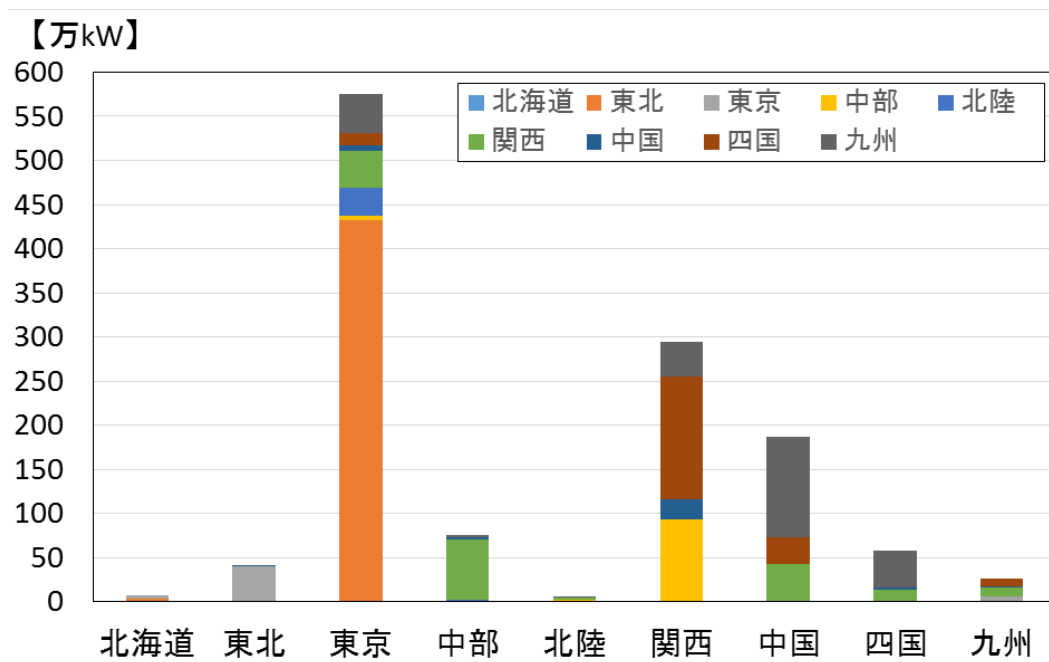


図5-1 エリア外調達電力

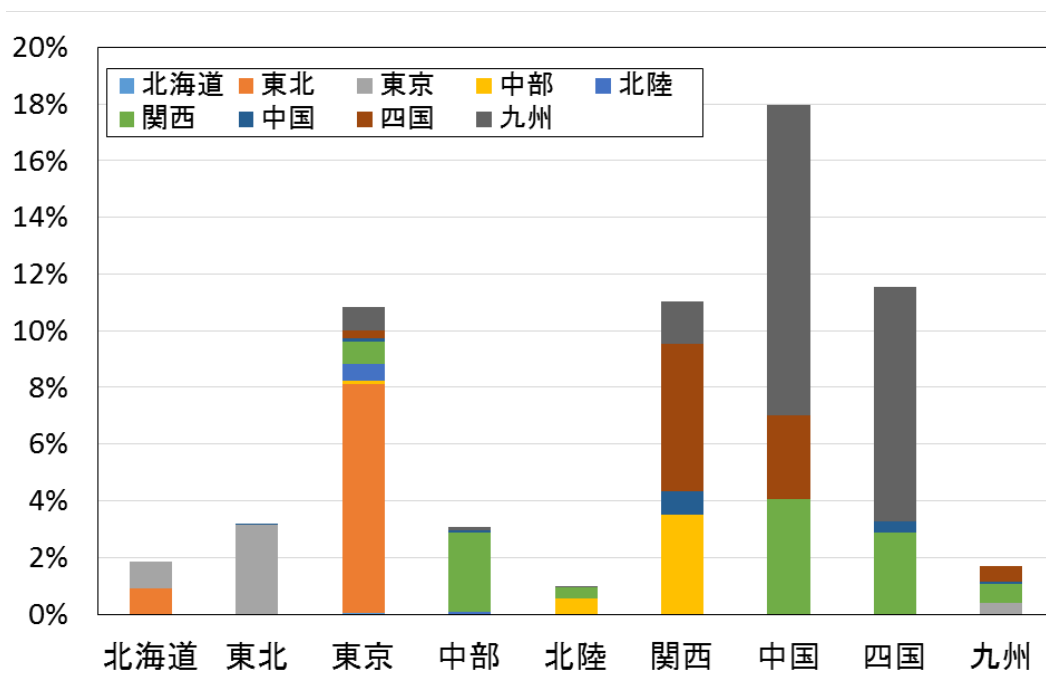


図5-2 エリア外調達電力比率

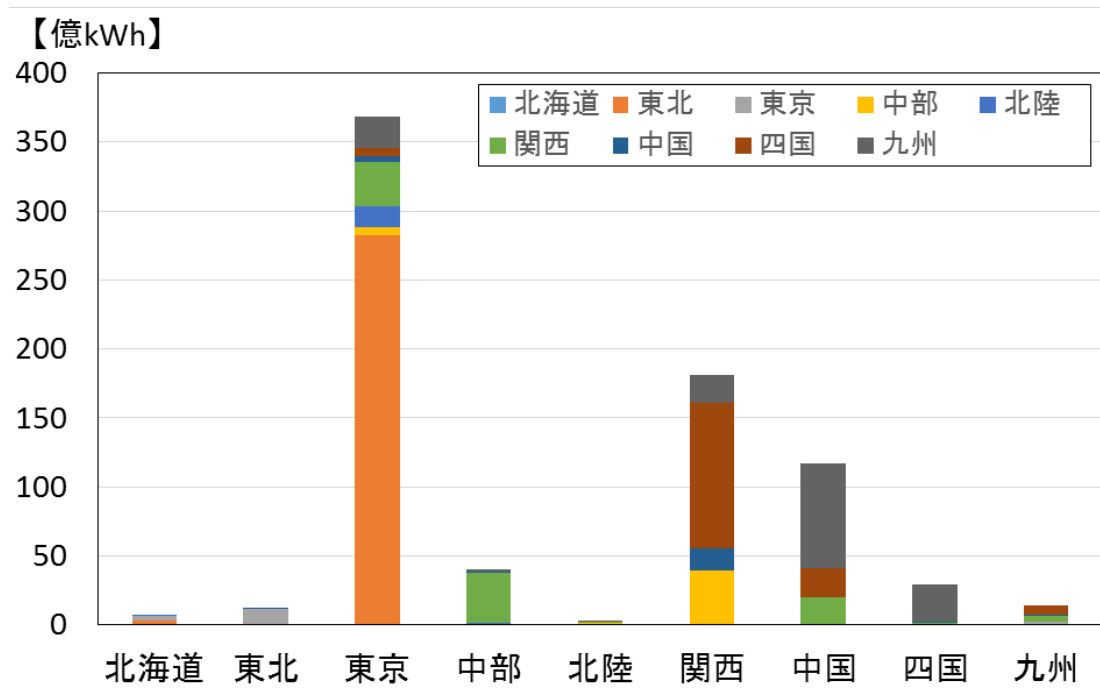


図5-3 エリア外調達電力量

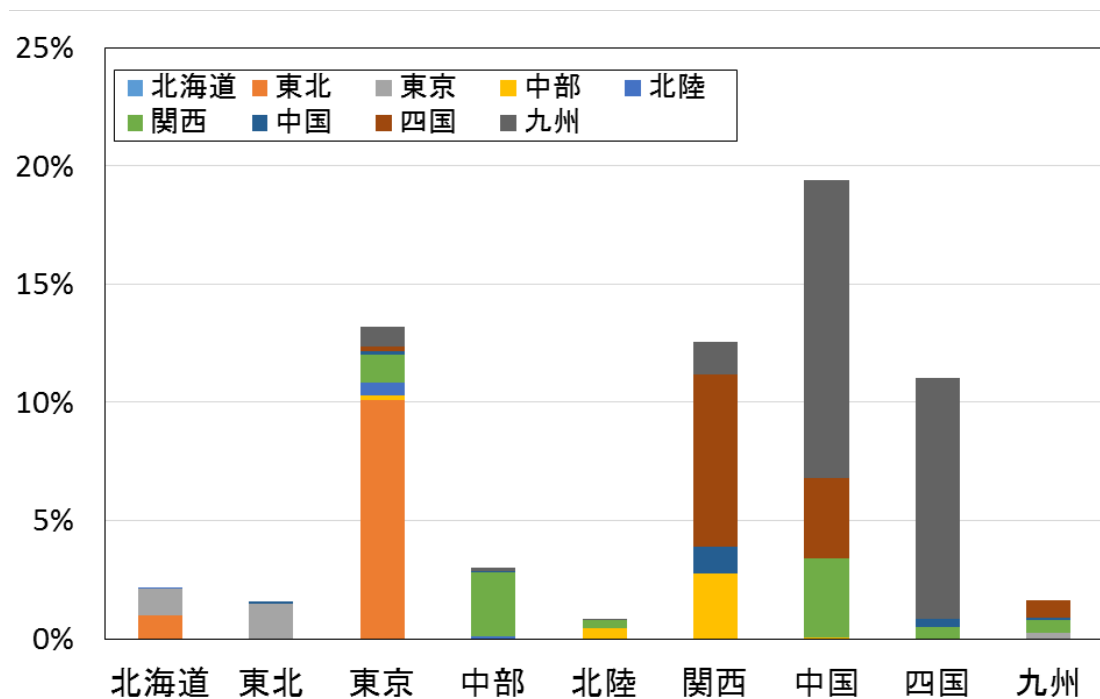


図5-4 エリア外調達電力量比率

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620者を当該小売電気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。

