

「2021年度供給計画の取りまとめ」の訂正について
(案)

第289回理事会にて議決いただいた「2021年度供給計画の取りまとめ」の内容に記載誤りが判明したため訂正し、別紙1のとおり経済産業大臣へ提出のうえ公表する。

また、「2021年度年次報告書 供給計画の取りまとめ」についても訂正し、別紙2により公表する。

公表日：2023年12月20日（予定）

以上

【添付資料】

別紙1：2021年度供給計画の取りまとめ 経済産業大臣への送付書類一式

別紙2：2021年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

別紙 1

供給計画の取りまとめ送付書

(広域需) 第2023-9号
2023年12月20日

経済産業大臣 殿

電力広域的運営推進機関
理事長 大山 力 ㊟

電気事業法第29条第2項の規定による2021年度供給計画の取りまとめについて、
次のとおり訂正版を送付します。

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： 2021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

2021年度供給計画の取りまとめ

2021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2021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、2021年度供給計画取りまとめでは、2020年11月30日までに電気事業者となった者（1,636者）と、2020年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者（6者）の合計1,642者を対象に取りまとめを行った。

2021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	935
小売電気事業者	660
登録特定送配電事業者	31
特定送配電事業者	3
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,642

(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	3月1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	6
(1) 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し(短期)	6
(2) 当該年度以降10年間の見通し(長期)	8
2. 需給バランス	10
(1) 供給信頼度基準について	10
(2) 供給力(kW)の見通し(2021年度~2030年度)	12
(3) 供給力(kW)の補完的確認(短期)	13
(4) 電力量(kWh)の見通し	21
(5) 需給バランス確認結果のまとめ	24
3. 電源構成の変化に関する分析	28
(1) 設備容量(kW)	28
(2) エリア別設備容量(kW)の比率	30
(3) エリア別太陽光・風力設備容量の推移	31
(4) 電源開発計画	32
4. 送配電設備の増強計画	38
(1) 主要送電線路の整備計画	41
(2) 主要変電所の整備計画	44
(3) 送変電設備の整備計画(総括)	47
(4) 既設設備の高経年化の課題	48
5. 広域的運営の状況	51
6. 電気事業者の特性分析	53
(1) 小売電気事業者の規模別分布(需要規模)	53
(2) 小売電気事業者のエリア展開	55
(3) 小売電気事業者の供給力確保状況	57

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	58
(5) 発電事業者のエリア展開	61
7. その他	63
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	63
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6

訂正箇所（2023年12月20日）

P34	表3-3	新エネルギー等発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P34	表3-4	水力・火力発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P34	表3-6	送電端電力量（合計）	送電端電力量の一部
P35	図3-4	2020年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率	エリア別送電端比率の一部
P36	表3-7	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部
P37	図3-5	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部

訂正箇所（2021年9月27日）

P15	表2-2	2021年度 各月別の予備率見通し	各エリア予備率の一部
P18	表2-9	2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との供給力比較	各エリア供給力の一部
P19	2. (3) ⑥		文中の数値を表2-10の記載内容に変更
P20	表2-10	2021年度供給計画の電源休廃止状況	LNGの新規計上分、従来からの計上分、設備量
P30	図3-2	2020年度末のエリア別設備容量（kW）の比率	エリア別設備容量比率の一部
P35	図3-4	2020年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率	エリア別発電電力量の一部
P36	表3-7	設備利用率の推移（全国合計）	2020年度設備利用率推移
P37	図3-5	設備利用率の推移（全国合計）	2020年度設備利用率推移
P41	表4-2	工事中地点	使用開始年月の一部
P42~43	表4-3	着工準備中地点	着工年月、こう長の一部
P44	表4-5	工事中地点	変圧器の電圧の一部 1件名を「表4-6 着工準備中地点」に変更 1件名を追加（表4-6より変更）
P45	表4-6	着工準備中地点	変圧器の電圧の一部 着工年月、使用開始年月の一部 1件名を追加（表4-5より変更） 1件名を「表4-5 工事中地点」に変更
P46	表4-7	廃止計画	廃止年月の一部
P48	表4-10	主要な変圧器の整備計画	増加台数、増加容量の一部
別4	表（別）1-11	エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率	各エリア予備率の一部

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、2020年度の実績及び2021, 2022年度の見通し³を、表1-1に示す。

2021年度の見通し15,903万kWは、2020年度の気象補正⁴後の実績15,916万kWに対して、0.1%の減少となった。

また、2022年度の見通し15,953万kWは、2020年度の気象補正後の実績に対して、0.2%の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力(全国の需要、送電端)

2020年度 実績 (気象補正後)	2021年度 見通し	2022年度 見通し
15,916万kW	15,903万kW(▲0.1% [※])	15,953万kW(+0.2% [※])

※2020年度実績(気象補正後)に対する増加率

② 2021年度及び2022年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2021年度及び2022年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2(2021年度)、表1-3(2022年度)に示す。

2021年度及び2022年度ともに夏季最大3日平均電力(8月)が、冬季最大3日平均電力(1月)を約1,000万kW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 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	11,541	11,334	12,543	15,860	15,903	13,917
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,798	12,387	14,085	14,855	14,835	13,337

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 2021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、2020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 2022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	11,593	11,381	12,596	15,909	15,953	13,960
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,833	12,415	14,115	14,883	14,863	13,362

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、2020年度の推定実績⁵及び2021年度の見通しを、表1-4に示す。

2021年度の見通し8,667億kWhは、2020年度の気象閏補正後の推定実績8,508億kWhに対して、1.9%の増加となっている。

表1-4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2020年度 推定実績 (気象閏補正後)	2021年度 見通し
8,508 億 kWh	8,667 億 kWh (+1.9% [※])

※2020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2020年4～10月の実績値及び2020年11月～2021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（2020年11月25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、2020年度は502.3兆円、2030年度は555.2兆円となり、年平均1.0%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2020年度は88.2、2030年度は104.5となり、年平均1.7%の増加となった。一方、人口は、2020年度は1億2,572万人、2030年度は1億1,950万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2020年度	2030年度
国内総生産（実質GDP）	502.3兆円	555.2兆円 [+1.0%] [※]
鉱工業生産指数（IIP）	88.2	104.5 [+1.7%] [※]
人口	1億2,572万人	1億1,950万人 [▲0.5%] [※]

※2020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、2021年度、2025年度及び2030年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2030年度までの見通しを図1-1に示す。

2025年度の見通しは15,872万kW、2030年度の見通しは15,695万kWとなり、2020年度から2030年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2020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、短期的には経済の回復に伴い増加傾向となるものの、中長期的には、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2021年度 [再掲]	2025年度	2030年度
15,903万kW	15,872万kW [▲0.1%] [※]	15,695万kW [▲0.1%] [※]

※2020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。

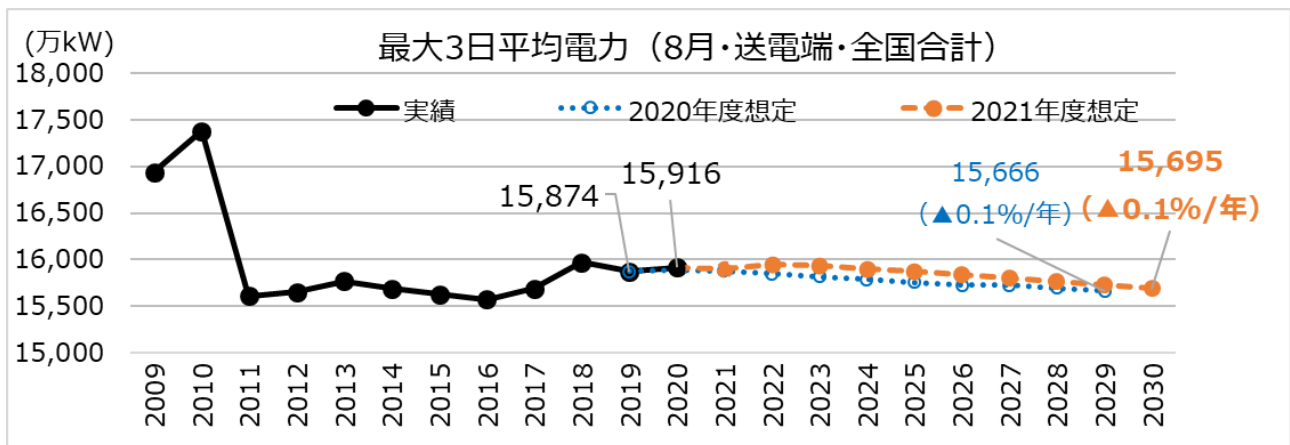


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2021年度、2025年度及び2030年度の見通しを、表1-7に示す。

2025年度の見通しは8,663億kWh、2030年度の見通しは8,579億kWhとなり、2020年度から2030年度まで年平均0.1%の増加となっている。

2020年度から若干であるが増加傾向の見通しとしている理由は、2020年度が新型コロナ影響による国内外の経済活動の停滞に伴い電力需要が大きく落ち込み、短期的にはこの影響が一部残る一方で、中長期的には経済規模や電化の拡大といった増加要因と、人口減少や省エネの進展といった減少要因が拮抗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

2021年度 [再掲]	2025年度	2030年度
8,667 億 kWh	8,663 億 kWh [+0.1%] [※]	8,579 億 kWh [+0.1%] [※]

※2020年度見通しに対する年平均増加率

2. 需給バランス

(1) 供給信頼度基準について

これまでの供給信頼度の検討を踏まえ新たな供給信頼度基準（EUE基準）を供給計画へ適用する準備を進めてきたところ、第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年3月3日）において、供給計画における供給信頼度基準として、年間EUE基準（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）を適用することとなった。年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価（kW評価）の概要を、図2-1に示す。

年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価(kW評価)方法に係る論点

21

<ul style="list-style-type: none"> ■ 以上のことから、今回、供給計画、需給検証における供給信頼度評価について、年間EUE評価（年間(8760時間)EUE:0.048 [kWh/kW・年]基準を踏まえた供給信頼度評価方法）を検討していくこととする。 ■ 具体的には、以下の供給信頼度評価方法の検討課題について検討したため、ご議論いただきたい。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 作業停止考慮後の供給計画の短期の需給見通し(第1～2年度の各月最大需要時) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 年間EUE評価への見直し ✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法 ・ 作業停止考慮前の供給計画の長期の需給見通し(第3～10年度の年間最大需要月の最大時) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 年間EUE評価への見直し ✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法 ✓ 各月の需給バランス設定方法 ・ 夏季・冬季の需給検証(夏季・冬季の重負荷期間の厳気象発生時) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 確率論的な評価手法との整合性 			
供給信頼度評価[再掲]	評価に用いるデータ[再掲]	評価内容(評価基準)[再掲]	検討課題
供給計画の 短期 の需給見通し(作業停止考慮後)	供給計画で届出される第1,2年度の各月最大時の供給力と各月のH3需要	各エリアにおいて各月H3需要の107%※の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 年間EUE評価への見直し ✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法
供給計画の 長期 の需給見通し(作業停止考慮前(作業量は理論想定値))	供給計画で届出される第3～10年度の年間最大需要月の最大時の供給力とH3需要	各エリアにおいて年間最大需要月H3需要の107%※の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 年間EUE評価への見直し ✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法 ✓ 各月の需給バランス設定方法
夏季・冬季の 需給検証	夏季・冬季の厳気象発生時における供給力と厳気象H1需要	各エリアにおいて厳気象H1需要の103%の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 確率論的な評価手法との整合性

※持続的需要変動対応を含めると8%

本日の論点

図2-1 年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価（kW評価）の概要

【出典】第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年3月3日）資料2

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

供給信頼度評価の補完的な対応の概要を、図2-2に示す。

供給計画における供給信頼度基準としては、年間EUE基準を満たしているかを確認するが、一方でエリア特性（北海道の冬季等）や厳気象などを考慮すると、各月の供給力が偏らないようにすることも重要と考えられる。

そのため、短期断面（第1,2年度）については、年間EUE基準を満たしているかを確認するとともに、補完的に各エリア・各月の予備率についても確認する。

- 前述のとおり、年間EUE評価のみで供給信頼度評価を行う場合、仮に各月の間に供給予備力の偏り(例えば、4月7%・5月4%・11月10%など)があっても、その是非について評価することが難しい。
- 上記の対応として、下記の2案が考えられるものの、特定の月・エリアの供給信頼度低下を防止することを考慮すると、各エリアの年間EUE評価を行いつつ、補完的に各エリアの各月の予備率を確認すること(案②)としてはどうか。

※持続的需要変動対応を含めると8%

項目	案①(年間EUE基準で評価)	案②(年間EUE評価に加え、補完的に各エリア・各月の予備率確認)																								
概要	<ul style="list-style-type: none"> EUE評価は年間EUEで評価のみ行う。 <p>年間EUE評価イメージ (kWh/kW・年)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>エリア</th> <th>2021年度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aエリア</td> <td>0.040</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>0.049</td> </tr> <tr> <td>⋮</td> <td>⋮</td> </tr> <tr> <td>Iエリア</td> <td>0.038</td> </tr> <tr> <td>全国</td> <td>0.041</td> </tr> </tbody> </table> <p>■ : 年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア</p>	エリア	2021年度	Aエリア	0.040	Bエリア	0.049	⋮	⋮	Iエリア	0.038	全国	0.041	<ul style="list-style-type: none"> EUE評価は各年度で年間EUEで評価を行い、補完的に各エリア・各月で予備率を確認する。 <p>年間EUE評価イメージ (kWh/kW・年)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>エリア</th> <th>2021年度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aエリア</td> <td>0.040</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>0.049</td> </tr> <tr> <td>⋮</td> <td>⋮</td> </tr> <tr> <td>Iエリア</td> <td>0.038</td> </tr> <tr> <td>全国</td> <td>0.041</td> </tr> </tbody> </table> <p>各エリア・各月の予備率を確認する</p> <p>■ : 年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア</p>	エリア	2021年度	Aエリア	0.040	Bエリア	0.049	⋮	⋮	Iエリア	0.038	全国	0.041
エリア	2021年度																									
Aエリア	0.040																									
Bエリア	0.049																									
⋮	⋮																									
Iエリア	0.038																									
全国	0.041																									
エリア	2021年度																									
Aエリア	0.040																									
Bエリア	0.049																									
⋮	⋮																									
Iエリア	0.038																									
全国	0.041																									
メリット	<ul style="list-style-type: none"> 年間EUE評価によって供給信頼度の確保を評価するため、評価内容がシンプルで分かりやすい。 	<ul style="list-style-type: none"> 年間EUE評価に加えて、各エリア各月の予備率を確認することで、電源等の停止計画による特定の月の供給信頼度低下を防止する。 																								
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> 電源等の停止計画特定の月で供給信頼度が低下する可能性。 	<ul style="list-style-type: none"> 特になし 																								

図 2 - 2 供給信頼度評価の補完的な対応の概要

【出典】第 58 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2021 年 3 月 3 日) 資料 2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

(参考) 年間 E U E の特性

年間 E U E の特性を図 2 - 3 に示す。年間 E U E 基準値による評価では、エリア毎の停電予測量が 0.048 kWh/kW・年より小さい値となっていれば、年間を通じて従来と同じレベルの供給信頼度があると言える。

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

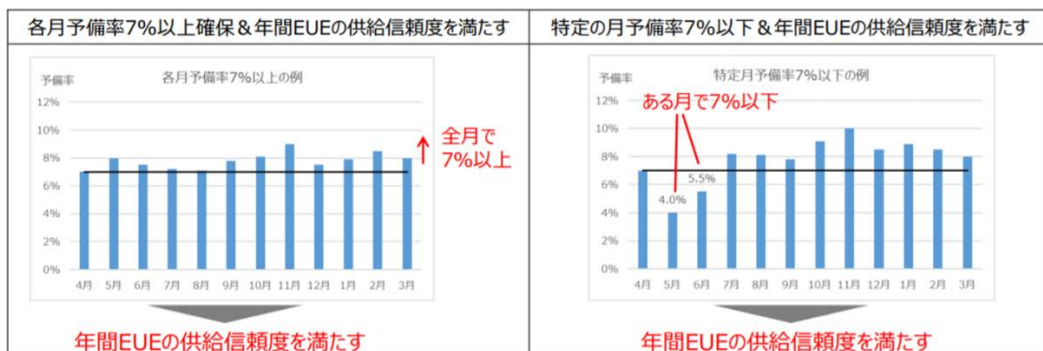


図 2 - 3 年間 E U E の特性

(2) 供給力 (kW) の見通し (2021年度～2030年度)

年間EUEで評価した結果を表2-1に示す。短期断面(第1・2年度目)はすべてのエリア・年度で基準値(0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年)以内となっている。(最も大きい値は2022年度の東京エリアで、停電予測量は0.046kWh/kW・年)

長期断面は、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。これは2026年度から九州エリアの一部大型電源の供給力が現時点では見通せなくなることによるものである。

現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

表2-1 年間EUE結果

(単位:kWh/kW・年)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	0.000	0.000	0.004	0.008	0.005	0.012	0.008	0.007	0.008	0.000
東北	0.003	0.002	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
東京	0.028	0.046	0.026	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中部	0.004	0.003	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
北陸	0.005	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.008	0.001	0.013	0.022	0.041	0.594	0.508	0.581	0.493	0.184
9エリア計	0.013	0.016	0.012	0.003	0.004	0.057	0.049	0.056	0.047	0.018
沖縄	0.035	0.031	0.034	0.023	0.292	0.058	0.061	0.069	0.080	0.087

(3) 供給力 (kW) の補完的確認 (短期)

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の確認を行った。

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確認を行った。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確認を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス確認の概要を、図2-4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。

2021年度供給計画届出書の記載要領(2020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、2021年度供給計画では、提出時点(2021年3月1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。

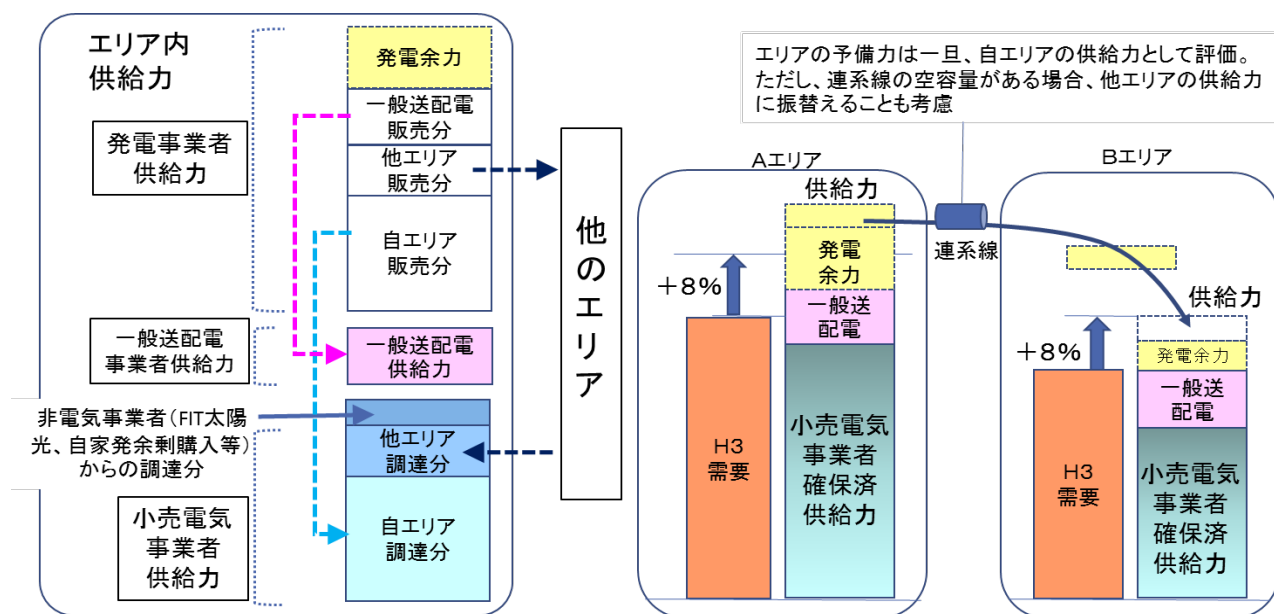


図2-4 需給バランス確認の概要

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、2020年12月)」及び「2021年度供給計画届出書の記載要領¹³ (資源エネルギー庁、2020年12月)」に記載の方法による。

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量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: 「2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2021年2月12日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 「2021・2022年度の連系線のマージン (年間計画) (2021年2月12日:本機関)¹⁵」による¹⁶。
- ③: 2021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: 2021年度及び2022年度は、(短期断面) で設定した8月値、2023～2030年度は、「2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2021年2月12日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 2021年度及び2022年度は、(短期断面) で設定した8月値、2023～2030年度は、「2023～2030年度の連系線のマージン (長期計画) (2021年2月12日:本機関)¹⁵」による。
- ③: 2021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。

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 2021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/kisaiyouryo.pdf

¹⁴ 参考: 第4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/2020/unyoyouryou_2020_4_haifu.html

¹⁵ 参考: 第3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/2020/margin_kentoukai_2020_3.html

¹⁶ 2022年度のマージンは、「2021・2022年度の連系線のマージン (年間計画) (2021年3月1日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

①短期の需給見通し

○2021年度

エリア別の予備率見通しを表2-2に示す。地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁷としている。

また、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¹⁸）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。

各エリアの予備率は、東京エリア（7月、1月）、東京～九州エリア（2月）で予備率8%を下回った。

表2-2 2021年度 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	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	7.5%	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	7.7%	5.8%	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

また、沖縄エリア¹⁹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²⁰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2-3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。

¹⁷ 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。

¹⁸ 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

¹⁹ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²⁰ 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。

表2-3 2021年度 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	26.7%	29.1%	10.0%	9.4%	11.6%	18.0%	25.7%	29.3%	43.1%	36.6%	34.5%	53.7%

○2022年度

前年度と同様に予備率を算出した結果を表2-4に示す。各エリアの予備率は、東京エリア（7月、11月、1～3月）、中部～四国エリア（7月）で予備率8%を下回った。

表2-4 2022年度 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	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	6.8%	8.0%	13.2%	20.2%	7.6%	12.0%	6.3%	6.1%	7.5%
中部	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

また、沖縄エリア²¹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²²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2-5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2-5 2022年度 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	34.0%	26.5%	19.1%	19.7%	23.2%	24.6%	26.9%	26.4%	27.5%	28.8%	54.5%	60.6%

²¹ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²² 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。

②供給力（kW）の補完的確認による予備率8%との差

○2021年度

表2-6において、2021年度における予備率8%との供給力差を示す。東京エリア（7月・27万kW、1月・12万kW）、東京～九州エリア（2月・284万kW）となった。

表2-6 2021年度 予備率8%との供給力差 [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												
東北												
東京				27						12	284	
中部												
北陸												
関西												
中国												
四国												
九州												
合計				27						12	284	

○2022年度

表2-7において、2022年度における予備率8%との供給力差を示す。東京エリア（7月・63万kW、11月・17万kW、1月・80万kW、2月・91万kW、3月・20万kW）、中部～四国エリア（7月・66万kW）となった。

表2-7 2022年度 予備率8%との供給力差 [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												
東北												
東京				63				17		80	91	20
中部				66								
北陸												
関西												
中国												
四国												
九州												
合計				129				17		80	91	20

③供給力（kW）の補完的確認による需要の差

表2-8において予備率8%との差が大きい2021年度について、予備率が8%を下回っている7月・1月・2月における前年度供給計画（2020年度供給計画）との需要の差異を示す。

（2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画に

における第2年度（2021年度）との比較）

需要については、7月は若干増加しているものの、1・2月は約100万kW程度減少している。

表2-8 2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、
2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との需要比較 [万kW]

エリア	2020供計（第2年度）			2021供計（第1年度）			差異		
	7月	1月	2月	7月	1月	2月	7月	1月	2月
北海道	409	498	491	404	497	493	-5	-1	2
東北	1,265	1,366	1,351	1,265	1,350	1,335	0	-16	-16
東京	5,307	4,762	4,762	5,329	4,773	4,773	22	11	11
中部	2,473	2,305	2,305	2,453	2,285	2,285	-20	-20	-20
北陸	495	490	490	492	489	489	-3	-1	-1
関西	2,663	2,449	2,449	2,726	2,431	2,431	63	-18	-18
中国	1,046	1,036	1,036	1,032	1,025	1,025	-14	-11	-11
四国	496	457	457	492	453	453	-4	-4	-4
九州	1,538	1,492	1,492	1,521	1,451	1,451	-17	-41	-41
9社計	15,692	14,855	14,833	15,714	14,754	14,735	22	-101	-98

④ 供給力（kW）の補完的確認による供給力の差

表2-9において予備率8%との差が大きい2021年度について、予備率が8%を下回っている7月・1月・2月における前年度供給計画（2020年度供給計画）との供給力との差異を示す。

（2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との比較）

供給力については、いずれも大きく減少しており、7月で約300万kW、1月・2月でそれぞれ約400万kW、約550万kW減少している。

表2-9 2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、
2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との供給力比較 [万kW]

エリア	2020供計（第2年度）			2021供計（第1年度）			差異		
	7月	1月	2月	7月	1月	2月	7月	1月	2月
北海道	541	639	636	576	578	578	35	-61	-58
東北	1,586	1,657	1,643	1,534	1,568	1,562	-52	-89	-81
東京	5,545	5,082	4,989	5,636	5,091	5,014	91	9	24
中部	2,632	2,453	2,397	2,571	2,503	2,446	-61	51	49
北陸	568	534	536	564	506	505	-4	-28	-31
関西	2,889	2,652	2,693	2,777	2,559	2,426	-112	-93	-267
中国	1,320	1,165	1,179	1,283	1,128	1,123	-37	-37	-56
四国	617	545	536	612	530	527	-5	-16	-9
九州	1,869	1,758	1,648	1,736	1,627	1,528	-134	-132	-119
9社計	17,568	16,485	16,257	17,290	16,089	15,708	-277	-396	-549

⑤ 供給力（kW）の補完的確認による2021年度電源補修量

図2-5において、2021年度供給計画（第1年度）の各月補修量を示す。

図2-6において、2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画における第2年度（2020年度）との各月補修量の増減を示す。

本機関から「計画的な供給力確保に関する要請について」として夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた電源の補修停止について全事業者へ要請したものの、2020年度供給計画と比較した場合、特に2月の電源補修量が大きく増加している。

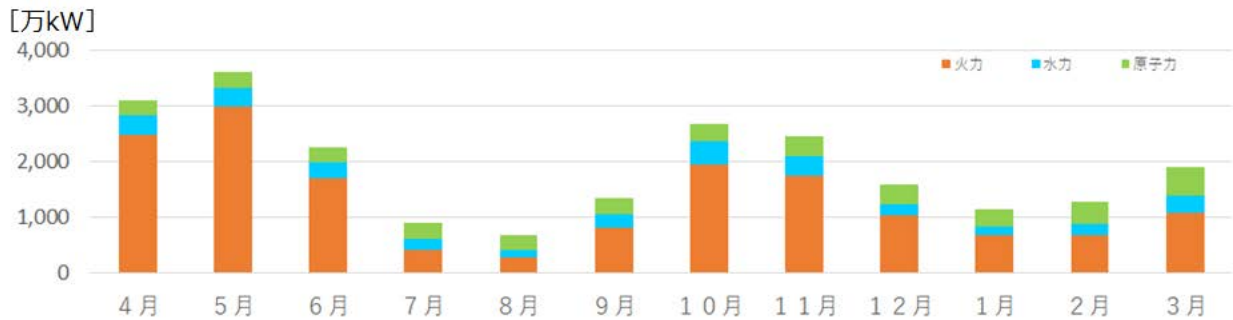


図2-5 2021年度供給計画（第1年度）の各月補修量

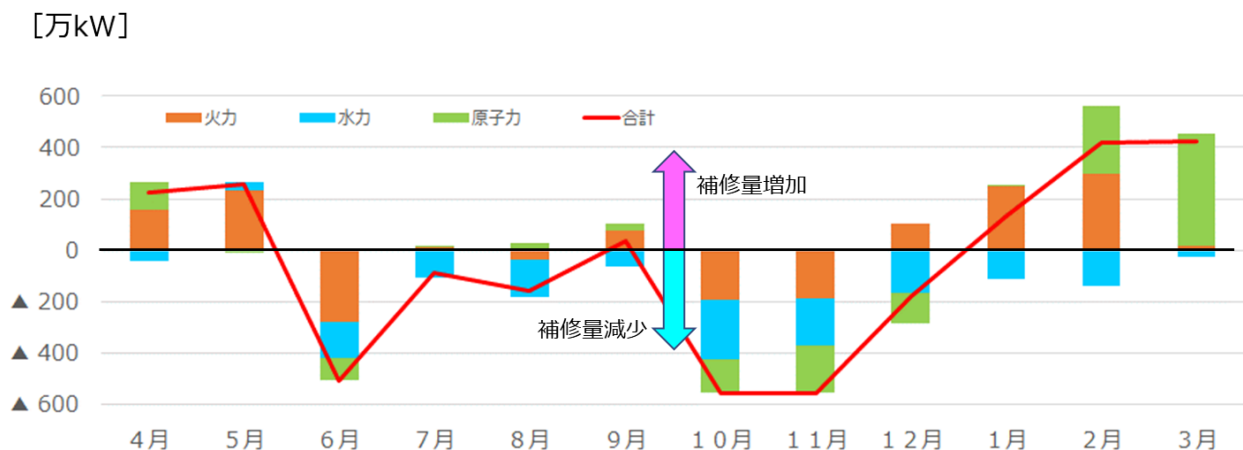


図2-6 2021供計（第1年度）と2020供計（第2年度）の各月補修量の増減

⑥ 供給力（kW）の補完的確認による2021年度休廃止計画

2021年度供給計画での電源休廃止の状況を表2-10に示す。新たに66万kWの休廃止が追加された。

また、新規計上ではないが従来から計上されているものとして、2021年度から休廃止する電源が549万kW存在する。

上記を合計すると、2021年度は615万kWの休廃止計画が計上されている。

表 2-10 2021年度供給計画の電源休廃止状況

燃種	新規計上分	従来から計上分	設備量 (万kW)
LNG	10	549	559
石油	20	—	20
石炭	36	—	36
合計	66	549	615

⑦ 供給力 (kW) の補完的確認による小売未確保分と発電余力

小売電気事業者の想定需要に対する未確保分^{*}と発電事業者の発電余力を比較したものを図 2-7 に示す。冬季の 1, 2 月において未確保分が発電余力を上回っている状況である。

※未確保分 = Σ (小売電気事業者の想定需要 - 調達済供給力)

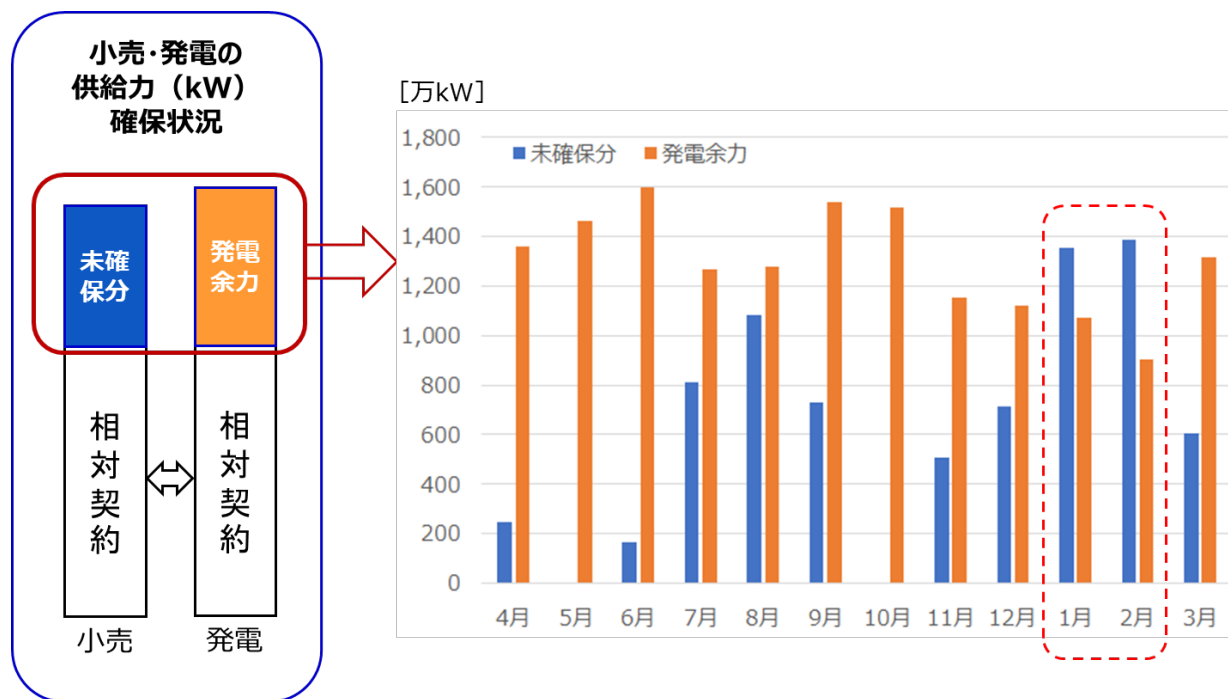


図 2-7 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

⑧ 供給力 (kW) の補完的確認のまとめ

前述の通り、短期断面で年間 EUE 基準を満たしていても、電源の補修計画等によって各月の供給予備力に偏りが生じ、特に 2022 年 2 月においては広範囲に亘って予備率が 8% を下回ることを確認した。このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。

このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者に確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。

本機関としては、上記の取り組みを継続し、更なる予備率の改善につなげたいことから、現時点で電源入札等の検討を開始しないこととしたい。

(4) 電力量 (kWh) の見通し

電力量 (kWh) バランスについては、気象の見通しなど冬季の需要予測時に参照する情報が揃い、かつ、燃料の追加調達などの対応もできるタイミングとして、毎年秋に実施している「電力需給検証」において評価を行うとともに、その後の月2回程度のモニタリングとその結果の公表を行う予定である。

そのため、この「供給計画の取りまとめ」時点では、電力量 (kWh) バランス評価までは行わないが、現時点での年間の電力量 (kWh) バランスを確認し、事業者の対応につながる情報を公表する。

① 電力量 (kWh) に関する見通し

図2-8において、供給計画の第1年度 (2021年度) における電力量 (kWh) バランス (9エリア合計) の月別に示す。また表2-11において、2021年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率を示す。送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量(※)は1~32億kWh/月程度(想定需要に対して0.1%~4.3%程度) 下回る断面が見受けられる。

(※)小売事業者への相対卸売り契約量 (非電気事業者の発電分を含む)、発電余力の合計

今後、この計画を起点に実需給段階に向けて、小売電気事業者については計画的な調達行動の遂行を、発電事業者については燃料の追加調達等による供給電力量の増加を期待する。

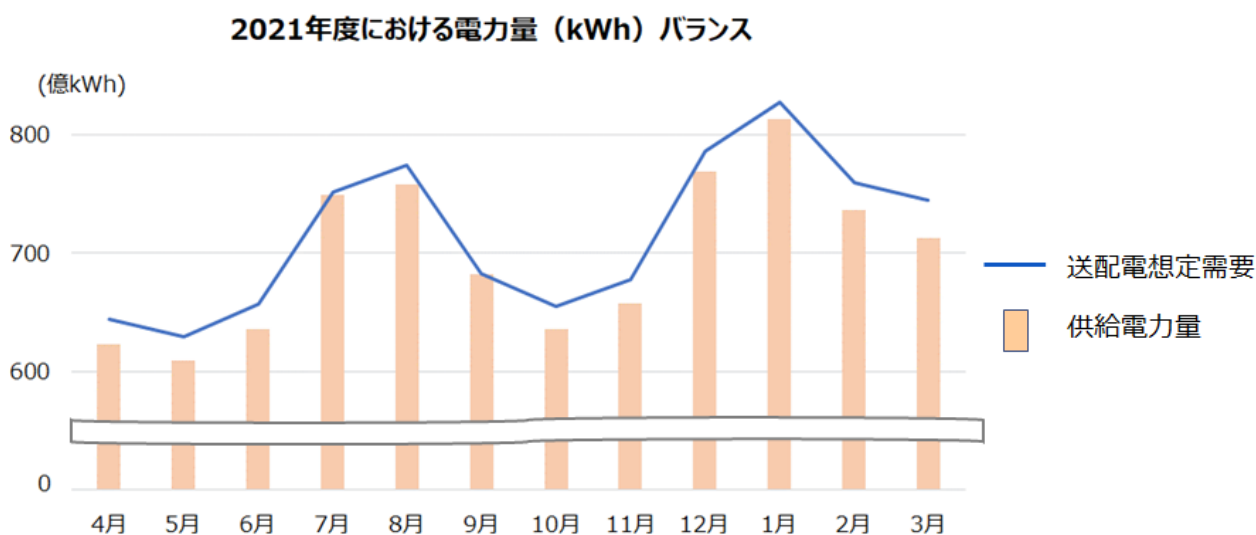


図2-8 第1年度 (2021年度) における電力量 (kWh) バランス

表2-11 2021年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

	〔億 kWh〕												
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
送配電想定需要	644	629	657	751	774	683	655	678	786	827	759	745	8,588
想定需要を下回る量	-21	-20	-21	-2	-16	-1	-19	-21	-17	-14	-23	-32	-207
想定需要を下回る率	-3.4%	-3.2%	-3.2%	-0.4%	-2.0%	-0.1%	-2.8%	-3.1%	-2.0%	-1.8%	-3.0%	-4.3%	-2.4%

供給電力量の増加については、主に火力発電により、過去の供給計画においても計画値から7%程度の増加実績があること、および、今回の供給計画の取りまとめにおいても発電事業者へのヒアリングにより、燃料追加調達の意思を確認していることから、実需給段階に向けて各事業者により供給力の追加等が行われるものとする。特に冬季に向けては、秋の「電力需給検証」において評価を行うとともに、その後の月2回程度のモニタリングとその結果の公表を行う

(参考) 過去の供給計画における電力量(kWh)の需給バランス 2020年度

図2-9において、2020年度供給計画における2020年度電力量(kWh)バランスを示す。表2-12において、過去の供給計画においても、発電側の供給電力量(kWh)が送配電想定需要を下回る断面は存在(2020年度供給計画では、送配電想定需要に対して0.7%~2.8%程度)。

しかし、実需給断面に近づくにつれ、必要に応じて小売事業者による供給力確保、それに伴う発電事業者による供給電力量(kWh)の追加がなされてきた。(需要の変動に対して、基本的には火力発電にて調整がなされている。)

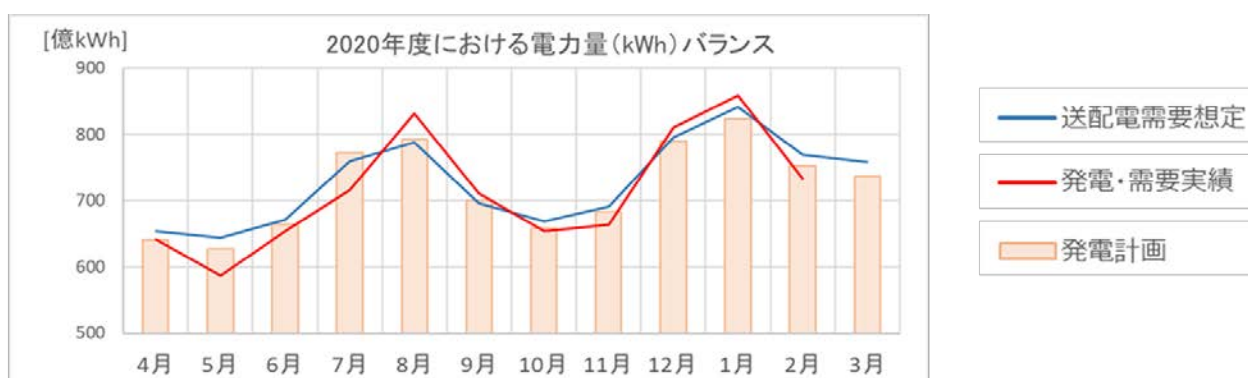


図2-9 2020年度供給計画における2020年度電力量(kWh)バランス

表2-12 2020年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
①送配電需要想定	655	645	671	760	788	696	668	692	795	841	769	758	8,738
②発電計画	640	627	665	772	792	701	658	683	790	823	752	737	8,640
③需要想定と計画の差異(②-①)	-14	-17	-7	12	4	5	-10	-8	-5	-19	-17	-21	-97
④需要想定と計画の差異率(③/①)	-2.2%	-2.7%	-1.0%	1.6%	0.5%	0.7%	-1.6%	-1.2%	-0.7%	-2.2%	-2.2%	-2.8%	-1.1%
⑤発電・需要実績	642	587	653	716	831	711	654	664	810	858	734		
⑥計画と実績の差異(⑤-②)	1	-40	-11	-56	39	10	-4	-19	20	36	-19		
⑦計画と実績の超過率(⑥/②)	0.2%	-6.3%	-1.7%	-7.2%	5.0%	1.4%	-0.6%	-2.8%	2.5%	4.3%	-2.5%		