中小規模（1,000万kW未満）の事業者が、需要規模を拡大する計画としている。

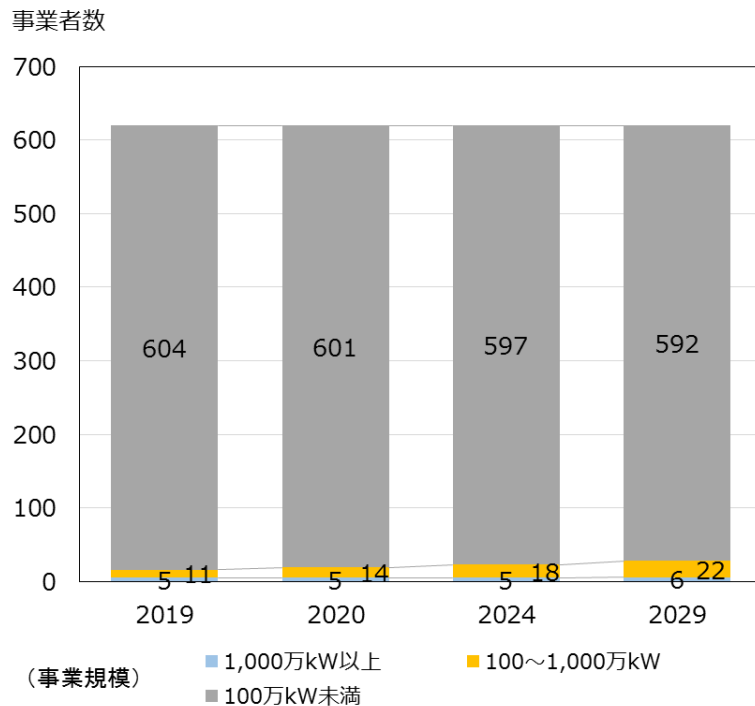


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

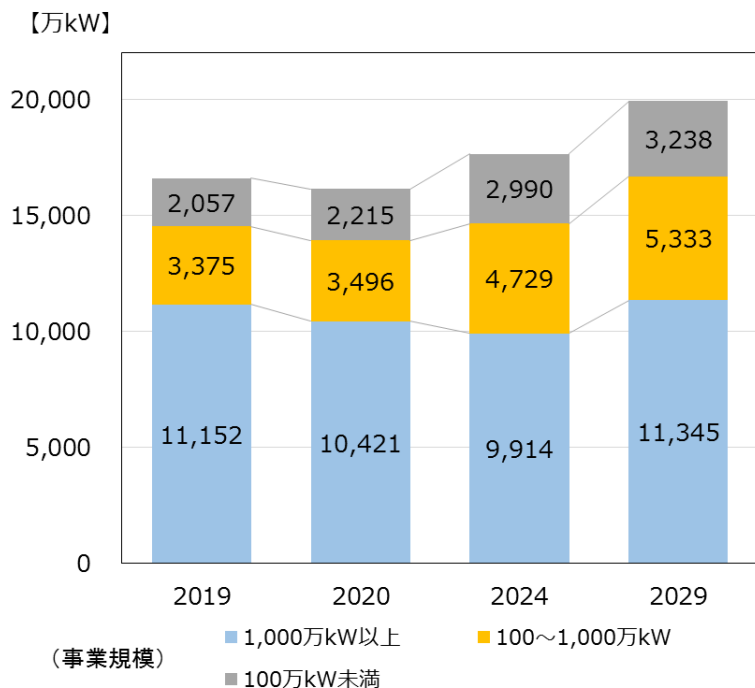


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

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。

中小規模（100億kWh未満）の事業者が規模を拡大する計画としている。

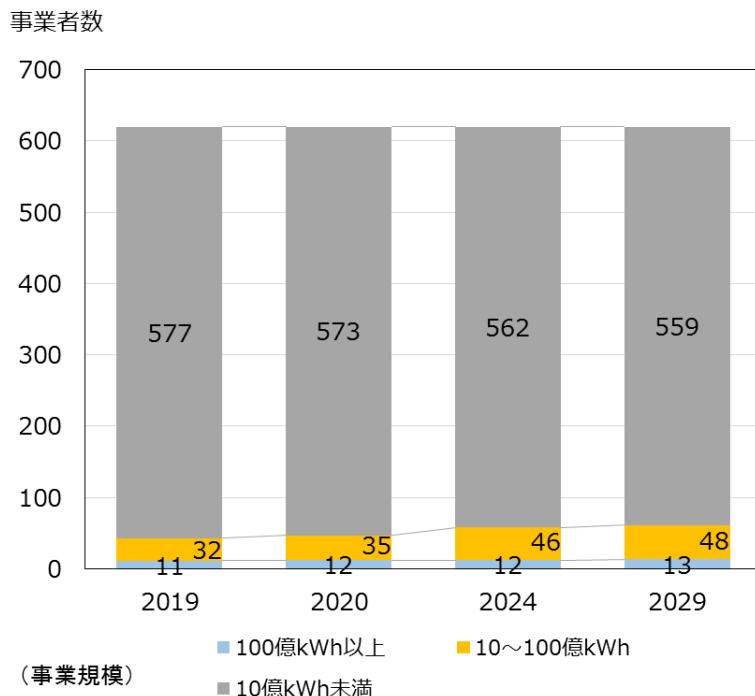


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

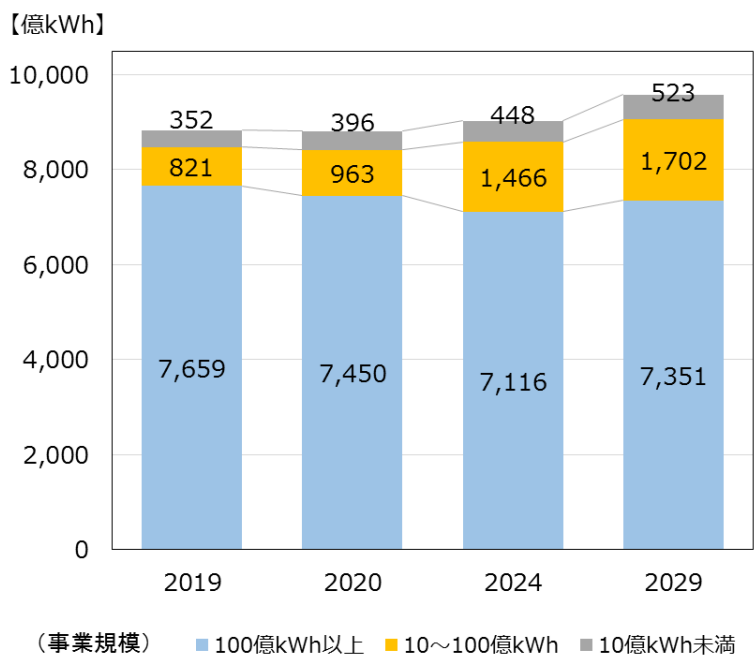


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

2. 小売電気事業者のエリア展開

2020年度において、小売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。なお、2020年度時点で小売計画を計上していない事業者（96者）を除いて集計している。半数以上の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

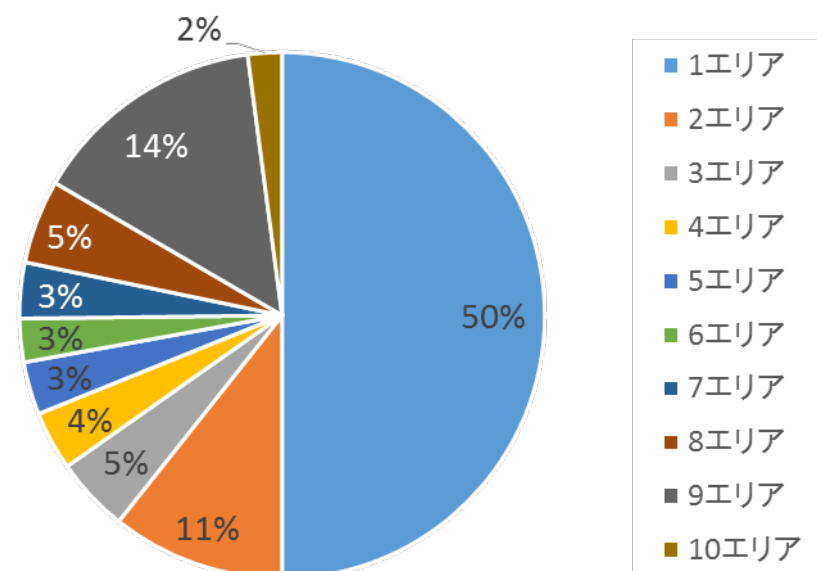


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

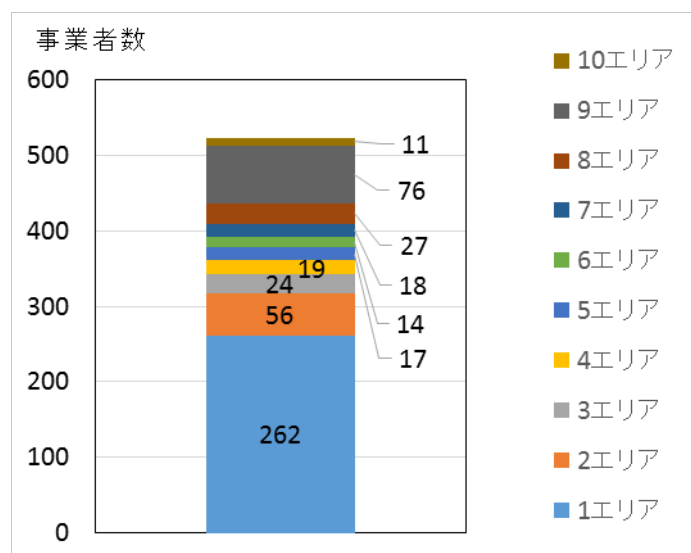


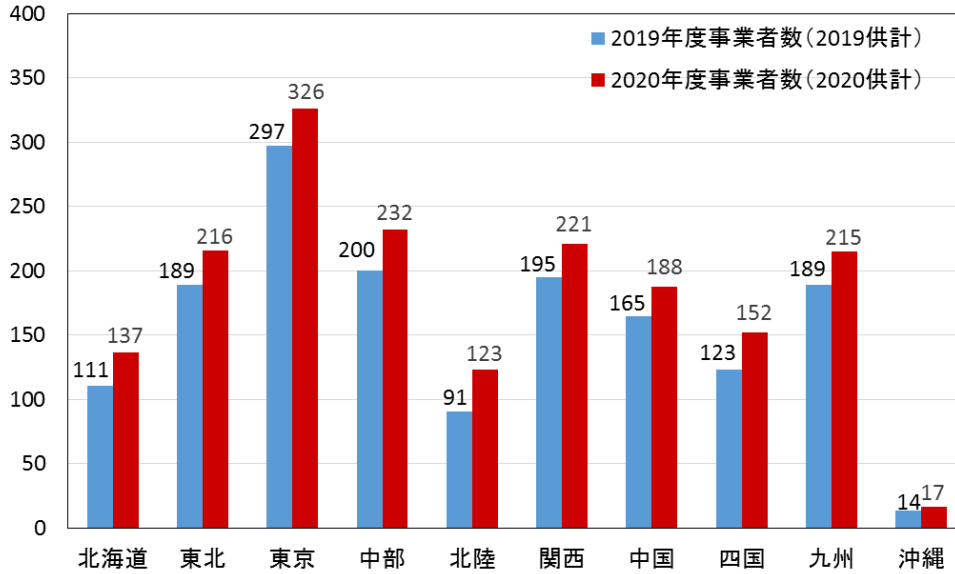
図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2020年度において、各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要を図6-7に示す。

すべてのエリアで小売電気事業者数は増加しており、消費者の選択肢は拡大している。

事業者数

【万kW】



2020年度のエリア需要

【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
419	1,295	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	150

図6-7 各エリアで事業を展開する小売電気事業者数及びエリア需要

3. 小売電気事業者の供給力確保状況

旧一般電気事業者の小売部門が自エリア内で想定する自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について図6-8に示す。旧一般電気事業者の小売・発電部門は、自エリア内の自社需要に対しては十分な供給力を確保している。

旧一般電気事業者（小売・発電）自エリアの供給力比率

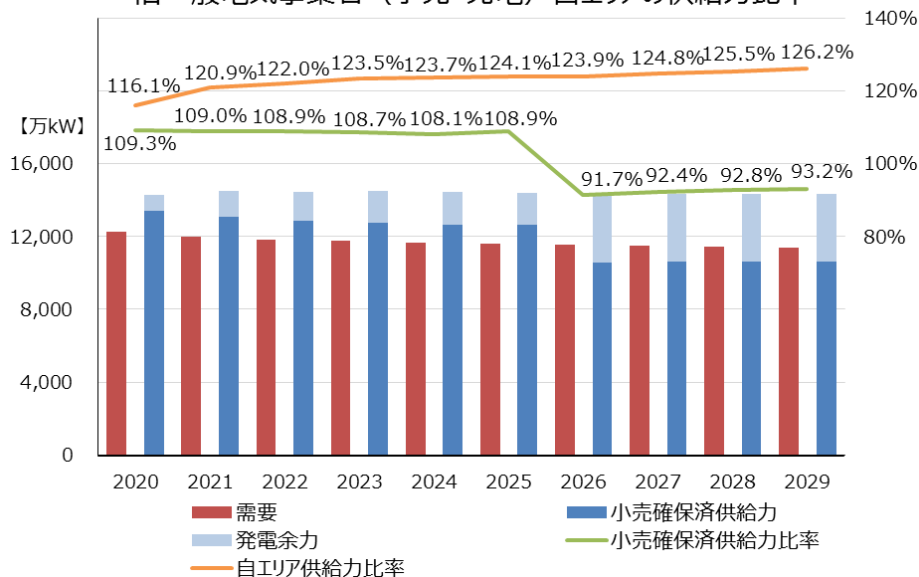


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率⁵⁰（8月15時²⁶、送電端）

⁵⁰ 小売確保済供給力に、自グループの発電余力（調整力供出後）を加えたもの。

みなし小売事業者間での競争が激化するなか、旧一般電気事業者の小売部門が他エリアで想定する自社需要及びその他新電力の自社需要と、それに対する確保済供給力の推移について以下に示す。

その他新電力等は自社需要に対する確保済供給力比率が長期的に低下していく（図6-9）。

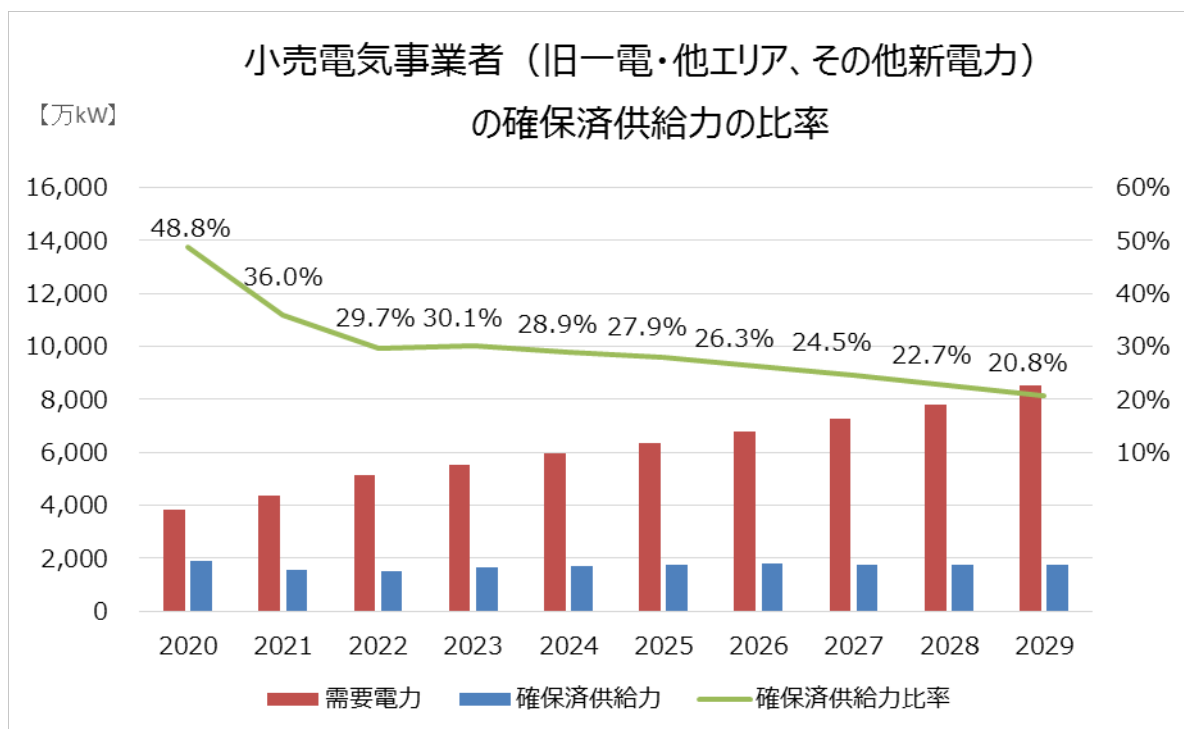


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時²⁶、送電端）

4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者821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6-10、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6-11に示す。