② 電力量(kWh)の確認 【未確保分と発電余力】

図2-10において、小売電気事業者が市場調達として想定している量と、発電事業者が市場へ供出することが期待される発電余力を比較すると、小売電気事業者が市場調達を計画している量が多いのは4・6・8・2・3月。該当月においては、小売電気

事業者が期待するほど、卸電力市場にkWhが供出されないことも想定される。

これら情報を踏まえて、小売電気事業者の計画的な調達行動の遂行と、発電事業者による供給電力量の追加を期待するものである。

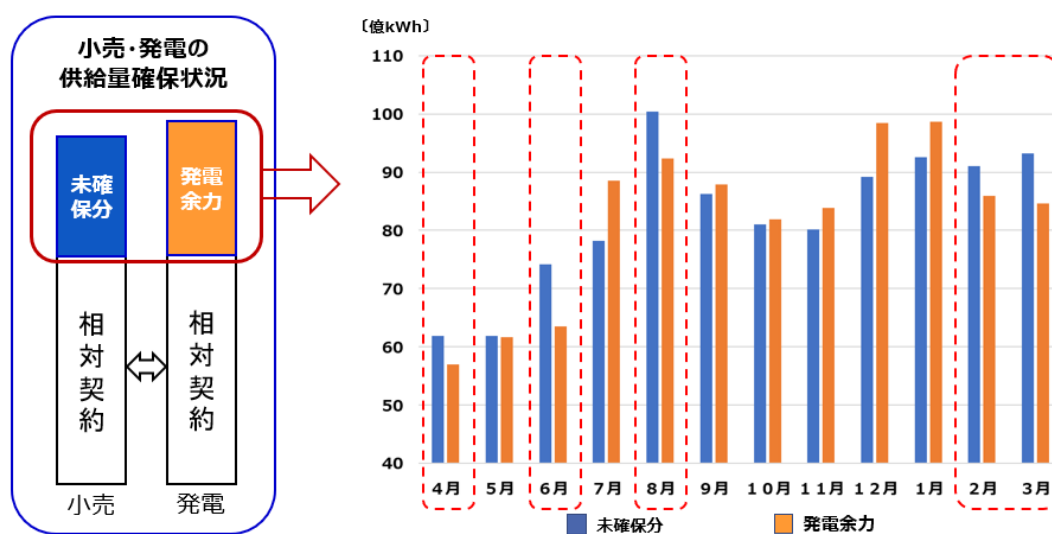


図 2-10 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

(5) 需給バランス確認結果のまとめ

○供給力（kW）の見通し（年間EUE基準に基づく確認結果）

短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値以内となっている。
長期断面では、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。

○供給力（kW）の補完的確認（短期）

第1年度（2021年度）、第2年度（2022年度）とも予備率が8%を下回る断面があることを確認した。

○電力量（kWh）の見通し

第1年度（2021年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は1億kWh/月～32億kWh/月程度（想定需要に対して0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

以上の結果を踏まえ、以下の通りの対応とする。また、図2-11に今後のスケジュールを示す。

短期断面（2021・2022年度）においては、年間EUE基準を満たしていても、予備率が8%を下回る断面があることを確認した。本機関は、このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。

一方、この状況において直ちに電源入札等を実施すれば、本来、市場等取引を通じて適切に確保されるべき供給力があるなかで、必要以上の供給力やその調達資金が発生することもあり得ることから、合理性を欠くことになると考える。

このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者を確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、今回の結果を公表することで、今冬の需給ひっ迫を経験した小売及び発電事業者に対して、冬の需給が厳しい断面において十分な備えができていないかあらためて問い直し、供給力確保等の適切な対応を求めていく。

そして、事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始判断（STEP1）」について、4月を目途に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断を行うこととした。

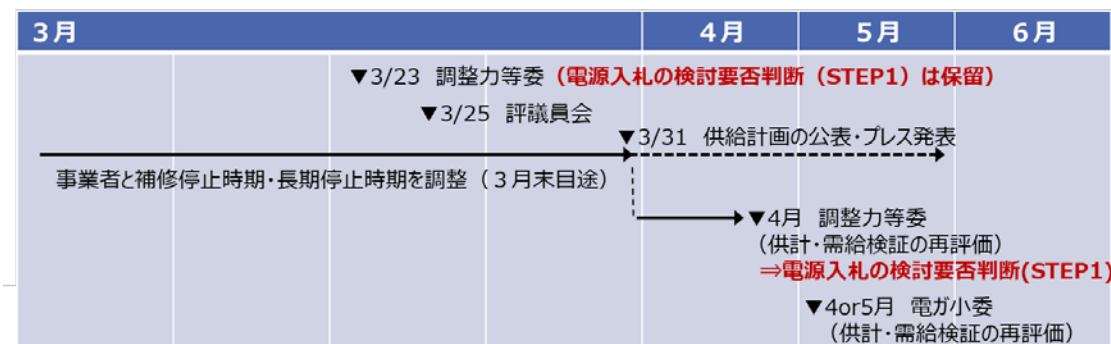


図2-11 今後のスケジュール

(参考) 電源入札とは

図2-12に電源入札等の業務フローを示す。

電源入札等は、毎年度末の供給計画の取りまとめ後に、電力需給検証の結果も踏まえて、まずは検討が必要かを判断し (STEP 1)、必要と判断されれば「入札委員会 (仮称)」を立上げて実施するかを判断する (STEP 2) 仕組みとなっている。

電源入札等の業務フロー (現状)

3

第25回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2018.3.5) 資料5 抜粋

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会 ^{※1} ⇒理事会	理事会 本委員会	評議員会⇒理事会 「入札委員会 (仮称)」
諮問委員会	—	—	—
実施時期	前年度3月末	(第1年度): 前年度3月末~4月上旬 (第2~10年度) 6月末	(第1年度): 4月まで (第2~10年度) 12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る)
評価内容	・受領した供給計画 (需要想定及び供給力算定) の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 【需給バランス評価】 ・適正な供給力の確保状況 ^{※2} を確認	【需給バランス評価】 ・供給計画に準じた需要及び供給力による評価 【需給変動リスク分析】 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討 (追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 【需給バランス評価】 ・平年H3需要 ^{※3} に対する基準	【需給バランス評価】 ・STEP0と同じ 【需給変動リスク分析】 ・厳気象H1需要 ^{※4} に対する基準 (第1年度のみ ^{※5})	・平年H3需要 ^{※3} に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要 ^{※4} に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる (第1年度のみ) 上記を基本としつつ入札委員会で議論

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件 (猛暑、厳寒) における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

図2-12 電源入札等の業務フロー

【出典】第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019年2月19日) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/files/chousei_jukyuu_36_03.pdf

(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

2030年度までの電源種別ごとの供給力（8月15時・全国計）の見通しを図2-13に示す。

新エネルギー等発電の供給力は、増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリプ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、2022・2023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。

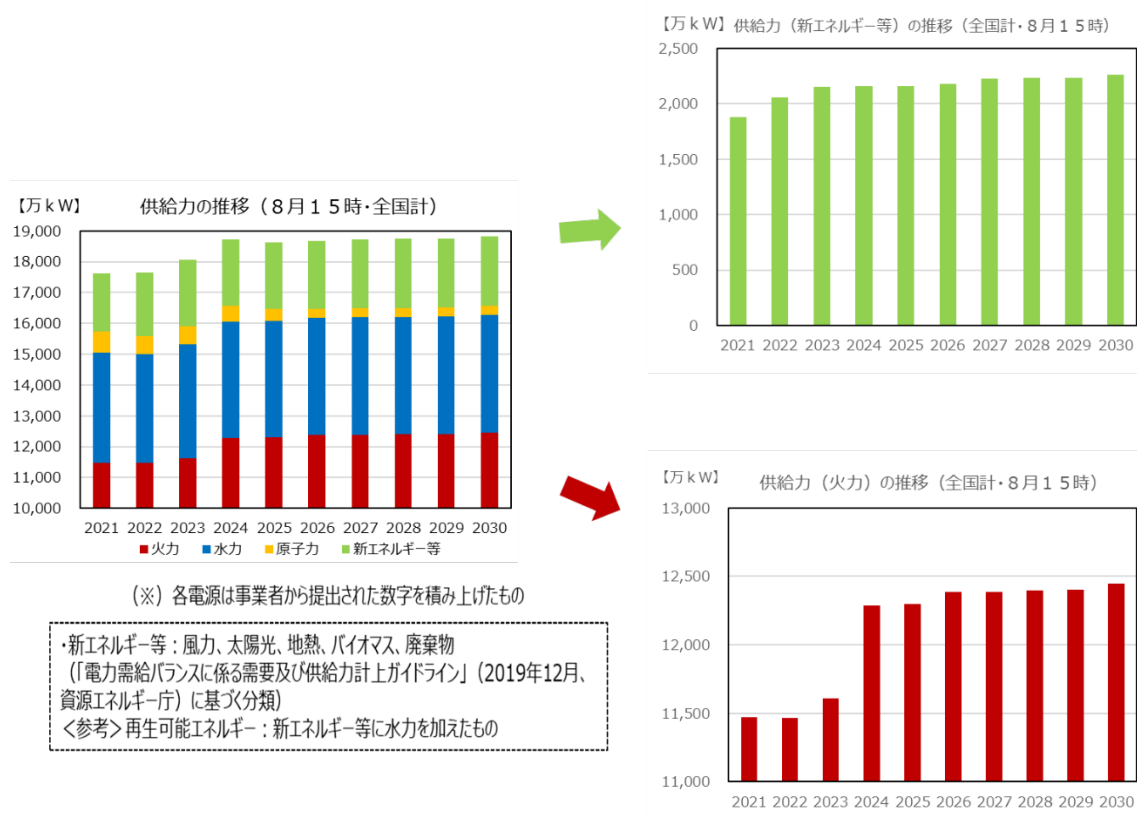


図2-13 電源別供給力の推移

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1,800～2,200万kW）を図2-14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、約600～1,100万kW（送電端）は、供給力として積み増せる可能性があるとして想定できる。

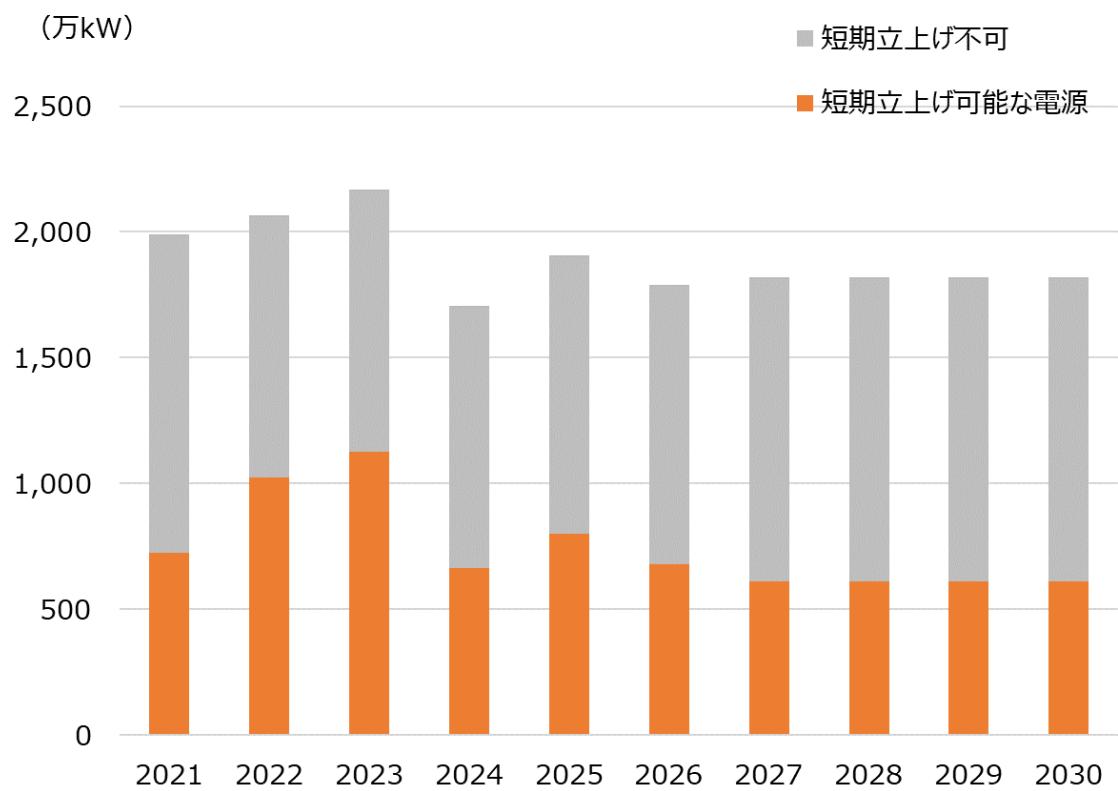


図 2 - 1 4 休止電源の状況

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。

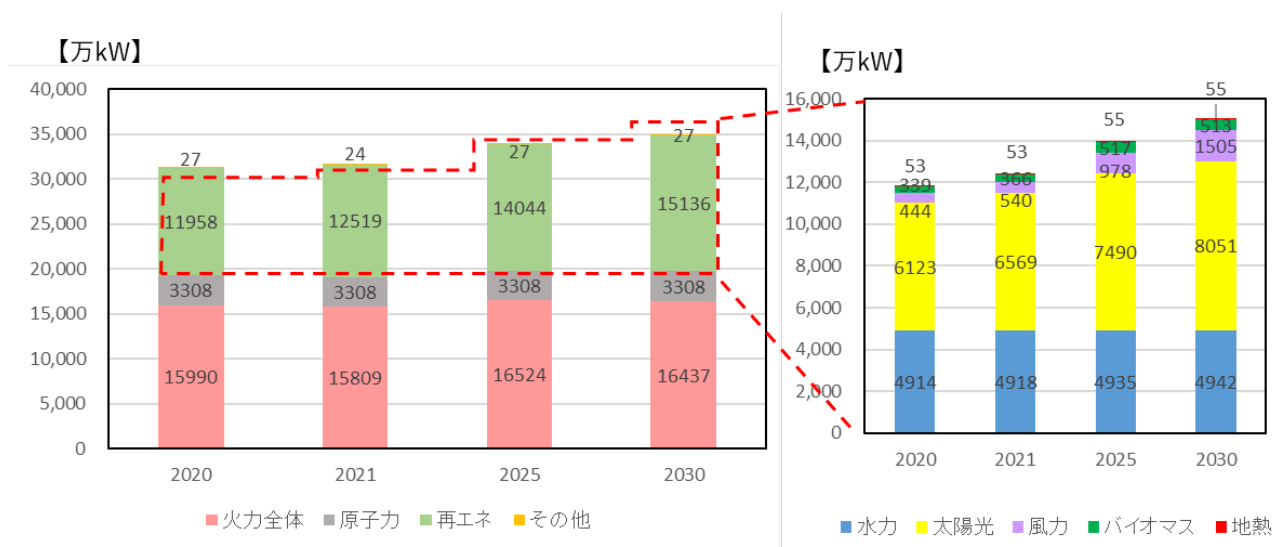
表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

※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	2020	2021	2025	2030
火力※1	15,990	15,809	16,524	16,437
石炭	4,593	4,815	5,284	5,281
LNG	8,430	8,113	8,453	8,367
石油他 ²³	2,967	2,882	2,787	2,789
原子力※2	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	11,958	12,519	14,044	15,136
一般水力	2,167	2,171	2,188	2,195
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風力※3	444	540	978	1,505
太陽光※3	6,123	6,569	7,490	8,051
地熱※1	53	53	55	55
バイオマス※1	339	366	517	513
廃棄物※1	84	74	69	69
その他	27	24	27	27
合計	31,283	31,661	33,903	34,909

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。



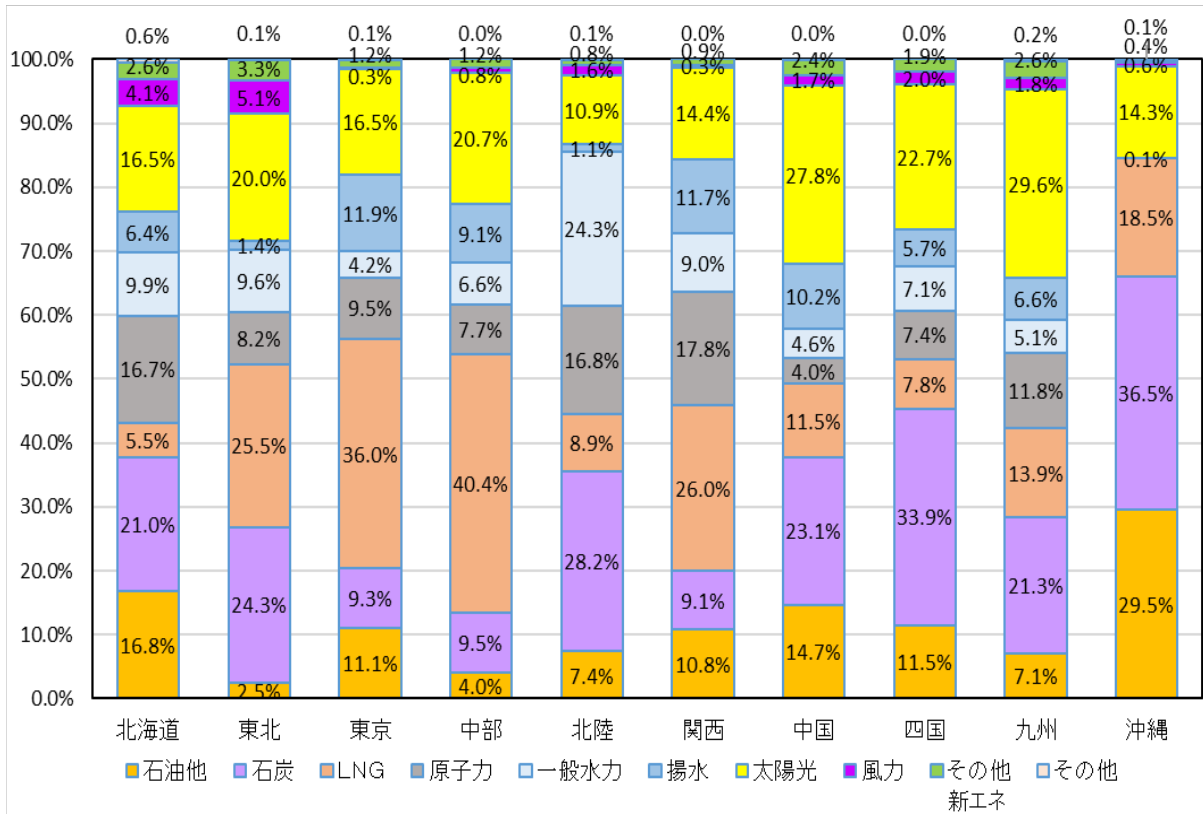
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

²³ 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

2020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 2020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）²⁴を図3-3に示す。

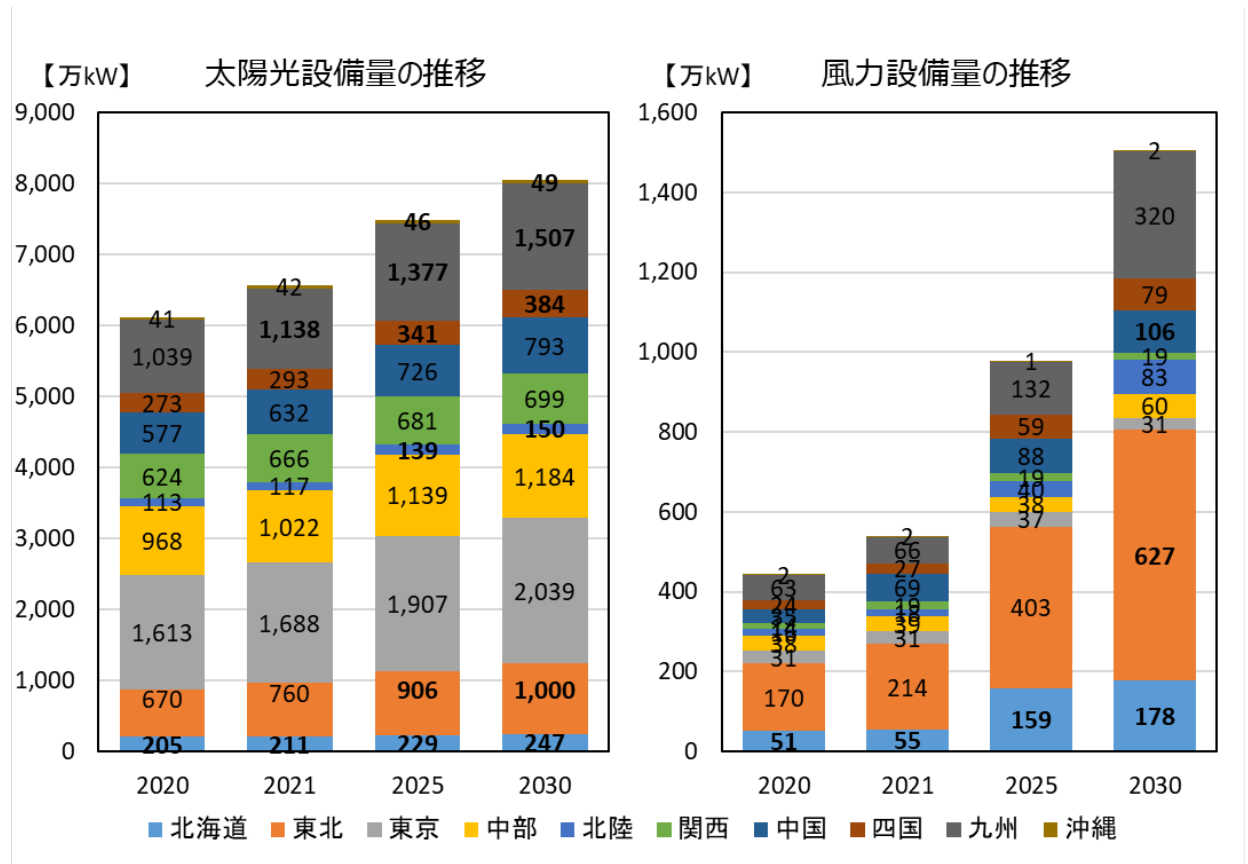


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁴ 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、2030年度末までの電源開発計画²⁵について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

表3-2 2030年度末までの電源開発計画²⁵ (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	39.1	61	6.0	36	△18.3	33
一般水力	39.1	61	6.0	36	△18.3	33
揚水	—	—	—	—	—	—
火力	1,163.8	30	0.0	0	△660.3	35
石炭	441.3	6	—	—	△51.8	3
LNG	717.4	15	—	—	△432.6	12
石油	5.1	9	—	—	△175.9	20
LPG	—	—	—	—	—	—
瀝青質	—	—	—	—	—	—
その他ガス	—	—	—	—	—	—
原子力	1,018.0	7	15.2	1	0.0	0
新エネルギー等	595.3	250	0.2	1	△64.7	66
風力	156.6	54	—	—	△47.4	52
太陽光	332.3	168	—	—	△0.2	1
地熱	4.4	3	—	—	△2.4	1
バイオマス	96.8	20	—	—	△7.5	5
廃棄物	5.2	5	0.2	1	△7.5	7
合計	2,816.2	348	21.4	38	△743.2	134

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

²⁵ 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	2020	2021	2025	2030
新エネルギー等	1,040	1,129	1,450	1,574
風力	78	93	179	260
太陽光	706	756	870	919
地熱	24	25	28	29
バイオマス	200	230	349	342
廃棄物	32	26	24	23

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	2020	2021	2025	2030
水力	826	844	855	898
一般水力	769	764	782	801
揚水	56	81	74	97
火力	6,378	6,206	6,023	5,792
石炭	2,638	2,899	3,033	3,022
LNG	3,548	3,090	2,779	2,565
石油他 ²³	193	217	211	204

③ 原子力（表 3-5）

2021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	2020	2021	2025	2030
原子力	382	395	377	324

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】

	2020	2021	2025	2030
合計	8,683	8,613	8,742	8,625

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2020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。

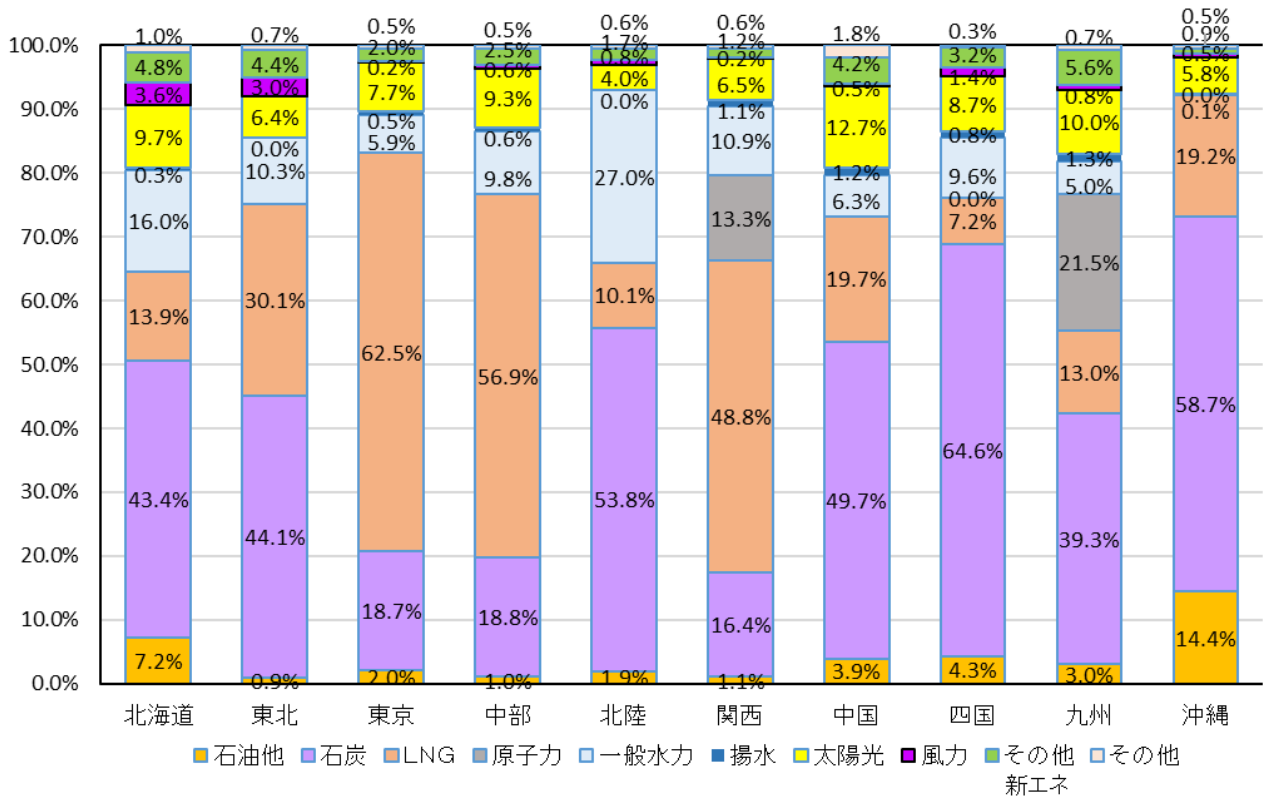


図3-4 2020年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(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	2020	2021	2025	2030
水力	19.2%	19.6%	19.8%	20.7%
一般水力	40.5%	40.2%	40.8%	41.7%
揚水	2.3%	3.4%	3.1%	4.0%
火力	45.5%	44.8%	41.6%	40.2%
石炭	65.6%	68.7%	65.5%	65.3%
LNG	48.0%	43.5%	37.5%	35.0%
石油他 ²³	7.4%	8.6%	8.6%	8.3%
原子力	13.2%	13.6%	13.0%	11.2%
新エネルギー等	16.9%	17.0%	18.2%	17.6%
風力 ²⁶	20.1%	19.6%	20.9%	19.7%
太陽光 ²⁶	13.2%	13.1%	13.3%	13.0%
地熱	52.1%	53.0%	58.3%	59.8%
バイオマス	67.4%	71.6%	77.1%	76.2%
廃棄物	43.4%	40.5%	39.1%	38.6%

²⁶ 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。

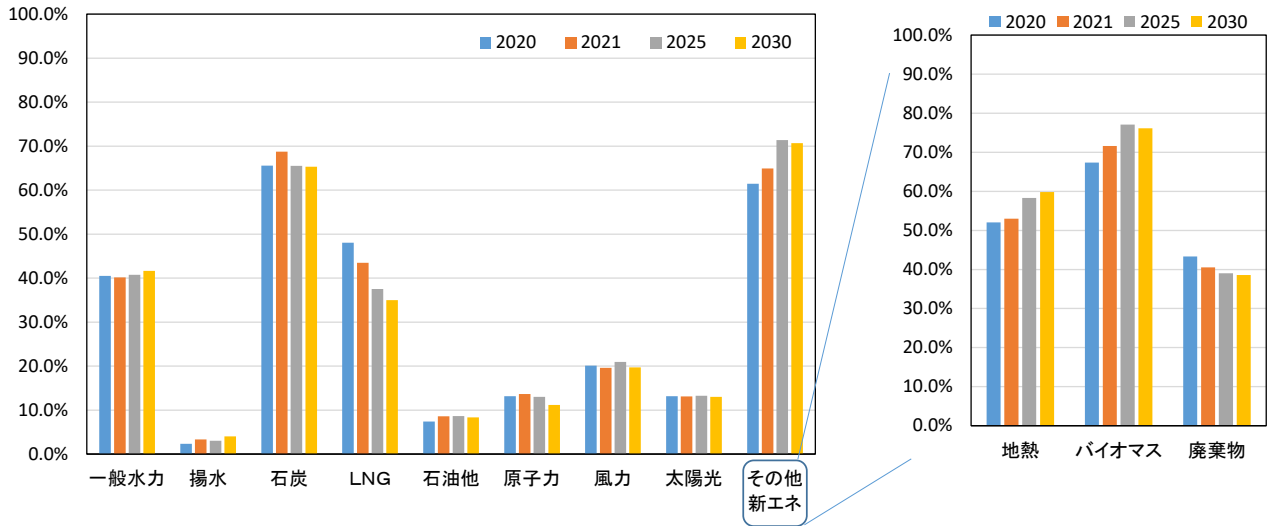


図 3 - 5 設備利用率の推移 (全国合計)

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²⁷を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）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。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画²⁸

送電線路の増加こう長 ²⁹ ※ ³⁰	635 km (726 km)
架空送電線路※	597 km (687 km)
地中送電線路	39 km (39 km)
変圧器の増加容量	29,235 MVA (28,290 MVA)
交直変換所の増加容量 ³¹	900 MW (1,800 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△61 km (△61 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△4,300 MVA (△2,700 MVA)

²⁷ 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあつては132kVのもののみ）が届出対象となっている。なお、合計値が合わないのは四捨五入の関係によるもの。

²⁸ （ ）内は昨年値を記載した。

²⁹ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

³⁰ ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

³¹ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

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。

○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:79km ・(仮)広域連系南幹線:64km ・相馬双葉幹線接続変更:16km ・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：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: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FC分岐線:3km ・佐久間東栄線FC分岐線:1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間東栄線:11km, 2km ・佐久間東幹線:123km
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所： 750MVA×1 ・静岡変電所： 1,000MVA×1 ・東栄変電所： 800MVA×1 → 1,500MVA×2

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）※マスタープラン³²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

³² 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。

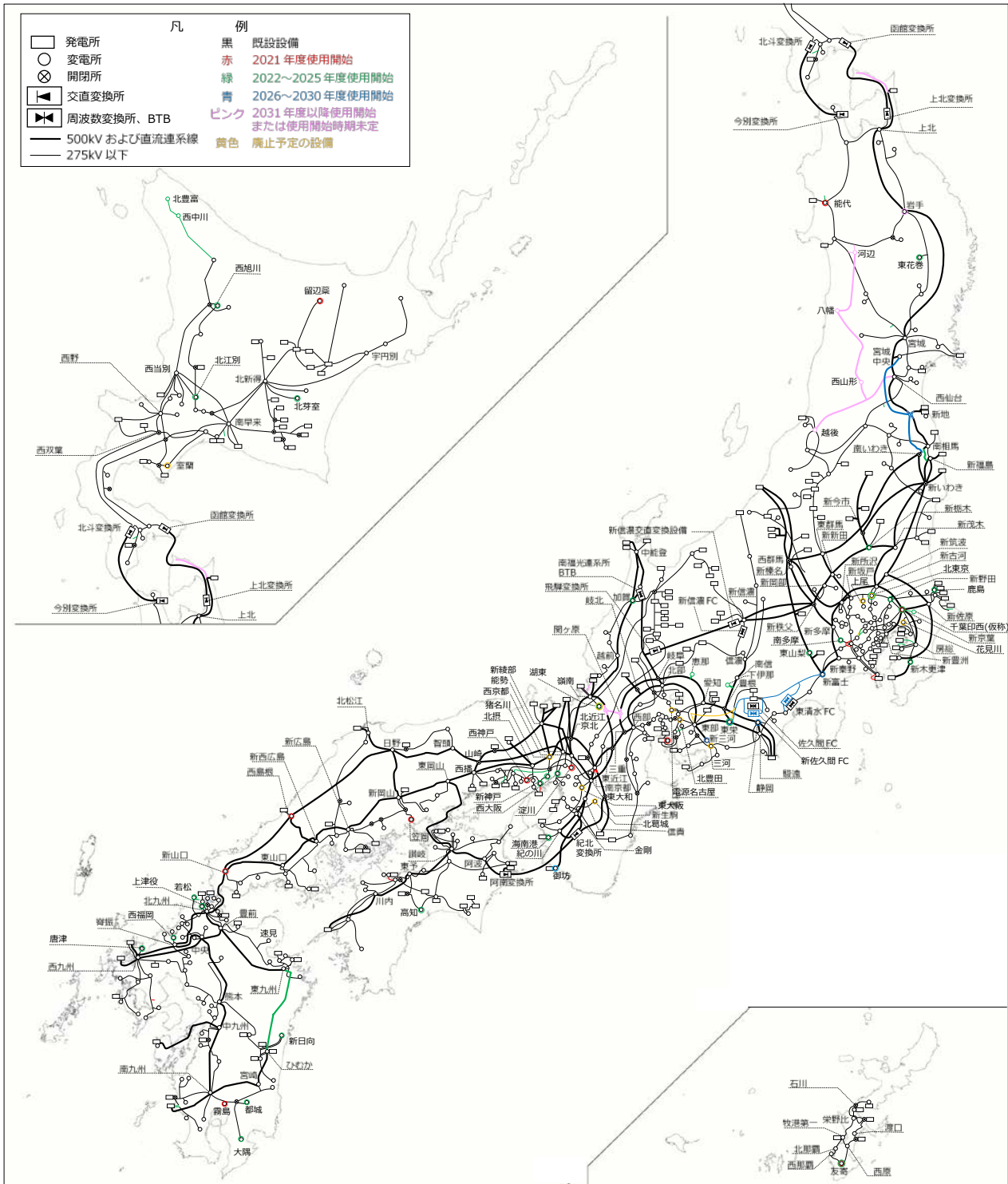


図 4 - 1 電力系統の状況

(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 ³³	電圧	こう長 ^{34,35}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
北海道電力 ネットワーク 株式会社	鶴岡支線新設	187kV	0.1km	1	2020年9月	2022年8月	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.2km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.2km (2,3番線) ※2※3	3	2019年8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
	千葉印西変電所 引込線	275kV	10.5km	2	2020年4月	2024年4月	需要対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年6月	2024年10月	需要対策
	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 送配電 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1月 (1号線) 2021年4月 (2号線) 2022年1月 (3号線)	電源対応
	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
四国電力 送配電 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 送配電 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	2022年1月	需要対策
	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12月	系統対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	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
福島送電 株式会社	阿武隈南部線	154kV	22km※2	1	2020年7月	2024年5月	電源対応

³³ 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。

³⁴ 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。

³⁵ 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。

³⁶ 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

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³³	電圧	こう長 ^{34,35}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北幌延線一部昇圧	100kV→187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
	(仮称) 苫小牧アクセス線新設※1	187kV	0.2km	1	2021年5月	2022年6月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年4月	2022年12月	電源対応
	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2023年4月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部HS線 新設	275kV	0.3km	2	2023年6月	2024年12月	電源対応
	(仮) 広域連系 北幹線	500kV	79km	2	2022年7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	64km	2	2024年7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	16km	2	2022年2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5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	2023年11月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮) 広域連系 開閉所	500kV	-	10	2022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DT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DT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	96km	2	2021年度以降	2031年度以降	電源対応
山形幹線昇圧延長	275kV→500kV	53km→103km	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	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	2024年度	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	G7060005 アクセス 線 (仮称)	275kV	0.5km※2	1	2021年4月	2022年2月	電源対応
	MS18GHZ051500 アク セス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2024年6月	2025年6月	電源対応
	京浜線1, 2号接続 変更	275kV	0.4km※3	2	2021年9月	2022年3月	電源対応
	東清水線	275kV	13km 7km(既設流用)	2	2022年3月	2027年1月	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ³³	電圧	こう長 ^{34,35}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
	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	11.1km	2	2021年10月	2023年10月	電源対応
	G5150013 アクセス 線(仮称)	275kV	0.5km	2	2021年5月	2022年5月 (1号線) 2022年6月 (2号線)	電源対応
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2021年12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	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 送配電 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	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
	新加古川線	275kV	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※3	2	2022年11月	2023年3月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	西部ガスひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2023年3月	2025年7月	電源対応
	新小倉線	220kV	15km→ 15km※2※3	3→2	2021年4月	2029年10月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東幹線 FC分岐線	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線 FC分岐線	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
	佐久間東栄線	275kV	10.6km→ 11km※3	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	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

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 ³⁶
電源開発 送変電 ネットワーク 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 ^{33,37}	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
北海道電力 ネットワーク 株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA	2→1	2021年2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4月	2022年7月	電源対応
東北電力 ネットワーク 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 パワーステート 株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2018年8月	2019年9月(5B)済 2021年11月(6B)	高経年化対策
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年11月	2022年12月	需要対策
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年8月	2022年5月	電源対応
中部電力 パワーステート 株式会社	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)済 2021年8月 (新2B)	電源対応
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2020年12月	2027年度	安定供給対策※4
関西電力 送配電 株式会社	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年11月	2021年6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
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2021年2月	2023年5月	需要対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年5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
九州電力 送配電 株式会社	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2020年1月	2021年12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
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4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

³⁷ 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）。

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ^{33,37}	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年5月	2022年7月	高経年化対策
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
東北電力 ネットワーク 株式会社	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年5月	2024年10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	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024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 (2030年度以降)	電源対応
東京電力 パワーステート 株式会社	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年7月	2022年6月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年6月	2022年11月	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2023年10月	2027年3月	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年6月	2024年2月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2022年4月	2023年3月	需要対策
	千葉印西 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年4月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年6月	2024年6月	電源対応
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→ 300MVA	1→1	2022年12月	2023年10月	高経年化対策
中部電力 パワーステート 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
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2027年7月	2030年8月	電源対応
北陸電力 送配電 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年11月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2024年8月	2027年11月	電源対応
	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
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1、 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2022年9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
	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年2月	2024年6月	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年9月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力 送配電 株式会社	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年9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11月	2024年10月	電源対応

届出事業者	名称 ^{33,37}	電圧 (kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
	大隅変電所	110/66kV → 220/110 /66kV	60MVA → 250/100 /200MVA	1→1	2022年3月	2025年2月	電源対応
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年5月	2023年4月	高経年化対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250 MVA	1→1	2022年7月	2023年11月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新佐久間周波数 変換所※6	—	300MW	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4
福島送電 株式会社	阿武隈南変電所 ※6	154/66/33kV	170MVA	1	2021年11月	2024年5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
北海道電力 ネットワーク 株式会社	室蘭変電所	187/66kV	100MVA	1	2023年6月	高経年化対策
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	2022年1月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2025年2月	系統対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北豊田変電所	275/154kV	450MVA	1	2023年度	高経年化対策
	三河変電所	275/154kV	450MVA	1	2025年4月	高経年化対策
関西電力 送配電 株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年5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
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年11月	高経年化対策
電源開発送変電 ネットワーク株式会社	名古屋変電所	275/154kV	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 ³⁸	こう長の総延長 ³⁹	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	646 km※	1,293 km※	646 km※	1,293 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	△175 km	△354 km	△158 km	△317 km
		地中	17 km	37 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		
合計	架空	597 km	1,189 km	635 km	1,248 km	
	地中	39 km	59 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⁴⁰

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	227 km	476 km
220kV	19 km	38 km
187kV	7 km	14 km
合計	253 km	528 km

³⁸ 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。

³⁹ 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。

⁴⁰ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長及び総延長を集計した。

表 4-10 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴¹	電圧階級 ⁴²	増加台数	増加容量
新增設	500kV	23 [4]	22,100MVA [1,000MVA]
	275kV	8 [2]	4,180MVA [600MVA]
	220kV	6 [0]	1,740MVA [0MVA]
	187kV	4 [5]	955MVA [695MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	110kV	△1 [0]	△60MVA [0MVA]
	新增設計	41 [12]	29,235MVA [2,465MVA]
廃止	500kV	△1	△750 MVA
	275kV	△13	△3,450 MVA
	187kV	△1	△100 MVA
	廃止計	△15	△4,300 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4-11 主要な周波数変換所の整備計画