事業規模が1,000万kW未満の事業者が規模を拡大する計画としている。

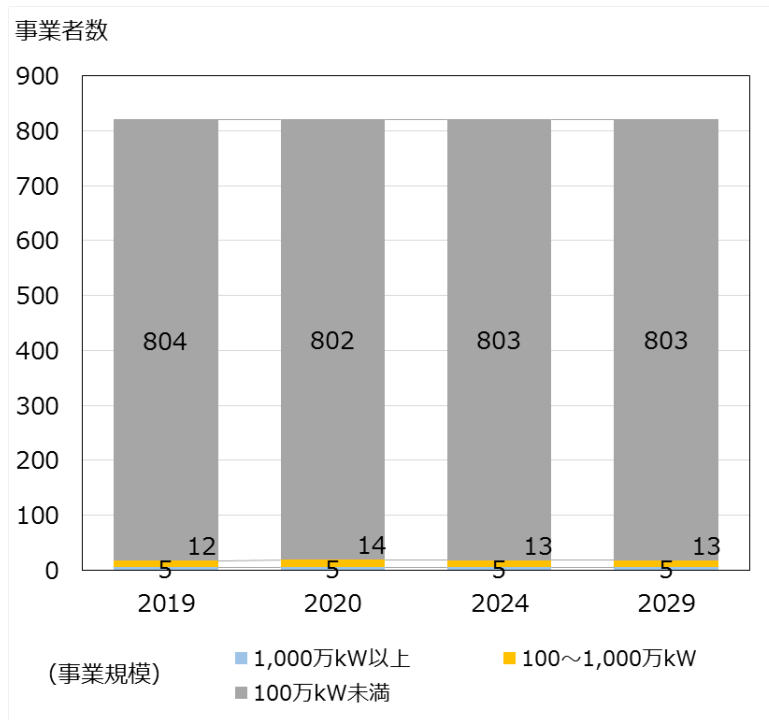


図6-10 供給電力別の発電事業者数

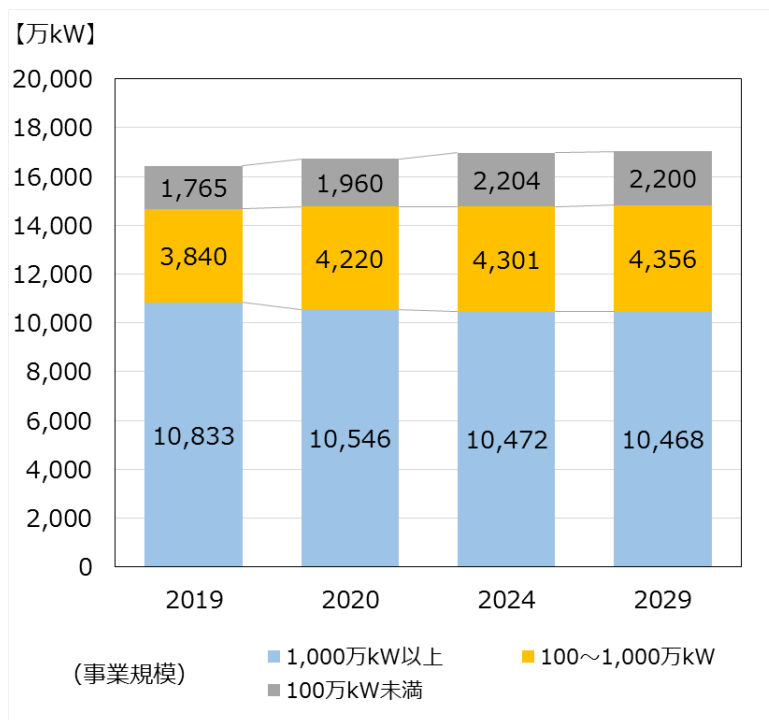


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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6-12、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6-13に示す。

供給電力量が100億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

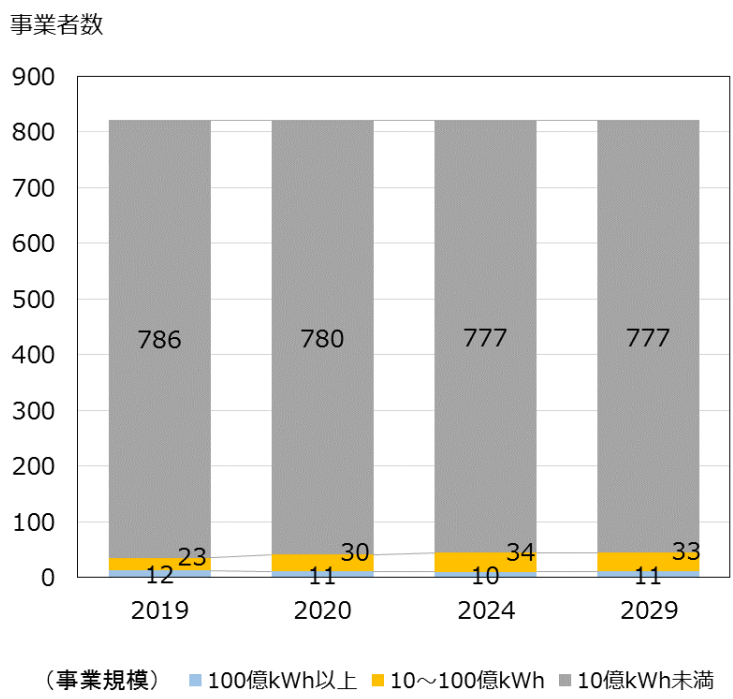


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

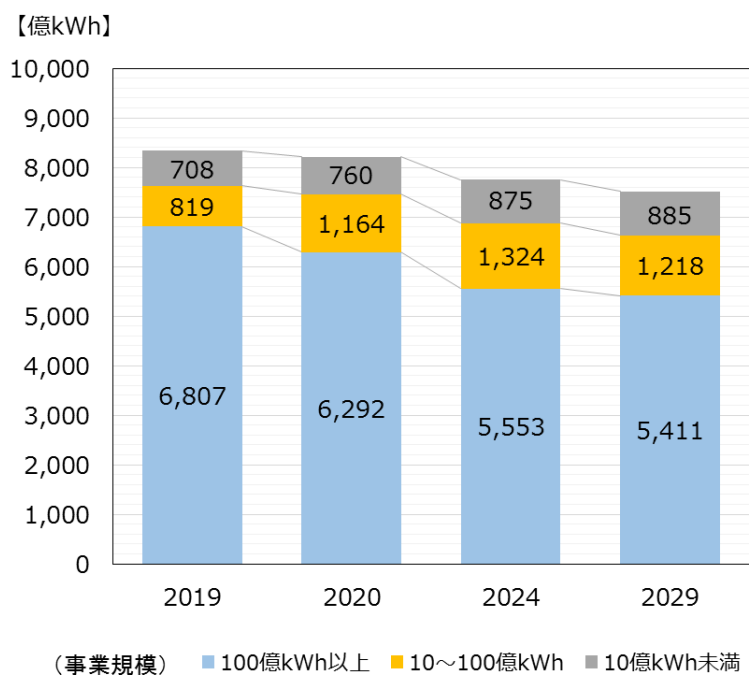


図6-13 各規模別の供給電力量 (積算)

また、当該発電事業者が2020年度末に保有する発電設備の種類に分別したものを図6-14に示す。なお、2020年度内に発電設備を計上していない事業者（107者）を除いて集計している。

太陽光発電事業者の増加が顕著で、太陽光発電のみを保有する事業者だけで全体の過半数を占めている。

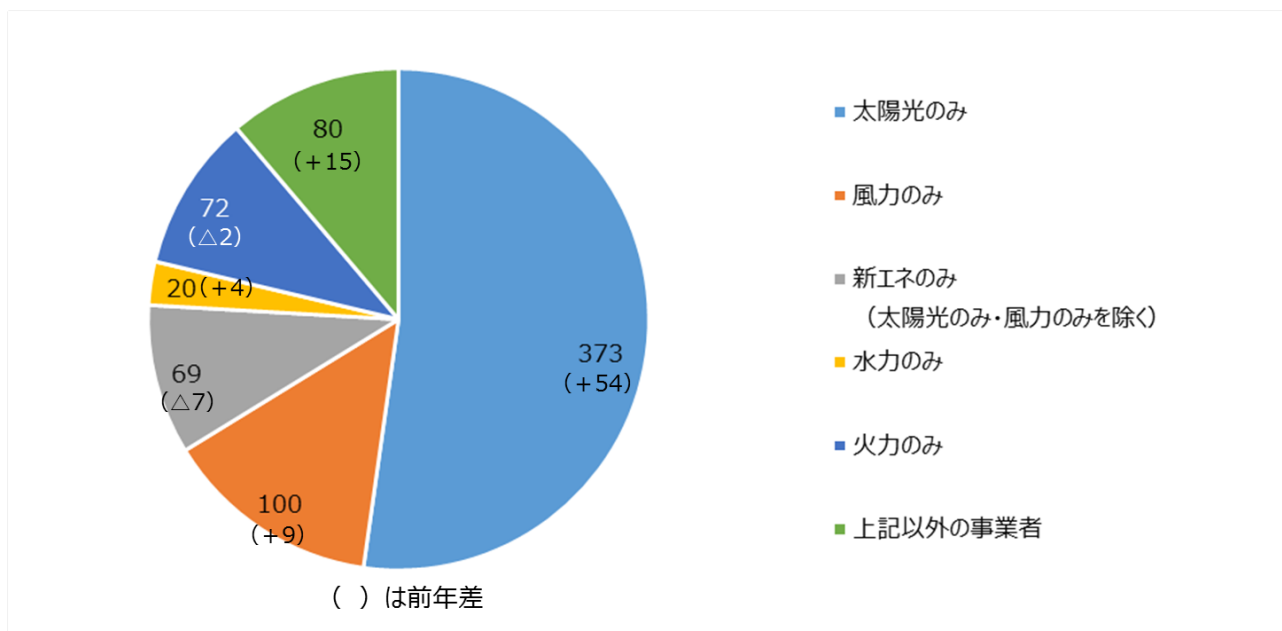


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

5. 発電事業者のエリア展開

2020年8月時点において、発電設備を保有しているエリア数別の発電事業者比率を図6-15、事業者数を図6-16に示す。なお、2020年8月時点で保有設備を計上していない事業者（134者）を除いて集計している。