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

(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。

⁴¹ 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。

⁴² 変圧器の一次側電圧により分類した。

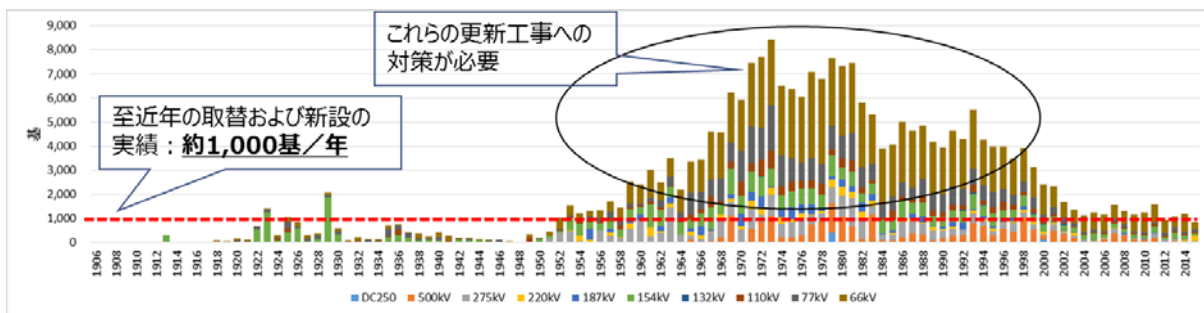


図 4 - 2 鉄塔の物量分布 (66kV~500kV)

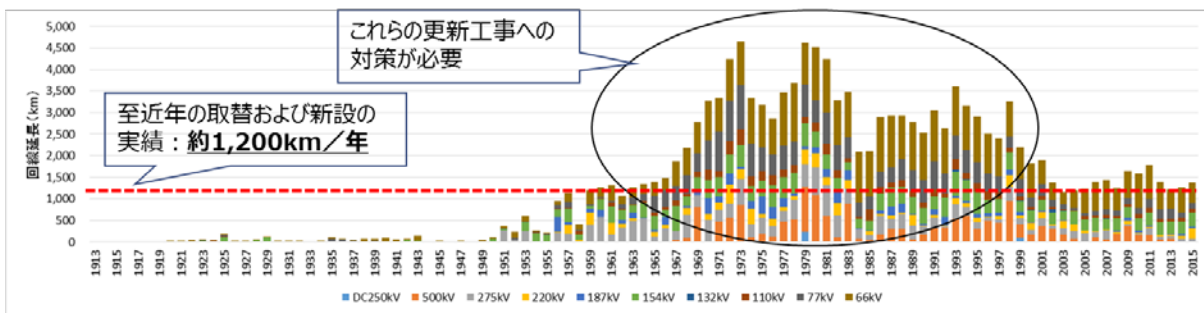


図 4 - 3 架空線回線延長の物量分布 (66kV~500kV)

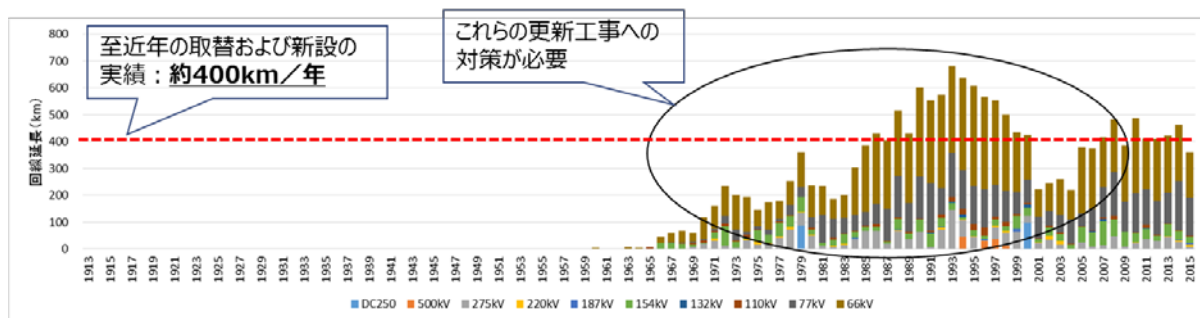


図 4 - 4 地中線の物量分布 (66kV~500kV)

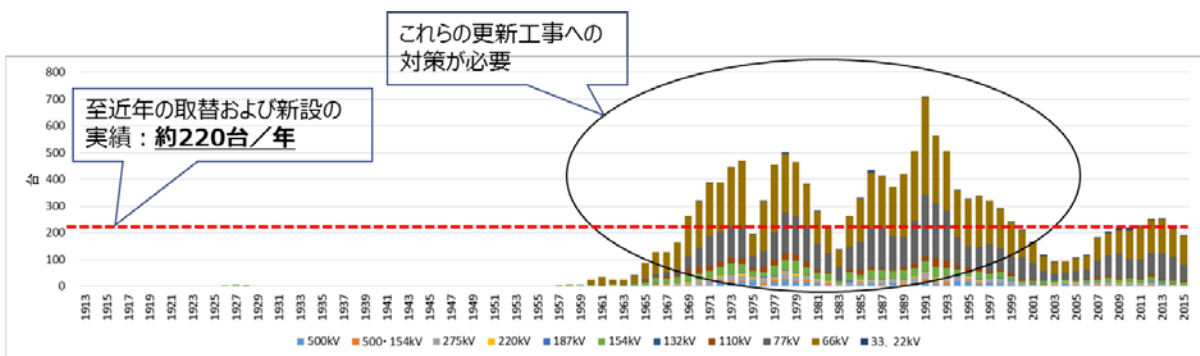


図 4 - 5 変圧器の物量分布 (66kV(一部 22kV)~500kV)

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⁴³を図4-6に示す。

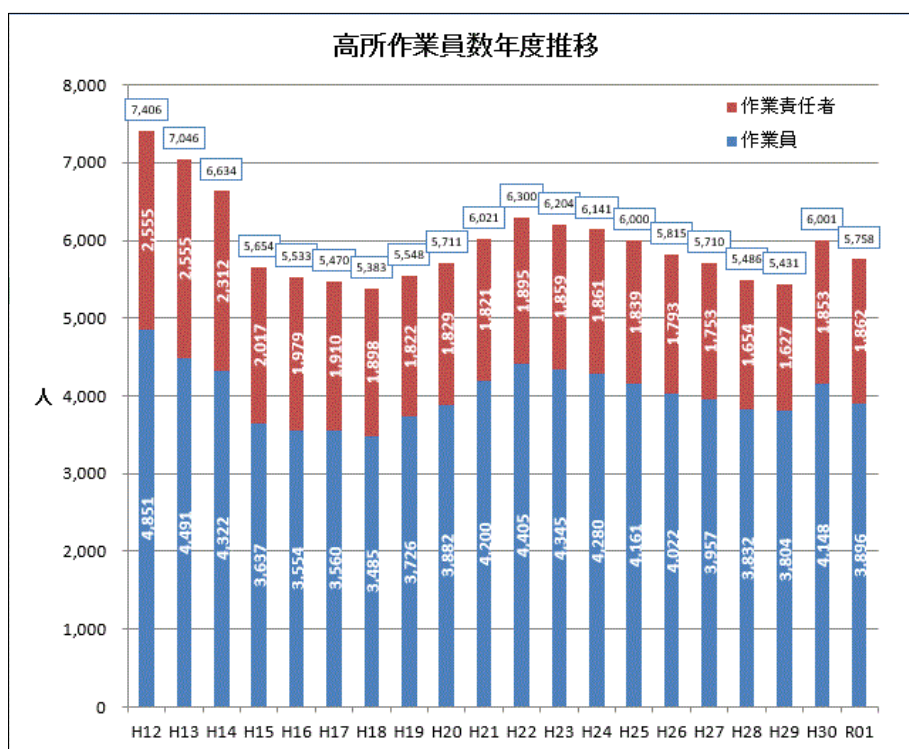


図4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移

⁴³ 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（2021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2021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。

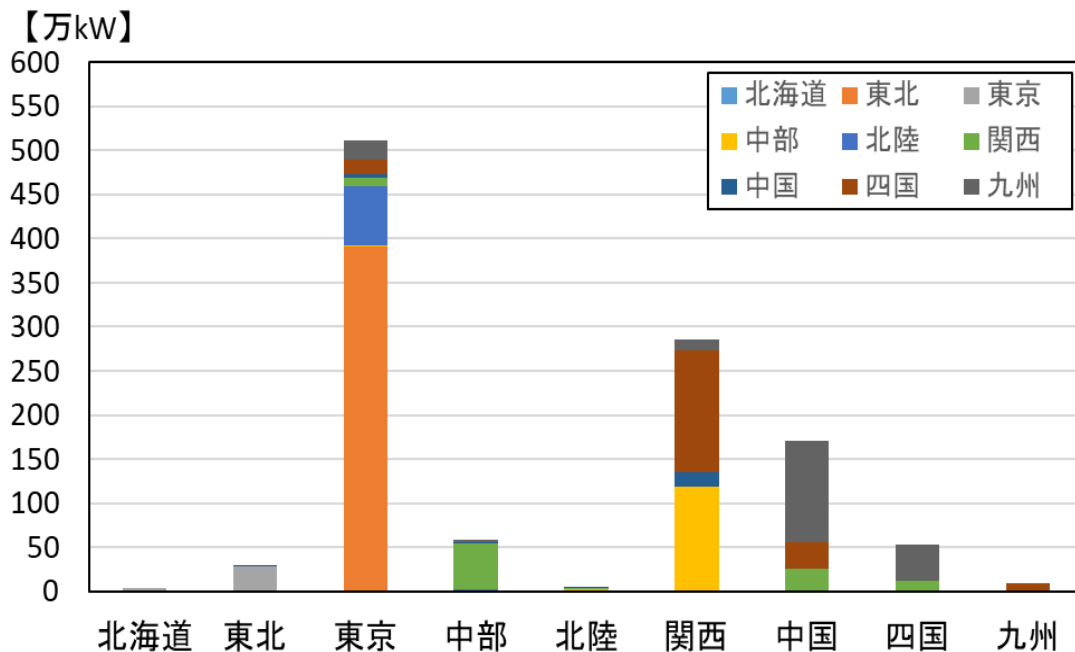


図5-1 エリア外調達電力

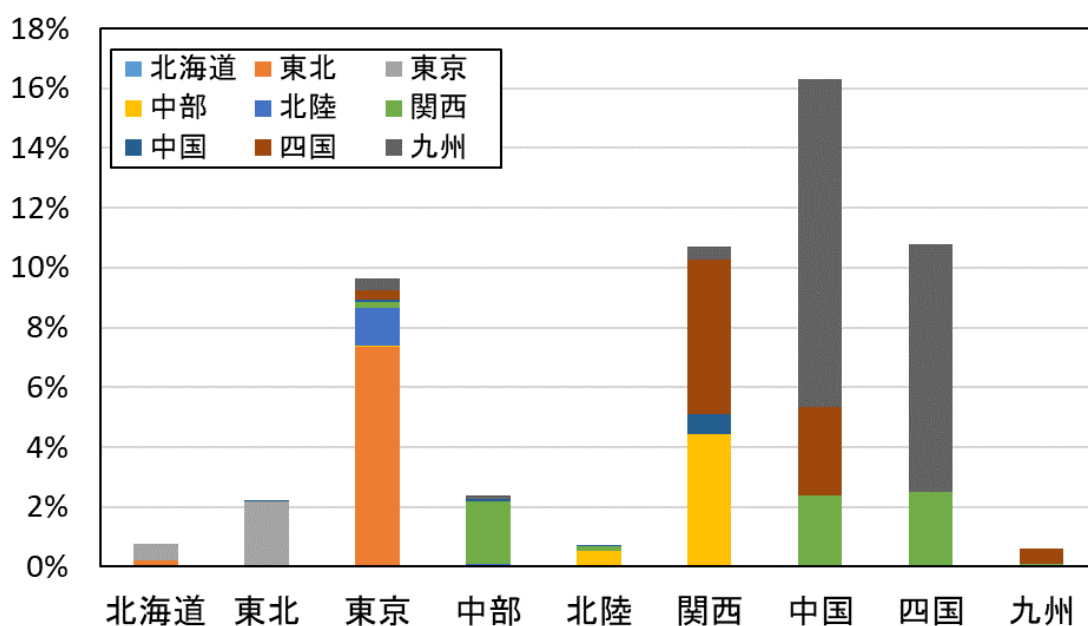


図5-2 エリア外調達電力比率

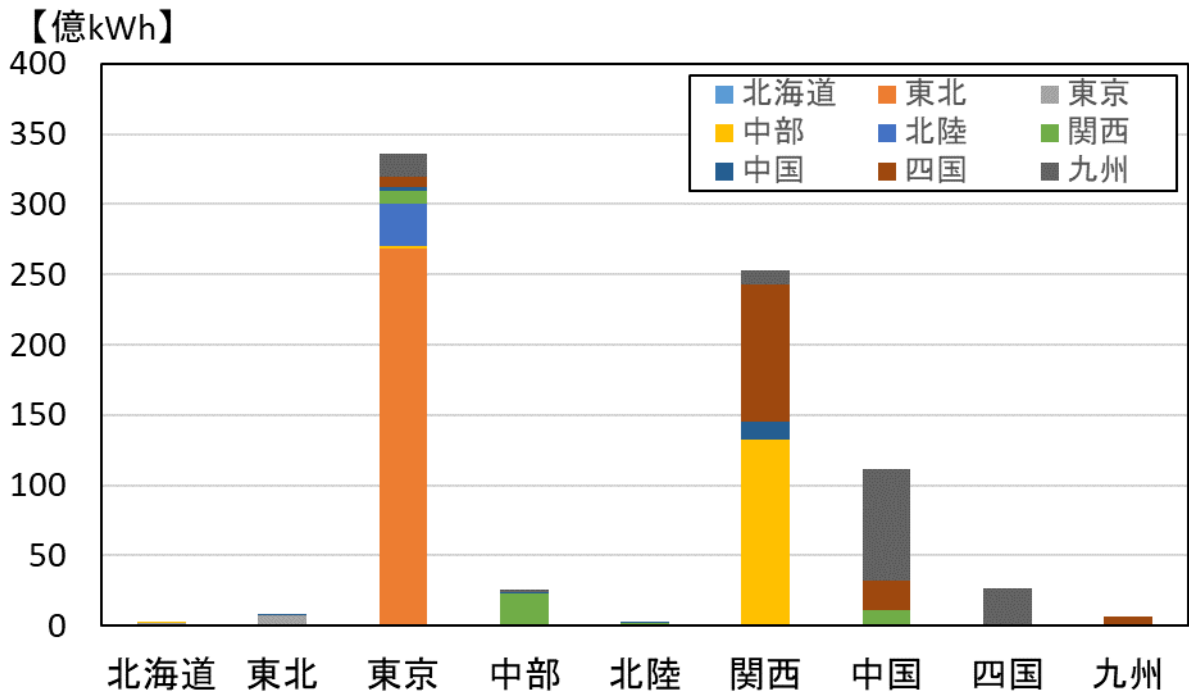


図5-3 エリア外調達電力量

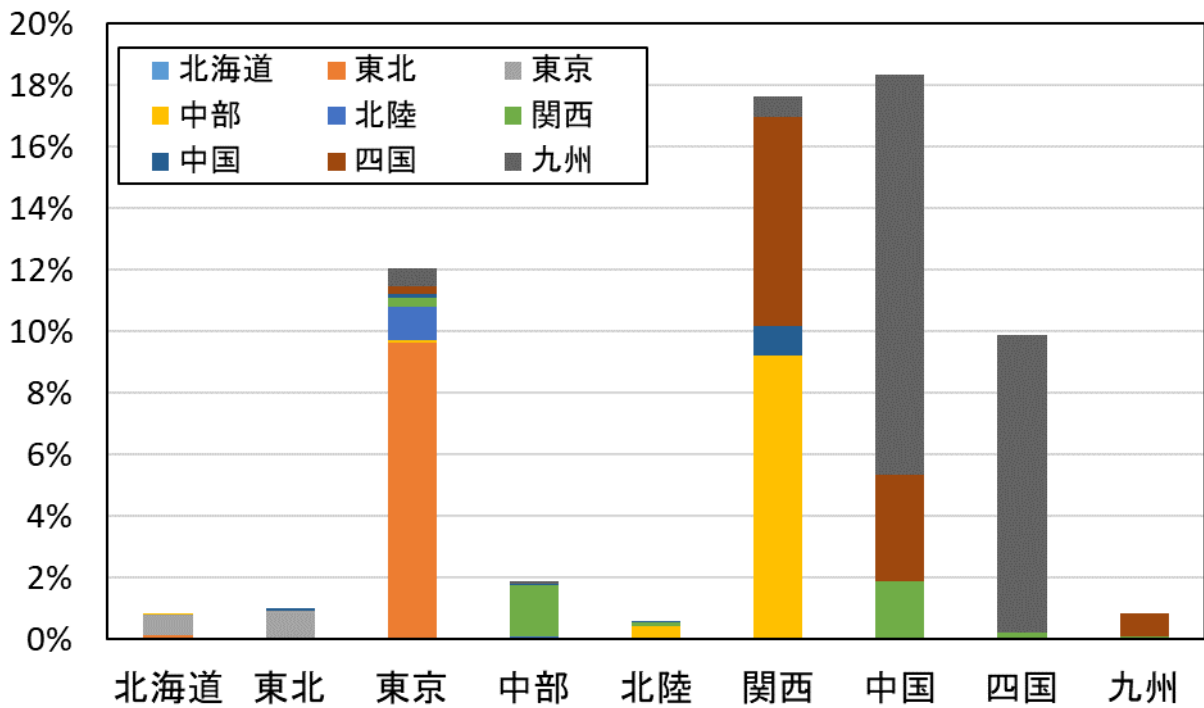


図5-4 エリア外調達電力量比率

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660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。

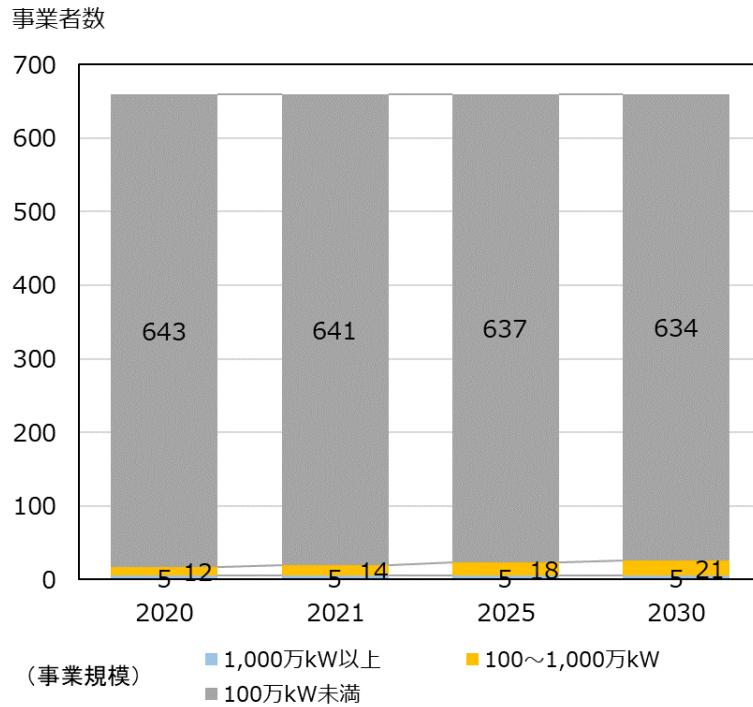


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

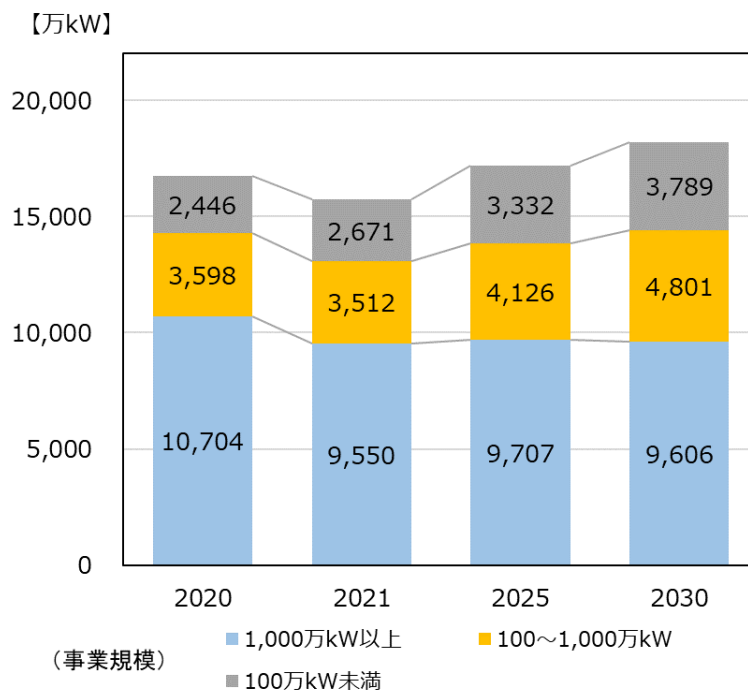


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

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。

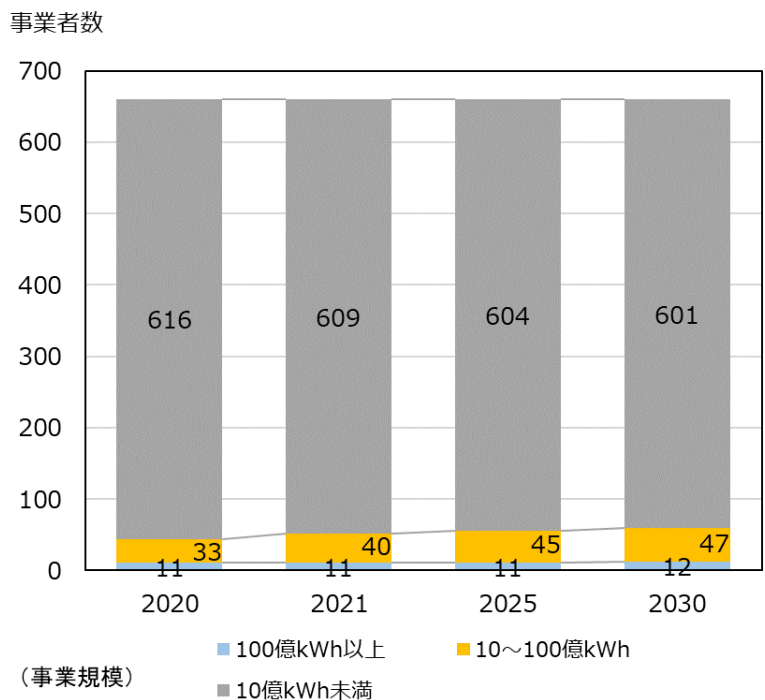


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

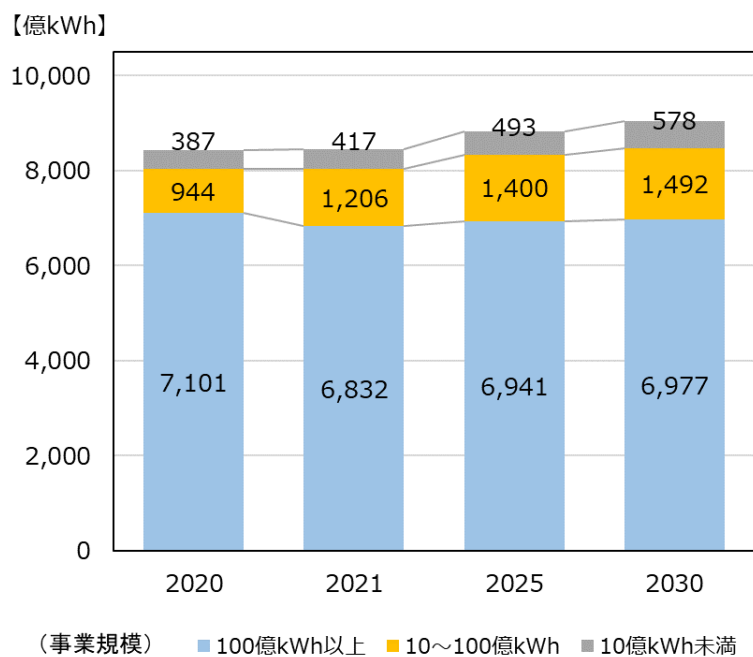


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

(2) 小売電気事業者のエリア展開

2021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、2021年度時点で小売計画を計上していない事業者(86者)を除いて集計している。ほぼ半数の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

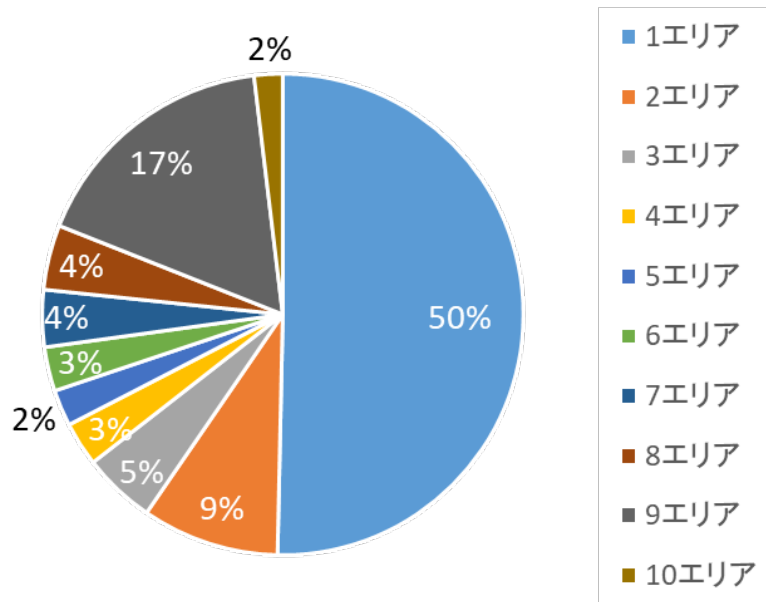


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

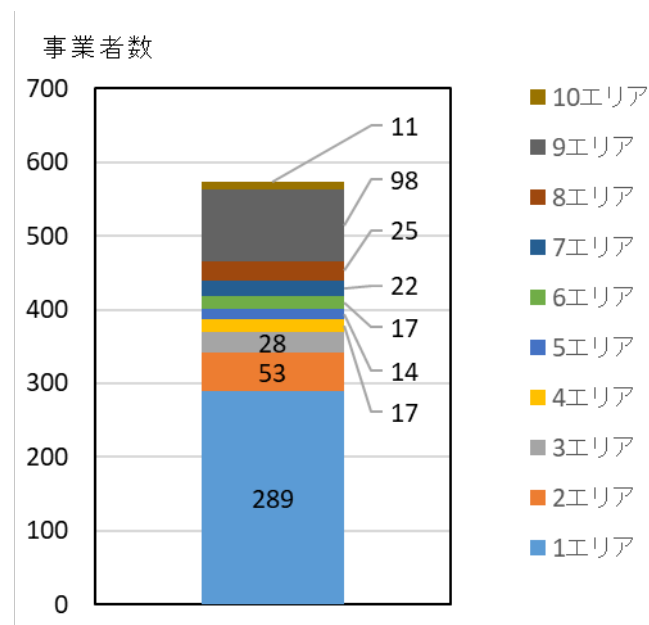
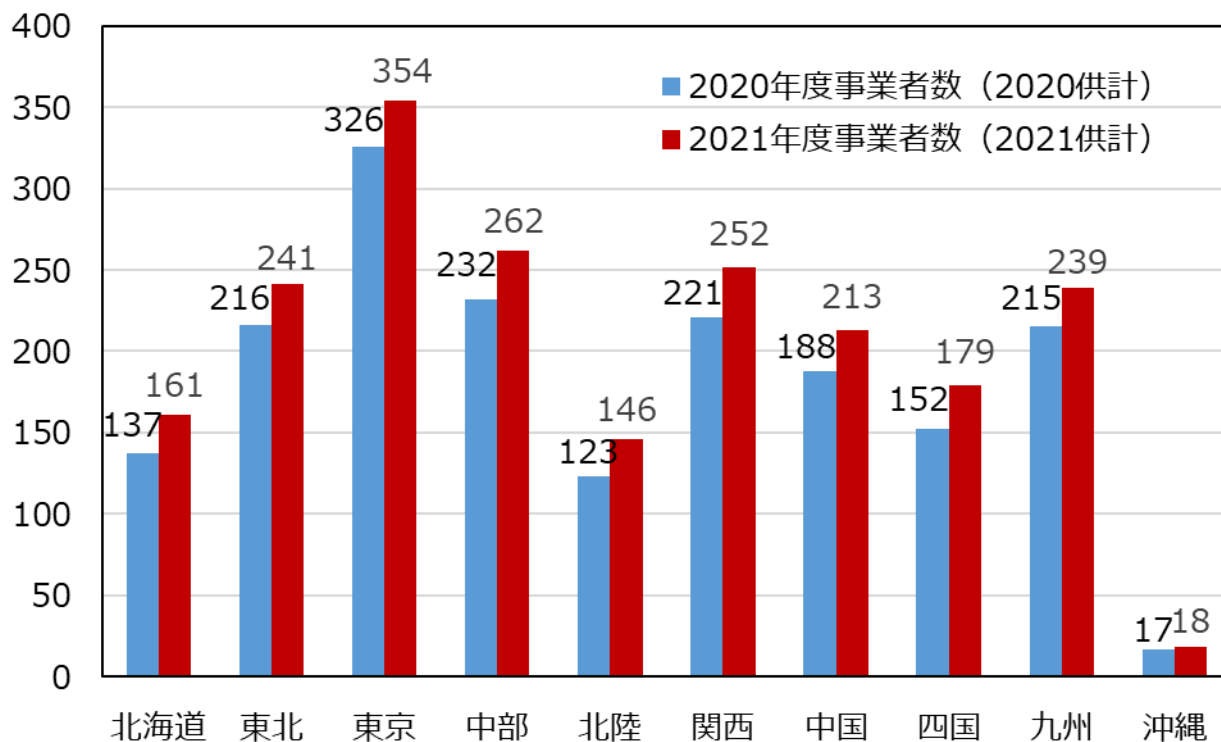


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2021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】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2021年度エリア需要	415	1,293	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	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。

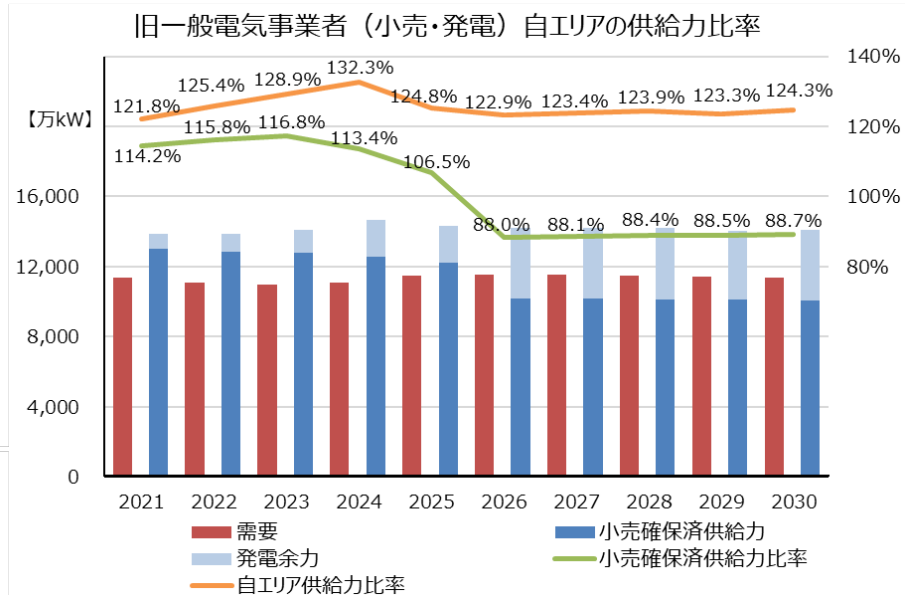


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率⁴⁴（8月15時、送電端）

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図6-9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。

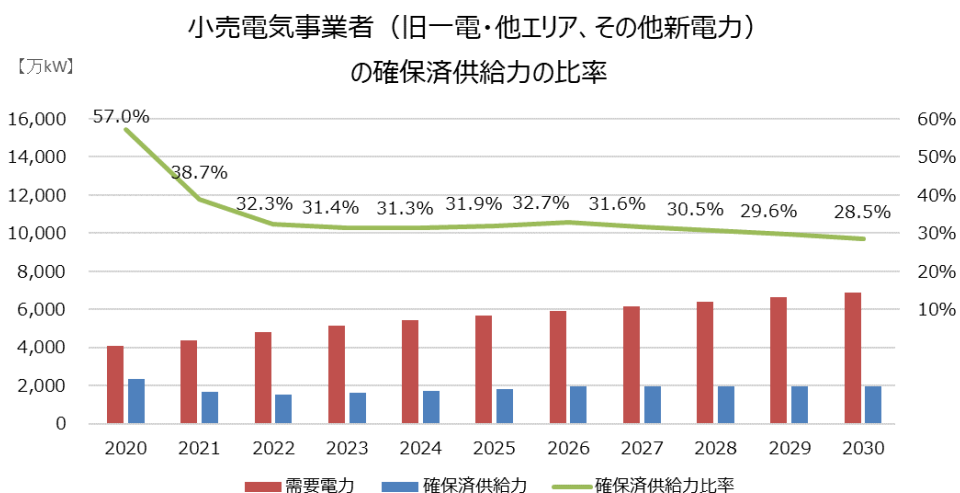


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

⁴⁴ 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。

(4) 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者935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。

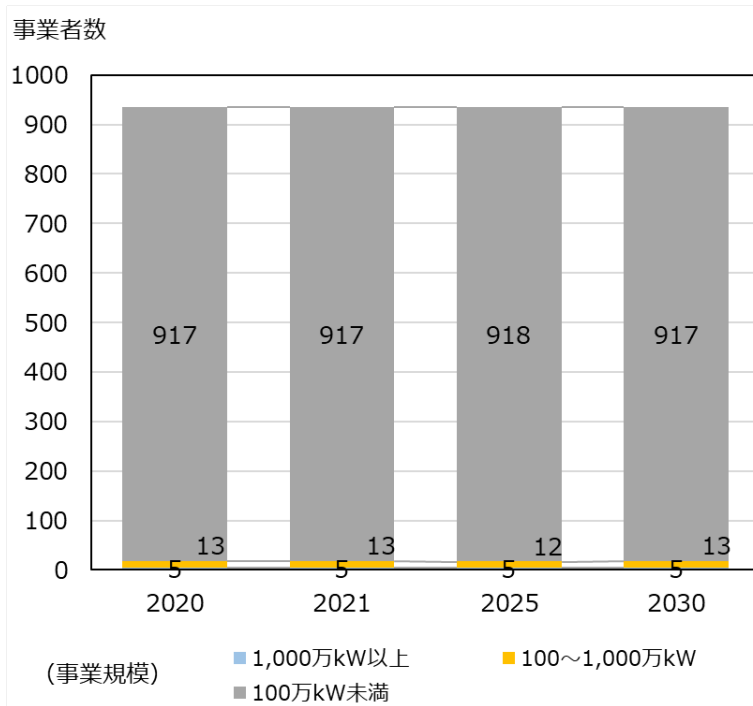


図6-10 供給電力別の発電事業者数

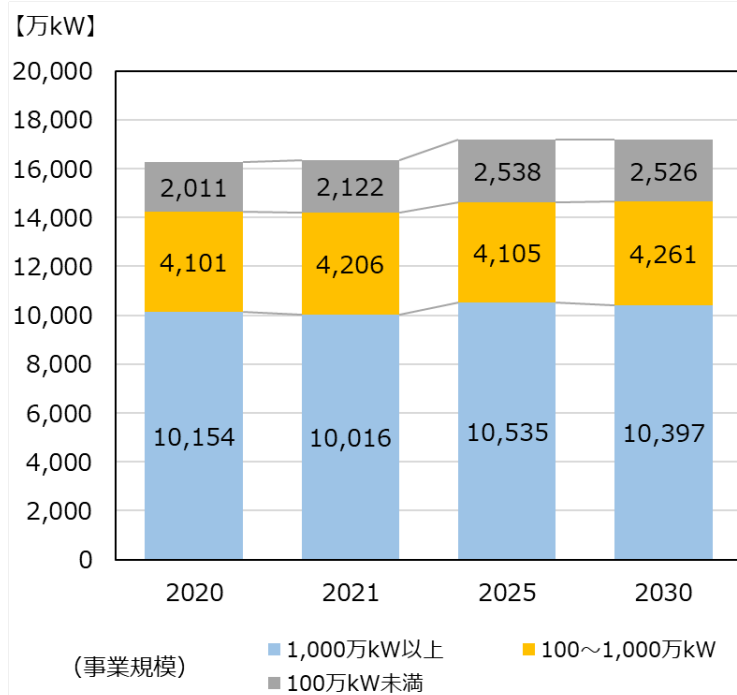


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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10億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

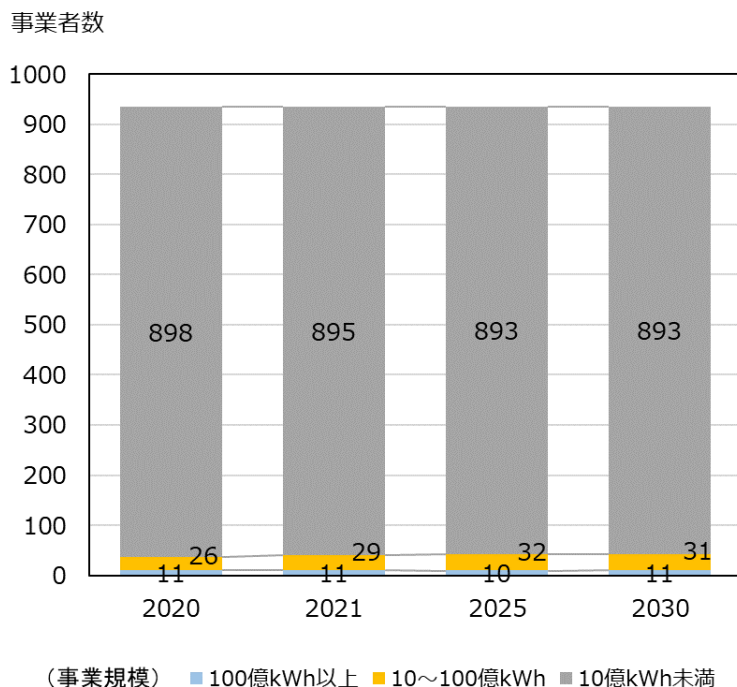


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

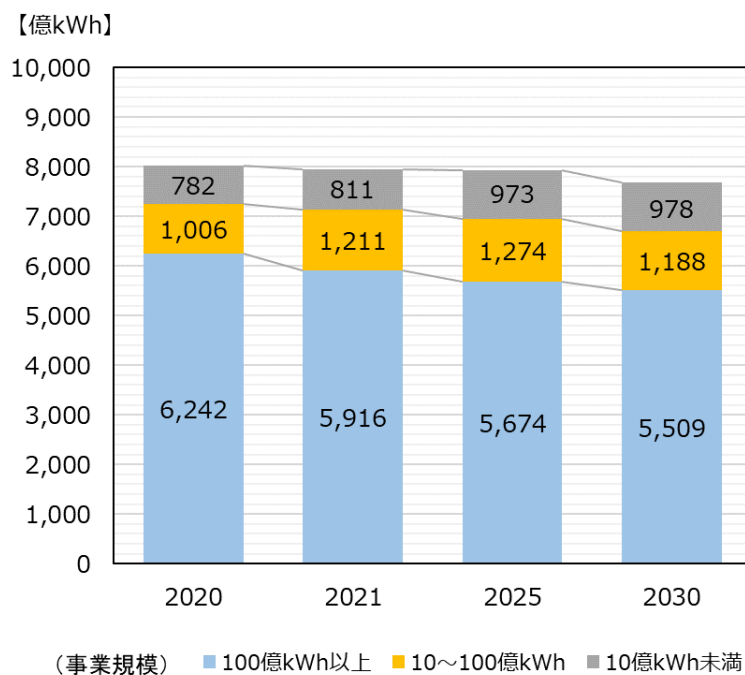


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

また、当該発電事業者が2021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、2021年度内に発電設備を計上していない事業者（117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。