全体の8割の事業者が単一エリアのみでの事業を計画している。

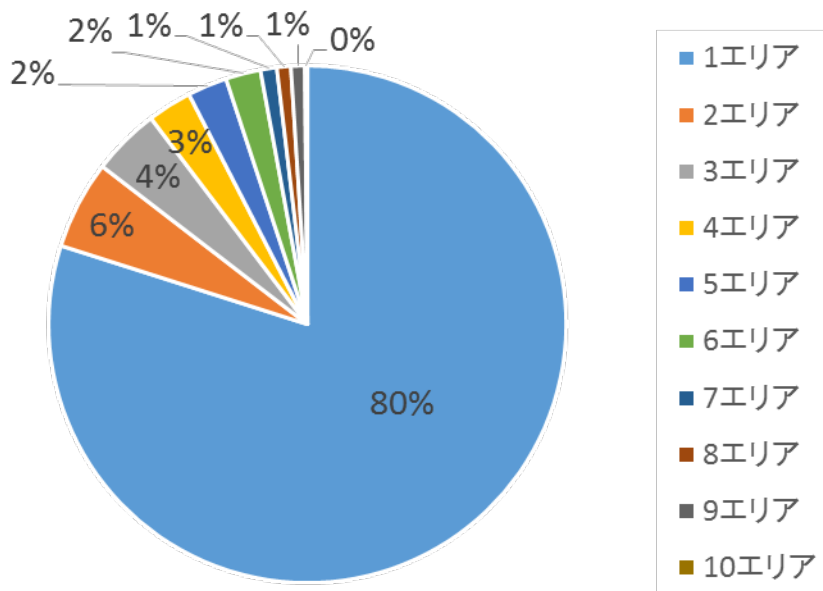


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

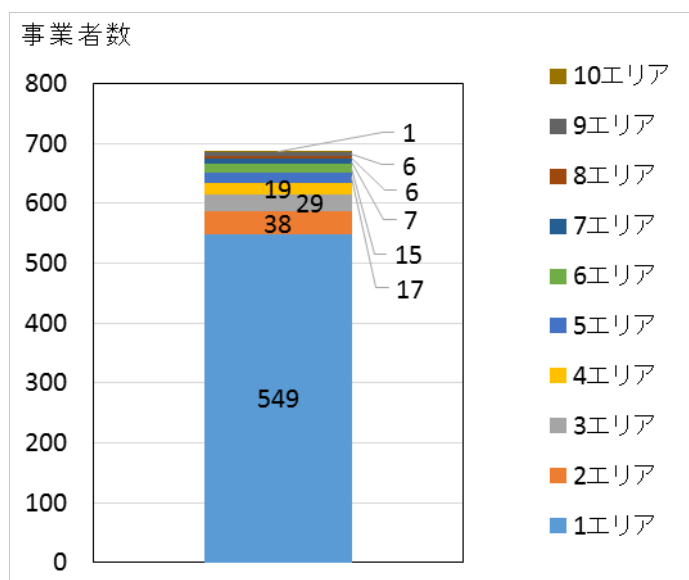
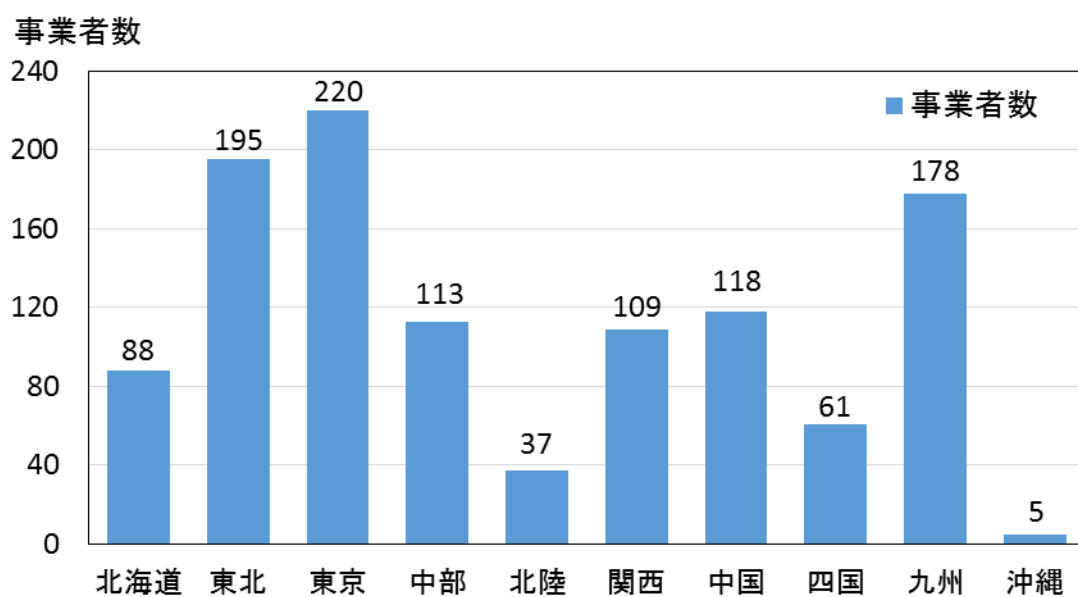


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2020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及び保有設備の供給力を図6-17に示す。特に北海道・東北・中国・九州エリアでは、規模の小さい事業者が多く、事業者数に対して供給力が小さい結果となっている。



2020年度の供給力

【万 kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
531	1,796	5,068	2,516	595	2,604	985	680	1,759	192

図6-17 各エリアで事業を展開する発電事業者数及び供給力

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

1. 安定供給の確保へ向けた電源の補修停止調整の重要性

2020年度供給計画の取りまとめにおいては、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通しとなった。その一方で、新たな休廃止計画の計上により火力発電の供給力が減少するため、特に直近3ヶ年(2020~2022年度)の需給バランスが厳しくなる見通しとなった。第1年度、第2年度については、月別需給バランス評価の結果としても適正予備率は確保できたが、第3年度である2022年度については、次回の取りまとめにおいて月別需給バランスを評価することになる。その際、電気の安定供給に必要な供給力を確保すべく、月別需給バランス評価において、需要ピーク期に補修停止が重なることのないよう適切に調整することが必要となる。

万一必要な供給力が確保できない場合には、本機関としては、容量市場における供給力確保がなされる前であることから、やむを得ず特別調達電源として供給力を公募調達する仕組みを活用し、関連する一般送配電事業者と連携して必要な供給力の確保に万全を期す所存である。

その際には「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理)」に基づき、その費用負担と託送料金上の扱いについての整理が必要となることを改めて申し添える。

【参考/脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理)/ P33 抜粋】

⑥個別論点(一般送配電事業者が確保する調整力、供給予備力及び供給力に関する費用と託送原価との関係性)

現行の託送料金制度上、一般送配電事業者が確保する調整力にかかる固定費はH3需要*6%のみ原価算入することが認められている。

一方で、偶発的需給変動対応に必要な調整力7%のうちの1%と、電源I¹相当量は、現状では原価算入が認められていないが、一般送配電事業者が確保すべきとされてきた。

更に、今般のレジリエンス・供給力確保に係る議論の中で、容量市場創設までの間、H1需要と電源脱落が同時発生した際に備えるための予備力を一般送配電事業者が確保することや、小売電気事業者が本来確保すべき供給力(H3需要*101%)を確保せず供給力が不足する際には、やむを得ず不足分を一般送配電事業者が確保することとされている。

現状、一般送配電事業者が確保すべきとされる調整力及び予備力の範囲と託送料金上原価算入できる調整力及び予備力の範囲が乖離してきており、改めて、一般送配電事業者が確保すべき調整力及び予備力の範囲と、その託送料金上での扱いについて整理することの必要性が確認された。

＜再生可能エネルギーの更なる有効利用の観点＞

容量市場にて供給力確保がなされた後は、実需給の2年前に行う電源の「容量停止計画の調整」のメカニズム（調整に応じるリクワイアメント）の仕組みの中で、冬季を含めた需要ピーク期の補修停止の調整が円滑に、かつ効率的に行われることが期待されている。

そのような中、オフピーク期においては、CO₂低減に寄与する再生可能エネルギーの発電を抑制せず、より有効利用する観点から、揚水発電設備の補修停止を避けようとしている実態もある。その一方で、容量市場の調整メカニズムではオフピーク期の補修停止を促す仕組みとなり、結果的に再生可能エネルギーの出力が抑制されることで、当該発電電力の有効利用量が減少してしまうことがあり得るといふ点にも留意が必要である。

再生可能エネルギーの導入拡大が進展するなか、その有効利用のためにオフピーク期の補修停止を避ける電源の価値を評価する必要性についても検討が求められるものと考ええる。

2. 容量市場開設後の供給計画のあり方

供給計画は、電気事業法の規定に基づき、今後10年間の安定供給の確保状況や設備形成状況を確認するものであり、容量市場開設後であってもその基本的な目的・役割は変わらないと考える。また、容量市場開設後においては、毎年の供給計画の取りまとめ時に、今後10年間にわたって容量市場を通じて必要な供給力が調達され得るだけの発電設備（供給力）が存在しているかを確認することが重要となる。そのため、本機関としては一般送配電事業者と連携し、新規電源開発の動向や、既存の発電事業者による電源の休廃止計画、更には休止中電源の活用可能性の把握などに傾注することになると考える。

特に、電源の休廃止という観点では、供給計画の取りまとめ時に相当量の休廃止計画が計上された場合でも、送配電設備の送電能力も含め必要な供給力を確保することが求められる。そのような将来の見通しや必要な対策の検討に資するために、電源の休廃止に関する動向を事前に把握し、国や本機関、一般送配電事業者で連携をとって対応することがより一層重要となる。