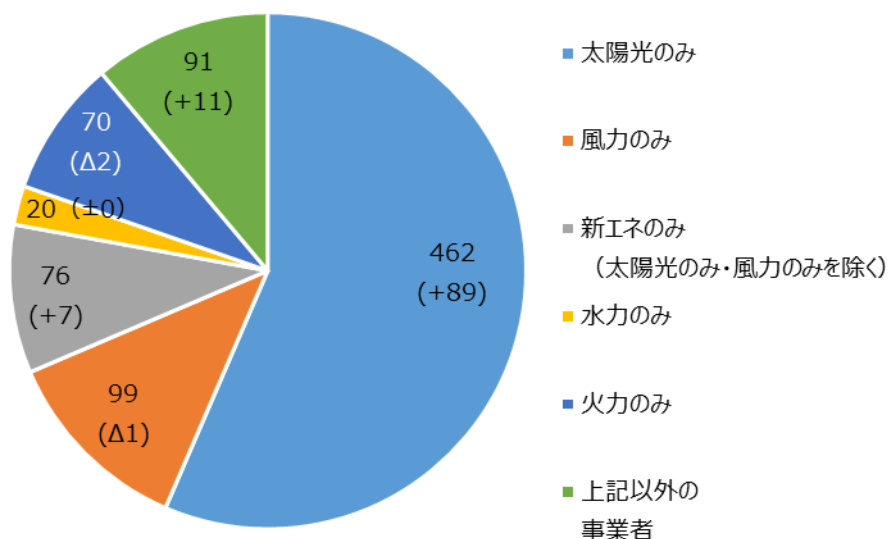


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

(5) 発電事業者のエリア展開

2021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、2021年8月時点で保有設備を計上していない事業者（168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。

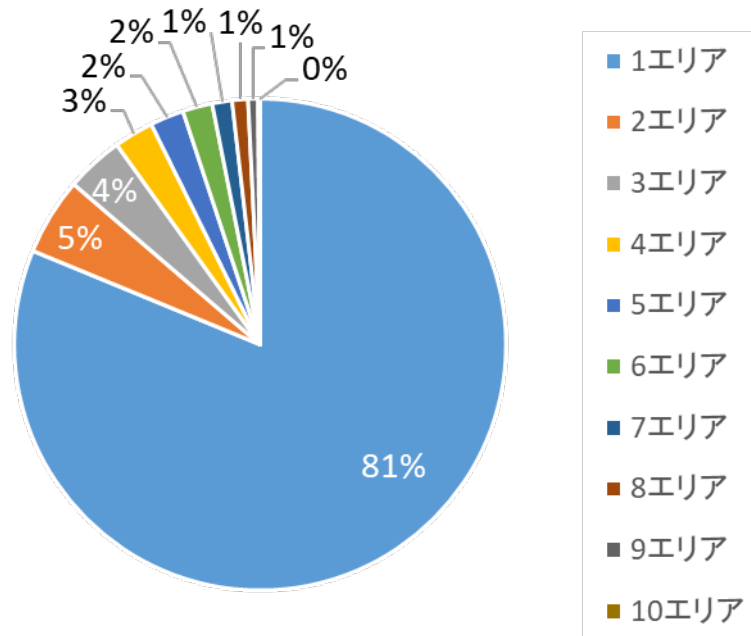


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

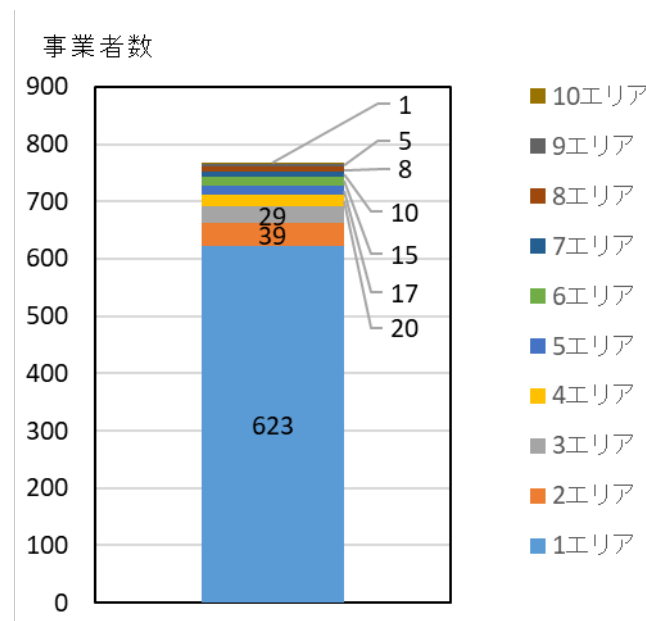
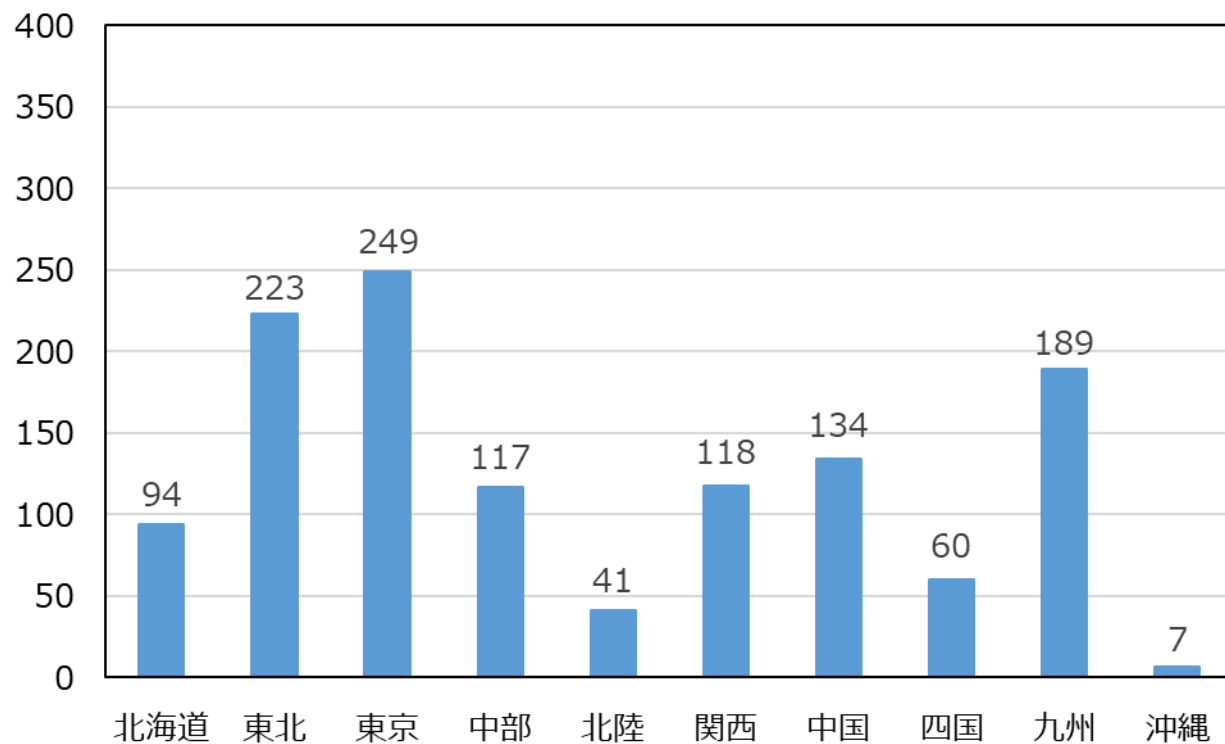


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2021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。

事業者数



【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
566	1,859	4,835	2,388	579	2,436	1,029	676	1,872	196

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. 需要期における供給力（kW）不足の懸念

今回の取りまとめにおいて、短期断面（2021・2022年度）は供給信頼度基準（年間を通じた停電量の予測を用いた基準）を満たしているが、補完的確認として実施した月別の需給バランス評価（月別上位3日の最大電力平均値に対する供給余力で評価）では、2022年2月に東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が5.8%となり適正予備率である8.0%を下回る結果となっている。また、本機関が実施した2021年度冬季の需給変動リスク分析でも厳気象H1需要（過去10年間で最も猛暑・厳寒だった年度並みの気象条件で想定した需要）に対して、ほとんどのエリアで2022年2月は予備率3%を下回り、東京エリアは2022年1月及び2月ともに供給力が厳気象H1需要も下回る厳しい状況である。

このような結果となった主要因は、2022年2月に1,300万kW程度の補修停止が計上されるなど、高需要期の補修停止により供給力が減少したことにある。今冬の需給ひっ迫を踏まえれば、大規模な電源を保有する発電事業者は、個社の相对契約だけで補修停止を判断するのではなく、需給バランスを考え慎重に計画すべきであったと考える。

本機関としては、厳しい需給バランスの結果を公表することで需給ひっ迫に対する備えを広く呼びかけるとともに、特に需給の厳しいエリアでは、発電事業者に対する補修停止等の調整や小売電気事業者への高需要期に備えた計画的な調達を求めるなど、需給バランスの改善に最大限取り組む。また、これら対応を行ってもなお、安定的な供給力確保が難しい場合を想定し、電源入札等を実施することも含めた準備など対応に万全を期すこととしたい。

なお、2021年7月の需給バランスにおいても厳気象H1需要に対して全国的に予備率3.4%となっており、かろうじて適正予備率3.0%を確保した程度であり、予断を許さない状況である。国においても、需要家に対する節電などをどのように実施していくか、需給ひっ迫の備えについて検討が期待される。

2. 2021年度の需給バランス(kWh)と今冬の電力需給ひっ迫(kWh)を踏まえた対策

1. で述べた補修停止の増加要因として、小売電気事業者の調達先未定が増加していることが考えられる。この結果、2021年度の需給バランス(kWh)は、2020年度と比べても年間の電力量で1.3%悪化しており、現時点で昨年度の同時期より供給電力量(kWh)の確保が低い水準にあることが確認された。

本機関としては、これまでの供給力(kW)による評価に加え、2021年度の秋より電力需給検証において電力量(kWh)の需給バランスを燃料調達の状況も含めて評価するとともに、需給ひっ迫を未然に防ぐため、冬の高需要期までの期間に継続的なモニタリングを実施し、情報発信していくこととした。これにより、需給ひっ迫に備えた小売電気事業者の計画的な調達行動と、発電事業者による十分な供給電力量の確保を期待するとともに、相対取引や先渡取引などの調達が増えることで必要な供給力となりうる電源の休廃止が抑制されることも期待している。

国においても本機関が実施するモニタリングを具体的にどのように需給ひっ迫の対策につなげていくか検討が期待される。

3. 2030年度エネルギーミックス達成に向けた対策

2018年7月に決定された第5次エネルギー基本計画では、2030年の長期エネルギー需給見通し（2015年7月経済産業省決定。以下「エネルギーミックス」という。）の確実な実現に全力を挙げるとされている。

一方で、今回の取りまとめにおいて、2030年度の送電端電力量（kWh）では、石炭火力の比率が約36%、原子力の比率が約4%と、エネルギーミックスで示された構成比と比べて乖離が生じていることが明らかとなった。供給計画のとりまとめは、各事業者が一定の前提に基づき、現時点で安定供給上見込むことのできる発電計画を集計したものであるが、今後もこのままの傾向で推移することも考えられ、更なる政策的取組や事業環境変化等を踏まえて事業者が計画を見直すに至らなければ、2030年度のエネルギーミックスの達成は困難となる。

エネルギーミックスの達成に向けては、例えば規制的措置や誘導的措置の適切な実施など、各電源のおかれた環境に応じた取り組みを積み重ねていく必要がある。国においては、エネルギーミックスの着実な実現に向けた取り組みの適切な実施が期待される。

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6

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2021年度

エリア別の需給バランス(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	393	356	355	404	415	388	396	454	481	497	493	454
東北	1,056	984	1,059	1,265	1,293	1,164	1,052	1,164	1,291	1,350	1,335	1,241
東京	3,819	3,671	4,077	5,329	5,329	4,516	3,758	4,042	4,427	4,773	4,773	4,366
東3社計	5,268	5,011	5,491	6,998	7,037	6,068	5,206	5,660	6,199	6,620	6,601	6,061
中部	1,829	1,868	2,017	2,453	2,453	2,316	1,958	1,935	2,108	2,285	2,285	2,082
北陸	387	354	397	492	492	436	369	404	456	489	489	446
関西	1,833	1,857	2,105	2,726	2,726	2,284	1,890	1,935	2,326	2,431	2,431	2,129
中国	748	739	811	1,032	1,032	922	772	835	1,014	1,025	1,025	901
四国	344	342	390	492	492	432	356	365	453	453	453	397
九州	1,028	1,044	1,188	1,521	1,521	1,312	1,118	1,141	1,433	1,451	1,451	1,228
中西6社計	6,169	6,204	6,908	8,716	8,716	7,702	6,463	6,615	7,790	8,134	8,134	7,183
9社合計	11,437	11,215	12,399	15,714	15,753	13,770	11,669	12,275	13,989	14,754	14,735	13,244
沖縄	104	119	144	144	146	145	130	112	97	101	100	93
10社合計	11,541	11,334	12,543	15,858	15,899	13,915	11,798	12,387	14,085	14,855	14,835	13,337

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	574	605	573	576	608	584	602	633	585	578	578	588
東北	1,260	1,304	1,305	1,534	1,566	1,434	1,240	1,290	1,472	1,568	1,562	1,413
東京	4,380	4,346	4,854	5,636	5,699	5,273	4,448	4,386	5,022	5,091	5,014	4,872
東3社計	6,214	6,255	6,732	7,746	7,874	7,291	6,291	6,310	7,080	7,237	7,154	6,874
中部	2,281	2,285	2,469	2,571	2,618	2,528	2,370	2,339	2,421	2,503	2,446	2,401
北陸	488	474	485	564	546	543	491	472	509	506	505	494
関西	2,105	2,135	2,475	2,777	2,773	2,510	2,380	2,350	2,511	2,559	2,426	2,326
中国	955	980	1,169	1,283	1,333	1,156	1,073	1,005	1,028	1,128	1,123	1,115
四国	473	510	556	612	616	584	495	489	525	530	527	505
九州	1,408	1,420	1,559	1,736	1,811	1,710	1,423	1,301	1,556	1,627	1,528	1,411
中西6社計	7,710	7,804	8,714	9,544	9,698	9,031	8,231	7,956	8,549	8,852	8,554	8,252
9社合計	13,924	14,059	15,447	17,290	17,572	16,322	14,522	14,266	15,629	16,089	15,708	15,126
沖縄	161	184	189	188	193	202	193	175	168	168	164	173
10社合計	14,086	14,243	15,635	17,478	17,764	16,524	14,715	14,440	15,797	16,257	15,872	15,300

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	181	249	218	172	193	196	206	179	104	81	85	134
東北	204	320	246	269	273	270	188	126	181	218	227	172
東京	561	675	777	307	370	757	690	344	595	318	241	506
東3社計	946	1,244	1,241	748	837	1,223	1,085	650	881	617	553	813
中部	452	417	452	118	165	212	412	403	313	218	161	319
北陸	101	121	88	72	54	107	122	69	54	17	16	49
関西	272	278	370	51	47	226	490	415	185	128	-5	197
中国	207	241	358	251	301	234	301	170	14	103	98	214
四国	129	168	166	120	124	152	139	124	72	77	74	108
九州	380	376	371	215	290	398	305	160	123	176	77	183
中西6社計	1,541	1,600	1,806	828	982	1,329	1,769	1,342	760	718	420	1,070
9社合計	2,487	2,844	3,048	1,576	1,819	2,552	2,854	1,991	1,640	1,335	973	1,883
沖縄	58	65	45	44	47	56	63	63	72	67	64	80
10社合計	2,545	2,909	3,092	1,620	1,866	2,608	2,917	2,054	1,712	1,402	1,038	1,963

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し

	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	46.0%	69.9%	61.4%	42.6%	46.6%	50.4%	52.1%	39.5%	21.7%	16.3%	17.2%	29.6%
東北	19.4%	32.5%	23.3%	21.3%	21.1%	23.2%	17.9%	10.8%	14.0%	16.1%	17.0%	13.9%
東京	14.7%	18.4%	19.1%	5.8%	6.9%	16.8%	18.4%	8.5%	13.4%	6.7%	5.0%	11.6%
東3社計	18.0%	24.8%	22.6%	10.7%	11.9%	20.1%	20.8%	11.5%	14.2%	9.3%	8.4%	13.4%
中部	24.7%	22.3%	22.4%	4.8%	6.7%	9.1%	21.0%	20.9%	14.8%	9.6%	7.0%	15.3%
北陸	26.1%	34.2%	22.3%	14.6%	10.9%	24.4%	33.2%	17.0%	11.7%	3.4%	3.3%	11.0%
関西	14.8%	15.0%	17.6%	1.9%	1.7%	9.9%	25.9%	21.5%	7.9%	5.3%	-0.2%	9.2%
中国	27.7%	32.6%	44.2%	24.4%	29.2%	25.4%	39.0%	20.4%	1.4%	10.0%	9.5%	23.7%
四国	37.6%	49.0%	42.7%	24.5%	25.3%	35.3%	38.9%	34.0%	15.8%	16.9%	16.3%	27.1%
九州	36.9%	36.0%	31.2%	14.1%	19.1%	30.3%	27.3%	14.0%	8.6%	12.1%	5.3%	14.9%
中西6社計	25.0%	25.8%	26.1%	9.5%	11.3%	17.3%	27.4%	20.3%	9.8%	8.8%	5.2%	14.9%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

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)

※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	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	7.5%	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	7.7%	5.8%	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

：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	104	119	144	146	150	147	130	112	97	101	100	93
供給力	161	187	189	197	206	206	193	175	168	168	164	173
供給予備力	58	67	45	51	56	59	63	63	72	67	64	80
供給予備率	55.8%	56.5%	30.9%	35.3%	37.5%	39.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%

○2022年度

エリア別の需給バランス(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	394	357	356	405	416	389	397	455	482	498	494	455
東北	1,053	981	1,056	1,261	1,289	1,160	1,051	1,163	1,290	1,349	1,334	1,240
東京	3,842	3,690	4,096	5,337	5,337	4,522	3,759	4,037	4,419	4,761	4,761	4,353
東3社計	5,289	5,028	5,508	7,003	7,042	6,071	5,207	5,655	6,191	6,608	6,589	6,048
中部	1,843	1,882	2,033	2,472	2,472	2,334	1,974	1,950	2,124	2,302	2,302	2,098
北陸	389	355	399	494	494	438	370	406	458	491	491	448
関西	1,840	1,863	2,113	2,736	2,736	2,293	1,897	1,942	2,335	2,440	2,440	2,137
中国	750	741	814	1,035	1,035	924	774	837	1,017	1,028	1,028	904
四国	344	342	390	493	493	433	356	365	453	453	453	398
九州	1,033	1,049	1,194	1,529	1,529	1,318	1,124	1,147	1,440	1,459	1,459	1,235
中西6社計	6,199	6,232	6,943	8,759	8,759	7,740	6,495	6,647	7,827	8,173	8,173	7,220
9社合計	11,488	11,260	12,451	15,762	15,801	13,811	11,702	12,302	14,018	14,781	14,762	13,268
沖縄	105	121	146	146	147	147	131	113	98	102	101	94
10社合計	11,593	11,381	12,596	15,908	15,948	13,958	11,833	12,415	14,115	14,883	14,863	13,362

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	519	544	538	579	587	583	582	622	671	666	665	592
東北	1,283	1,352	1,410	1,612	1,672	1,494	1,403	1,453	1,624	1,664	1,680	1,576
東京	4,444	4,559	4,788	5,529	5,586	5,219	4,463	4,244	4,836	4,963	4,968	4,681
東3社計	6,245	6,455	6,736	7,719	7,845	7,295	6,448	6,319	7,131	7,293	7,313	6,849
中部	2,105	2,254	2,503	2,612	2,674	2,434	2,182	2,030	2,318	2,446	2,415	2,339
北陸	494	478	457	486	511	482	504	464	509	505	502	514
関西	2,224	2,327	2,394	2,697	2,754	2,563	2,195	2,262	2,637	2,669	2,734	2,533
中国	854	908	1,059	1,274	1,261	1,154	1,046	1,017	1,186	1,224	1,198	1,131
四国	461	496	544	589	622	589	546	489	505	516	509	525
九州	1,361	1,480	1,622	1,762	1,760	1,794	1,548	1,523	1,645	1,731	1,629	1,518
中西6社計	7,499	7,943	8,579	9,419	9,581	9,016	8,020	7,784	8,799	9,091	8,987	8,559
9社合計	13,745	14,398	15,314	17,139	17,426	16,311	14,468	14,103	15,930	16,383	16,300	15,409
沖縄	170	183	204	205	212	213	197	173	155	161	186	181
10社合計	13,915	14,581	15,518	17,344	17,638	16,524	14,665	14,277	16,085	16,545	16,486	15,590

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	125	187	182	174	171	194	185	167	189	168	171	137
東北	230	371	354	351	383	334	352	290	334	315	346	336
東京	602	869	692	192	249	697	704	207	417	202	207	328
東3社計	956	1,427	1,228	716	803	1,224	1,241	664	940	685	724	801
中部	262	372	470	140	202	100	208	80	194	144	113	241
北陸	105	123	58	-8	17	44	134	58	51	14	11	66
関西	384	464	281	-39	18	270	298	320	302	229	294	396
中国	104	167	245	239	226	230	272	180	169	196	170	227
四国	117	154	154	96	129	156	190	124	52	63	56	127
九州	328	431	428	233	231	476	424	376	205	272	170	283
中西6社計	1,300	1,711	1,636	660	822	1,276	1,526	1,138	973	918	814	1,340
9社合計	2,257	3,138	2,864	1,377	1,625	2,500	2,766	1,802	1,913	1,602	1,538	2,141
沖縄	66	62	58	59	64	66	65	60	57	59	85	87
10社合計	2,322	3,200	2,922	1,436	1,689	2,566	2,832	1,862	1,970	1,662	1,623	2,228

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し

	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	31.8%	52.5%	51.0%	42.8%	41.2%	49.8%	46.5%	36.7%	39.3%	33.7%	34.6%	30.2%
東北	21.8%	37.8%	33.5%	27.8%	29.7%	28.8%	33.5%	24.9%	25.9%	23.3%	25.9%	27.1%
東京	15.7%	23.5%	16.9%	3.6%	4.7%	15.4%	18.7%	5.1%	9.4%	4.2%	4.4%	7.5%
東3社計	18.1%	28.4%	22.3%	10.2%	11.4%	20.2%	23.8%	11.7%	15.2%	10.4%	11.0%	13.2%
中部	14.2%	19.8%	23.1%	5.7%	8.2%	4.3%	10.5%	4.1%	9.1%	6.3%	4.9%	11.5%
北陸	27.1%	34.6%	14.7%	-1.7%	3.4%	10.0%	36.3%	14.4%	11.2%	2.8%	2.2%	14.8%
関西	20.9%	24.9%	13.3%	-1.4%	0.7%	11.8%	15.7%	16.5%	12.9%	9.4%	12.1%	18.5%
中国	13.8%	22.5%	30.1%	23.1%	21.9%	24.9%	35.1%	21.5%	16.6%	19.1%	16.5%	25.1%
四国	33.9%	45.2%	39.4%	19.4%	26.1%	36.1%	53.5%	34.0%	11.4%	13.9%	12.3%	31.8%
九州	31.8%	41.1%	35.8%	15.2%	15.1%	36.1%	37.7%	32.8%	14.2%	18.6%	11.7%	22.9%
中西6社計	21.0%	27.5%	23.6%	7.5%	9.4%	16.5%	23.5%	17.1%	12.4%	11.2%	10.0%	18.6%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

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)

※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	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	6.8%	8.0%	13.2%	20.2%	7.6%	12.0%	6.3%	6.1%	7.5%
中部	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

□ : 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	105	121	146	147	152	149	131	113	98	102	101	94
供給力	170	185	204	214	226	217	197	173	155	161	186	181
供給予備力	66	65	58	67	74	69	65	60	57	59	85	87
供給予備率	62.8%	53.6%	39.7%	45.3%	48.6%	46.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2021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）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	【万kW】									
北海道	415	416	416	416	415	415	415	415	414	414
東北	1,293	1,289	1,284	1,278	1,271	1,264	1,257	1,250	1,243	1,236
東京	5,329	5,337	5,333	5,328	5,323	5,316	5,309	5,302	5,294	5,286
東3社計	7,037	7,042	7,033	7,022	7,009	6,995	6,981	6,967	6,951	6,936
中部	2,453	2,472	2,464	2,456	2,448	2,440	2,432	2,425	2,418	2,411
北陸	492	494	496	497	496	494	493	491	490	488
関西	2,726	2,736	2,728	2,719	2,711	2,703	2,694	2,686	2,677	2,669
中国	1,032	1,035	1,036	1,036	1,035	1,035	1,035	1,035	1,034	1,034
四国	492	493	491	490	488	487	486	484	483	481
九州	1,521	1,529	1,534	1,532	1,529	1,526	1,524	1,521	1,519	1,516
中西6社計	8,716	8,759	8,749	8,730	8,707	8,685	8,664	8,642	8,621	8,599
9社合計	15,753	15,801	15,782	15,752	15,716	15,680	15,645	15,609	15,572	15,535
沖縄	146	147	149	150	151	152	153	153	154	155
10社合計	15,899	15,948	15,931	15,902	15,868	15,832	15,798	15,762	15,726	15,690

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	【万kW】									
北海道	608	587	621	644	644	642	643	643	646	646
東北	1,566	1,672	1,741	1,692	1,642	1,677	1,687	1,705	1,711	1,720
東京	5,699	5,586	5,718	6,048	6,269	6,268	6,275	6,352	6,357	6,364
東3社計	7,874	7,845	8,080	8,384	8,556	8,586	8,604	8,700	8,714	8,730
中部	2,618	2,674	2,534	2,902	2,818	2,821	2,837	2,834	2,824	2,821
北陸	546	511	515	532	515	510	508	500	498	497
関西	2,773	2,754	2,975	2,983	2,859	2,978	2,988	2,967	2,976	2,977
中国	1,333	1,261	1,320	1,296	1,300	1,308	1,307	1,289	1,291	1,293
四国	616	622	645	654	655	655	657	650	651	657
九州	1,811	1,760	1,768	1,739	1,698	1,575	1,580	1,566	1,570	1,620
中西6社計	9,698	9,581	9,758	10,107	9,844	9,847	9,878	9,805	9,809	9,865
9社合計	17,572	17,426	17,837	18,491	18,400	18,433	18,481	18,506	18,523	18,594
沖縄	193	212	215	219	202	214	214	214	214	214
10社合計	17,764	17,638	18,052	18,710	18,602	18,647	18,695	18,720	18,737	18,808

表（別） 2－3 長期の供給予備力見通し（8月15時）

[万kW]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	193	171	205	228	229	227	228	228	232	232
東北	273	383	457	414	371	413	430	455	468	484
東京	370	249	385	720	946	952	966	1,050	1,063	1,078
東3社計	837	803	1,047	1,362	1,547	1,591	1,623	1,733	1,763	1,794
中部	165	202	70	446	370	381	405	409	406	410
北陸	54	17	19	35	19	16	15	9	8	9
関西	47	18	247	264	148	275	294	281	299	308
中国	301	226	284	260	264	273	272	254	256	259
四国	124	129	154	164	167	168	171	166	168	176
九州	290	231	234	207	169	49	56	45	51	104
中西6社計	982	822	1,009	1,377	1,137	1,162	1,214	1,164	1,188	1,266
9社合計	1,819	1,625	2,055	2,740	2,683	2,753	2,836	2,897	2,951	3,059
沖縄	47	64	65	69	51	62	61	60	60	59
10社合計	1,866	1,689	2,121	2,808	2,734	2,815	2,897	2,958	3,010	3,118

表（別） 2－4 長期の供給予備率見通し（8月15時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	46.6%	41.2%	49.3%	54.9%	55.3%	54.7%	54.8%	55.1%	56.0%	56.0%
東北	21.1%	29.7%	35.6%	32.4%	29.2%	32.7%	34.2%	36.4%	37.7%	39.2%
東京	6.9%	4.7%	7.2%	13.5%	17.8%	17.9%	18.2%	19.8%	20.1%	20.4%
東3社計	11.9%	11.4%	14.9%	19.4%	22.1%	22.8%	23.2%	24.9%	25.4%	25.9%
中部	6.7%	8.2%	2.9%	18.2%	15.1%	15.6%	16.7%	16.9%	16.8%	17.0%
北陸	10.9%	3.4%	3.9%	7.1%	3.8%	3.2%	3.1%	1.8%	1.7%	1.9%
関西	1.7%	0.7%	9.0%	9.7%	5.5%	10.2%	10.9%	10.5%	11.2%	11.5%
中国	29.2%	21.9%	27.4%	25.1%	25.5%	26.4%	26.3%	24.6%	24.8%	25.0%
四国	25.3%	26.1%	31.3%	33.5%	34.1%	34.4%	35.2%	34.2%	34.8%	36.5%
九州	19.1%	15.1%	15.3%	13.5%	11.0%	3.2%	3.7%	2.9%	3.3%	6.9%
中西6社計	11.3%	9.4%	11.5%	15.8%	13.1%	13.4%	14.0%	13.5%	13.8%	14.7%
9社合計	11.5%	10.3%	13.0%	17.4%	17.1%	17.6%	18.1%	18.6%	18.9%	19.7%
沖縄	32.3%	43.6%	43.9%	45.6%	33.5%	40.7%	40.0%	39.4%	38.6%	38.0%
10社合計	11.7%	10.6%	13.3%	17.7%	17.2%	17.8%	18.3%	18.8%	19.1%	19.9%

8%未満 - 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）
（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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	37.7%	35.0%	38.9%	44.5%	44.8%	45.1%	45.2%	45.4%	46.3%	46.4%
東北	16.1%	18.4%	26.6%	23.3%	20.1%	20.8%	22.3%	18.6%	19.0%	19.5%
東京	8.9%	8.0%	9.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	18.6%	19.0%	19.5%
中部	10.3%	8.7%	9.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	18.6%	19.0%	19.5%
北陸	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
関西	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
中国	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
四国	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
九州	15.5%	11.7%	13.3%	16.1%	16.0%	14.7%	15.0%	14.8%	15.2%	18.3%
9社合計	11.5%	10.3%	13.1%	17.4%	17.1%	17.6%	18.2%	18.6%	19.0%	19.7%
沖縄	32.3%	43.6%	43.9%	45.6%	33.5%	40.7%	40.0%	39.4%	38.6%	38.0%
10社合計	11.7%	10.6%	13.4%	17.7%	17.3%	17.8%	18.4%	18.8%	19.2%	19.9%

: 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】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	497	498	498	498	498	497	497	497	497	496
東北	1,350	1,349	1,347	1,342	1,337	1,332	1,327	1,322	1,317	1,311

表（別） 2－7 長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	578	666	673	656	661	659	660	663	663	714
東北	1,568	1,664	1,685	1,698	1,666	1,716	1,736	1,765	1,795	1,818

表（別） 2－8 長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	81	168	175	158	163	162	163	166	166	218
東北	218	315	338	356	329	384	409	443	478	507

表（別） 2－9 長期の供給予備率見通し（1月18時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	16.3%	33.7%	35.0%	31.7%	32.7%	32.6%	32.8%	33.4%	33.4%	44.0%
東北	16.1%	23.3%	25.1%	26.5%	24.6%	28.9%	30.8%	33.5%	36.3%	38.7%

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）

※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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	16.2%	28.1%	28.2%	28.3%	27.2%	30.3%	31.7%	33.9%	35.9%	40.5%
東北	16.2%	25.4%	28.2%	28.3%	27.2%	30.3%	31.7%	33.9%	35.9%	40.5%

表（別） 2－11 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
需要電力	150	152	154	155	156	157	157	158	159	160
供給力	206	226	229	234	217	229	229	229	230	230
供給予備力	56	74	75	79	61	72	72	71	71	70
供給予備率	37.5%	48.6%	49.0%	50.8%	39.2%	46.2%	45.7%	45.2%	44.6%	44.0%

2021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

2021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. 需要期における供給力(kW)不足の懸念

今回の取りまとめにおいて、短期断面(2021・2022年度)は供給信頼度基準(年間を通じた停電量の予測を用いた基準)を満たしているが、補完的確認として実施した月別の需給バランス評価(月別上位3日の最大電力平均値に対する供給余力で評価)では、2022年2月に東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が5.8%となり適正予備率である8.0%を下回る結果となっている。また、本機関が実施した2021年度冬季の需給変動リスク分析でも厳気象H1需要(過去10年間で最も猛暑・厳寒だった年度並みの気象条件で想定した需要)に対して、ほとんどのエリアで2022年2月は予備率3%を下回り、東京エリアは2022年1月及び2月ともに供給力が厳気象H1需要も下回る厳しい状況である。

このような結果となった主要因は、2022年2月に1,300万kW程度の補修停止が計上されるなど、高需要期の補修停止により供給力が減少したことにある。今冬の需給ひっ迫を踏まえれば、大規模な電源を保有する発電事業者は、個社の相対契約だけで補修停止を判断するのではなく、需給バランスを考え慎重に計画すべきであったと考える。

本機関としては、厳しい需給バランスの結果を公表することで需給ひっ迫に対する備えを広く呼びかけるとともに、特に需給の厳しいエリアでは、発電事業者に対する補修停止等の調整や小売電気事業者への高需要期に備えた計画的な調達を求めるなど、需給バランスの改善に最大限取り組む。また、これら対応を行ってもなお、安定的な供給力確保が難しい場合を想定し、電源入札等を実施することも含めた準備など対応に万全を期すこととしたい。

なお、2021年7月の需給バランスにおいても厳気象H1需要に対して全国的に予備率3.4%となっており、かろうじて適正予備率3.0%を確保した程度であり、予断を許さない状況である。国においても、需要家に対する節電などをどのように実施していくか、需給ひっ迫の備えについて検討が期待される。

2. 2021年度の需給バランス(kWh)と今冬の電力需給ひっ迫(kWh)を踏まえた対策

1. で述べた補修停止の増加要因として、小売電気事業者の調達先未定が増加していることが考えられる。この結果、2021年度の需給バランス(kWh)は、2020年度と比べても年間の電力量で1.3%悪化しており、現時点で昨年度の同時期より供給電力量(kWh)の確保が低い水準にあることが確認された。

本機関としては、これまでの供給力(kW)による評価に加え、2021年度の秋より電力需給検証において電力量(kWh)の需給バランスを燃料調達の状況も含めて評価するとともに、需給ひっ迫を未然に防ぐため、冬の高需要期までの期間に継続的なモニタリングを実施し、情報発信していくこととした。これにより、需給ひっ迫に備えた小売電気事業者の計画的な調達行動と、発電事業者による十分な供給電力量の確保を期待するとともに、相対取引や先渡取引などの調達が増えることで必要な供給力となりうる電源の休廃止が抑制されることも期待している。

国においても本機関が実施するモニタリングを具体的にどのように需給ひっ迫の対策につなげていくか検討が期待される。

3. 2030年度エネルギーミックス達成に向けた対策

2018年7月に決定された第5次エネルギー基本計画では、2030年の長期エネルギー需給見通し（2015年7月経済産業省決定。以下「エネルギーミックス」という。）の確実な実現に全力を挙げるとされている。

一方で、今回の取りまとめにおいて、2030年度の送電端電力量（kWh）では、石炭火力の比率が約36%、原子力の比率が約4%と、エネルギーミックスで示された構成比と比べて乖離が生じていることが明らかとなった。供給計画のとりまとめは、各事業者が一定の前提に基づき、現時点で安定供給上見込むことのできる発電計画を集計したものであるが、今後もこのままの傾向で推移することも考えられ、更なる政策的取組や事業環境変化等を踏まえて事業者が計画を見直すに至らなければ、2030年度のエネルギーミックスの達成は困難となる。

エネルギーミックスの達成に向けては、例えば規制的措置や誘導的措置の適切な実施など、各電源のおかれた環境に応じた取り組みを積み重ねていく必要がある。国においては、エネルギーミックスの着実な実現に向けた取り組みの適切な実施が期待される。

以 上

2021年度年次報告書 供給計画の取りまとめ

2021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2021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、2021年度供給計画取りまとめでは、2020年11月30日までに電気事業者となった者（1,636者）と、2020年12月1日以降に新たに電気事業者となった者のうち、3月1日までに供給計画を本機関へ提出した者（6者）の合計1,642者を対象に取りまとめを行った。

2021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	935
小売電気事業者	660
登録特定送配電事業者	31
特定送配電事業者	3
送電事業者	3
一般送配電事業者	10
合計	1,642

(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	3月1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	7
1. 前年度の推定実績及び第1, 2年度の見通し（短期）	7
2. 当該年度以降10年間の見通し（長期）	9
II. 需給バランス	11
1. 供給信頼度基準について	11
2. 供給力（kW）の見通し（2021年度～2030年度）	13
3. 供給力（kW）の補完的確認（短期）	14
4. 電力量（kWh）の見通し	22
5. 需給バランス確認結果のまとめ	25
III. 電源構成の変化に関する分析	29
1. 設備容量（kW）	29
2. エリア別設備容量（kW）の比率	31
3. エリア別太陽光・風力設備容量の推移	32
4. 電源開発計画	33
IV. 送配電設備の増強計画	39
1. 主要送電線路の整備計画	42
2. 主要変電所の整備計画	45
3. 送変電設備の整備計画（総括）	48
4. 既設設備の高経年化の課題	49
V. 広域的運営の状況	52
VI. 電気事業者の特性分析	54
1. 小売電気事業者の規模別分布（需要規模）	54
2. 小売電気事業者のエリア展開	56
3. 小売電気事業者の供給力確保状況	58

4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）	59
5. 発電事業者のエリア展開	62
VII. その他	64
供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題	64
VIII. まとめ（2021年度供給計画の取りまとめ）	67
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 6

訂正箇所（2023年12月20日）

P35	表3-3	新エネルギー等発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P35	表3-4	水力・火力発電所送電端電力量	送電端電力量の一部
P35	表3-6	送電端電力量（合計）	送電端電力量の一部
P36	図3-4	2020年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率	エリア別送電端比率の一部
P37	表3-7	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部
P38	図3-5	設備利用率の推移（全国合計）	設備利用率の一部

訂正箇所（2021年9月27日）

P16	表2-2	2021年度 各月別の予備率見通し	各エリア予備率の一部
P19	表2-9	2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との供給力比較	各エリア供給力の一部
P20	2.（3）⑥		文中の数値を表2-10の記載内容に変更
P21	表2-10	2021年度供給計画の電源休廃止状況	LNGの新規計上分、従来からの計上分、設備量
P31	図3-2	2020年度末のエリア別設備容量（kW）の比率	エリア別設備容量比率の一部
P36	図3-4	2020年度のエリア別発電電力量（送電端）の比率	エリア別発電電力量の一部
P37	表3-7	設備利用率の推移（全国合計）	2020年度設備利用率推移
P38	図3-5	設備利用率の推移（全国合計）	2020年度設備利用率推移
P42	表4-2	工事中地点	使用開始年月の一部
P43～44	表4-3	着工準備中地点	着工年月、こう長の一部
P45	表4-5	工事中地点	変圧器の電圧の一部 1件名を「表4-6 着工準備中地点」に変更 1件名を追加（表4-6より変更）
P46	表4-6	着工準備中地点	変圧器の電圧の一部 着工年月、使用開始年月の一部 1件名を追加（表4-5より変更） 1件名を「表4-5 工事中地点」に変更
P47	表4-7	廃止計画	廃止年月の一部
P49	表4-10	主要な変圧器の整備計画	増加台数、増加容量の一部
別 4	表（別）1-11	エリア間の供給力送受を考慮した供給予備率	各エリア予備率の一部

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、2020年度の実績及び2021, 2022年度の見通し³を、表1-1に示す。

2021年度の見通し15,903万kWは、2020年度の気象補正⁴後の実績15,916万kWに対して、0.1%の減少となった。

また、2022年度の見通し15,953万kWは、2020年度の気象補正後の実績に対して、0.2%の増加となった。

表1-1 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）

2020年度 実績 (気象補正後)	2021年度 見通し	2022年度 見通し
15,916万kW	15,903万kW (▲0.1% [*])	15,953万kW (+0.2% [*])

※2020年度実績（気象補正後）に対する増加率

② 2021年度及び2022年度各月の見通し

一般送配電事業者10者が届け出た2021年度及び2022年度の各月別エリア需要を全国合計したものを、表1-2（2021年度）、表1-3（2022年度）に示す。

2021年度及び2022年度ともに夏季最大3日平均電力（8月）が、冬季最大3日平均電力（1月）を約1,000万kW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 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	11,541	11,334	12,543	15,860	15,903	13,917
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,798	12,387	14,085	14,855	14,835	13,337

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 2021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、2020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 2022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	11,593	11,381	12,596	15,909	15,953	13,960
	10月	11月	12月	1月	2月	3月
需要電力	11,833	12,415	14,115	14,883	14,863	13,362

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、2020年度の推定実績⁵及び2021年度の見通しを、表1-4に示す。

2021年度の見通し8,667億kWhは、2020年度の気象閏補正後の推定実績8,508億kWhに対して、1.9%の増加となっている。

表1-4 年間需要電力量（全国の需要、送電端）

2020年度 推定実績 (気象閏補正後)	2021年度 見通し
8,508 億 kWh	8,667 億 kWh (+1.9% [※])

※2020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2020年4～10月の実績値及び2020年11月～2021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（2020年11月25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、2020年度は502.3兆円、2030年度は555.2兆円となり、年平均1.0%の増加、鉱工業生産指数（IIP）⁷の見通しは、2020年度は88.2、2030年度は104.5となり、年平均1.7%の増加となった。一方、人口は、2020年度は1億2,572万人、2030年度は1億1,950万人となり、年平均0.5%の減少となった。

表1-5 全国の経済見通し

	2020年度	2030年度
国内総生産（実質GDP）	502.3兆円	555.2兆円 [+1.0%] [※]
鉱工業生産指数（IIP）	88.2	104.5 [+1.7%] [※]
人口	1億2,572万人	1億1,950万人 [▲0.5%] [※]

※2020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、2021年度、2025年度及び2030年度の見通しを、表1-6に示す。また、過去実績と2030年度までの見通しを図1-1に示す。

2025年度の見通しは15,872万kW、2030年度の見通しは15,695万kWとなり、2020年度から2030年度まで年平均0.1%の減少となっている。

2020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、短期的には経済の回復に伴い増加傾向となるものの、中長期的には、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたためである。

表1-6 8月の最大3日平均電力（全国の需要、送電端）の見通し

2021年度 [再掲]	2025年度	2030年度
15,903万kW	15,872万kW [▲0.1%] [※]	15,695万kW [▲0.1%] [※]

※2020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。

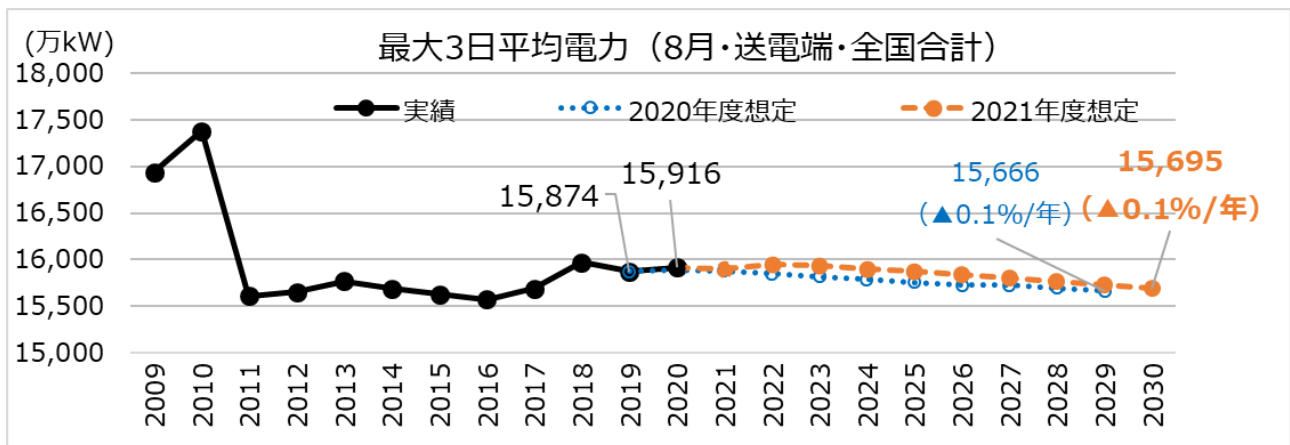


図1-1 最大3日平均電力の実績と今後の見通し

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、2021年度、2025年度及び2030年度の見通しを、表1-7に示す。

2025年度の見通しは8,663億kWh、2030年度の見通しは8,579億kWhとなり、2020年度から2030年度まで年平均0.1%の増加となっている。

2020年度から若干であるが増加傾向の見通しとしている理由は、2020年度が新型コロナ影響による国内外の経済活動の停滞に伴い電力需要が大きく落ち込み、短期的にはこの影響が一部残る一方で、中長期的には経済規模や電化の拡大といった増加要因と、人口減少や省エネの進展といった減少要因が拮抗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

2021年度 [再掲]	2025年度	2030年度
8,667 億 kWh	8,663 億 kWh [+0.1%] [※]	8,579 億 kWh [+0.1%] [※]

※2020年度見通しに対する年平均増加率

II. 需給バランス

1. 供給信頼度基準について

これまでの供給信頼度の検討を踏まえ新たな供給信頼度基準（EUE基準）を供給計画へ適用する準備を進めてきたところ、第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年3月3日）において、供給計画における供給信頼度基準として、年間EUE基準（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）を適用することとなった。年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価（kW評価）の概要を、図2-1に示す。

年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価(kW評価)方法に係る論点

21

<ul style="list-style-type: none"> ■ 以上のことから、今回、供給計画、需給検証における供給信頼度評価について、年間EUE評価（年間(8760時間)EUE:0.048 [kWh/kW・年]基準を踏まえた供給信頼度評価方法）を検討していくこととする。 ■ 具体的には、以下の供給信頼度評価方法の検討課題について検討したため、ご議論いただきたい。 <ul style="list-style-type: none"> ・ 作業停止考慮後の供給計画の短期の需給見通し(第1～2年度の各月最大需要時) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 年間EUE評価への見直し ✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法 ・ 作業停止考慮前の供給計画の長期の需給見通し(第3～10年度の年間最大需要月の最大時) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 年間EUE評価への見直し ✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法 ✓ 各月の需給バランス設定方法 ・ 夏季・冬季の需給検証(夏季・冬季の重負荷期間の厳気象発生時) <ul style="list-style-type: none"> ✓ 確率論的な評価手法との整合性 			
供給信頼度評価[再掲]	評価に用いるデータ[再掲]	評価内容(評価基準)[再掲]	検討課題
供給計画の 短期 の需給見通し(作業停止考慮後)	供給計画で届出される第1,2年度の各月最大時の供給力と各月のH3需要	各エリアにおいて各月H3需要の107%※の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 年間EUE評価への見直し ✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法
供給計画の 長期 の需給見通し(作業停止考慮前(作業量は理論想定値))	供給計画で届出される第3～10年度の年間最大需要月の最大時の供給力とH3需要	各エリアにおいて年間最大需要月H3需要の107%※の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 年間EUE評価への見直し ✓ 厳気象対応・稀頻度リスク分の考慮方法 ✓ 各月の需給バランス設定方法
夏季・冬季の 需給検証	夏季・冬季の厳気象発生時における供給力と厳気象H1需要	各エリアにおいて厳気象H1需要の103%の供給力を確保できていること	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 確率論的な評価手法との整合性

※持続的需要変動対応を含めると8%

本日の論点

図2-1 年間EUE基準を踏まえた供給信頼度評価（kW評価）の概要

【出典】第58回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年3月3日）資料2

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

供給信頼度評価の補完的な対応の概要を、図2-2に示す。

供給計画における供給信頼度基準としては、年間EUE基準を満たしているかを確認するが、一方でエリア特性（北海道の冬季等）や厳気象などを考慮すると、各月の供給力が偏らないようにすることも重要と考えられる。

そのため、短期断面（第1，2年度）については、年間EUE基準を満たしているかを確認するとともに、補完的に各エリア・各月の予備率についても確認する。

- 前述のとおり、年間EUE評価のみで供給信頼度評価を行う場合、仮に各月の間に供給予備力の偏り(例えば、4月7%・5月4%・11月10%など)があっても、その是非について評価することが難しい。
- 上記の対応として、下記の2案が考えられるものの、特定の月・エリアの供給信頼度低下を防止することを考慮すると、各エリアの年間EUE評価を行いつつ、補完的に各エリアの各月の予備率を確認すること(案②)としてはどうか。

※持続的需要変動対応を含めると8%

項目	案①(年間EUE基準で評価)	案②(年間EUE評価に加え、補完的に各エリア・各月の予備率確認)																																																																																									
概要	<ul style="list-style-type: none"> EUE評価は年間EUEで評価のみ行う。 <p>年間EUE評価イメージ (kWh/kW・年)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>エリア</th> <th>2021年度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aエリア</td> <td>0.040</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>0.049</td> </tr> <tr> <td>⋮</td> <td>⋮</td> </tr> <tr> <td>Iエリア</td> <td>0.038</td> </tr> <tr> <td>全国</td> <td>0.041</td> </tr> </tbody> </table> <p>■ : 年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア</p>	エリア	2021年度	Aエリア	0.040	Bエリア	0.049	⋮	⋮	Iエリア	0.038	全国	0.041	<ul style="list-style-type: none"> EUE評価は各年度で年間EUEで評価を行い、補完的に各エリア・各月で予備率を確認する。 <p>年間EUE評価イメージ (kWh/kW・年)</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>エリア</th> <th>2021年度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Aエリア</td> <td>0.040</td> </tr> <tr> <td>Bエリア</td> <td>0.049</td> </tr> <tr> <td>⋮</td> <td>⋮</td> </tr> <tr> <td>Iエリア</td> <td>0.038</td> </tr> <tr> <td>全国</td> <td>0.041</td> </tr> </tbody> </table> <p>各エリア・各月の予備率を確認する</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th>月</th> <th>Aエリア</th> <th>Bエリア</th> <th>⋮</th> <th>Iエリア</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>4月</td> <td>7%</td> <td>4%</td> <td>⋮</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>5月</td> <td>4%</td> <td>7%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>6月</td> <td>7%</td> <td>4%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>7月</td> <td>4%</td> <td>7%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>8月</td> <td>7%</td> <td>4%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>9月</td> <td>4%</td> <td>7%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>10月</td> <td>7%</td> <td>4%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>11月</td> <td>4%</td> <td>7%</td> <td>⋮</td> <td>10%</td> </tr> <tr> <td>12月</td> <td>7%</td> <td>4%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>1月</td> <td>4%</td> <td>7%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>2月</td> <td>7%</td> <td>4%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> <tr> <td>3月</td> <td>4%</td> <td>7%</td> <td>⋮</td> <td>7%</td> </tr> </tbody> </table> <p>■ : 年間EUEの供給信頼度を満たさないエリア</p>	エリア	2021年度	Aエリア	0.040	Bエリア	0.049	⋮	⋮	Iエリア	0.038	全国	0.041	月	Aエリア	Bエリア	⋮	Iエリア	4月	7%	4%	⋮	10%	5月	4%	7%	⋮	7%	6月	7%	4%	⋮	7%	7月	4%	7%	⋮	7%	8月	7%	4%	⋮	7%	9月	4%	7%	⋮	7%	10月	7%	4%	⋮	7%	11月	4%	7%	⋮	10%	12月	7%	4%	⋮	7%	1月	4%	7%	⋮	7%	2月	7%	4%	⋮	7%	3月	4%	7%	⋮	7%
エリア	2021年度																																																																																										
Aエリア	0.040																																																																																										
Bエリア	0.049																																																																																										
⋮	⋮																																																																																										
Iエリア	0.038																																																																																										
全国	0.041																																																																																										
エリア	2021年度																																																																																										
Aエリア	0.040																																																																																										
Bエリア	0.049																																																																																										
⋮	⋮																																																																																										
Iエリア	0.038																																																																																										
全国	0.041																																																																																										
月	Aエリア	Bエリア	⋮	Iエリア																																																																																							
4月	7%	4%	⋮	10%																																																																																							
5月	4%	7%	⋮	7%																																																																																							
6月	7%	4%	⋮	7%																																																																																							
7月	4%	7%	⋮	7%																																																																																							
8月	7%	4%	⋮	7%																																																																																							
9月	4%	7%	⋮	7%																																																																																							
10月	7%	4%	⋮	7%																																																																																							
11月	4%	7%	⋮	10%																																																																																							
12月	7%	4%	⋮	7%																																																																																							
1月	4%	7%	⋮	7%																																																																																							
2月	7%	4%	⋮	7%																																																																																							
3月	4%	7%	⋮	7%																																																																																							
メリット	<ul style="list-style-type: none"> 年間EUE評価によって供給信頼度の確保を評価するため、評価内容がシンプルで分かりやすい。 	<ul style="list-style-type: none"> 年間EUE評価に加えて、各エリア各月の予備率を確認することで、電源等の停止計画による特定の月の供給信頼度低下を防止する。 																																																																																									
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> 電源等の停止計画特定の月で供給信頼度が低下する可能性。 	<ul style="list-style-type: none"> 特になし 																																																																																									

図 2 - 2 供給信頼度評価の補完的な対応の概要

【出典】第 58 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2021 年 3 月 3 日) 資料 2
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/files/chousei_58_02.pdf

(参考) 年間 E U E の特性

年間 E U E の特性を図 2 - 3 に示す。年間 E U E 基準値による評価では、エリア毎の停電予測量が 0.048 kWh/kW・年より小さい値となっていれば、年間を通じて従来と同じレベルの供給信頼度があると言える。

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

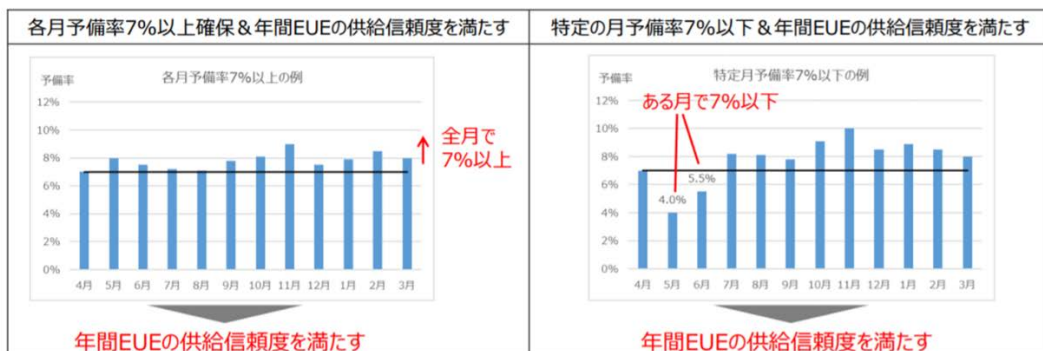


図 2 - 3 年間 E U E の特性

2. 供給力（kW）の見通し（2021年度～2030年度）

年間EUEで評価した結果を表2-1に示す。短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。（最も大きい値は2022年度の東京エリアで、停電予測量は0.046kWh/kW・年）

長期断面は、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。これは2026年度から九州エリアの一部大型電源の供給力が現時点では見通せなくなることによるものである。

現時点では供給信頼度基準を満たせていない断面があるが、中長期的な電源開発動向を注視しつつ、今後の供給計画において供給力を再精査することとしたい。

表2-1 年間EUE結果

(単位：kWh/kW・年)

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	0.000	0.000	0.004	0.008	0.005	0.012	0.008	0.007	0.008	0.000
東北	0.003	0.002	0.013	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
東京	0.028	0.046	0.026	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中部	0.004	0.003	0.006	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
北陸	0.005	0.001	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
関西	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
中国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
四国	0.005	0.001	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
九州	0.008	0.001	0.013	0.022	0.041	0.594	0.508	0.581	0.493	0.184
9エリア計	0.013	0.016	0.012	0.003	0.004	0.057	0.049	0.056	0.047	0.018
沖縄	0.035	0.031	0.034	0.023	0.292	0.058	0.061	0.069	0.080	0.087

3. 供給力（kW）の補完的確認（短期）

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の確認を行った。

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確認を行った。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確認を行った。また、沖縄エリアのみ最小予備率時刻を使用している。

需給バランス確認の概要を、図2-4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。

2021年度供給計画届出書の記載要領（2020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、2021年度供給計画では、提出時点（2021年3月1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。

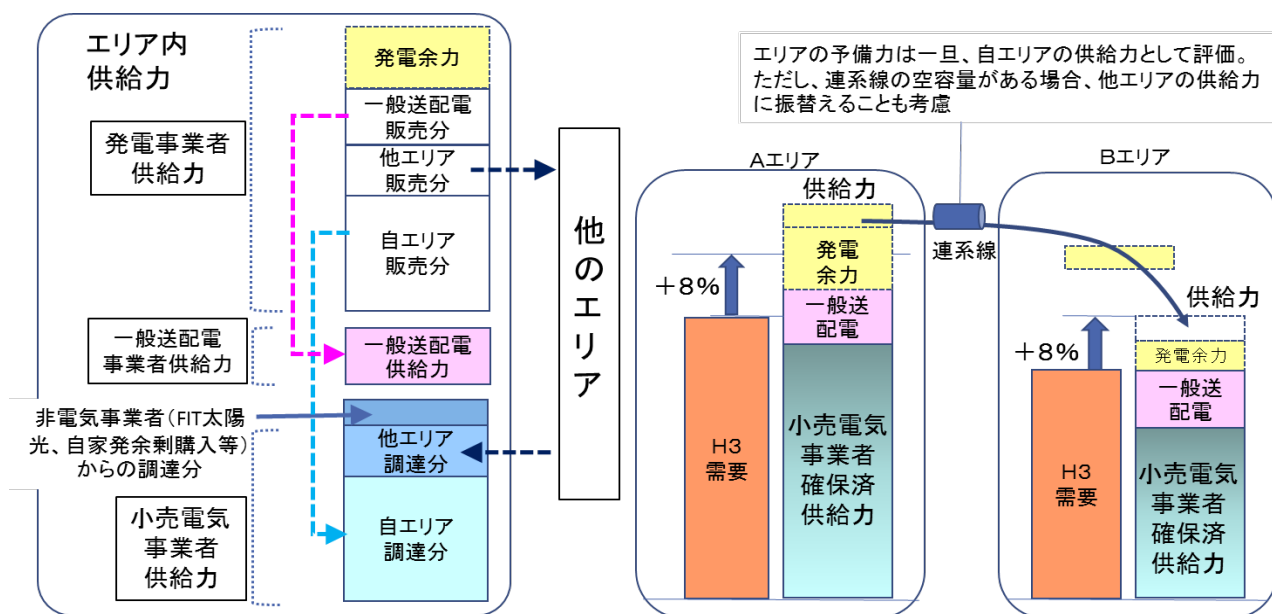


図2-4 需給バランス確認の概要

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、2020年12月)」及び「2021年度供給計画届出書の記載要領¹³ (資源エネルギー庁、2020年12月)」に記載の方法による。

(参考) 地域間連系線の設定方法

地域間連系線の空容量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: 「2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2021年2月12日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 「2021・2022年度の連系線のマージン (年間計画) (2021年2月12日:本機関)¹⁵」による¹⁶。
- ③: 2021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: 2021年度及び2022年度は、(短期断面) で設定した8月値、2023～2030年度は、「2021～2030年度の連系線の運用容量 (年間計画・長期計画) (2021年2月12日:本機関)¹⁴」による。
- ②: 2021年度及び2022年度は、(短期断面) で設定した8月値、2023～2030年度は、「2023～2030年度の連系線のマージン (長期計画) (2021年2月12日:本機関)¹⁵」による。
- ③: 2021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。

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 2021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/kisaiyouryo.pdf

¹⁴ 参考: 第4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/2020/unyoyouryou_2020_4_haifu.html

¹⁵ 参考: 第3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/2020/margin_kentoukai_2020_3.html

¹⁶ 2022年度のマージンは、「2021・2022年度の連系線のマージン (年間計画) (2021年3月1日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

①短期の需給見通し

○2021年度

エリア別の予備率見通しを表2-2に示す。地域間連系線を活用して予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように連系線の空容量の範囲内で供給力を振替えた予備率¹⁷としている。

また、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¹⁸）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。

各エリアの予備率は、東京エリア（7月、1月）、東京～九州エリア（2月）で予備率8%を下回った。

表2-2 2021年度 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	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	7.5%	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	7.7%	5.8%	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

また、沖縄エリア¹⁹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²⁰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2-3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。

¹⁷ 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。

¹⁸ 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

¹⁹ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²⁰ 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。

表2-3 2021年度 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	26.7%	29.1%	10.0%	9.4%	11.6%	18.0%	25.7%	29.3%	43.1%	36.6%	34.5%	53.7%

○2022年度

前年度と同様に予備率を算出した結果を表2-4に示す。各エリアの予備率は、東京エリア（7月、11月、1～3月）、中部～四国エリア（7月）で予備率8%を下回った。

表2-4 2022年度 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	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	6.8%	8.0%	13.2%	20.2%	7.6%	12.0%	6.3%	6.1%	7.5%
中部	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

また、沖縄エリア²¹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²²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2-5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2-5 2022年度 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	34.0%	26.5%	19.1%	19.7%	23.2%	24.6%	26.9%	26.4%	27.5%	28.8%	54.5%	60.6%

²¹ 沖縄エリアは、離島を除いた予備率を評価している。

²² 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。

②供給力（kW）の補完的確認による予備率8%との差

○2021年度

表2-6において、2021年度における予備率8%との供給力差を示す。東京エリア（7月・27万kW、1月・12万kW）、東京～九州エリア（2月・284万kW）となった。

表2-6 2021年度 予備率8%との供給力差 [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												
東北												
東京				27						12	284	
中部												
北陸												
関西												
中国												
四国												
九州												
合計				27						12	284	

○2022年度

表2-7において、2022年度における予備率8%との供給力差を示す。東京エリア（7月・63万kW、11月・17万kW、1月・80万kW、2月・91万kW、3月・20万kW）、中部～四国エリア（7月・66万kW）となった。

表2-7 2022年度 予備率8%との供給力差 [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												
東北												
東京				63				17		80	91	20
中部				66								
北陸												
関西												
中国												
四国												
九州												
合計				129				17		80	91	20

③供給力（kW）の補完的確認による需要の差

表2-8において予備率8%との差が大きい2021年度について、予備率が8%を下回っている7月・1月・2月における前年度供給計画（2020年度供給計画）との需要の差異を示す。

（2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画に

における第2年度（2021年度）との比較）

需要については、7月は若干増加しているものの、1・2月は約100万kW程度減少している。

表2-8 2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、
2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との需要比較 [万kW]

エリア	2020供計（第2年度）			2021供計（第1年度）			差異		
	7月	1月	2月	7月	1月	2月	7月	1月	2月
北海道	409	498	491	404	497	493	-5	-1	2
東北	1,265	1,366	1,351	1,265	1,350	1,335	0	-16	-16
東京	5,307	4,762	4,762	5,329	4,773	4,773	22	11	11
中部	2,473	2,305	2,305	2,453	2,285	2,285	-20	-20	-20
北陸	495	490	490	492	489	489	-3	-1	-1
関西	2,663	2,449	2,449	2,726	2,431	2,431	63	-18	-18
中国	1,046	1,036	1,036	1,032	1,025	1,025	-14	-11	-11
四国	496	457	457	492	453	453	-4	-4	-4
九州	1,538	1,492	1,492	1,521	1,451	1,451	-17	-41	-41
9社計	15,692	14,855	14,833	15,714	14,754	14,735	22	-101	-98

④ 供給力（kW）の補完的確認による供給力の差

表2-9において予備率8%との差が大きい2021年度について、予備率が8%を下回っている7月・1月・2月における前年度供給計画（2020年度供給計画）との供給力との差異を示す。

（2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との比較）

供給力については、いずれも大きく減少しており、7月で約300万kW、1月・2月でそれぞれ約400万kW、約550万kW減少している。

表2-9 2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、
2020年度供給計画における第2年度（2021年度）との供給力比較 [万kW]

エリア	2020供計（第2年度）			2021供計（第1年度）			差異		
	7月	1月	2月	7月	1月	2月	7月	1月	2月
北海道	541	639	636	576	578	578	35	-61	-58
東北	1,586	1,657	1,643	1,534	1,568	1,562	-52	-89	-81
東京	5,545	5,082	4,989	5,636	5,091	5,014	91	9	24
中部	2,632	2,453	2,397	2,571	2,503	2,446	-61	51	49
北陸	568	534	536	564	506	505	-4	-28	-31
関西	2,889	2,652	2,693	2,777	2,559	2,426	-112	-93	-267
中国	1,320	1,165	1,179	1,283	1,128	1,123	-37	-37	-56
四国	617	545	536	612	530	527	-5	-16	-9
九州	1,869	1,758	1,648	1,736	1,627	1,528	-134	-132	-119
9社計	17,568	16,485	16,257	17,290	16,089	15,708	-277	-396	-549

⑤ 供給力（kW）の補完的確認による2021年度電源補修量

図2-5において、2021年度供給計画（第1年度）の各月補修量を示す。

図2-6において、2021年度供給計画における第1年度（2021年度）と、2020年度供給計画における第2年度（2020年度）との各月補修量の増減を示す。

本機関から「計画的な供給力確保に関する要請について」として夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けた電源の補修停止について全事業者へ要請したものの、2020年度供給計画と比較した場合、特に2月の電源補修量が大きく増加している。

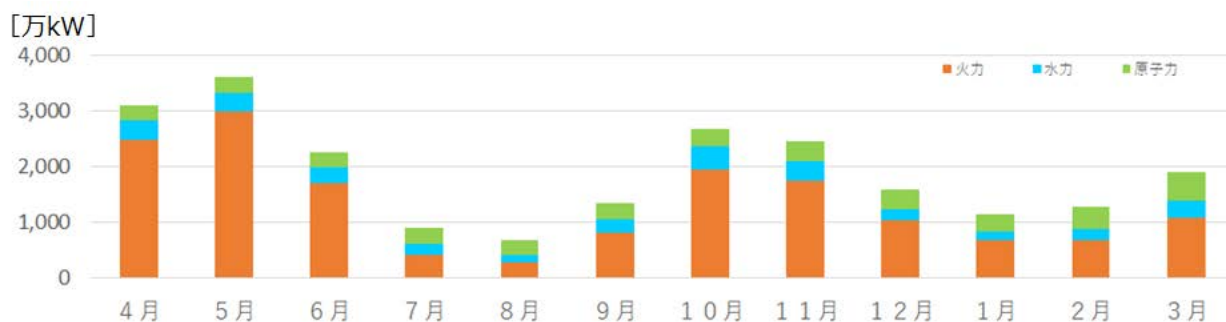


図2-5 2021年度供給計画（第1年度）の各月補修量

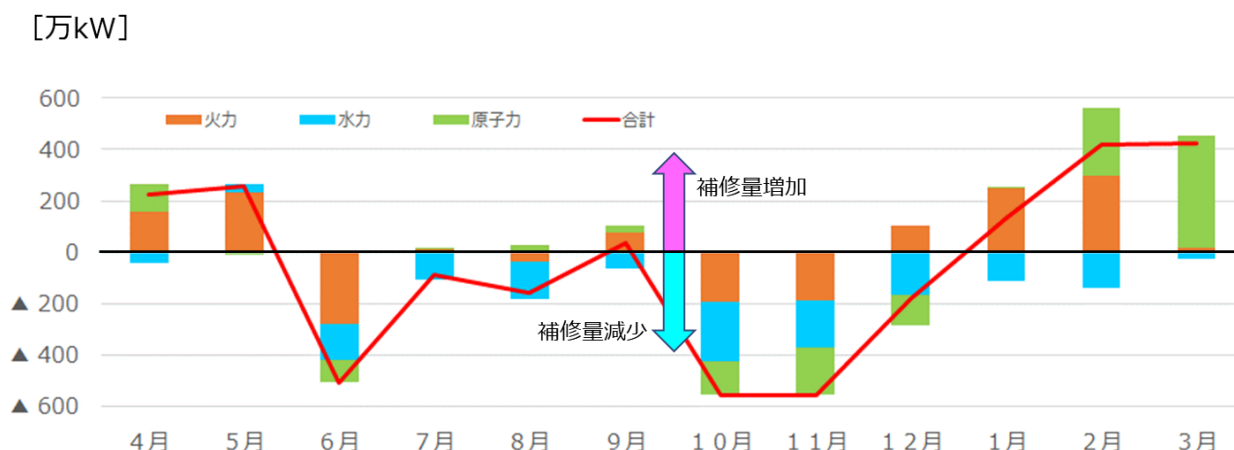


図2-6 2021供計（第1年度）と2020供計（第2年度）の各月補修量の増減

⑥ 供給力（kW）の補完的確認による2021年度休廃止計画

2021年度供給計画での電源休廃止の状況を表2-10に示す。新たに66万kWの休廃止が追加された。

また、新規計上ではないが従来から計上されているものとして、2021年度から休廃止する電源が549万kW存在する。

上記を合計すると、2021年度は615万kWの休廃止計画が計上されている。

表 2-10 2021年度供給計画の電源休廃止状況

燃種	新規計上分	従来から計上分	設備量 (万kW)
LNG	10	549	559
石油	20	—	20
石炭	36	—	36
合計	66	549	615

⑦ 供給力 (kW) の補完的確認による小売未確保分と発電余力

小売電気事業者の想定需要に対する未確保分*と発電事業者の発電余力を比較したものを図 2-7 に示す。冬季の 1, 2 月において未確保分が発電余力を上回っている状況である。

※未確保分 = Σ (小売電気事業者の想定需要 - 調達済供給力)

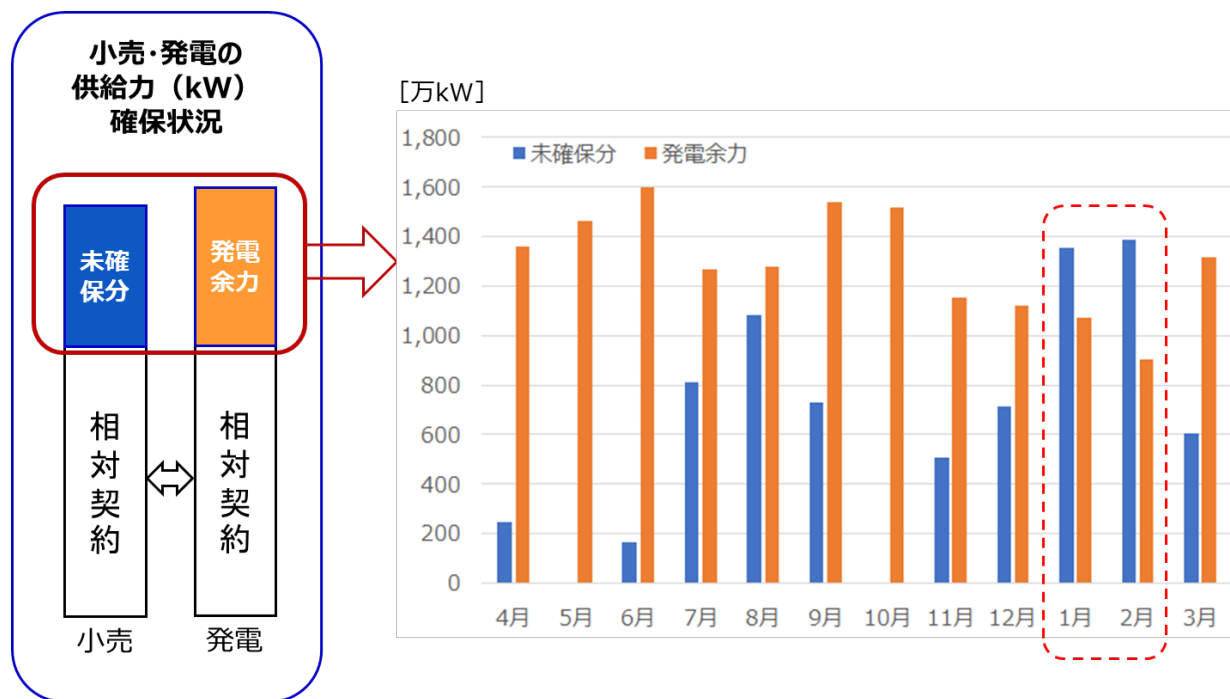


図 2-7 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

⑧ 供給力 (kW) の補完的確認のまとめ

前述の通り、短期断面で年間 EUE 基準を満たしていても、電源の補修計画等によって各月の供給予備力に偏りが生じ、特に 2022 年 2 月においては広範囲に亘って予備率が 8% を下回ることを確認した。このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。

このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者に確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。

本機関としては、上記の取り組みを継続し、更なる予備率の改善につなげたいことから、現時点で電源入札等の検討を開始しないこととしたい。

4. 電力量 (kWh) の見通し

電力量 (kWh) バランスについては、気象の見通しなど冬季の需要予測時に参照する情報が揃い、かつ、燃料の追加調達などの対応もできるタイミングとして、毎年秋に実施している「電力需給検証」において評価を行うとともに、その後の月2回程度のモニタリングとその結果の公表を行う予定である。

そのため、この「供給計画の取りまとめ」時点では、電力量 (kWh) バランス評価までは行わないが、現時点での年間の電力量 (kWh) バランスを確認し、事業者の対応につながる情報を公表する。

① 電力量 (kWh) に関する見通し

図2-8において、供給計画の第1年度 (2021年度) における電力量 (kWh) バランス (9エリア合計) の月別に示す。また表2-11において、2021年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率を示す。送配電想定需要に対して、発電側の供給電力量(※)は1~32億kWh/月程度(想定需要に対して0.1%~4.3%程度) 下回る断面が見受けられる。

(※)小売事業者への相対卸売り契約量 (非電気事業者の発電分を含む)、発電余力の合計

今後、この計画を起点に実需給段階に向けて、小売電気事業者については計画的な調達行動の遂行を、発電事業者については燃料の追加調達等による供給電力量の増加を期待する。

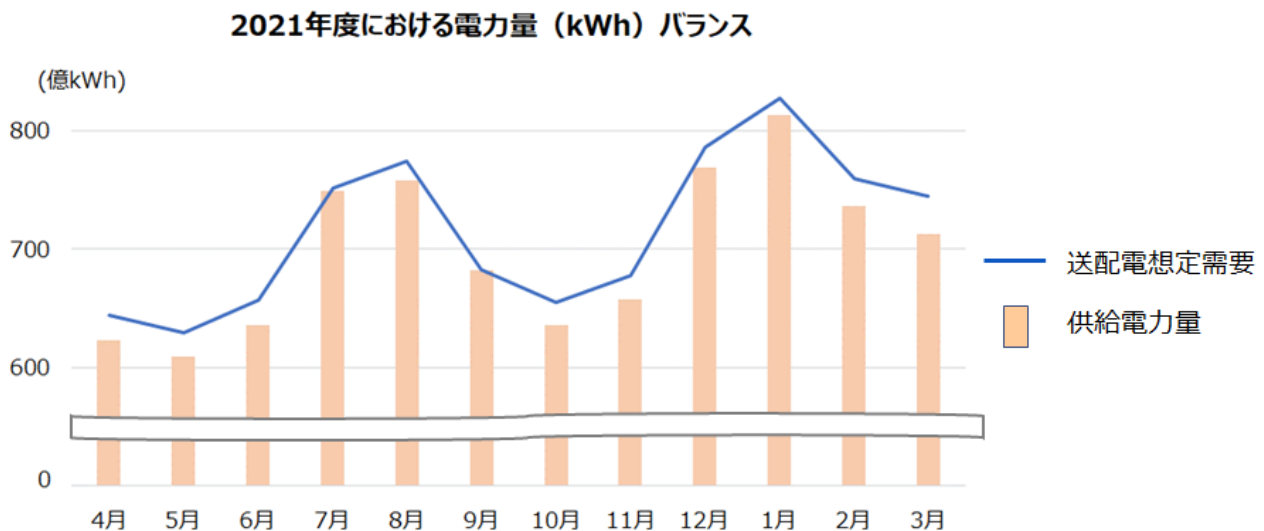


図2-8 第1年度 (2021年度) における電力量 (kWh) バランス

表2-11 2021年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

	〔億 kWh〕												
	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
送配電想定需要	644	629	657	751	774	683	655	678	786	827	759	745	8,588
想定需要を下回る量	-21	-20	-21	-2	-16	-1	-19	-21	-17	-14	-23	-32	-207
想定需要を下回る率	-3.4%	-3.2%	-3.2%	-0.4%	-2.0%	-0.1%	-2.8%	-3.1%	-2.0%	-1.8%	-3.0%	-4.3%	-2.4%

供給電力量の増加については、主に火力発電により、過去の供給計画においても計画値から7%程度の増加実績があること、および、今回の供給計画の取りまとめにおいても発電事業者へのヒアリングにより、燃料追加調達の意思を確認していることから、実需給段階に向けて各事業者により供給力の追加等が行われるものとする。特に冬季に向けては、秋の「電力需給検証」において評価を行うとともに、その後の月2回程度のモニタリングとその結果の公表を行う

(参考) 過去の供給計画における電力量(kWh)の需給バランス 2020年度

図2-9において、2020年度供給計画における2020年度電力量(kWh)バランスを示す。表2-12において、過去の供給計画においても、発電側の供給電力量(kWh)が送配電想定需要を下回る断面は存在(2020年度供給計画では、送配電想定需要に対して0.7%~2.8%程度)。

しかし、実需給断面に近づくにつれ、必要に応じて小売事業者による供給力確保、それに伴う発電事業者による供給電力量(kWh)の追加がなされてきた。(需要の変動に対して、基本的には火力発電にて調整がなされている。)

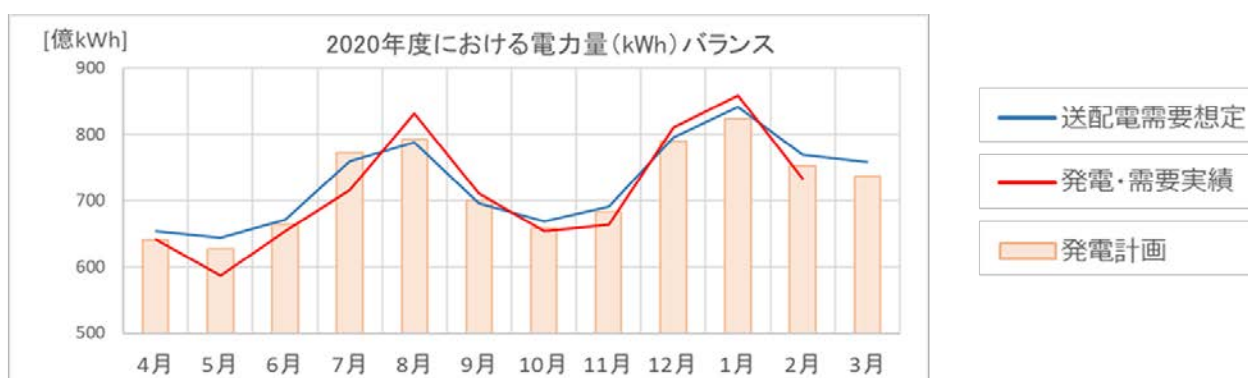


図2-9 2020年度供給計画における2020年度電力量(kWh)バランス

表2-12 2020年度供給計画の送配電想定需要と想定需要を下回る量及び率

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	年度計
①送配電需要想定	655	645	671	760	788	696	668	692	795	841	769	758	8,738
②発電計画	640	627	665	772	792	701	658	683	790	823	752	737	8,640
③需要想定と計画の差異(②-①)	-14	-17	-7	12	4	5	-10	-8	-5	-19	-17	-21	-97
④需要想定と計画の差異率(③/①)	-2.2%	-2.7%	-1.0%	1.6%	0.5%	0.7%	-1.6%	-1.2%	-0.7%	-2.2%	-2.2%	-2.8%	-1.1%
⑤発電・需要実績	642	587	653	716	831	711	654	664	810	858	734		
⑥計画と実績の差異(⑤-②)	1	-40	-11	-56	39	10	-4	-19	20	36	-19		
⑦計画と実績の超過率(⑥/②)	0.2%	-6.3%	-1.7%	-7.2%	5.0%	1.4%	-0.6%	-2.8%	2.5%	4.3%	-2.5%		

② 電力量(kWh)の確認 【未確保分と発電余力】

図2-10において、小売電気事業者が市場調達として想定している量と、発電事業者が市場へ供出することが期待される発電余力を比較すると、小売電気事業者が市場調達を計画している量が多いのは4・6・8・2・3月。該当月においては、小売電気

事業者が期待するほど、卸電力市場にkWhが供出されないことも想定される。

これら情報を踏まえて、小売電気事業者の計画的な調達行動の遂行と、発電事業者による供給電力量の追加を期待するものである。

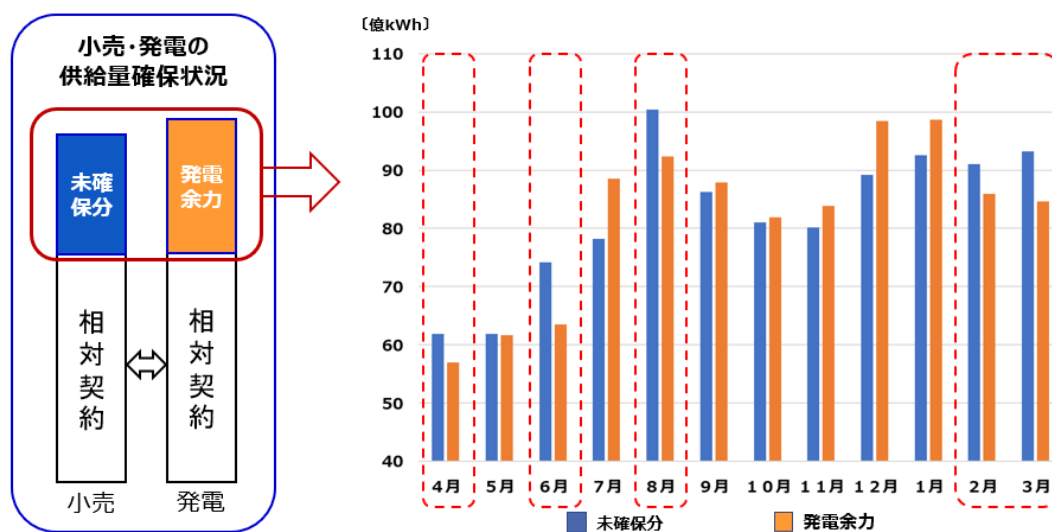


図 2-10 小売事業者の未確保分と発電事業者の発電余力

5. 需給バランス確認結果のまとめ

○供給力（kW）の見通し（年間EUE基準に基づく確認結果）

短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値以内となっている。
長期断面では、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過している。