他方、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者の供給力調達行動を見ると、卸取引市場などからの調達比率が高い傾向が継続している。今後、小売電気事業者の長期的に確保すべき供給力が容量市場を通じて確保される仕組みが整っていくが、それとともに、旧一般電気事業者の小売部門も含め、小売電気事業者が卸取引市場や短期の相対契約などから供給力を調達する傾向も、継続あるいは増加すると想定される。

このような小売電気事業者による供給力の確保手段の多様化や、インバランス料金制度の見直しといった環境変化も踏まえ、今後の供給計画における小売電気事業者の供給力確保状況の確認のあり方について、あらためて精査する時期に来ていると考える。

3. 送配電設備の高経年化に対応する更新計画の立案について

本機関にて、今後10年間の送配電設備の新設や更新計画の適切性について確認した結果、将来にわたり設備が的確に更新されていくために、以下の4点に留意して検討を行っていく必要があると考える。

- ・更新時期の的確な見極め

1960年～1970年代頃の高度経済成長時代以降に建設された高経年設備の更新に対応する案件が今後増加する傾向にあるが、送配電設備を適切に維持管理していくためには、設備の更新時期を的確に見極める必要がある。

- ・工事施工力の確保

地域間連系線や再生可能エネルギー電源の接続に対応した工事が増加していく中でも、設備を更新するために必要となる工事施工力も確保する必要がある。

- ・作業停止調整の実施

更新するために必要な作業停止期間や停止頻度が増加することから、電力を安定的に供給しながら工事を行うために、計画的に作業停止調整を実施する必要がある。

- ・国民負担抑制と信頼度維持の両立

国民負担を抑制しつつ、電力系統の信頼度を維持するために必要な投資を行っていく必要がある。

本機関としては、これらの点を踏まえつつ、設備の劣化状況や故障時の影響度合いを適切に評価し、全国大での優先順位を見据えた的確な更新計画の立案が必要と考える。

これについては「電力系統に関するマスタープラン³⁷」の一環として、客観的な評価の下で適切に高経年設備の改修が行われる仕組みについて検討する予定である。

併せて、電力の安定供給を支える重要インフラ設備の更新を効率的に遂行すべく、託送料金改革においても必要な投資確保の措置が求められると考える。

Ⅷ. まとめ（2020年度供給計画の取りまとめ）

1. 電力需要想定

向う10年における最大3日平均電力（全国合計値）及び年間需要電力量（全国合計値）は、年平均0.1%の減少となる見通し。年平均を減少傾向の見通しとしている理由は、節電の取り組みや省エネの進展、人口の減少傾向、負荷平準化対策などが主な要因となる。

2. 需給バランス

向う10年におけるエリア別の需給バランス評価は、連系線の空容量を使ってエリア間の供給力移動を考慮することにより、全てのエリア・年度において評価基準（沖縄エリア以外は供給予備率8%以上、沖縄エリアは「最大電源ユニット+周波数制御機能あり調整力」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満たす見通しとなった。今後も、変更供給計画の届出や、それに伴う需給バランス状況を注視し、適宜、継続的にバランス評価を行う。

3. 電源構成の変化に関する分析

向う10年の全国における設備容量（kW）及び送電端電力量（kWh）の推移は、太陽光・風力など新エネルギーが増加する見通し。なお、原子力については、「未定」として届出られたものは電力量をゼロとして算定している。

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は、新規で長距離送電線網の整備が計画された。地域間連系線の整備計画は、昨年から変更はなかった。

5. 広域的運営の状況

電気事業者がエリア外から調達する供給力及び供給電力量をとりまとめた結果、エリア外から調達の多いエリア、エリア外への販売が多いエリアは昨年とほぼ同様の結果となった。

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、10年先の事業者分布の状況を取りまとめた。また、小売電気事業者の供給力確保状況を確認し、特に中小規模の事業者は、昨年同様、長期の供給力を「調達先未定」として計画し、その結果、「確保済供給力比率」が減少傾向になっていることを確認した。

7. その他

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

また、取りまとめの関連資料として、以下を添付する。

ページ

別紙 1 第 1, 2 年度の需給見通し（短期）・・・・・・・・・・・・・・・・ 別 1

別紙 2 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）・・・・・・・・・・・・ 別 7

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2020年度

エリア別の需給バランス¹⁷(需要電力を表(別)1-1、供給力を表(別)1-2、供給予備力を表(別)1-3、供給予備率を表(別)1-4)を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、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を計上した供給予備率を表(別)1-5に示す。

更に沖縄エリアのエリア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)1-6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	400	362	364	410	419	394	437	455	490	500	493	455
東北	1,057	985	1,062	1,267	1,295	1,159	1,058	1,180	1,316	1,369	1,354	1,258
東京	3,852	3,728	4,120	5,319	5,319	4,552	3,781	4,019	4,454	4,775	4,775	4,335
東3社計	5,309	5,075	5,546	6,996	7,033	6,105	5,276	5,654	6,260	6,644	6,622	6,048
中部	1,868	1,887	2,034	2,464	2,464	2,258	1,967	1,945	2,190	2,297	2,297	2,098
北陸	386	367	403	497	497	442	374	412	468	492	492	456
関西	1,810	1,863	2,135	2,672	2,672	2,306	1,908	1,984	2,384	2,459	2,459	2,191
中国	745	750	823	1,043	1,043	912	781	836	1,009	1,033	1,033	912
四国	346	348	397	498	498	435	359	370	459	459	459	410
九州	1,040	1,056	1,202	1,539	1,539	1,327	1,131	1,154	1,473	1,493	1,493	1,270
中西6社計	6,195	6,271	6,994	8,713	8,713	7,680	6,520	6,701	7,983	8,233	8,233	7,337
9社合計	11,504	11,346	12,540	15,709	15,746	13,785	11,796	12,355	14,243	14,877	14,855	13,385
沖縄	103	120	138	145	146	142	130	112	98	103	101	95
10社合計	11,607	11,466	12,678	15,854	15,892	13,927	11,926	12,467	14,341	14,980	14,956	13,480

表(別)1-2 各月別の供給力見通し

[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	596	615	587	528	553	566	541	631	573	570	561	577
東北	1,300	1,310	1,307	1,452	1,504	1,366	1,244	1,369	1,529	1,595	1,573	1,541
東京	4,281	4,402	4,958	5,808	5,851	5,463	4,541	4,484	5,018	5,361	5,410	5,032
東3社計	6,176	6,327	6,852	7,787	7,909	7,395	6,326	6,484	7,119	7,526	7,544	7,150
中部	2,185	2,292	2,492	2,687	2,726	2,741	2,500	2,398	2,637	2,663	2,657	2,588
北陸	550	519	503	629	601	541	421	453	494	539	547	549
関西	2,199	2,147	2,323	2,903	2,909	2,781	2,170	2,152	2,437	2,586	2,624	2,486
中国	961	997	1,138	1,295	1,285	1,220	1,109	1,050	1,140	1,183	1,169	1,160
四国	467	450	508	610	614	557	551	464	539	555	542	516
九州	1,382	1,436	1,457	1,731	1,716	1,625	1,394	1,317	1,509	1,607	1,656	1,601
中西6社計	7,745	7,840	8,420	9,855	9,852	9,465	8,145	7,834	8,755	9,131	9,196	8,900
9社合計	13,921	14,167	15,272	17,642	17,761	16,860	14,471	14,318	15,875	16,657	16,740	16,049
沖縄	180	187	182	187	187	187	189	167	161	162	170	177
10社合計	14,100	14,354	15,454	17,829	17,948	17,047	14,660	14,485	16,036	16,819	16,911	16,226

表（別） 1－3 各月別の供給予備力見通し

【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	196	253	223	118	134	172	104	176	83	70	68	122
東北	243	325	245	185	209	207	186	189	213	226	219	283
東京	429	674	838	489	532	911	760	465	564	586	635	697
東3社計	867	1,252	1,306	791	876	1,290	1,050	830	859	882	922	1,102
中部	317	405	458	223	262	483	533	453	447	366	360	490
北陸	164	152	100	132	104	99	48	41	26	47	55	94
関西	389	284	188	231	237	475	262	168	53	127	165	295
中国	216	247	315	252	242	308	328	214	131	150	136	248
四国	121	102	111	112	116	122	192	94	80	96	83	106
九州	342	380	255	192	177	298	263	163	36	114	163	331
中西6社計	1,550	1,569	1,426	1,142	1,139	1,785	1,625	1,133	773	898	963	1,563
9社合計	2,417	2,821	2,732	1,933	2,015	3,075	2,676	1,963	1,632	1,780	1,885	2,665
沖縄	76	67	44	42	41	45	58	55	63	59	69	82
10社合計	2,493	2,888	2,776	1,975	2,055	3,120	2,734	2,018	1,695	1,839	1,955	2,746

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	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	48.9%	69.9%	61.3%	28.7%	31.9%	43.6%	23.8%	38.6%	16.9%	13.9%	13.8%	26.9%
東北	23.0%	33.0%	23.1%	14.6%	16.2%	17.9%	17.6%	16.0%	16.2%	16.5%	16.2%	22.5%
東京	11.1%	18.1%	20.3%	9.2%	10.0%	20.0%	20.1%	11.6%	12.7%	12.3%	13.3%	16.1%
東3社計	16.3%	24.7%	23.5%	11.3%	12.5%	21.1%	19.9%	14.7%	13.7%	13.3%	13.9%	18.2%
中部	17.0%	21.4%	22.5%	9.1%	10.6%	21.4%	27.1%	23.3%	20.4%	15.9%	15.7%	23.4%
北陸	42.6%	41.3%	24.7%	26.6%	20.9%	22.4%	12.8%	9.9%	5.7%	9.6%	11.2%	20.6%
関西	21.5%	15.3%	8.8%	8.6%	8.9%	20.6%	13.7%	8.5%	2.2%	5.2%	6.7%	13.5%
中国	29.0%	32.9%	38.2%	24.1%	23.2%	33.7%	41.9%	25.6%	13.0%	14.5%	13.1%	27.1%
四国	34.9%	29.3%	28.1%	22.4%	23.4%	28.1%	53.4%	25.5%	17.4%	20.8%	18.1%	25.8%
九州	32.9%	36.0%	21.2%	12.5%	11.5%	22.5%	23.2%	14.1%	2.4%	7.6%	10.9%	26.0%
中西6社計	25.0%	25.0%	20.4%	13.1%	13.1%	23.2%	24.9%	16.9%	9.7%	10.9%	11.7%	21.3%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.3%	12.8%	22.3%	22.7%	15.9%	11.5%	12.0%	12.7%	19.9%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	12.9%	22.4%	22.9%	16.2%	11.8%	12.3%	13.1%	20.4%

8%未満

表（別） 1－5 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、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※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

	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	41.9%	61.2%	61.3%	18.0%	25.8%	35.0%	20.0%	26.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東北	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.2%	13.1%	18.5%
東京	14.2%	21.9%	20.6%	10.9%	11.6%	20.2%	20.0%	13.9%	13.8%	13.1%	13.1%	18.5%
中部	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	17.4%	13.8%	11.3%	12.6%	21.4%
北陸	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
関西	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
中国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
四国	25.0%	24.6%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
九州	25.0%	27.0%	20.6%	13.2%	13.2%	23.3%	25.0%	16.9%	8.5%	11.3%	12.6%	21.4%
9社合計	21.0%	24.9%	21.8%	12.4%	12.8%	22.4%	22.8%	16.1%	11.6%	12.1%	12.9%	20.1%
沖縄	74.0%	55.8%	31.9%	28.8%	27.9%	31.5%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%
10社合計	21.5%	25.2%	21.9%	12.5%	13.0%	22.5%	23.0%	16.4%	12.0%	12.4%	13.2%	20.6%

□ : 8%以上に改善したエリア

表（別） 1－6 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	103	121	143	147	150	146	130	112	98	103	101	95
供給力	180	190	190	195	200	198	189	167	161	162	170	177
供給予備力	76	69	47	48	50	52	58	55	63	59	69	82
供給予備率	74.0%	56.6%	32.9%	32.5%	33.5%	35.6%	44.8%	49.4%	63.6%	57.8%	68.2%	85.6%

○2021年度

エリア別の需給バランス¹⁷（需要電力を表（別）1－7、供給力を表（別）1－8、供給予備力を表（別）1－9、供給予備率を表（別）1－10）を以下に示す。

また、連系線空容量と他エリアの8%を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、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を計上した供給予備率を表（別）1－11に示す。

更に沖縄エリアのエリア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）1－12に示す。

表（別）1－7 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	399	361	363	409	418	393	436	453	488	498	491	453
東北	1,055	984	1,060	1,265	1,293	1,157	1,056	1,177	1,313	1,366	1,351	1,255
東京	3,845	3,720	4,112	5,307	5,307	4,542	3,774	4,010	4,443	4,762	4,762	4,326
東3社計	5,299	5,065	5,535	6,981	7,018	6,092	5,266	5,640	6,244	6,626	6,604	6,034
中部	1,875	1,894	2,041	2,473	2,473	2,266	1,974	1,952	2,198	2,305	2,305	2,106
北陸	385	366	402	495	495	440	372	411	466	490	490	454
関西	1,805	1,858	2,129	2,663	2,663	2,300	1,903	1,978	2,378	2,449	2,449	2,186
中国	747	752	825	1,046	1,046	914	783	839	1,011	1,036	1,036	914
四国	345	347	395	496	496	433	358	368	457	457	457	408
九州	1,040	1,055	1,201	1,538	1,538	1,326	1,130	1,154	1,472	1,492	1,492	1,269
中西6社計	6,197	6,272	6,993	8,711	8,711	7,679	6,520	6,702	7,982	8,229	8,229	7,337
9社合計	11,496	11,337	12,528	15,692	15,729	13,771	11,786	12,342	14,226	14,855	14,833	13,371
沖縄	104	121	141	146	147	143	131	112	99	103	102	96
10社合計	11,599	11,457	12,668	15,838	15,876	13,914	11,917	12,454	14,325	14,958	14,935	13,466

表（別）1－8 各月別の供給力見通し

	[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	573	558	570	541	533	547	535	607	647	639	636	556
東北	1,325	1,356	1,357	1,586	1,613	1,395	1,309	1,394	1,564	1,657	1,643	1,537
東京	4,491	4,549	4,663	5,545	5,584	5,283	4,410	4,327	4,910	5,082	4,989	4,623
東3社計	6,389	6,462	6,589	7,672	7,730	7,225	6,253	6,328	7,120	7,378	7,269	6,716
中部	2,261	2,272	2,439	2,632	2,637	2,533	2,310	2,230	2,367	2,453	2,397	2,320
北陸	475	488	495	568	542	511	481	475	535	534	536	528
関西	2,317	2,267	2,503	2,889	2,899	2,702	2,318	2,266	2,513	2,652	2,693	2,455
中国	945	1,017	1,078	1,320	1,328	1,212	1,046	973	1,072	1,165	1,179	1,109
四国	473	510	527	617	612	582	533	444	530	545	536	495
九州	1,497	1,462	1,562	1,869	1,924	1,848	1,531	1,468	1,712	1,758	1,648	1,567
中西6社計	7,967	8,016	8,605	9,896	9,941	9,388	8,218	7,857	8,730	9,108	8,989	8,473
9社合計	14,356	14,478	15,194	17,568	17,671	16,612	14,471	14,185	15,850	16,485	16,257	15,190
沖縄	166	188	209	209	213	202	196	175	167	166	162	165
10社合計	14,522	14,667	15,403	17,777	17,885	16,814	14,668	14,360	16,018	16,651	16,420	15,355

表（別） 1－9 各月別の供給予備力見通し

【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	174	197	207	132	115	154	99	154	159	141	145	103
東北	270	372	297	321	320	238	253	217	251	291	292	282
東京	646	829	551	238	277	741	636	317	467	320	227	297
東3社計	1,090	1,397	1,054	691	712	1,133	987	688	876	752	665	682
中部	386	378	398	159	164	267	336	278	169	148	92	214
北陸	90	122	94	73	47	71	109	65	70	44	46	74
関西	512	409	374	226	236	402	415	288	135	203	244	269
中国	198	265	253	274	282	298	263	134	61	129	143	195
四国	128	163	132	121	116	149	175	76	73	88	79	87
九州	457	407	361	331	386	522	401	314	240	266	156	298
中西6社計	1,771	1,745	1,612	1,185	1,230	1,709	1,698	1,155	749	879	760	1,137
9社合計	2,860	3,142	2,666	1,876	1,942	2,841	2,685	1,843	1,625	1,630	1,424	1,819
沖縄	62	67	68	63	66	58	65	63	68	63	60	69
10社合計	2,923	3,209	2,734	1,938	2,008	2,900	2,750	1,906	1,693	1,693	1,485	1,888

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し【再掲】

	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	43.5%	54.4%	56.9%	32.3%	27.6%	39.1%	22.7%	34.1%	32.5%	28.3%	29.6%	22.8%
東北	25.6%	37.8%	28.0%	25.4%	24.7%	20.6%	23.9%	18.4%	19.1%	21.3%	21.6%	22.5%
東京	16.8%	22.3%	13.4%	4.5%	5.2%	16.3%	16.8%	7.9%	10.5%	6.7%	4.8%	6.9%
東3社計	20.6%	27.6%	19.0%	9.9%	10.1%	18.6%	18.7%	12.2%	14.0%	11.3%	10.1%	11.3%
中部	20.6%	20.0%	19.5%	6.4%	6.6%	11.8%	17.0%	14.2%	7.7%	6.4%	4.0%	10.2%
北陸	23.5%	33.5%	23.4%	14.8%	9.4%	16.1%	29.2%	15.8%	15.0%	9.1%	9.4%	16.3%
関西	28.4%	22.0%	17.6%	8.5%	8.9%	17.5%	21.8%	14.6%	5.7%	8.3%	10.0%	12.3%
中国	26.5%	35.2%	30.7%	26.2%	27.0%	32.6%	33.6%	16.0%	6.1%	12.4%	13.8%	21.4%
四国	37.1%	47.0%	33.4%	24.5%	23.4%	34.5%	48.9%	20.8%	15.9%	19.4%	17.3%	21.2%
九州	43.9%	38.6%	30.1%	21.6%	25.1%	39.3%	35.5%	27.2%	16.3%	17.9%	10.4%	23.5%
中西6社計	28.6%	27.8%	23.1%	13.6%	14.1%	22.2%	26.0%	17.2%	9.4%	10.7%	9.2%	15.5%
9社合計	24.9%	27.7%	21.3%	12.0%	12.3%	20.6%	22.8%	14.9%	11.4%	11.0%	9.6%	13.6%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.2%	28.0%	21.6%	12.2%	12.7%	20.8%	23.1%	15.3%	11.8%	11.3%	9.9%	14.0%