○供給力（kW）の補完的確認（短期）

第1年度（2021年度）、第2年度（2022年度）とも予備率が8%を下回る断面があることを確認した。

○電力量（kWh）の見通し

第1年度（2021年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は1億kWh/月～32億kWh/月程度（想定需要に対して0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

以上の結果を踏まえ、以下の通りの対応とする。また、図2-11に今後のスケジュールを示す。

短期断面（2021・2022年度）においては、年間EUE基準を満たしていても、予備率が8%を下回る断面があることを確認した。本機関は、このまま対策せず冬季の高需要期を迎えると、大規模な電源トラブルの発生等によって、需給ひっ迫となる可能性も否定できないと考える。

一方、この状況において直ちに電源入札等を実施すれば、本来、市場等取引を通じて適切に確保されるべき供給力があるなかで、必要以上の供給力やその調達資金が発生することもあり得ることから、合理性を欠くことになると考える。

このためまずは補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者を確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、今回の結果を公表することで、今冬の需給ひっ迫を経験した小売及び発電事業者に対して、冬の需給が厳しい断面において十分な備えができていないかあらためて問い直し、供給力確保等の適切な対応を求めていく。

そして、事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始判断（STEP1）」について、4月を目途に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断を行うこととした。

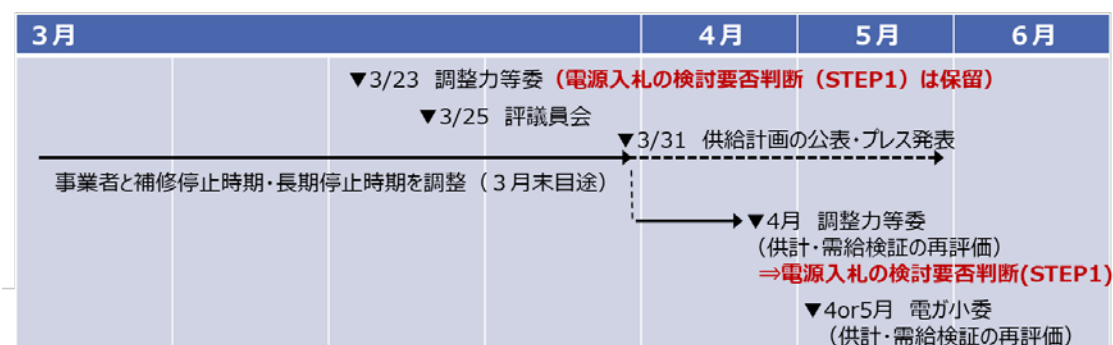


図2-11 今後のスケジュール

(参考) 電源入札とは

図2-12に電源入札等の業務フローを示す。

電源入札等は、毎年度末の供給計画の取りまとめ後に、電力需給検証の結果も踏まえて、まずは検討が必要かを判断し (STEP 1)、必要と判断されれば「入札委員会 (仮称)」を立上げて実施するかを判断する (STEP 2) 仕組みとなっている。

電源入札等の業務フロー (現状)

3

第25回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2018.3.5) 資料5 抜粋

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会 ^{※1} ⇒理事会	理事会 本委員会	評議員会⇒理事会 「入札委員会 (仮称)」
諮問委員会	—	—	—
実施時期	前年度3月末	(第1年度): 前年度3月末~4月上旬 (第2~10年度) 6月末	(第1年度): 4月まで (第2~10年度) 12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る)
評価内容	・受領した供給計画 (需要想定及び供給力算定) の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 【需給バランス評価】 ・適正な供給力の確保状況 ^{※2} を確認	【需給バランス評価】 ・供給計画に準じた需要及び供給力による評価 【需給変動リスク分析】 ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮	・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討 (追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 【需給バランス評価】 ・平年H3需要 ^{※3} に対する基準	【需給バランス評価】 ・STEP0と同じ 【需給変動リスク分析】 ・厳気象H1需要 ^{※4} に対する基準 (第1年度のみ ^{※5})	・平年H3需要 ^{※3} に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要 ^{※4} に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる (第1年度のみ) 上記を基本としつつ入札委員会で議論

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件 (猛暑、厳寒) における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

図2-12 電源入札等の業務フロー

【出典】第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019年2月19日) 資料3
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/files/chousei_jukyuu_36_03.pdf

(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

2030年度までの電源種別ごとの供給力（8月15時・全国計）の見通しを図2-13に示す。

新エネルギー等発電の供給力は、増加する一方で、火力発電の供給力は大型のリプ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、2022・2023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。

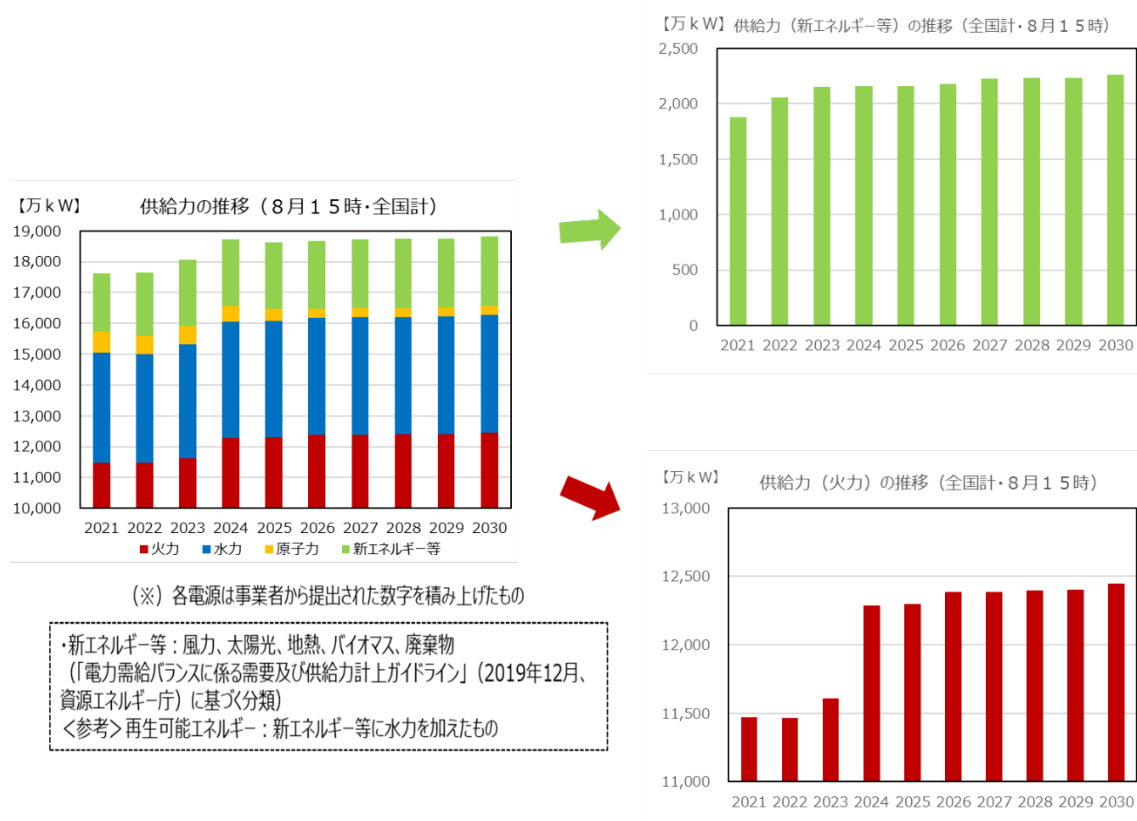


図2-13 電源別供給力の推移

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1,800～2,200万kW）を図2-14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、約600～1,100万kW（送電端）は、供給力として積み増せる可能性があるとして想定できる。

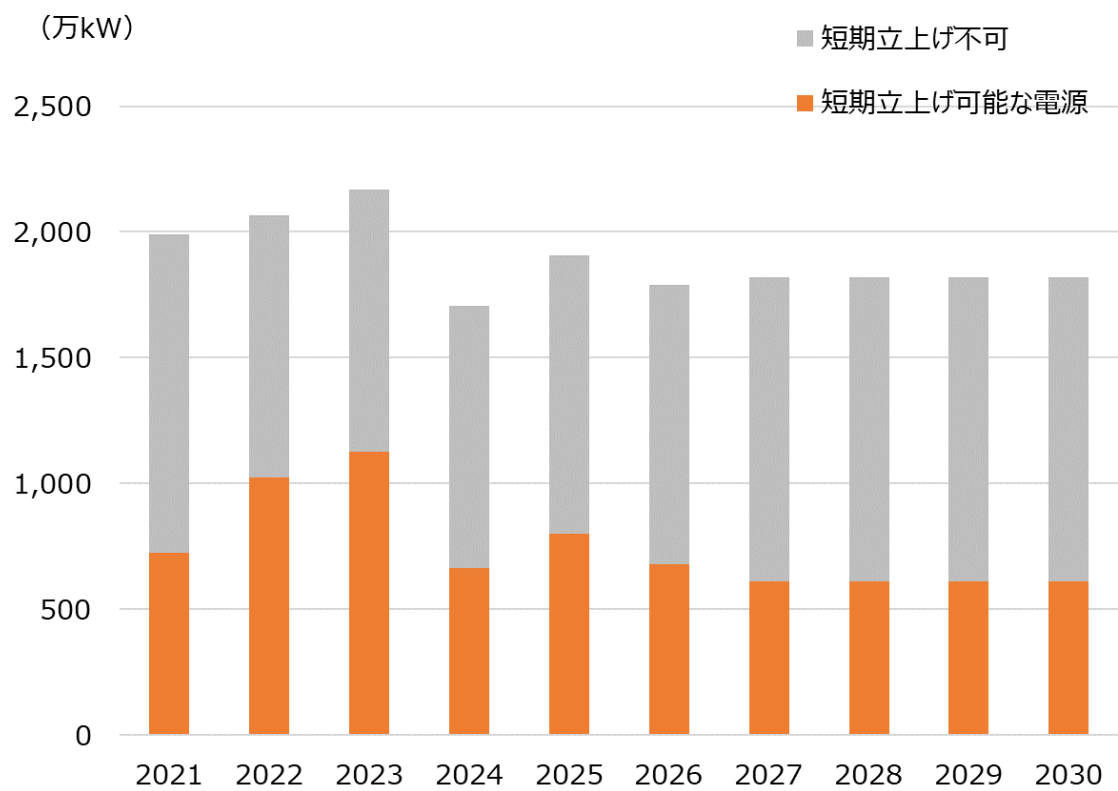


図 2 - 1 4 休止電源の状況

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。

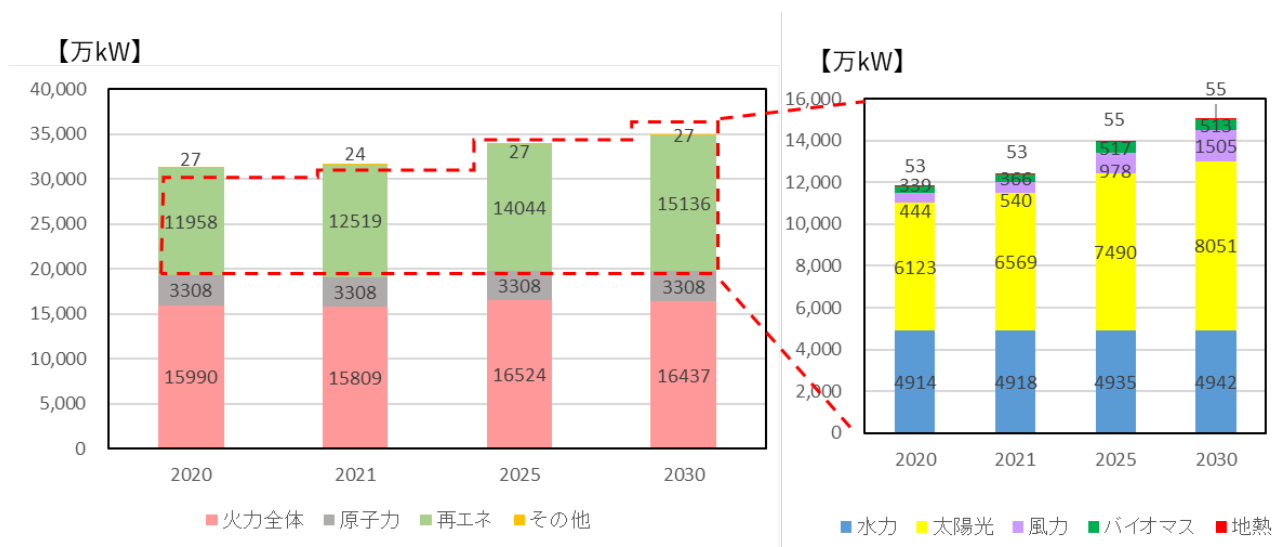
表 3 - 1 設備容量 (全国合計)

※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	2020	2021	2025	2030
火力 ^{※1}	15,990	15,809	16,524	16,437
石炭	4,593	4,815	5,284	5,281
LNG	8,430	8,113	8,453	8,367
石油他 ²³	2,967	2,882	2,787	2,789
原子力 ^{※2}	3,308	3,308	3,308	3,308
新エネルギー等	11,958	12,519	14,044	15,136
一般水力	2,167	2,171	2,188	2,195
揚水	2,747	2,747	2,747	2,747
風力 ^{※3}	444	540	978	1,505
太陽光 ^{※3}	6,123	6,569	7,490	8,051
地熱 ^{※1}	53	53	55	55
バイオマス ^{※1}	339	366	517	513
廃棄物 ^{※1}	84	74	69	69
その他	27	24	27	27
合計	31,283	31,661	33,903	34,909

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。



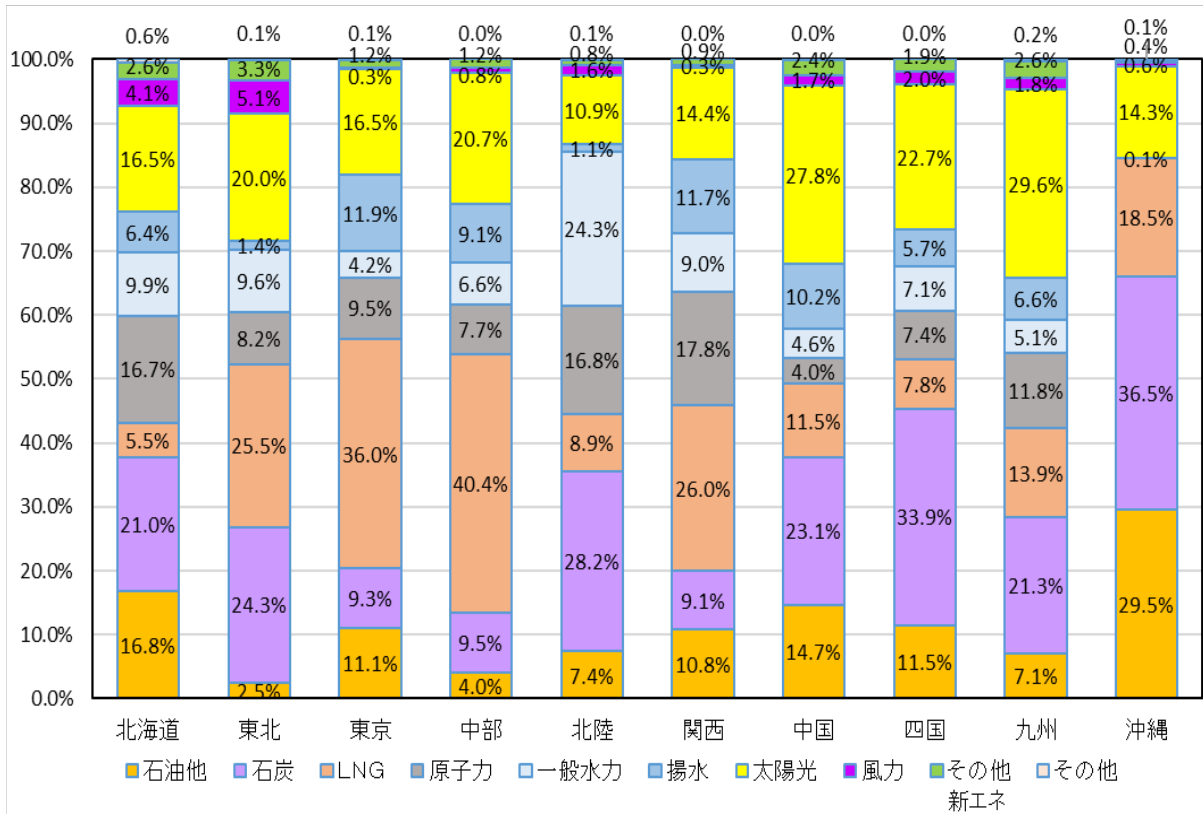
※各電源の設備容量の合計値は、事業者から提出された数字を機械的に積み上げたものである。

図 3 - 1 設備容量 (全国合計)

²³ 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

2020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 2020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）²⁴を図3-3に示す。

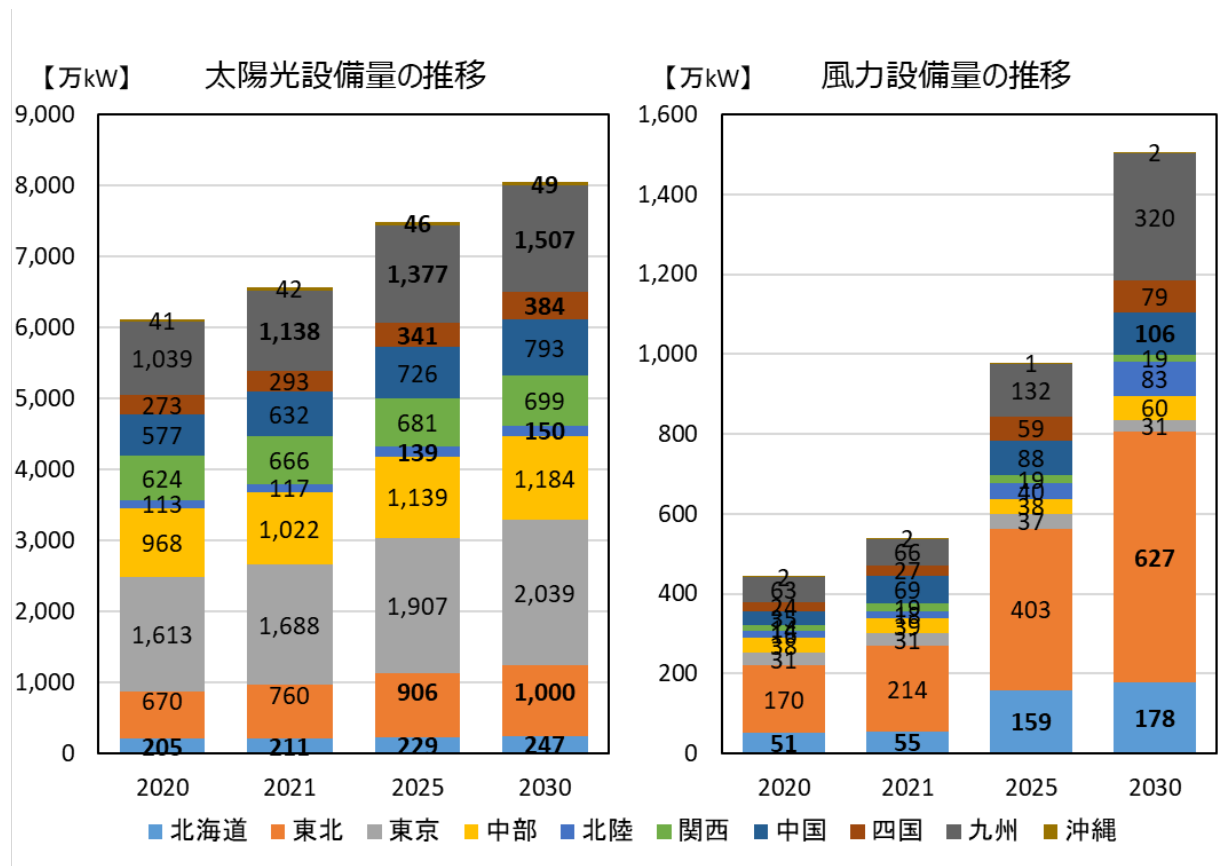


図3-3 エリア別太陽光・風力設備容量の推移

²⁴ 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、2030年度末までの電源開発計画²⁵について、新設計画、増減出力計画及び廃止計画の区分けで表3-2に示す。

表3-2 2030年度末までの電源開発計画²⁵（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	39.1	61	6.0	36	△18.3	33
一般水力	39.1	61	6.0	36	△18.3	33
揚水	—	—	—	—	—	—
火力	1,163.8	30	0.0	0	△660.3	35
石炭	441.3	6	—	—	△51.8	3
LNG	717.4	15	—	—	△432.6	12
石油	5.1	9	—	—	△175.9	20
LPG	—	—	—	—	—	—
瀝青質	—	—	—	—	—	—
その他ガス	—	—	—	—	—	—
原子力	1,018.0	7	15.2	1	0.0	0
新エネルギー等	595.3	250	0.2	1	△64.7	66
風力	156.6	54	—	—	△47.4	52
太陽光	332.3	168	—	—	△0.2	1
地熱	4.4	3	—	—	△2.4	1
バイオマス	96.8	20	—	—	△7.5	5
廃棄物	5.2	5	0.2	1	△7.5	7
合計	2,816.2	348	21.4	38	△743.2	134

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

²⁵ 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	2020	2021	2025	2030
新エネルギー等	1,040	1,129	1,450	1,574
風力	78	93	179	260
太陽光	706	756	870	919
地熱	24	25	28	29
バイオマス	200	230	349	342
廃棄物	32	26	24	23

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	2020	2021	2025	2030
水力	826	844	855	898
一般水力	769	764	782	801
揚水	56	81	74	97
火力	6,378	6,206	6,023	5,792
石炭	2,638	2,899	3,033	3,022
LNG	3,548	3,090	2,779	2,565
石油他 ²³	193	217	211	204

③ 原子力（表 3 - 5）

2021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	2020	2021	2025	2030
原子力	382	395	377	324

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】

	2020	2021	2025	2030
合計	8,683	8,613	8,742	8,625

(参考) エリア別発電電力量 (送電端) の比率

2020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。

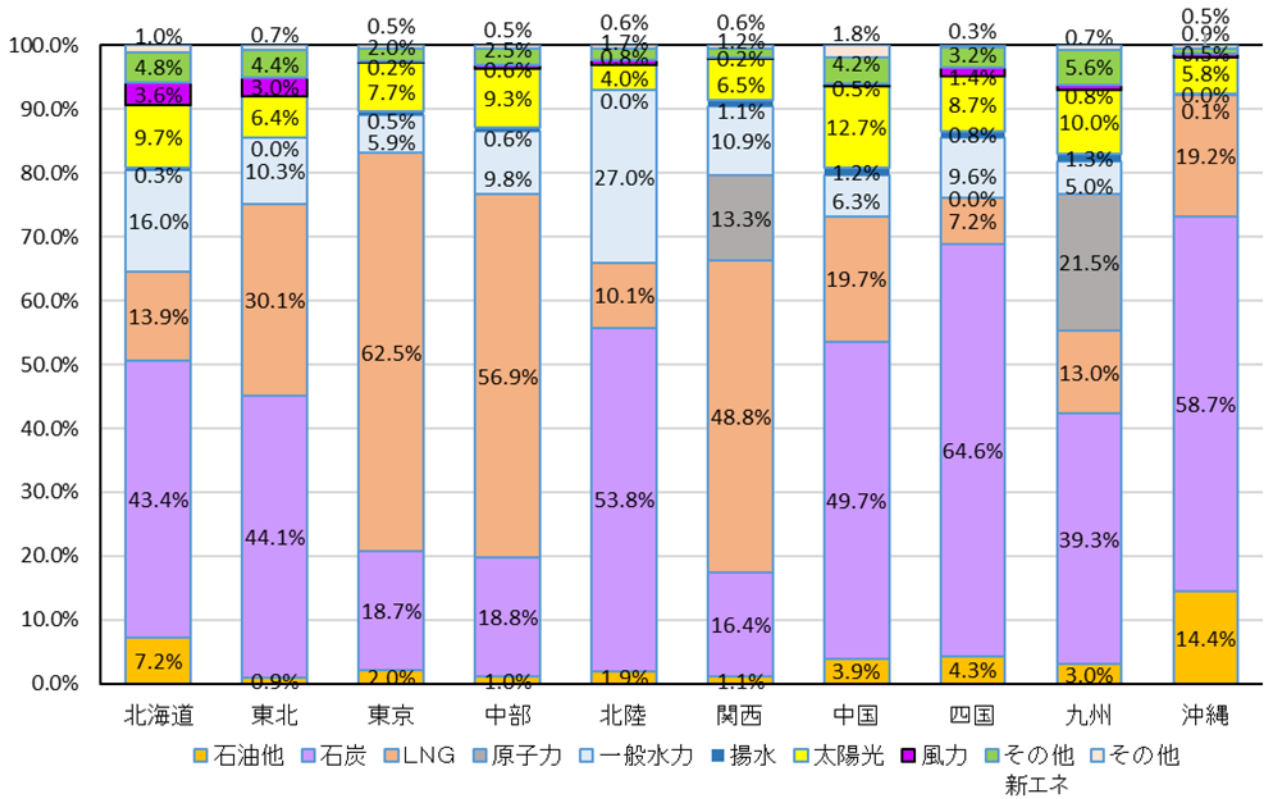


図3-4 2020年度のエリア別発電電力量 (送電端) の比率

(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	2020	2021	2025	2030
水力	19.2%	19.6%	19.8%	20.7%
一般水力	40.5%	40.2%	40.8%	41.7%
揚水	2.3%	3.4%	3.1%	4.0%
火力	45.5%	44.8%	41.6%	40.2%
石炭	65.6%	68.7%	65.5%	65.3%
LNG	48.0%	43.5%	37.5%	35.0%
石油他 ²³	7.4%	8.6%	8.6%	8.3%
原子力	13.2%	13.6%	13.0%	11.2%
新エネルギー等	16.9%	17.0%	18.2%	17.6%
風力 ²⁶	20.1%	19.6%	20.9%	19.7%
太陽光 ²⁶	13.2%	13.1%	13.3%	13.0%
地熱	52.1%	53.0%	58.3%	59.8%
バイオマス	67.4%	71.6%	77.1%	76.2%
廃棄物	43.4%	40.5%	39.1%	38.6%

²⁶ 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。

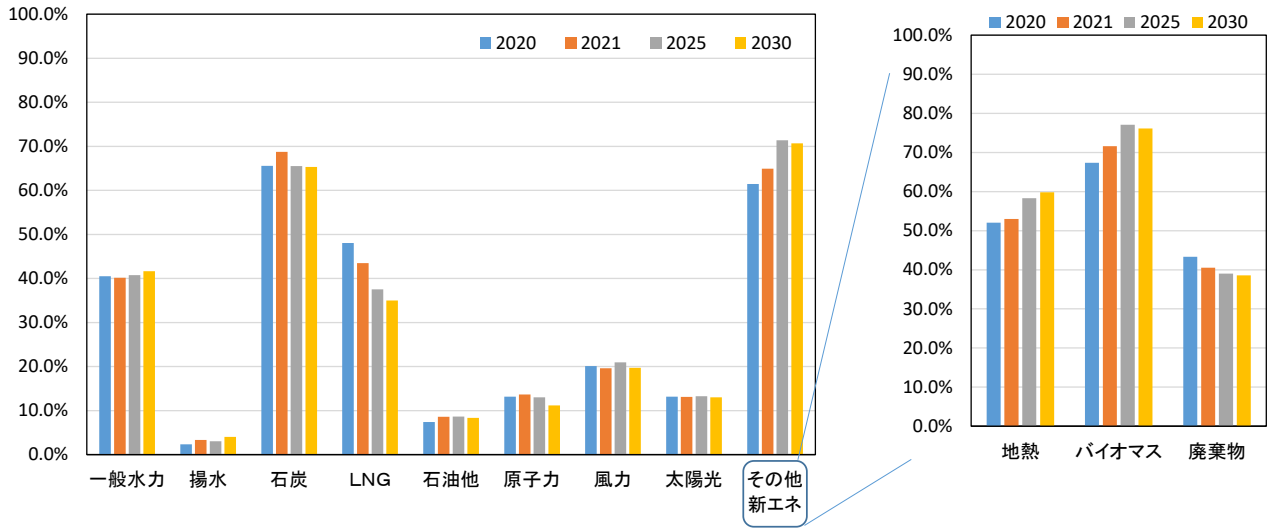


図 3 - 5 設備利用率の推移 (全国合計)

IV. 送配電設備の増強計画

一般送配電事業者及び送電事業者が届け出た、主要な送電線路、変電所（変圧器及び変換所）の整備計画²⁷を集約し、主要な送電線路、変電所の整備計画を表4-1、電力系統の状況を図4-1に示す。また、（1）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。

表4-1 主要な送電線路、変電所の整備計画²⁸

送電線路の増加こう長 ²⁹ ※ ³⁰	635 km (726 km)
架空送電線路※	597 km (687 km)
地中送電線路	39 km (39 km)
変圧器の増加容量	29,235 MVA (28,290 MVA)
交直変換所の増加容量 ³¹	900 MW (1,800 MW)
送電線路の減少こう長（廃止）	△61 km (△61 km)
変圧器の減少容量（廃止）	△4,300 MVA (△2,700 MVA)

²⁷ 使用電圧が250kV以上のもの及び供給区域における最上位電圧から2階級までのもの（ただし、沖縄電力株式会社の供給区域にあっては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。

²⁸ （ ）内は昨年値を記載した。

²⁹ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについては、こう長の変更はないものとみなし、増加こう長に計上していない。

³⁰ ※がある箇所については、使用開始年月が未定のものがあり、増加こう長に計上していない。

³¹ 直流送電連系の場合は、片端変換所の設備容量を計上した。

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。

○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:79km ・(仮)広域連系南幹線:64km ・相馬双葉幹線接続変更:16km ・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：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: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FC分岐線:3km ・佐久間東栄線FC分岐線:1km ・新豊根東栄線:1km ・佐久間東栄線:11km, 2km ・佐久間東幹線:123km
500kV 変圧器	<ul style="list-style-type: none"> ・新富士変電所： 750MVA×1 ・静岡変電所： 1,000MVA×1 ・東栄変電所： 800MVA×1 → 1,500MVA×2

○中部関西間連系線等概要（使用開始：未定）※マスタープラン³²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

³² 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。

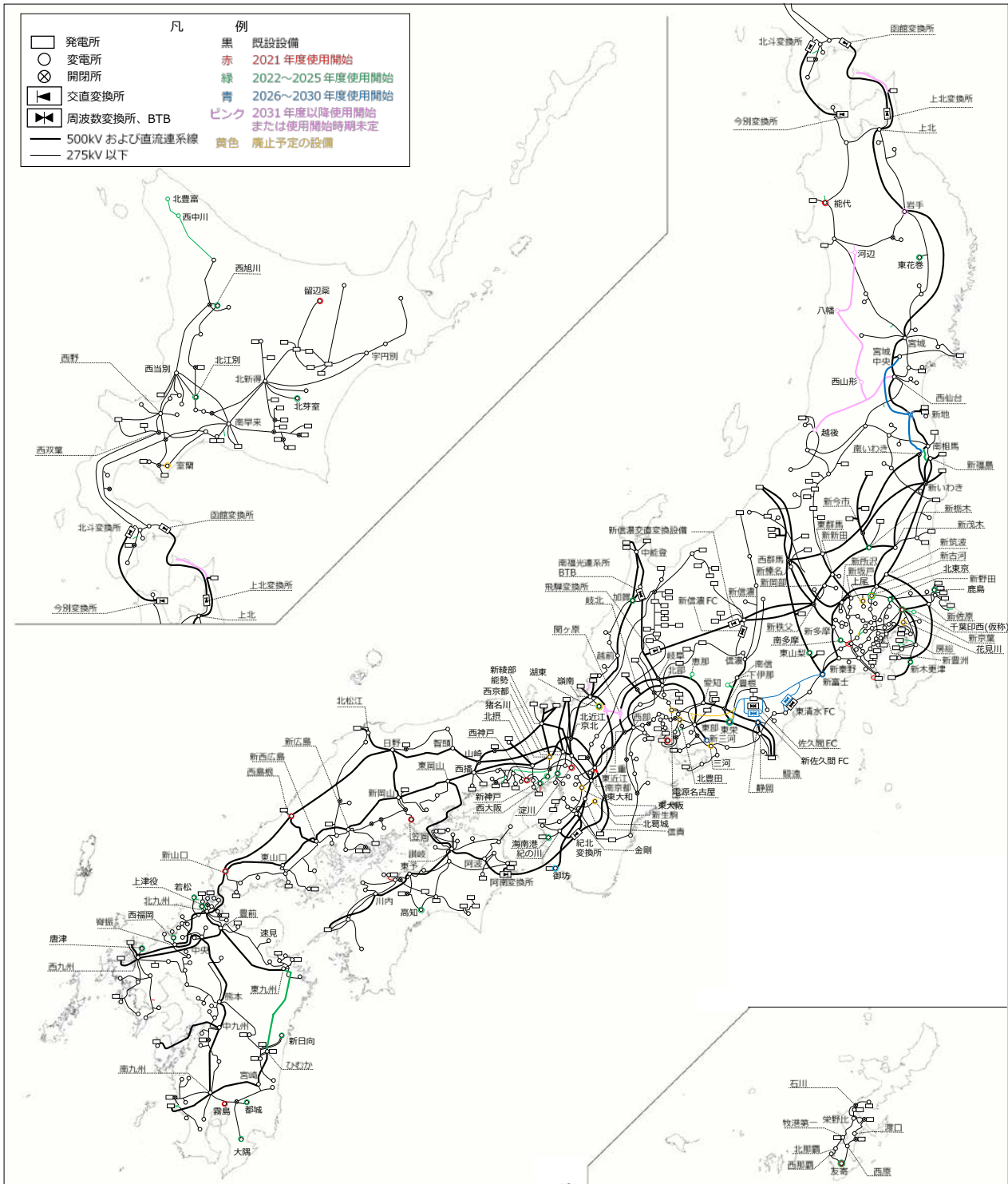


図4-1 電力系統の状況

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 ³³	電圧	こう長 ^{34,35}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
北海道電力 ネットワーク 株式会社	鶴岡支線新設	187kV	0.1km	1	2020年9月	2022年8月	電源対応
東京電力 パワーグリッド 株式会社	新宿線引替	275kV	22.1km→ 21.2km (1番線) ※2※3 19.9km→ 21.2km (2,3番線) ※2※3	3	2019年8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
	千葉印西変電所 引込線	275kV	10.5km	2	2020年4月	2024年4月	需要対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	恵那分岐線	500kV	1km	2	2020年6月	2024年10月	需要対策
	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 送配電 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1月 (1号線) 2021年4月 (2号線) 2022年1月 (3号線)	電源対応
	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
四国電力 送配電 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 送配電 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	2022年1月	需要対策
	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12月	系統対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	大間幹線	500kV	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
福島送電 株式会社	阿武隈南部線	154kV	22km※2	1	2020年7月	2024年5月	電源対応

³³ 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。

³⁴ 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。

³⁵ 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。

³⁶ 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

表4-3 着工準備中地点

届出事業者	名称 ³³	電圧	こう長 ^{34,35}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北幌延線一部昇圧	100kV→187kV	69km	2	2021年5月	2022年7月	電源対応
	(仮称)苫小牧アクセス線新設※1	187kV	0.2km	1	2021年5月	2022年6月	電源対応
東北電力 ネットワーク 株式会社	A発電所支線※1	275kV	3km	1	2021年4月	2022年12月	電源対応
	B発電所支線※1	275kV	0.2km	1	2023年4月	2024年5月	電源対応
	秋田県北部HS線 新設	275kV	0.3km	2	2023年6月	2024年12月	電源対応
	(仮)広域連系 北幹線	500kV	79km	2	2022年7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	64km	2	2024年7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	16km	2	2022年2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5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	2023年11月	2026年7月	電源対応 安定供給対策※4
	(仮)広域連系 開閉所	500kV	-	10	2022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DT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DT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	96km	2	2021年度以降	2031年度以降	電源対応
山形幹線昇圧延長	275kV→500kV	53km→103km	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	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	2024年度	2032年11月 (2番線) 2025年11月 (3番線)	高経年化対策
	G7060005 アクセス 線 (仮称)	275kV	0.5km※2	1	2021年4月	2022年2月	電源対応
	MS18GHZ051500 アク セス線 (仮称)	275kV	0.1km	2	2024年6月	2025年6月	電源対応
	京浜線1,2号接続 変更	275kV	0.4km※3	2	2021年9月	2022年3月	電源対応
	東清水線	275kV	13km 7km(既設流用)	2	2022年3月	2027年1月	安定供給対策※4

届出事業者	名称 ³³	電圧	こう長 ^{34,35}	回線数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
	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	11.1km	2	2021年10月	2023年10月	電源対応
	G5150013 アクセス 線(仮称)	275kV	0.5km	2	2021年5月	2022年5月 (1号線) 2022年6月 (2号線)	電源対応
中部電力 パワーグリッド 株式会社	下伊那分岐線	500kV	0.3km	2	2021年12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	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 送配電 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	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
	新加古川線	275kV	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※3	2	2022年11月	2023年3月	高経年化対策
九州電力 送配電 株式会社	西部ガスひびき アクセス線※1	220kV	4km	2	2023年3月	2025年7月	電源対応
	新小倉線	220kV	15km→ 15km※2※3	3→2	2021年4月	2029年10月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	佐久間東幹線 FC分岐線	275kV	3km	2	2022年度	2026年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線 FC分岐線	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
	佐久間東栄線	275kV	10.6km→ 11km※3	2	2022年度	2027年度	安定供給対策※4
	佐久間東栄線	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

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 ³⁶
電源開発 送変電 ネットワーク 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 ^{33,37}	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
北海道電力 ネットワーク 株式会社	留辺蘂変電所	187/66kV	60MVA×2→ 100MVA	2→1	2021年2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4月	2022年7月	電源対応
東北電力 ネットワーク 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 パワーステート 株式会社	新京葉変電所	275/154kV	300MVA×2→ 450MVA×2	2→2	2018年8月	2019年9月(5B)済 2021年11月(6B)	高経年化対策
	東山梨変電所	500/154kV	750MVA	1	2019年11月	2022年12月	需要対策
	新木更津変電所	275/154kV	450MVA×2	2	2020年8月	2022年5月	電源対応
中部電力 パワーステート 株式会社	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)済 2021年8月 (新2B)	電源対応
	東清水変電所	—	300MW→ 900MW	—	2020年12月	2027年度	安定供給対策※4
関西電力 送配電 株式会社	西神戸変電所	275/77kV	200MVA×2→ 300MVA	2→1	2020年11月	2021年6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
	西大阪変電所	275/77kV	300MVA	1	2021年2月	2023年5月	需要対策
中国電力 ネットワーク 株式会社	新山口変電所	220/110kV	400MVA×2	2	2019年4月	2021年6月	系統対策
	笠岡変電所	220/110kV	250MVA→ 300MVA	1→1	2020年8月	2021年5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
九州電力 送配電 株式会社	霧島変電所	220/66kV	300MVA	1	2020年1月	2021年12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
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4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

³⁷ 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）。

表4-6 着工準備中地点

届出事業者	名称 ^{33,37}	電圧(kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
北海道電力 ネットワーク 株式会社	北江別変電所	187/66kV	100MVA→ 150MVA	1→1	2021年5月	2022年7月	高経年化対策
	北芽室変電所	187/66kV	60MVA→ 150MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
	西旭川変電所	187/66kV	60MVA→ 100MVA	1→1	2023年5月	2024年11月	高経年化対策
東北電力 ネットワーク 株式会社	東花巻変電所	275/154kV	300MVA	1	2022年5月	2024年10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	2025年度以降	2031年度以降	電源対応
	河辺変電所	500/275kV	1,500MVA×3	3	2024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 (2030年度以降)	電源対応
東京電力 パワーステート 株式会社	南多摩変電所	275/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年7月	2022年6月	需要対策
	新栃木変電所	500/154kV	750MVA	1	2021年6月	2022年11月	電源対応
	新富士変電所	500/154kV	750MVA	1	2023年10月	2027年3月	安定供給対策※4
	北東京変電所	275/66kV	300MVA	1	2022年6月	2024年2月	系統対策
	新京葉変電所	275/154kV	450MVA	1	2022年4月	2023年3月	需要対策
	千葉印西 変電所※6	275/66kV	300MVA×2	2	2021年6月	2024年4月	需要対策
	鹿島変電所	275/66kV	300MVA	1	2023年6月	2024年6月	電源対応
	新野田変電所	275/154kV	220MVA→ 300MVA	1→1	2022年12月	2023年10月	高経年化対策
中部電力 パワーステート 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
	新三河変電所	500/275kV	1,500MVA	1	2027年7月	2030年8月	電源対応
北陸電力 送配電 株式会社	加賀変電所	275/154kV	400MVA	1	2021年11月	2023年12月	安定供給対策
関西電力 送配電 株式会社	御坊変電所	500/154kV	750MVA×2	2	2024年8月	2027年11月	電源対応
	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
	海南港変電所	275/77kV	300MVA×1、 200MVA×2→ 300MVA×2	3→2	2022年9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
	伊丹変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年2月	2024年6月	高経年化対策
四国電力 送配電 株式会社	高知変電所	187/66kV	200MVA→ 300MVA	1→1	2021年9月	2022年4月	高経年化対策 需要対策
九州電力 送配電 株式会社	都城変電所	220/110kV	150MVA	1	2021年9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11月	2024年10月	電源対応

届出事業者	名称 ^{33,37}	電圧 (kV)	容量	台数	着工年月	使用開始年月	理由 ³⁶
	大隅変電所	110/66kV → 220/110 /66kV	60MVA → 250/100 /200MVA	1→1	2022年3月	2025年2月	電源対応
	上津役変電所	220/66kV	150MVA→ 200MVA	1→1	2021年5月	2023年4月	高経年化対策
	唐津変電所	220/66kV	150MVA→ 250 MVA	1→1	2022年7月	2023年11月	高経年化対策
電源開発 送変電 ネットワーク 株式会社	新佐久間周波数 変換所※6	—	300MW	—	2024年度	2027年度	安定供給対策※4
福島送電 株式会社	阿武隈南変電所 ※6	154/66/33kV	170MVA	1	2021年11月	2024年5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
北海道電力 ネットワーク 株式会社	室蘭変電所	187/66kV	100MVA	1	2023年6月	高経年化対策
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	2022年1月	系統対策
	上尾変電所	275/66kV	300MVA	1	2025年2月	系統対策
中部電力 パワーグリッド 株式会社	北豊田変電所	275/154kV	450MVA	1	2023年度	高経年化対策
	三河変電所	275/154kV	450MVA	1	2025年4月	高経年化対策
関西電力 送配電 株式会社	東大阪変電所	275/154kV	300MVA	1	2023年5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
	猪名川変電所	500/154kV	750MVA	1	2024年11月	高経年化対策
電源開発送変電 ネットワーク株式会社	名古屋変電所	275/154kV	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 ³⁸	こう長の総延長 ³⁹	こう長(合計)	こう長の総延長(合計)
新增設	500kV	架空	646 km※	1,293 km※	646 km※	1,293 km※
		地中	0 km	0 km		
	275kV	架空	△175 km	△354 km	△158 km	△317 km
		地中	17 km	37 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		
合計	架空	597 km	1,189 km	635 km	1,248 km	
	地中	39 km	59 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⁴⁰

電圧	更新後のこう長	更新後の総延長
500kV	0 km	1 km
275kV	227 km	476 km
220kV	19 km	38 km
187kV	7 km	14 km
合計	253 km	528 km

³⁸ 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。

³⁹ 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。

⁴⁰ 整備計画のうち、線種変更、回線数変更に該当するものについて、変更後のこう長及び総延長を集計した。

表 4-10 主要な変圧器の整備計画

区分 ⁴¹	電圧階級 ⁴²	増加台数	増加容量
新增設	500kV	23 [4]	22,100MVA [1,000MVA]
	275kV	8 [2]	4,180MVA [600MVA]
	220kV	6 [0]	1,740MVA [0MVA]
	187kV	4 [5]	955MVA [695MVA]
	154kV	1 [1]	170MVA [170MVA]
	132kV	0 [0]	150MVA [0MVA]
	110kV	△1 [0]	△60MVA [0MVA]
	新增設計	41 [12]	29,235MVA [2,465MVA]
廃止	500kV	△1	△750 MVA
	275kV	△13	△3,450 MVA
	187kV	△1	△100 MVA
	廃止計	△15	△4,300 MVA

※ [] : 変電所地点の新設に伴う変圧器の増加分を再掲した。

表 4-11 主要な周波数変換所の整備計画

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

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。

⁴¹ 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。

⁴² 変圧器の一次側電圧により分類した。

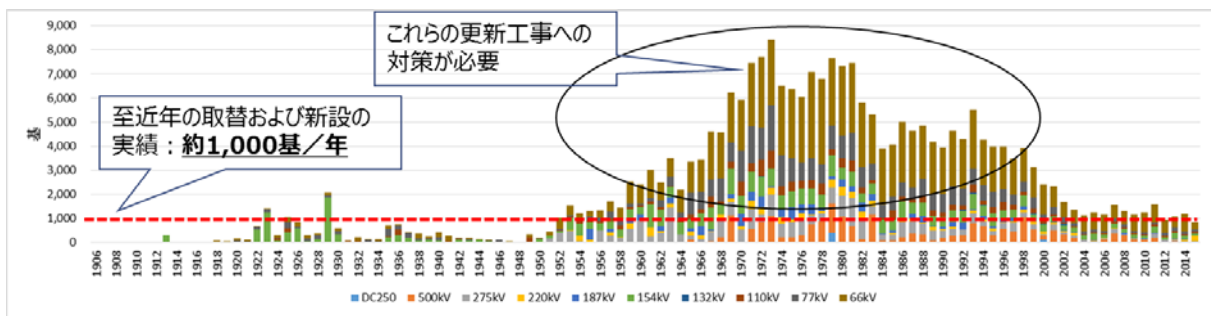


図 4 - 2 鉄塔の物量分布 (66kV~500kV)

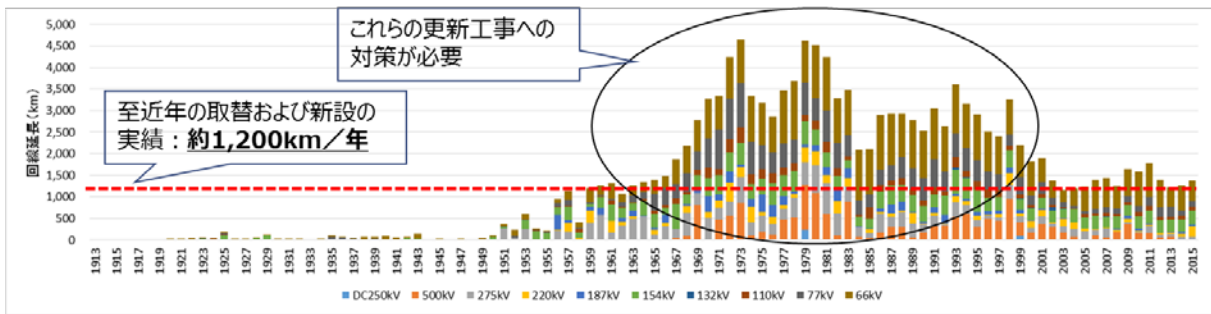


図 4 - 3 架空線回線延長の物量分布 (66kV~500kV)

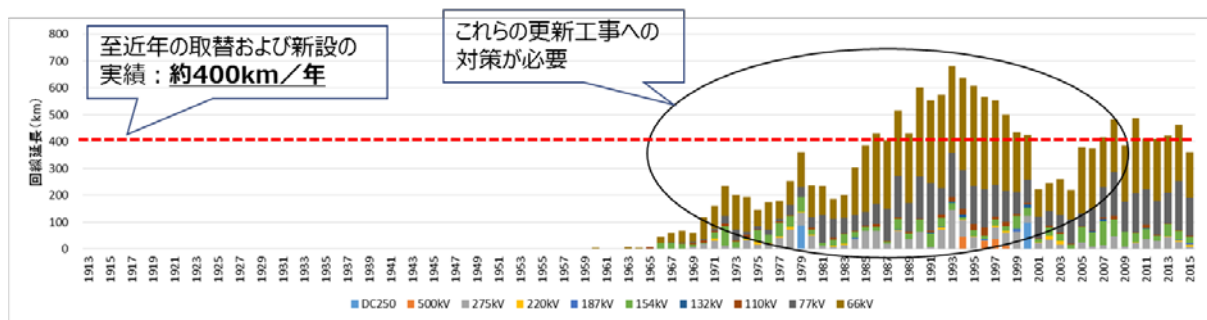


図 4 - 4 地中線の物量分布 (66kV~500kV)

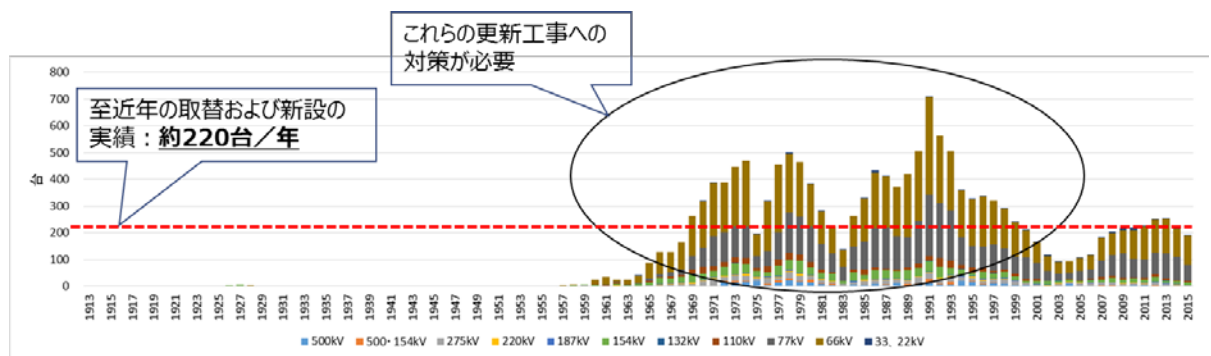


図 4 - 5 変圧器の物量分布 (66kV(一部 22kV)~500kV)

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⁴³を図4-6に示す。

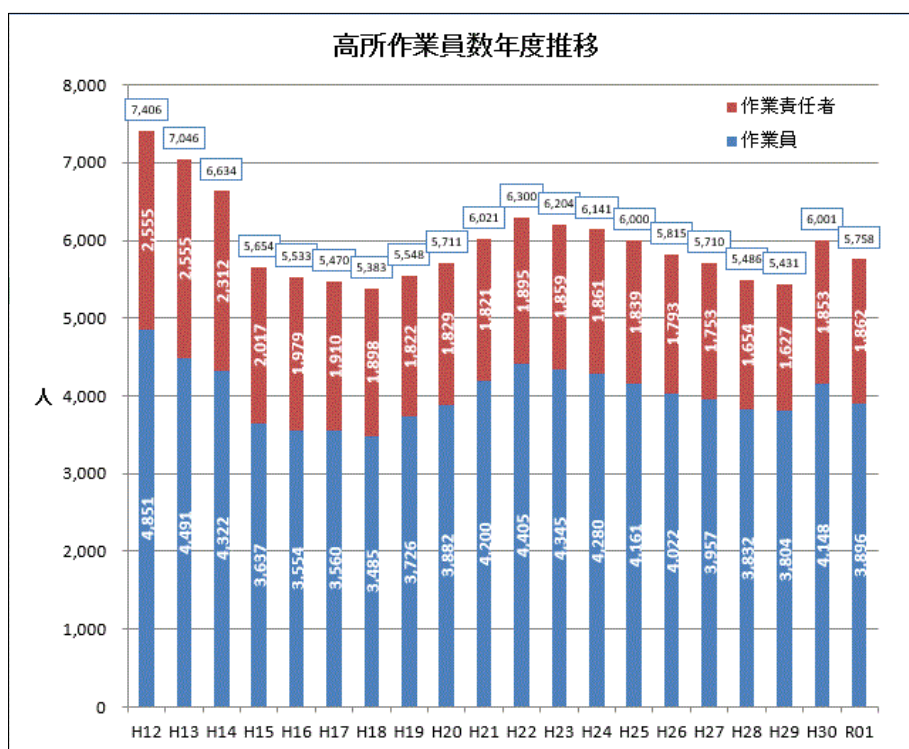


図4-6 送電線工事の高所作業員数年度推移

⁴³ 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（2021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2021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。

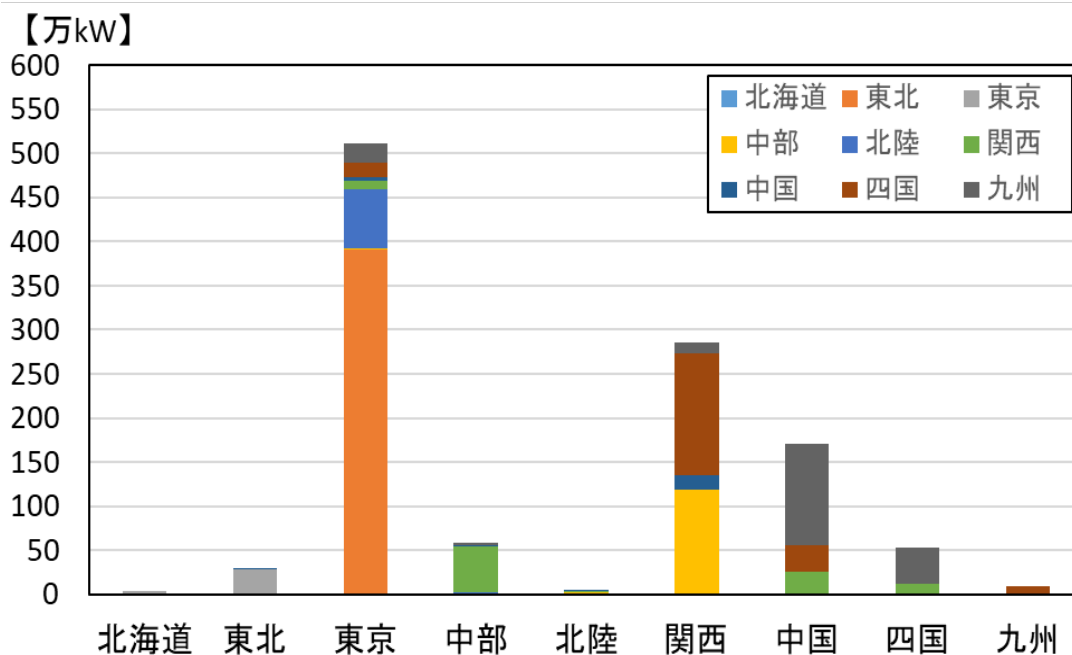


図5-1 エリア外調達電力

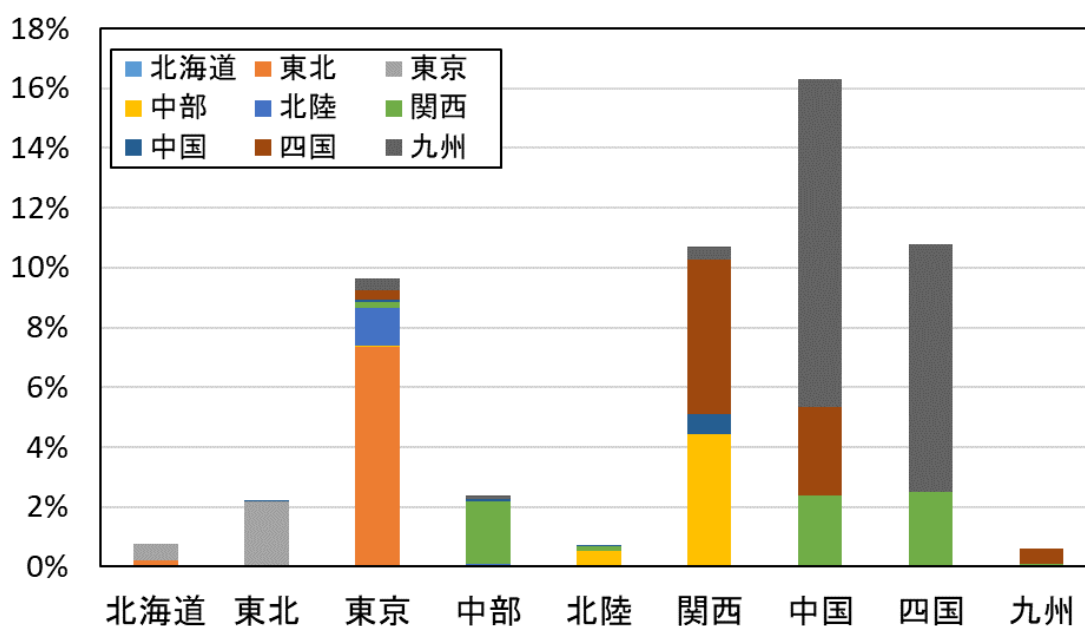


図5-2 エリア外調達電力比率

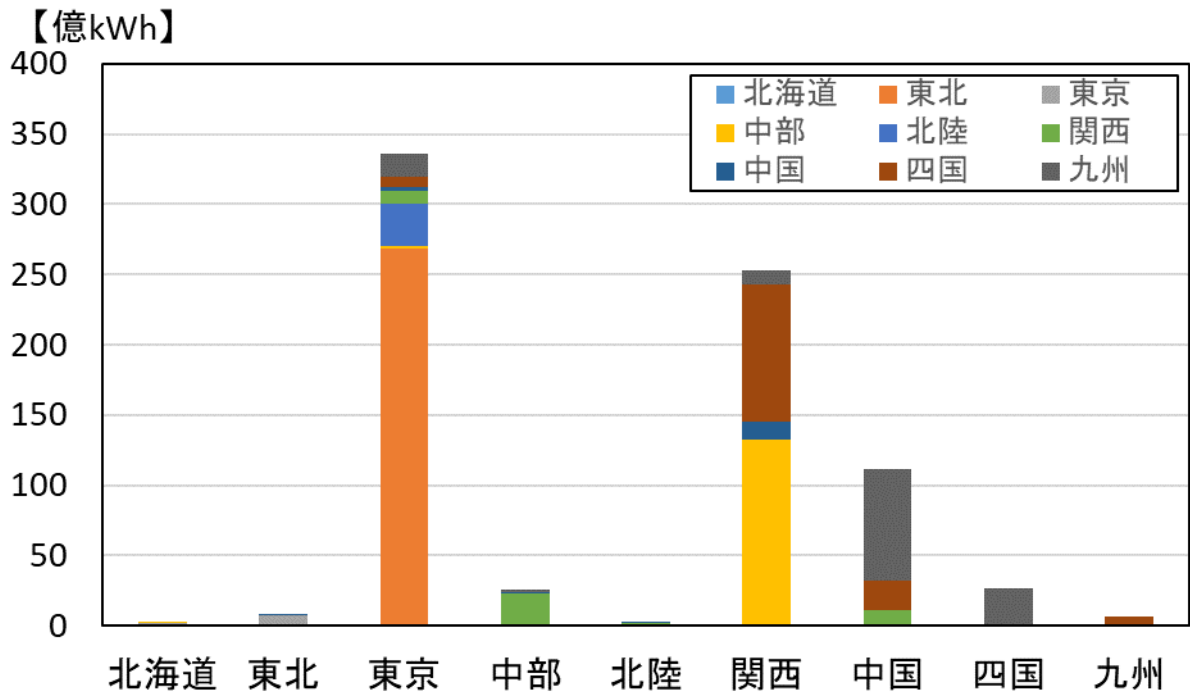


図5-3 エリア外調達電力量

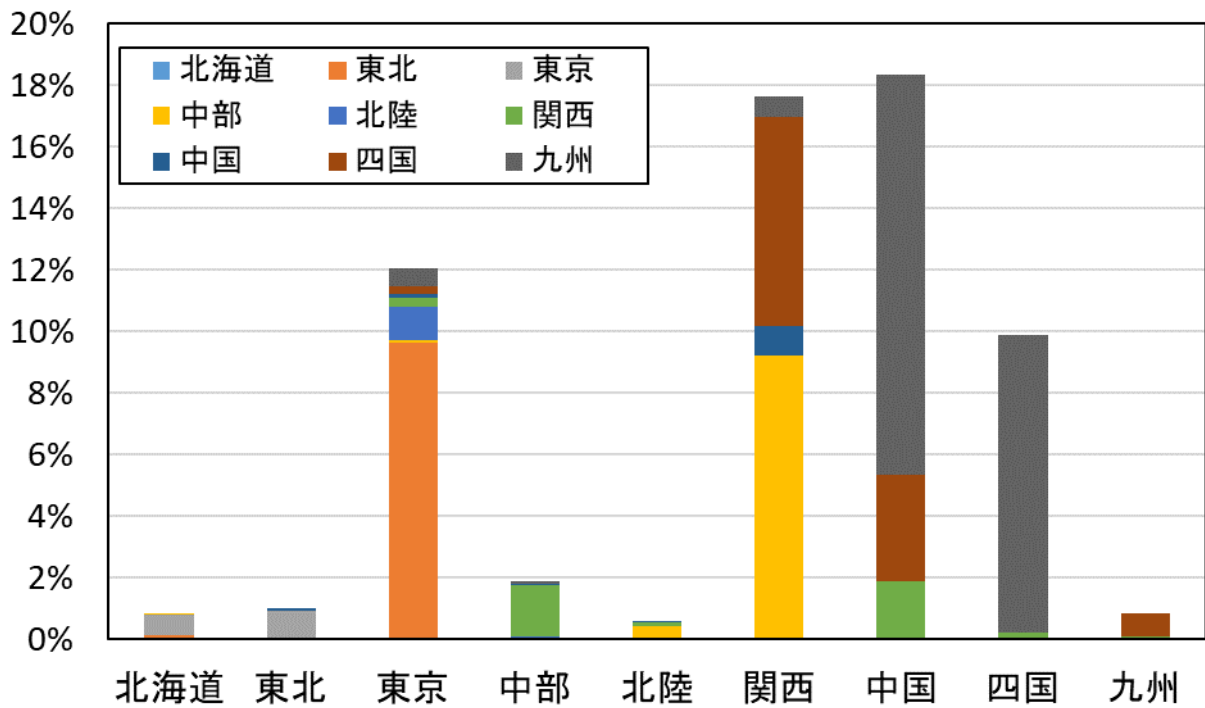


図5-4 エリア外調達電力量比率

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660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。

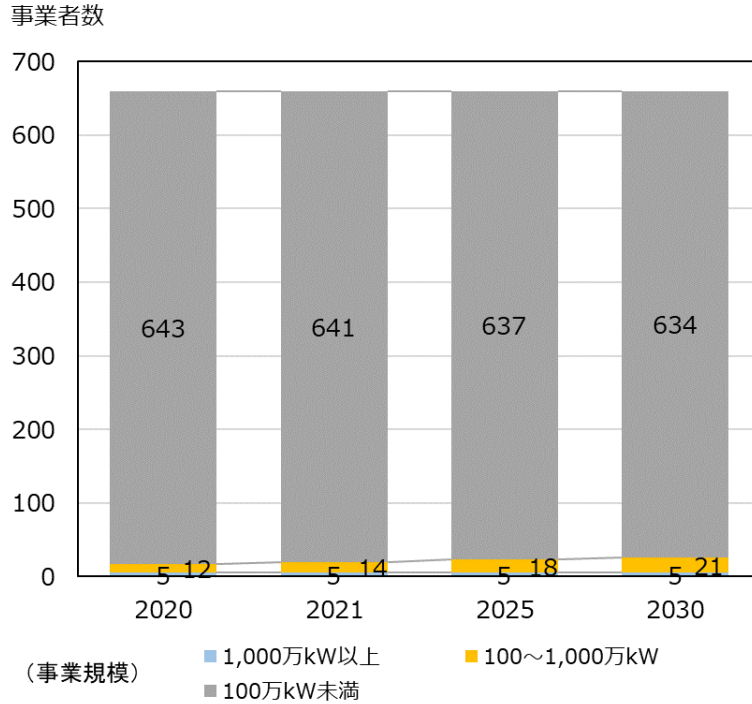


図6-1 需要電力別の小売電気事業者数

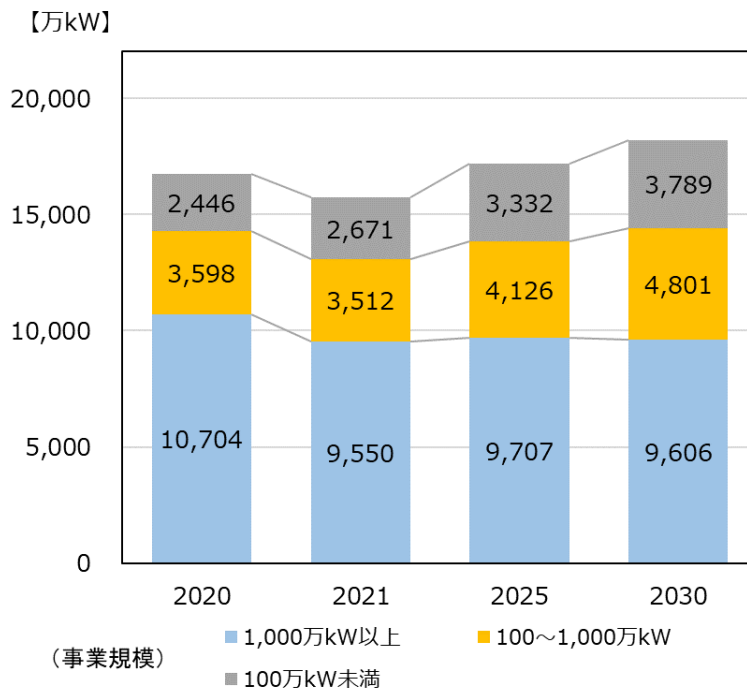


図6-2 各規模別の需要電力（積算）

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。

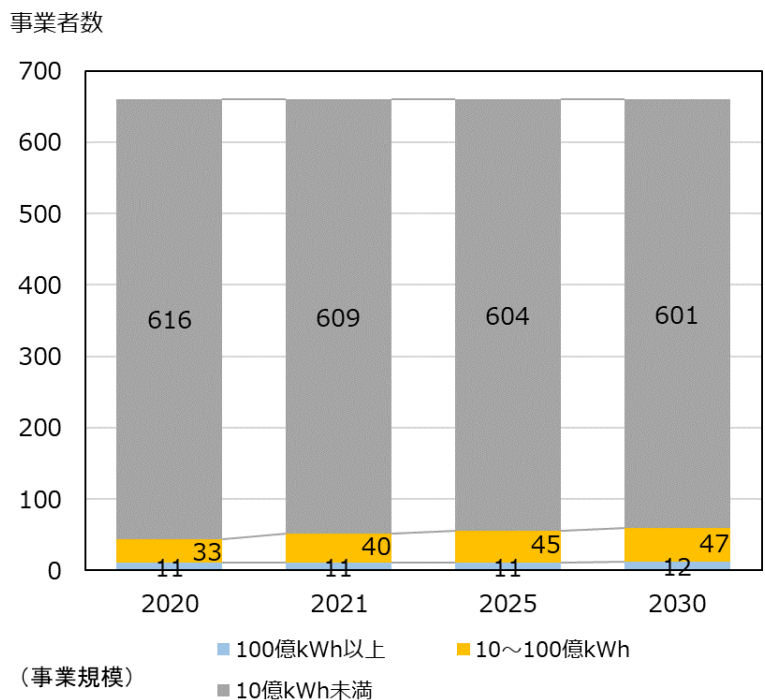


図6-3 需要電力量別の小売電気事業者数

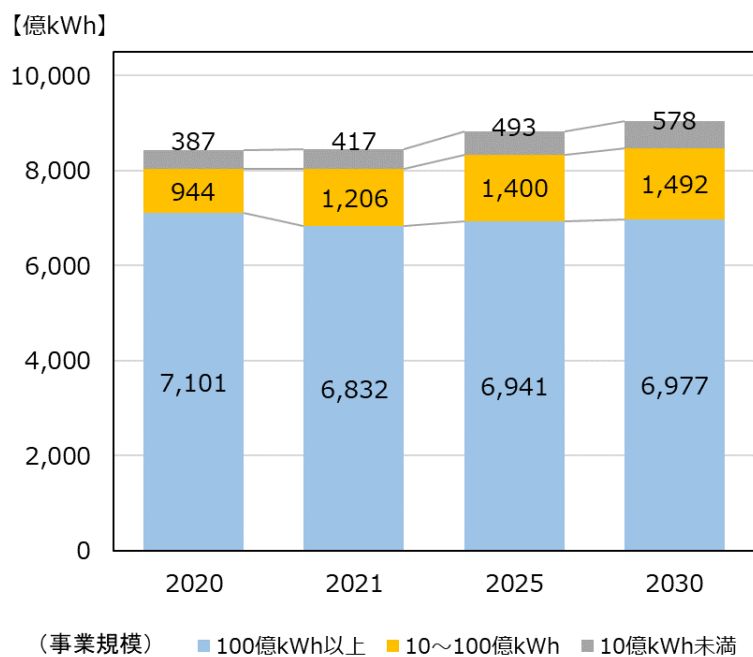


図6-4 各規模別の需要電力量（積算）

2. 小売電気事業者のエリア展開

2021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、2021年度時点で小売計画を計上していない事業者（86者）を除いて集計している。ほぼ半数の事業者が単一エリアでの事業を計画している。

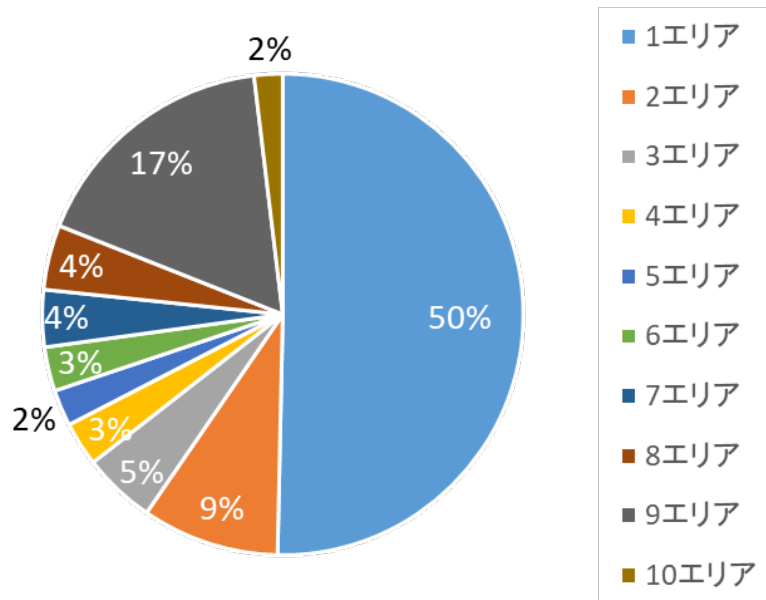


図6-5 事業エリア数毎の小売電気事業者比率

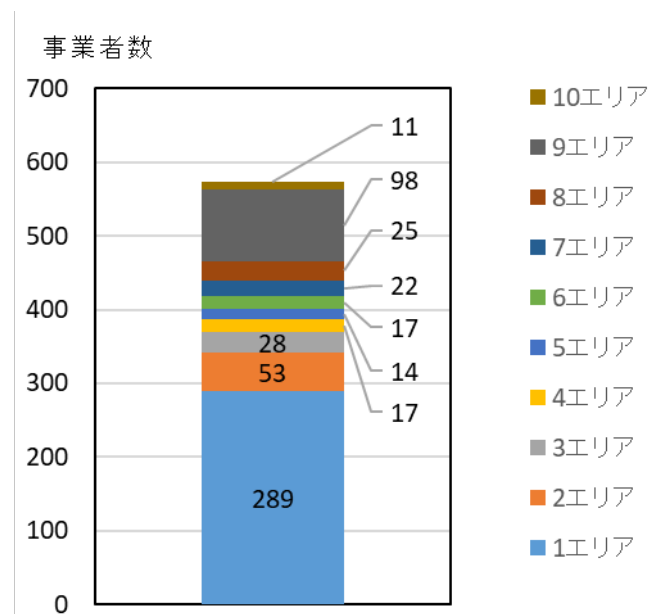
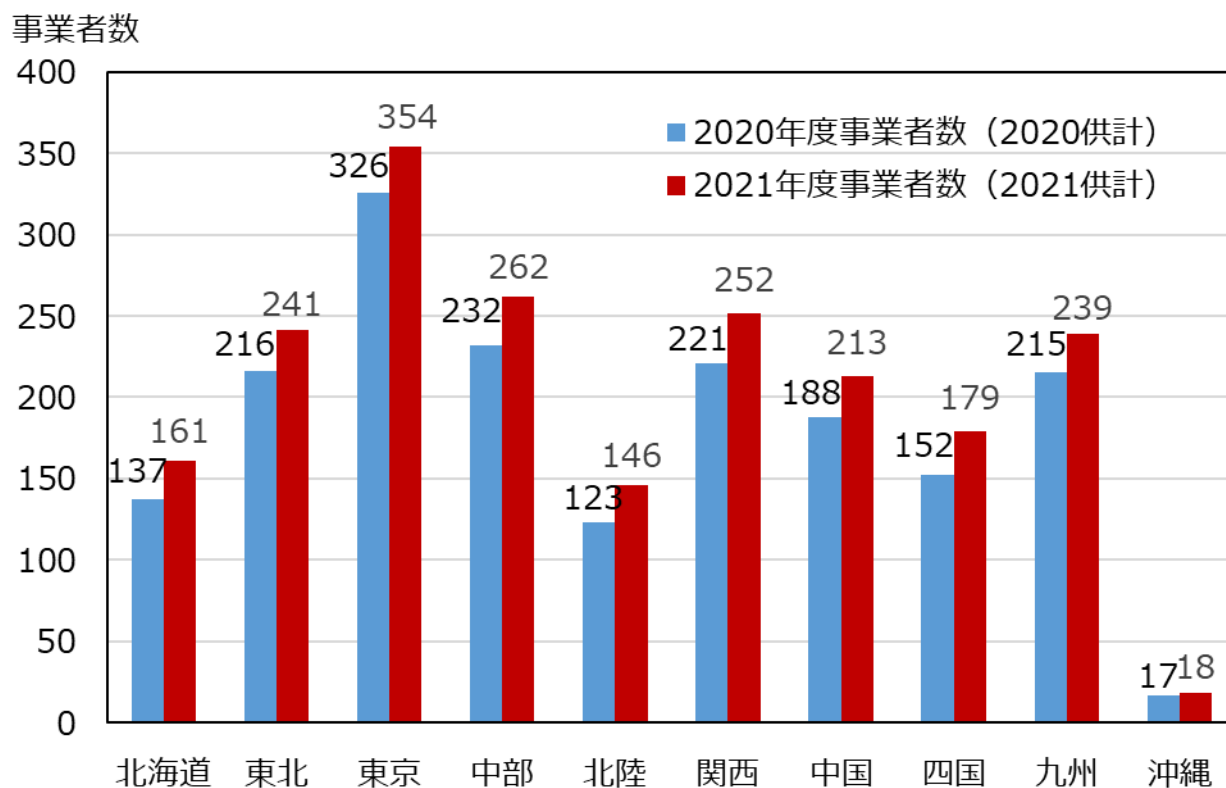


図6-6 事業エリア数毎の小売電気事業者数

また、2021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。



【万 kW】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
2021年度エリア需要	415	1,293	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	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。

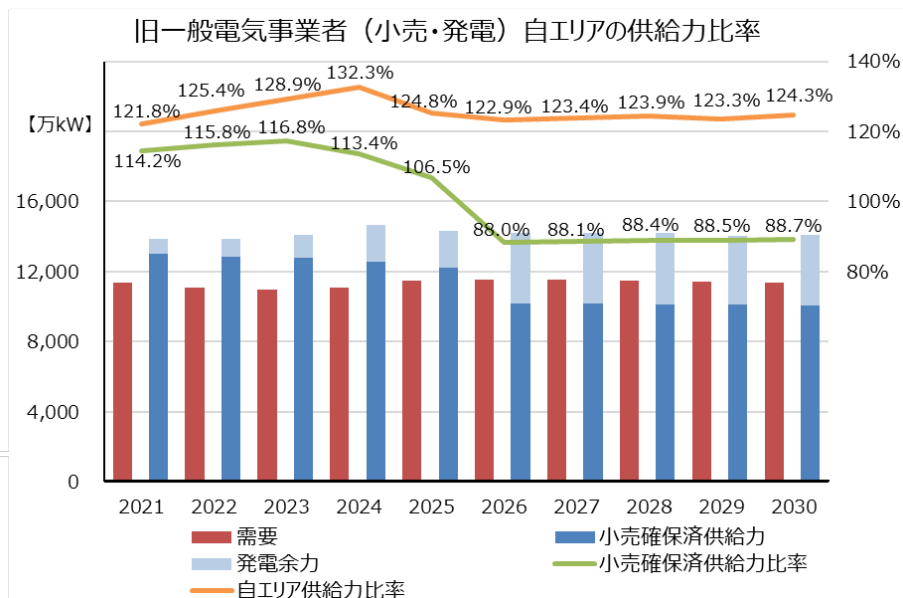


図6-8 旧一般電気事業者（小売・発電）の自エリア供給力比率⁴⁴（8月15時、送電端）

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図6-9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。

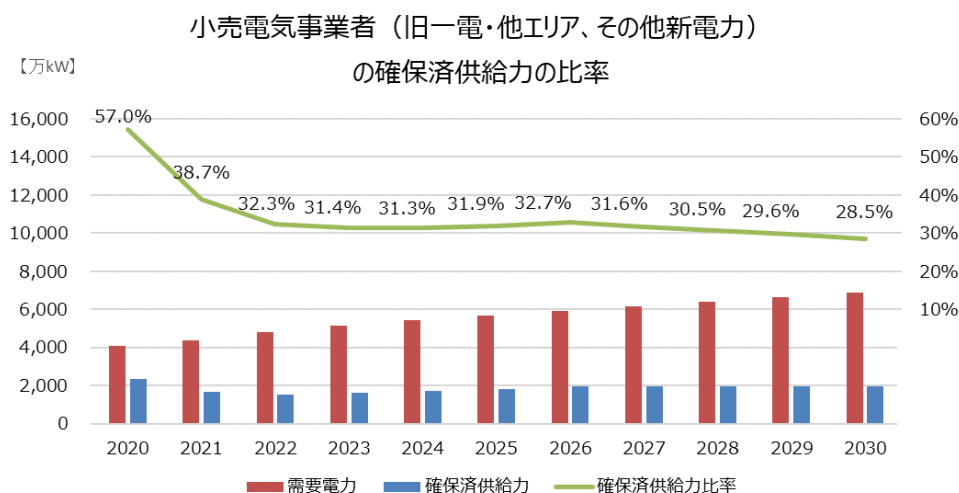


図6-9 小売電気事業者（旧一電・他エリア、その他新電力）の確保済供給力比率（8月15時、送電端）

⁴⁴ 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。

4. 発電事業者の規模別分布（保有設備規模）

発電事業者935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。

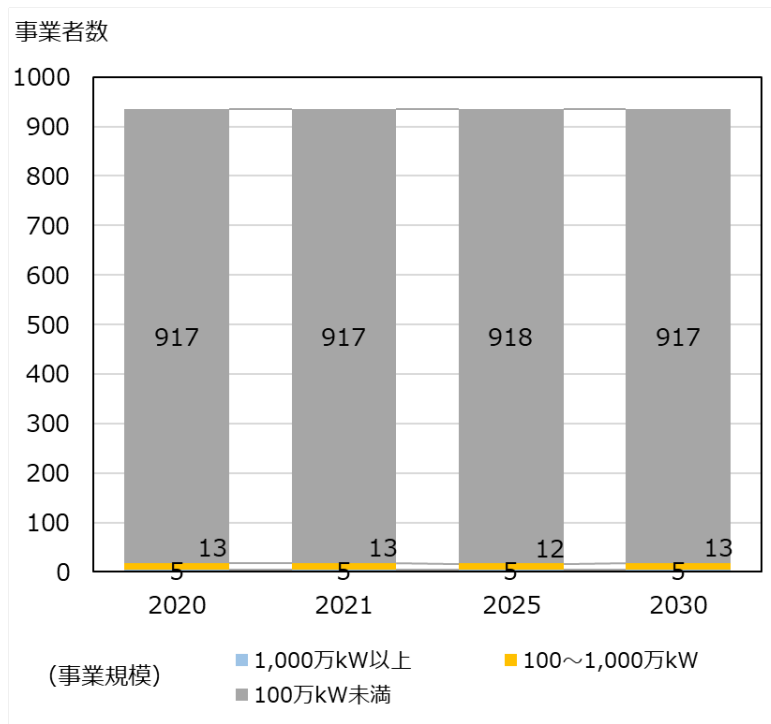


図6-10 供給電力別の発電事業者数

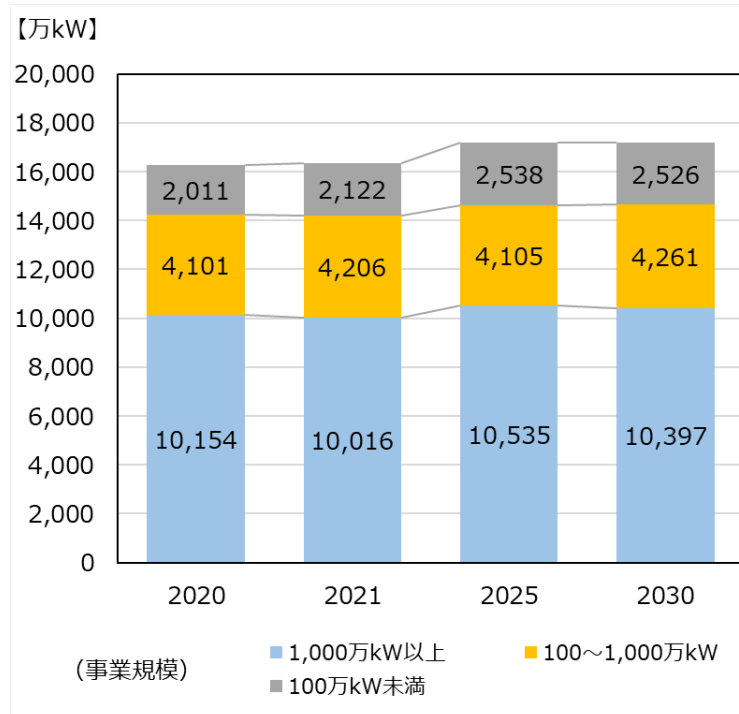


図6-11 各規模別の供給電力（積算）

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10億kWh以上の事業者が発電量を減少させる計画としている。