8%未満

表（別） 1－11 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、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※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

	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	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

：8%以上に改善したエリア

表（別） 1－12 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	104	122	144	148	151	147	131	112	99	103	102	96
供給力	166	191	214	217	227	212	196	175	167	166	162	165
供給予備力	62	69	70	69	76	66	65	63	68	63	60	69
供給予備率	60.1%	56.6%	49.0%	46.6%	50.2%	44.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%

別紙 2. 当該年度以降 10 年間の需給見通し（長期）

2020 年度以降 10 年間のエリア別の需給バランス（需要電力を表（別）2-1、供給力を表（別）2-2、供給予備力を表（別）2-3、供給予備率を表（別）2-4）を以下に示す。また、連系線空容量と他エリアの 8% を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、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を計上した供給予備率を表（別）2-5 に示す。更に冬季に最大需要電力の発生を想定している北海道・東北エリアの 1 月断面の需給バランス（需要電力を表（別）2-6、供給力を表（別）2-7、供給予備力を表（別）2-8、供給予備率を表（別）2-9、連系線空容量と他エリアの 8% を上回る供給予備力から、エリア間の供給力送受し、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を計上した供給予備率を表（別）2-10）を、沖縄エリアのエリア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）2-11 に示す。

表（別）2-1 長期の需要電力見通し（8 月 15 時²³）

	【万 kW】									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	419	418	418	419	419	419	419	420	420	420
東北	1,295	1,293	1,289	1,283	1,277	1,271	1,265	1,258	1,251	1,244
東京	5,319	5,307	5,304	5,302	5,298	5,295	5,291	5,302	5,298	5,295
東 3 社計	7,033	7,018	7,011	7,004	6,994	6,985	6,975	6,980	6,969	6,959
中部	2,464	2,473	2,462	2,451	2,440	2,429	2,418	2,421	2,411	2,401
北陸	497	495	493	491	491	491	491	490	490	490
関西	2,672	2,663	2,653	2,643	2,634	2,626	2,617	2,608	2,600	2,591
中国	1,043	1,046	1,046	1,045	1,043	1,042	1,041	1,040	1,038	1,037
四国	498	496	494	492	491	490	488	487	485	484
九州	1,539	1,538	1,538	1,539	1,540	1,541	1,543	1,544	1,545	1,546
中西 6 社計	8,713	8,711	8,686	8,661	8,639	8,619	8,598	8,590	8,569	8,549
9 社合計	15,746	15,729	15,697	15,665	15,633	15,604	15,573	15,570	15,538	15,508
沖縄	146	147	148	149	150	151	152	152	153	154
10 社合計	15,892	15,876	15,845	15,814	15,783	15,755	15,725	15,722	15,692	15,662

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8 月 15 時²³）

	【万 kW】									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	553	533	533	629	629	632	627	676	676	676
東北	1,504	1,613	1,647	1,674	1,692	1,701	1,740	1,747	1,755	1,763
東京	5,851	5,584	5,595	5,784	5,805	6,018	5,998	6,003	6,046	6,050
東 3 社計	7,909	7,730	7,775	8,088	8,126	8,351	8,365	8,427	8,477	8,489
中部	2,726	2,637	2,732	2,739	2,824	2,815	2,814	2,821	2,821	2,824
北陸	601	542	552	564	565	559	563	564	562	564
関西	2,909	2,899	2,903	2,872	2,870	2,756	2,766	2,771	2,756	2,757
中国	1,285	1,328	1,346	1,299	1,306	1,311	1,312	1,309	1,302	1,305
四国	614	612	558	605	611	611	615	617	611	614
九州	1,716	1,924	1,826	1,834	1,755	1,766	1,682	1,678	1,669	1,673
中西 6 社計	9,852	9,941	9,917	9,914	9,931	9,819	9,751	9,760	9,722	9,738
9 社合計	17,761	17,671	17,692	18,002	18,057	18,170	18,116	18,187	18,199	18,227
沖縄	187	213	199	214	218	213	212	213	213	213
10 社合計	17,948	17,885	17,891	18,215	18,275	18,383	18,329	18,399	18,411	18,440

表(別) 2-3 長期の供給予備力見通し(8月15時²³⁾)

	[万kW]									
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	134	115	115	210	210	213	208	256	256	256
東北	209	320	358	391	415	430	475	489	504	519
東京	532	277	291	482	507	723	707	701	748	755
東3社計	876	712	764	1,084	1,132	1,366	1,390	1,447	1,508	1,530
中部	262	164	270	288	384	386	396	400	410	423
北陸	104	47	59	73	74	68	72	74	72	74
関西	237	236	250	229	236	130	149	163	156	166
中国	242	282	300	255	262	269	271	270	264	268
四国	116	116	64	113	120	121	127	130	126	130
九州	177	386	288	295	215	225	139	134	124	127
中西6社計	1,139	1,230	1,231	1,253	1,292	1,200	1,153	1,170	1,153	1,189
9社合計	2,015	1,942	1,995	2,337	2,424	2,566	2,543	2,617	2,660	2,719
沖縄	41	66	51	64	68	62	61	60	59	59
10社合計	2,055	2,008	2,046	2,402	2,492	2,628	2,604	2,677	2,720	2,777

表(別) 2-4 長期の供給予備率見通し(8月15時²³⁾【再掲】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	31.9%	27.6%	27.4%	50.2%	50.0%	50.9%	49.7%	61.1%	61.0%	61.1%
東北	16.2%	24.7%	27.8%	30.5%	32.5%	33.9%	37.6%	38.9%	40.3%	41.7%
東京	10.0%	5.2%	5.5%	9.1%	9.6%	13.7%	13.4%	13.2%	14.1%	14.3%
東3社計	12.5%	10.1%	10.9%	15.5%	16.2%	19.6%	19.9%	20.7%	21.6%	22.0%
中部	10.6%	6.6%	11.0%	11.8%	15.7%	15.9%	16.4%	16.5%	17.0%	17.6%
北陸	20.9%	9.4%	11.9%	14.8%	15.1%	13.9%	14.6%	15.0%	14.7%	15.0%
関西	8.9%	8.9%	9.4%	8.7%	9.0%	5.0%	5.7%	6.2%	6.0%	6.4%
中国	23.2%	27.0%	28.7%	24.4%	25.1%	25.8%	26.0%	25.9%	25.4%	25.8%
四国	23.4%	23.4%	13.0%	23.0%	24.5%	24.7%	26.0%	26.7%	26.1%	27.0%
九州	11.5%	25.1%	18.7%	19.2%	14.0%	14.6%	9.0%	8.7%	8.0%	8.2%
中西6社計	13.1%	14.1%	14.2%	14.5%	15.0%	13.9%	13.4%	13.6%	13.5%	13.9%
9社合計	12.8%	12.3%	12.7%	14.9%	15.5%	16.4%	16.3%	16.8%	17.1%	17.5%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	12.9%	12.7%	12.9%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.0%	17.3%	17.7%

8%未満

表（別） 2－5 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（8月15時²³）
（連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	25.8%	24.2%	21.6%	44.4%	44.2%	45.0%	44.6%	56.0%	55.9%	56.0%
東北	11.6%	9.7%	16.9%	20.1%	21.8%	23.1%	24.2%	25.6%	16.3%	16.7%
東京	11.6%	9.7%	9.1%	12.5%	13.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中部	13.2%	10.3%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
北陸	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
関西	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
中国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
四国	13.2%	13.9%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
九州	13.2%	20.7%	14.3%	14.6%	15.1%	15.3%	15.0%	15.1%	16.3%	16.7%
9社合計	12.8%	12.5%	13.0%	15.2%	15.8%	16.7%	16.6%	17.1%	17.4%	17.8%
沖縄	27.9%	44.9%	34.4%	43.2%	45.3%	40.9%	40.0%	39.4%	38.7%	38.0%
10社合計	13.0%	12.8%	13.2%	15.4%	16.0%	16.9%	16.8%	17.3%	17.6%	18.0%

: 8%以上に改善したエリア

表（別） 2－6 長期の需要電力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	500	498	499	499	499	499	500	500	500	501
東北	1,369	1,366	1,362	1,358	1,354	1,350	1,346	1,342	1,338	1,334

表（別） 2－7 長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	570	639	665	640	643	644	693	693	693	693
東北	1,595	1,657	1,659	1,686	1,701	1,718	1,759	1,771	1,795	1,811

表（別） 2－8 長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	70	141	166	141	144	145	193	193	193	192
東北	226	291	297	328	347	368	413	429	457	477

表（別） 2－9 長期の供給予備率見通し（1月18時）【再掲】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	13.9%	28.3%	33.3%	28.3%	28.8%	29.1%	38.6%	38.5%	38.5%	38.4%
東北	16.5%	21.3%	21.8%	24.2%	25.6%	27.3%	30.7%	32.0%	34.1%	35.8%

表（別） 2－10 エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率（1月18時）
 （連系線活用、工事計画書提出電源加算後、送電端）【再掲】

※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

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
北海道	16.8%	24.1%	27.8%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%
東北	16.8%	24.1%	25.1%	26.2%	27.4%	28.7%	33.8%	34.7%	36.3%	37.4%

表（別） 2－11 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
需要電力	150	151	152	153	154	155	156	156	157	158
供給力	200	227	213	228	232	227	227	228	228	229
供給予備力	50	76	61	75	79	73	72	71	71	70
供給予備率	33.5%	50.2%	40.2%	48.9%	51.1%	46.9%	46.2%	45.7%	45.2%	44.6%