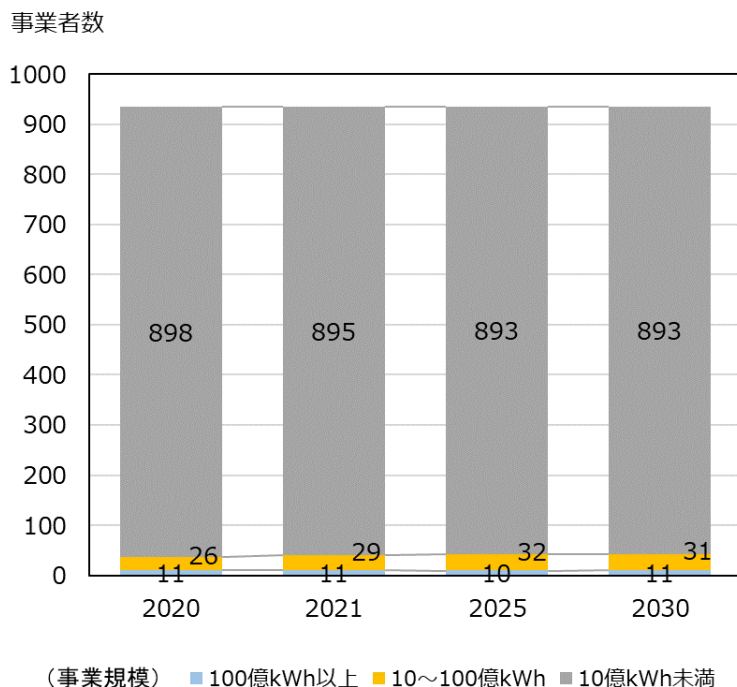


図6-12 供給電力量別の発電事業者数

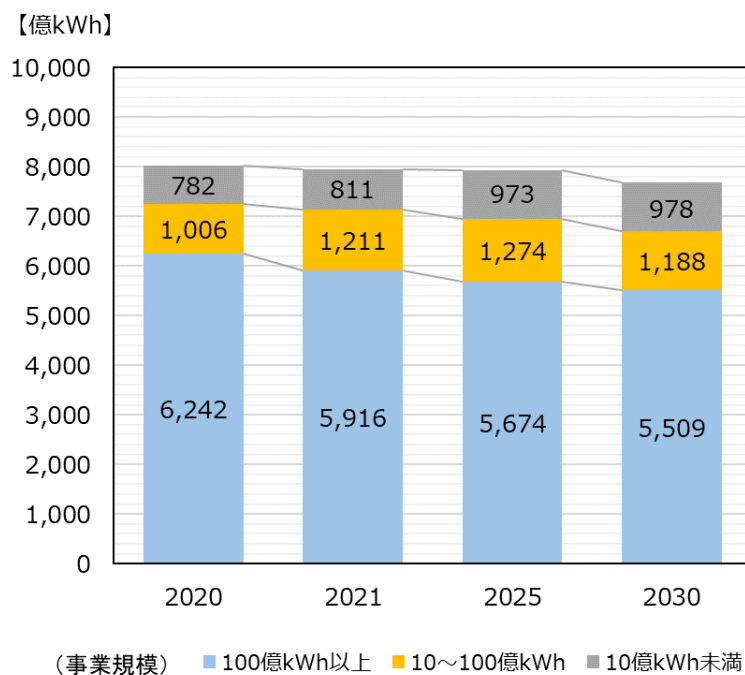


図6-13 各規模別の供給電力量(積算)

また、当該発電事業者が2021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、2021年度内に発電設備を計上していない事業者（117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。

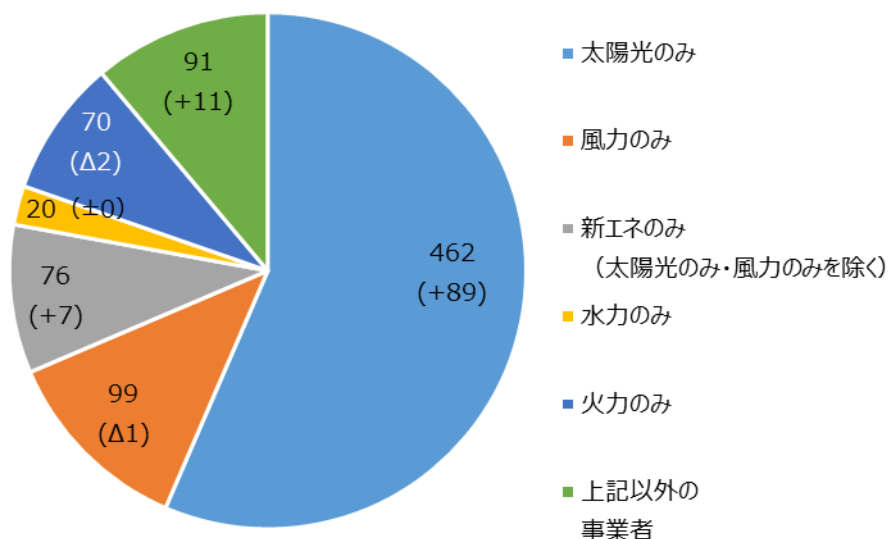


図6-14 発電種別毎の発電事業者数

5. 発電事業者のエリア展開

2021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、2021年8月時点で保有設備を計上していない事業者（168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。

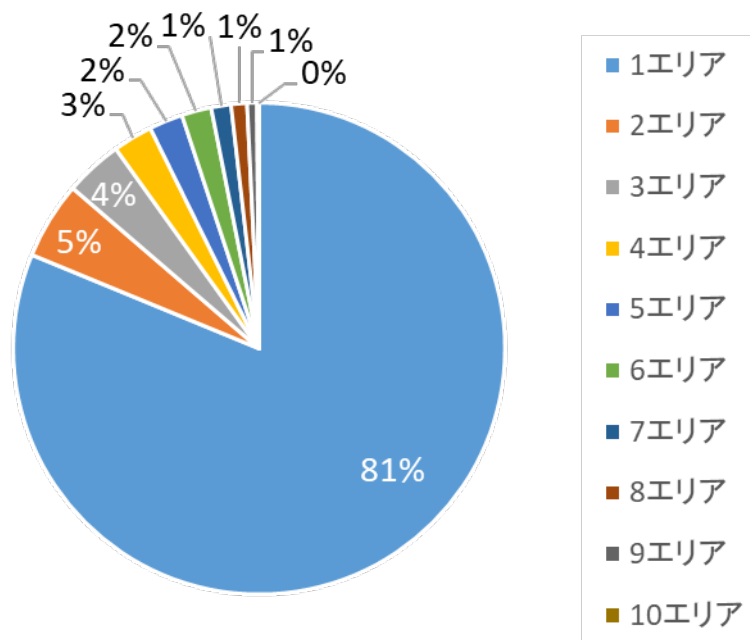


図6-15 事業エリア数毎の発電事業者比率

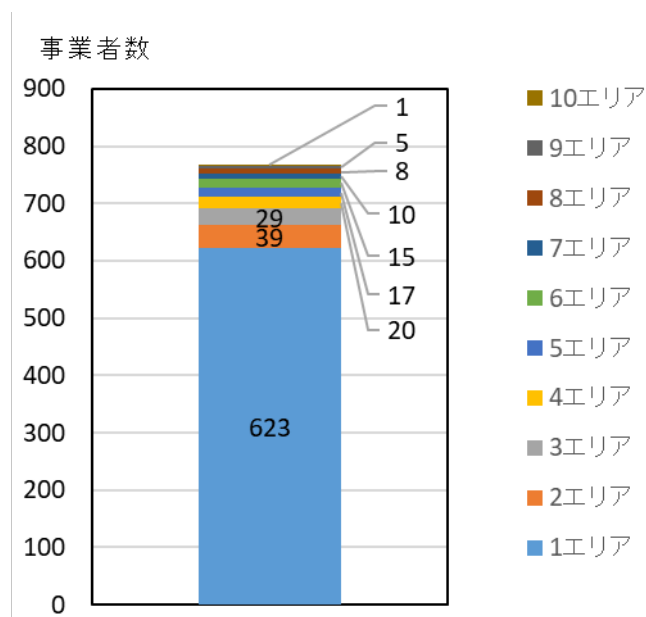
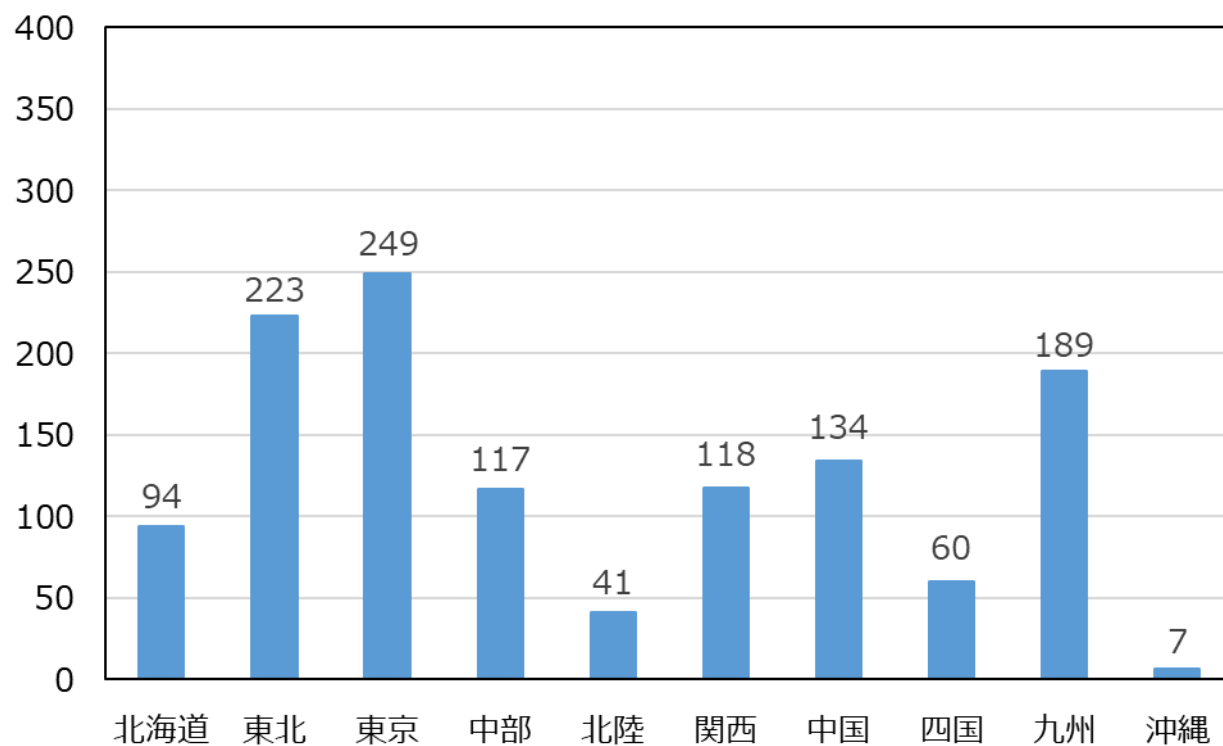


図6-16 事業エリア数毎の発電事業者数

また、2021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。

事業者数



【万kW】

北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
566	1,859	4,835	2,388	579	2,436	1,029	676	1,872	196

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. 需要期における供給力（kW）不足の懸念

今回の取りまとめにおいて、短期断面（2021・2022年度）は供給信頼度基準（年間を通じた停電量の予測を用いた基準）を満たしているが、補完的確認として実施した月別の需給バランス評価（月別上位3日の最大電力平均値に対する供給余力で評価）では、2022年2月に東京エリアから九州エリアにかけて広域的に予備率が5.8%となり適正予備率である8.0%を下回る結果となっている。また、本機関が実施した2021年度冬季の需給変動リスク分析でも厳気象H1需要（過去10年間で最も猛暑・厳寒だった年度並みの気象条件で想定した需要）に対して、ほとんどのエリアで2022年2月は予備率3%を下回り、東京エリアは2022年1月及び2月ともに供給力が厳気象H1需要も下回る厳しい状況である。

このような結果となった主要因は、2022年2月に1,300万kW程度の補修停止が計上されるなど、高需要期の補修停止により供給力が減少したことにある。今冬の需給ひっ迫を踏まえれば、大規模な電源を保有する発電事業者は、個社の相对契約だけで補修停止を判断するのではなく、需給バランスを考え慎重に計画すべきであったと考える。

本機関としては、厳しい需給バランスの結果を公表することで需給ひっ迫に対する備えを広く呼びかけるとともに、特に需給の厳しいエリアでは、発電事業者に対する補修停止等の調整や小売電気事業者への高需要期に備えた計画的な調達を求めるなど、需給バランスの改善に最大限取り組む。また、これら対応を行ってもなお、安定的な供給力確保が難しい場合を想定し、電源入札等を実施することも含めた準備など対応に万全を期すこととしたい。

なお、2021年7月の需給バランスにおいても厳気象H1需要に対して全国的に予備率3.4%となっており、かろうじて適正予備率3.0%を確保した程度であり、予断を許さない状況である。国においても、需要家に対する節電などをどのように実施していくか、需給ひっ迫の備えについて検討が期待される。

2. 2021年度の需給バランス(kWh)と今冬の電力需給ひっ迫(kWh)を踏まえた対策

1. で述べた補修停止の増加要因として、小売電気事業者の調達先未定が増加していることが考えられる。この結果、2021年度の需給バランス(kWh)は、2020年度と比べても年間の電力量で1.3%悪化しており、現時点で昨年度の同時期より供給電力量(kWh)の確保が低い水準にあることが確認された。

本機関としては、これまでの供給力(kW)による評価に加え、2021年度の秋より電力需給検証において電力量(kWh)の需給バランスを燃料調達の状況も含めて評価するとともに、需給ひっ迫を未然に防ぐため、冬の高需要期までの期間に継続的なモニタリングを実施し、情報発信していくこととした。これにより、需給ひっ迫に備えた小売電気事業者の計画的な調達行動と、発電事業者による十分な供給電力量の確保を期待するとともに、相対取引や先渡取引などの調達が増えることで必要な供給力となりうる電源の休廃止が抑制されることも期待している。

国においても本機関が実施するモニタリングを具体的にどのように需給ひっ迫の対策につなげていくか検討が期待される。

3. 2030年度エネルギーミックス達成に向けた対策

2018年7月に決定された第5次エネルギー基本計画では、2030年の長期エネルギー需給見通し（2015年7月経済産業省決定。以下「エネルギーミックス」という。）の確実な実現に全力を挙げるとされている。

一方で、今回の取りまとめにおいて、2030年度の送電端電力量（kWh）では、石炭火力の比率が約36%、原子力の比率が約4%と、エネルギーミックスで示された構成比と比べて乖離が生じていることが明らかとなった。供給計画のとりまとめは、各事業者が一定の前提に基づき、現時点で安定供給上見込むことのできる発電計画を集計したものであるが、今後もこのままの傾向で推移することも考えられ、更なる政策的取組や事業環境変化等を踏まえて事業者が計画を見直すに至らなければ、2030年度のエネルギーミックスの達成は困難となる。

エネルギーミックスの達成に向けては、例えば規制的措置や誘導的措置の適切な実施など、各電源のおかれた環境に応じた取り組みを積み重ねていく必要がある。国においては、エネルギーミックスの着実な実現に向けた取り組みの適切な実施が期待される。

Ⅷ. まとめ（2021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）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、経済規模の拡大や電化の進展などの増加影響よりも、人口減少や省エネの進展などの減少影響の方が大きいと考えたことが主な要因となる。

2. 需給バランス

向う10年における年間EUE基準に基づくエリア別の需給バランス評価は、短期断面（第1・2年度目）はすべてのエリア・年度で基準値（0.048kWh/kW・年、沖縄エリアは0.498kWh/kW・年）以内となっている。しかし、長期断面では、2026年度以降の九州エリアで基準値を超過していた。

また供給力の補完的確認（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）では、第1年度（2021年度）、第2年度（2022年度）とも予備率が8%を下回る断面があることを確認した。

電力量（kWh）の見通しについても、第1年度（2021年度）における電力量（kWh）の需給バランスを月別に確認すると、想定需要に対して、発電側の供給電力量は1億kWh/月～32億kWh/月程度（想定需要に対して0.1%～4.3%程度）下回る断面が見受けられる。

そのため、補修停止時期・長期計画停止時期について、調整可能な計画がないか事業者を確認し、追加供給力として計上できるか調整を行っている。今後、今回の結果を公表することで、今冬の需給ひっ迫を経験した小売及び発電事業者に対して、冬の需給が厳しい断面において十分な備えができていないかあらためて問い直し、供給力確保等の適切な対応を求めていく。

そして、事業者に対して適切な対応を求めてもなお需給バランスの改善が図られない場合には、「短期断面での電源入札等の検討開始判断（STEP1）」について、4月を目途に「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」で改めて判断を行うこととした。

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として、新規電源の連系に伴う整備が多数計画されている。また、地域間連系線の整備計画として、広域的運営に必要な整備が計画されている。

5. 広域的運営の状況

電気事業者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6

別紙1. 第1, 2年度の需給見通し(短期)

○2021年度

エリア別の需給バランス(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	393	356	355	404	415	388	396	454	481	497	493	454
東北	1,056	984	1,059	1,265	1,293	1,164	1,052	1,164	1,291	1,350	1,335	1,241
東京	3,819	3,671	4,077	5,329	5,329	4,516	3,758	4,042	4,427	4,773	4,773	4,366
東3社計	5,268	5,011	5,491	6,998	7,037	6,068	5,206	5,660	6,199	6,620	6,601	6,061
中部	1,829	1,868	2,017	2,453	2,453	2,316	1,958	1,935	2,108	2,285	2,285	2,082
北陸	387	354	397	492	492	436	369	404	456	489	489	446
関西	1,833	1,857	2,105	2,726	2,726	2,284	1,890	1,935	2,326	2,431	2,431	2,129
中国	748	739	811	1,032	1,032	922	772	835	1,014	1,025	1,025	901
四国	344	342	390	492	492	432	356	365	453	453	453	397
九州	1,028	1,044	1,188	1,521	1,521	1,312	1,118	1,141	1,433	1,451	1,451	1,228
中西6社計	6,169	6,204	6,908	8,716	8,716	7,702	6,463	6,615	7,790	8,134	8,134	7,183
9社合計	11,437	11,215	12,399	15,714	15,753	13,770	11,669	12,275	13,989	14,754	14,735	13,244
沖縄	104	119	144	144	146	145	130	112	97	101	100	93
10社合計	11,541	11,334	12,543	15,858	15,899	13,915	11,798	12,387	14,085	14,855	14,835	13,337

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	574	605	573	576	608	584	602	633	585	578	578	588
東北	1,260	1,304	1,305	1,534	1,566	1,434	1,240	1,290	1,472	1,568	1,562	1,413
東京	4,380	4,346	4,854	5,636	5,699	5,273	4,448	4,386	5,022	5,091	5,014	4,872
東3社計	6,214	6,255	6,732	7,746	7,874	7,291	6,291	6,310	7,080	7,237	7,154	6,874
中部	2,281	2,285	2,469	2,571	2,618	2,528	2,370	2,339	2,421	2,503	2,446	2,401
北陸	488	474	485	564	546	543	491	472	509	506	505	494
関西	2,105	2,135	2,475	2,777	2,773	2,510	2,380	2,350	2,511	2,559	2,426	2,326
中国	955	980	1,169	1,283	1,333	1,156	1,073	1,005	1,028	1,128	1,123	1,115
四国	473	510	556	612	616	584	495	489	525	530	527	505
九州	1,408	1,420	1,559	1,736	1,811	1,710	1,423	1,301	1,556	1,627	1,528	1,411
中西6社計	7,710	7,804	8,714	9,544	9,698	9,031	8,231	7,956	8,549	8,852	8,554	8,252
9社合計	13,924	14,059	15,447	17,290	17,572	16,322	14,522	14,266	15,629	16,089	15,708	15,126
沖縄	161	184	189	188	193	202	193	175	168	168	164	173
10社合計	14,086	14,243	15,635	17,478	17,764	16,524	14,715	14,440	15,797	16,257	15,872	15,300

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	181	249	218	172	193	196	206	179	104	81	85	134
東北	204	320	246	269	273	270	188	126	181	218	227	172
東京	561	675	777	307	370	757	690	344	595	318	241	506
東3社計	946	1,244	1,241	748	837	1,223	1,085	650	881	617	553	813
中部	452	417	452	118	165	212	412	403	313	218	161	319
北陸	101	121	88	72	54	107	122	69	54	17	16	49
関西	272	278	370	51	47	226	490	415	185	128	-5	197
中国	207	241	358	251	301	234	301	170	14	103	98	214
四国	129	168	166	120	124	152	139	124	72	77	74	108
九州	380	376	371	215	290	398	305	160	123	176	77	183
中西6社計	1,541	1,600	1,806	828	982	1,329	1,769	1,342	760	718	420	1,070
9社合計	2,487	2,844	3,048	1,576	1,819	2,552	2,854	1,991	1,640	1,335	973	1,883
沖縄	58	65	45	44	47	56	63	63	72	67	64	80
10社合計	2,545	2,909	3,092	1,620	1,866	2,608	2,917	2,054	1,712	1,402	1,038	1,963

表（別） 1－4 各月別の供給予備率見通し

	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	46.0%	69.9%	61.4%	42.6%	46.6%	50.4%	52.1%	39.5%	21.7%	16.3%	17.2%	29.6%
東北	19.4%	32.5%	23.3%	21.3%	21.1%	23.2%	17.9%	10.8%	14.0%	16.1%	17.0%	13.9%
東京	14.7%	18.4%	19.1%	5.8%	6.9%	16.8%	18.4%	8.5%	13.4%	6.7%	5.0%	11.6%
東3社計	18.0%	24.8%	22.6%	10.7%	11.9%	20.1%	20.8%	11.5%	14.2%	9.3%	8.4%	13.4%
中部	24.7%	22.3%	22.4%	4.8%	6.7%	9.1%	21.0%	20.9%	14.8%	9.6%	7.0%	15.3%
北陸	26.1%	34.2%	22.3%	14.6%	10.9%	24.4%	33.2%	17.0%	11.7%	3.4%	3.3%	11.0%
関西	14.8%	15.0%	17.6%	1.9%	1.7%	9.9%	25.9%	21.5%	7.9%	5.3%	-0.2%	9.2%
中国	27.7%	32.6%	44.2%	24.4%	29.2%	25.4%	39.0%	20.4%	1.4%	10.0%	9.5%	23.7%
四国	37.6%	49.0%	42.7%	24.5%	25.3%	35.3%	38.9%	34.0%	15.8%	16.9%	16.3%	27.1%
九州	36.9%	36.0%	31.2%	14.1%	19.1%	30.3%	27.3%	14.0%	8.6%	12.1%	5.3%	14.9%
中西6社計	25.0%	25.8%	26.1%	9.5%	11.3%	17.3%	27.4%	20.3%	9.8%	8.8%	5.2%	14.9%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

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)

※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	29.5%	55.6%	54.0%	32.9%	37.7%	47.9%	43.6%	25.7%	13.1%	13.4%	12.3%	14.9%
東北	17.7%	26.5%	21.0%	17.5%	16.1%	16.6%	19.2%	10.5%	13.1%	13.4%	12.3%	13.3%
東京	17.7%	22.7%	21.0%	7.5%	8.9%	16.6%	19.2%	10.5%	11.5%	7.7%	5.8%	13.3%
中部	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
北陸	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	27.2%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
関西	23.6%	24.6%	25.2%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
中国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
四国	23.6%	24.6%	25.9%	9.2%	10.3%	16.6%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
九州	28.9%	27.1%	27.6%	10.6%	15.5%	27.2%	28.1%	20.1%	11.5%	8.8%	5.8%	14.8%
9社合計	21.7%	25.4%	24.6%	10.0%	11.5%	18.5%	24.5%	16.2%	11.7%	9.0%	6.6%	14.2%
沖縄	55.8%	54.4%	30.9%	30.3%	32.3%	38.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%
10社合計	22.1%	25.7%	24.7%	10.2%	11.7%	18.7%	24.7%	16.6%	12.2%	9.4%	7.0%	14.7%

：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	104	119	144	146	150	147	130	112	97	101	100	93
供給力	161	187	189	197	206	206	193	175	168	168	164	173
供給予備力	58	67	45	51	56	59	63	63	72	67	64	80
供給予備率	55.8%	56.5%	30.9%	35.3%	37.5%	39.7%	48.9%	56.2%	74.2%	66.4%	64.7%	86.0%

○2022年度

エリア別の需給バランス(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	394	357	356	405	416	389	397	455	482	498	494	455
東北	1,053	981	1,056	1,261	1,289	1,160	1,051	1,163	1,290	1,349	1,334	1,240
東京	3,842	3,690	4,096	5,337	5,337	4,522	3,759	4,037	4,419	4,761	4,761	4,353
東3社計	5,289	5,028	5,508	7,003	7,042	6,071	5,207	5,655	6,191	6,608	6,589	6,048
中部	1,843	1,882	2,033	2,472	2,472	2,334	1,974	1,950	2,124	2,302	2,302	2,098
北陸	389	355	399	494	494	438	370	406	458	491	491	448
関西	1,840	1,863	2,113	2,736	2,736	2,293	1,897	1,942	2,335	2,440	2,440	2,137
中国	750	741	814	1,035	1,035	924	774	837	1,017	1,028	1,028	904
四国	344	342	390	493	493	433	356	365	453	453	453	398
九州	1,033	1,049	1,194	1,529	1,529	1,318	1,124	1,147	1,440	1,459	1,459	1,235
中西6社計	6,199	6,232	6,943	8,759	8,759	7,740	6,495	6,647	7,827	8,173	8,173	7,220
9社合計	11,488	11,260	12,451	15,762	15,801	13,811	11,702	12,302	14,018	14,781	14,762	13,268
沖縄	105	121	146	146	147	147	131	113	98	102	101	94
10社合計	11,593	11,381	12,596	15,908	15,948	13,958	11,833	12,415	14,115	14,883	14,863	13,362

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	519	544	538	579	587	583	582	622	671	666	665	592
東北	1,283	1,352	1,410	1,612	1,672	1,494	1,403	1,453	1,624	1,664	1,680	1,576
東京	4,444	4,559	4,788	5,529	5,586	5,219	4,463	4,244	4,836	4,963	4,968	4,681
東3社計	6,245	6,455	6,736	7,719	7,845	7,295	6,448	6,319	7,131	7,293	7,313	6,849
中部	2,105	2,254	2,503	2,612	2,674	2,434	2,182	2,030	2,318	2,446	2,415	2,339
北陸	494	478	457	486	511	482	504	464	509	505	502	514
関西	2,224	2,327	2,394	2,697	2,754	2,563	2,195	2,262	2,637	2,669	2,734	2,533
中国	854	908	1,059	1,274	1,261	1,154	1,046	1,017	1,186	1,224	1,198	1,131
四国	461	496	544	589	622	589	546	489	505	516	509	525
九州	1,361	1,480	1,622	1,762	1,760	1,794	1,548	1,523	1,645	1,731	1,629	1,518
中西6社計	7,499	7,943	8,579	9,419	9,581	9,016	8,020	7,784	8,799	9,091	8,987	8,559
9社合計	13,745	14,398	15,314	17,139	17,426	16,311	14,468	14,103	15,930	16,383	16,300	15,409
沖縄	170	183	204	205	212	213	197	173	155	161	186	181
10社合計	13,915	14,581	15,518	17,344	17,638	16,524	14,665	14,277	16,085	16,545	16,486	15,590

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	125	187	182	174	171	194	185	167	189	168	171	137
東北	230	371	354	351	383	334	352	290	334	315	346	336
東京	602	869	692	192	249	697	704	207	417	202	207	328
東3社計	956	1,427	1,228	716	803	1,224	1,241	664	940	685	724	801
中部	262	372	470	140	202	100	208	80	194	144	113	241
北陸	105	123	58	-8	17	44	134	58	51	14	11	66
関西	384	464	281	-39	18	270	298	320	302	229	294	396
中国	104	167	245	239	226	230	272	180	169	196	170	227
四国	117	154	154	96	129	156	190	124	52	63	56	127
九州	328	431	428	233	231	476	424	376	205	272	170	283
中西6社計	1,300	1,711	1,636	660	822	1,276	1,526	1,138	973	918	814	1,340
9社合計	2,257	3,138	2,864	1,377	1,625	2,500	2,766	1,802	1,913	1,602	1,538	2,141
沖縄	66	62	58	59	64	66	65	60	57	59	85	87
10社合計	2,322	3,200	2,922	1,436	1,689	2,566	2,832	1,862	1,970	1,662	1,623	2,228

表（別） 1－10 各月別の供給予備率見通し

	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	31.8%	52.5%	51.0%	42.8%	41.2%	49.8%	46.5%	36.7%	39.3%	33.7%	34.6%	30.2%
東北	21.8%	37.8%	33.5%	27.8%	29.7%	28.8%	33.5%	24.9%	25.9%	23.3%	25.9%	27.1%
東京	15.7%	23.5%	16.9%	3.6%	4.7%	15.4%	18.7%	5.1%	9.4%	4.2%	4.4%	7.5%
東3社計	18.1%	28.4%	22.3%	10.2%	11.4%	20.2%	23.8%	11.7%	15.2%	10.4%	11.0%	13.2%
中部	14.2%	19.8%	23.1%	5.7%	8.2%	4.3%	10.5%	4.1%	9.1%	6.3%	4.9%	11.5%
北陸	27.1%	34.6%	14.7%	-1.7%	3.4%	10.0%	36.3%	14.4%	11.2%	2.8%	2.2%	14.8%
関西	20.9%	24.9%	13.3%	-1.4%	0.7%	11.8%	15.7%	16.5%	12.9%	9.4%	12.1%	18.5%
中国	13.8%	22.5%	30.1%	23.1%	21.9%	24.9%	35.1%	21.5%	16.6%	19.1%	16.5%	25.1%
四国	33.9%	45.2%	39.4%	19.4%	26.1%	36.1%	53.5%	34.0%	11.4%	13.9%	12.3%	31.8%
九州	31.8%	41.1%	35.8%	15.2%	15.1%	36.1%	37.7%	32.8%	14.2%	18.6%	11.7%	22.9%
中西6社計	21.0%	27.5%	23.6%	7.5%	9.4%	16.5%	23.5%	17.1%	12.4%	11.2%	10.0%	18.6%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

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)

※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	23.8%	36.4%	45.2%	32.2%	35.0%	42.8%	31.8%	22.4%	23.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東北	23.8%	29.6%	20.9%	17.6%	17.9%	28.6%	31.8%	22.4%	22.8%	20.8%	23.7%	27.9%
東京	15.9%	26.6%	20.9%	6.8%	8.0%	13.2%	20.2%	7.6%	12.0%	6.3%	6.1%	7.5%
中部	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	13.2%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	17.8%
北陸	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	20.2%	10.7%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
関西	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
中国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	22.0%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
四国	19.2%	26.6%	22.3%	7.1%	8.9%	16.4%	23.5%	18.2%	12.4%	10.8%	10.0%	18.9%
九州	29.7%	34.2%	28.7%	9.7%	11.7%	32.2%	35.5%	26.8%	12.4%	13.4%	10.0%	18.9%
9社合計	19.6%	27.9%	23.0%	8.7%	10.3%	18.1%	23.6%	14.6%	13.6%	10.8%	10.4%	16.1%
沖縄	62.8%	51.4%	39.7%	40.3%	43.6%	45.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%
10社合計	20.0%	28.1%	23.2%	9.0%	10.6%	18.4%	23.9%	15.0%	14.0%	11.2%	10.9%	16.7%

□ : 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	105	121	146	147	152	149	131	113	98	102	101	94
供給力	170	185	204	214	226	217	197	173	155	161	186	181
供給予備力	66	65	58	67	74	69	65	60	57	59	85	87
供給予備率	62.8%	53.6%	39.7%	45.3%	48.6%	46.0%	49.8%	53.0%	58.3%	58.3%	84.4%	92.6%

別紙2. 当該年度以降10年間の需給見通し（長期）

2021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）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	【万kW】									
北海道	415	416	416	416	415	415	415	415	414	414
東北	1,293	1,289	1,284	1,278	1,271	1,264	1,257	1,250	1,243	1,236
東京	5,329	5,337	5,333	5,328	5,323	5,316	5,309	5,302	5,294	5,286
東3社計	7,037	7,042	7,033	7,022	7,009	6,995	6,981	6,967	6,951	6,936
中部	2,453	2,472	2,464	2,456	2,448	2,440	2,432	2,425	2,418	2,411
北陸	492	494	496	497	496	494	493	491	490	488
関西	2,726	2,736	2,728	2,719	2,711	2,703	2,694	2,686	2,677	2,669
中国	1,032	1,035	1,036	1,036	1,035	1,035	1,035	1,035	1,034	1,034
四国	492	493	491	490	488	487	486	484	483	481
九州	1,521	1,529	1,534	1,532	1,529	1,526	1,524	1,521	1,519	1,516
中西6社計	8,716	8,759	8,749	8,730	8,707	8,685	8,664	8,642	8,621	8,599
9社合計	15,753	15,801	15,782	15,752	15,716	15,680	15,645	15,609	15,572	15,535
沖縄	146	147	149	150	151	152	153	153	154	155
10社合計	15,899	15,948	15,931	15,902	15,868	15,832	15,798	15,762	15,726	15,690

表（別）2-2 長期の供給力見通し（8月15時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	【万kW】									
北海道	608	587	621	644	644	642	643	643	646	646
東北	1,566	1,672	1,741	1,692	1,642	1,677	1,687	1,705	1,711	1,720
東京	5,699	5,586	5,718	6,048	6,269	6,268	6,275	6,352	6,357	6,364
東3社計	7,874	7,845	8,080	8,384	8,556	8,586	8,604	8,700	8,714	8,730
中部	2,618	2,674	2,534	2,902	2,818	2,821	2,837	2,834	2,824	2,821
北陸	546	511	515	532	515	510	508	500	498	497
関西	2,773	2,754	2,975	2,983	2,859	2,978	2,988	2,967	2,976	2,977
中国	1,333	1,261	1,320	1,296	1,300	1,308	1,307	1,289	1,291	1,293
四国	616	622	645	654	655	655	657	650	651	657
九州	1,811	1,760	1,768	1,739	1,698	1,575	1,580	1,566	1,570	1,620
中西6社計	9,698	9,581	9,758	10,107	9,844	9,847	9,878	9,805	9,809	9,865
9社合計	17,572	17,426	17,837	18,491	18,400	18,433	18,481	18,506	18,523	18,594
沖縄	193	212	215	219	202	214	214	214	214	214
10社合計	17,764	17,638	18,052	18,710	18,602	18,647	18,695	18,720	18,737	18,808

表（別） 2－3 長期の供給予備力見通し（8月15時）

[万kW]

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	193	171	205	228	229	227	228	228	232	232
東北	273	383	457	414	371	413	430	455	468	484
東京	370	249	385	720	946	952	966	1,050	1,063	1,078
東3社計	837	803	1,047	1,362	1,547	1,591	1,623	1,733	1,763	1,794
中部	165	202	70	446	370	381	405	409	406	410
北陸	54	17	19	35	19	16	15	9	8	9
関西	47	18	247	264	148	275	294	281	299	308
中国	301	226	284	260	264	273	272	254	256	259
四国	124	129	154	164	167	168	171	166	168	176
九州	290	231	234	207	169	49	56	45	51	104
中西6社計	982	822	1,009	1,377	1,137	1,162	1,214	1,164	1,188	1,266
9社合計	1,819	1,625	2,055	2,740	2,683	2,753	2,836	2,897	2,951	3,059
沖縄	47	64	65	69	51	62	61	60	60	59
10社合計	1,866	1,689	2,121	2,808	2,734	2,815	2,897	2,958	3,010	3,118

表（別） 2－4 長期の供給予備率見通し（8月15時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	46.6%	41.2%	49.3%	54.9%	55.3%	54.7%	54.8%	55.1%	56.0%	56.0%
東北	21.1%	29.7%	35.6%	32.4%	29.2%	32.7%	34.2%	36.4%	37.7%	39.2%
東京	6.9%	4.7%	7.2%	13.5%	17.8%	17.9%	18.2%	19.8%	20.1%	20.4%
東3社計	11.9%	11.4%	14.9%	19.4%	22.1%	22.8%	23.2%	24.9%	25.4%	25.9%
中部	6.7%	8.2%	2.9%	18.2%	15.1%	15.6%	16.7%	16.9%	16.8%	17.0%
北陸	10.9%	3.4%	3.9%	7.1%	3.8%	3.2%	3.1%	1.8%	1.7%	1.9%
関西	1.7%	0.7%	9.0%	9.7%	5.5%	10.2%	10.9%	10.5%	11.2%	11.5%
中国	29.2%	21.9%	27.4%	25.1%	25.5%	26.4%	26.3%	24.6%	24.8%	25.0%
四国	25.3%	26.1%	31.3%	33.5%	34.1%	34.4%	35.2%	34.2%	34.8%	36.5%
九州	19.1%	15.1%	15.3%	13.5%	11.0%	3.2%	3.7%	2.9%	3.3%	6.9%
中西6社計	11.3%	9.4%	11.5%	15.8%	13.1%	13.4%	14.0%	13.5%	13.8%	14.7%
9社合計	11.5%	10.3%	13.0%	17.4%	17.1%	17.6%	18.1%	18.6%	18.9%	19.7%
沖縄	32.3%	43.6%	43.9%	45.6%	33.5%	40.7%	40.0%	39.4%	38.6%	38.0%
10社合計	11.7%	10.6%	13.3%	17.7%	17.2%	17.8%	18.3%	18.8%	19.1%	19.9%

8%未満 - 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）
（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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	37.7%	35.0%	38.9%	44.5%	44.8%	45.1%	45.2%	45.4%	46.3%	46.4%
東北	16.1%	18.4%	26.6%	23.3%	20.1%	20.8%	22.3%	18.6%	19.0%	19.5%
東京	8.9%	8.0%	9.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	18.6%	19.0%	19.5%
中部	10.3%	8.7%	9.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	18.6%	19.0%	19.5%
北陸	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
関西	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
中国	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
四国	10.3%	8.7%	13.3%	16.1%	16.0%	16.7%	17.3%	17.3%	17.8%	18.3%
九州	15.5%	11.7%	13.3%	16.1%	16.0%	14.7%	15.0%	14.8%	15.2%	18.3%
9社合計	11.5%	10.3%	13.1%	17.4%	17.1%	17.6%	18.2%	18.6%	19.0%	19.7%
沖縄	32.3%	43.6%	43.9%	45.6%	33.5%	40.7%	40.0%	39.4%	38.6%	38.0%
10社合計	11.7%	10.6%	13.4%	17.7%	17.3%	17.8%	18.4%	18.8%	19.2%	19.9%

: 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】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	497	498	498	498	498	497	497	497	497	496
東北	1,350	1,349	1,347	1,342	1,337	1,332	1,327	1,322	1,317	1,311

表（別） 2－7 長期の供給力見通し（1月18時）

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	578	666	673	656	661	659	660	663	663	714
東北	1,568	1,664	1,685	1,698	1,666	1,716	1,736	1,765	1,795	1,818

表（別） 2－8 長期の供給予備力見通し（1月18時）

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	81	168	175	158	163	162	163	166	166	218
東北	218	315	338	356	329	384	409	443	478	507

表（別） 2－9 長期の供給予備率見通し（1月18時）

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	16.3%	33.7%	35.0%	31.7%	32.7%	32.6%	32.8%	33.4%	33.4%	44.0%
東北	16.1%	23.3%	25.1%	26.5%	24.6%	28.9%	30.8%	33.5%	36.3%	38.7%

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）

※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

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
北海道	16.2%	28.1%	28.2%	28.3%	27.2%	30.3%	31.7%	33.9%	35.9%	40.5%
東北	16.2%	25.4%	28.2%	28.3%	27.2%	30.3%	31.7%	33.9%	35.9%	40.5%

表（別） 2－11 沖縄エリアの指定断面の需給バランス

【万kW】

	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
需要電力	150	152	154	155	156	157	157	158	159	160
供給力	206	226	229	234	217	229	229	229	230	230
供給予備力	56	74	75	79	61	72	72	71	71	70
供給予備率	37.5%	48.6%	49.0%	50.8%	39.2%	46.2%	45.7%	45.2%	44.6%	44.0%