

電力需給検証報告書（案）について

2024年5月21日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 2023年度冬季の電力需給実績、及び2024年度夏季の猛暑H1需要※1発生時の電力需給の見通しを取りまとめたので、ご審議いただきたい。
- なお、2024年度夏季見通しについては、3/19報告以降の供給力変化を反映している。

※1 供給計画における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）をベースに厳気象（猛暑）の影響を考慮した需要

電力需給検証の検討スケジュール

			2023年度 第4Q	2024年度 第1Q	2024年度 第2Q	2024年度 第3Q
電力 需給 検証	広域 機 関	・見通し ・実績	夏季 見通し	冬季実績 夏季見通し	冬季 見通し	夏季実績 冬季見通し
	本 委 員 会	内容の審議	報告	審議 本日	審議	審議

(1) 2023年度冬季の電力需給実績の検証

(2) 2024年度夏季の電力需給の見通し

(1) 2023年度冬季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の電力需給実績(1月24日 9～10時)

■ 全国最大需要は1月24日9～10時に発生し、需要は14,461万kW、予備率は14.0%であった。

エリア	実績					厳寒H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I ') 【万kW】	予備率
北海道	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	475	551	16.1% [14.2%]	562	584 (12)	4.0%
東北			1,322	1,886	42.6% [20.7%]	1,509	1,568 (41)	4.0%
東京			4,216	4,762	12.9% [12.2%]	5,473	5,690 (139)	4.0%
中部			2,311	2,530	9.5% [8.1%]	2,435	2,648 (79)	8.7%
北陸			497	551	10.9% [12.3%]	555	604 (11)	8.7%
関西			2,503	2,731	9.1% [9.0%]	2,589	2,815 (81)	8.7%
中国			1,047	1,147	9.6% [9.6%]	1,117	1,214 (28)	8.7%
四国			464	508	9.3% [8.4%]	503	547 (13)	8.7%
九州			1,529	1,681	10.0% [8.6%]	1,586	1,724 (44)	8.7%
全国9エリア			14,365	16,348	13.8% [11.2%]	16,329	17,394 (448)	6.5%
沖縄 ^{※4}			96	137	43.0% [31.3%]	122	173 (0)	41.3%
全国10エリア			14,461	16,486	14.0% [11.4%]	16,451	17,566 (448)	6.8%

※1 括弧内は、全国最大需要日の点灯帯の予備率を示している。

※2 発電事業者の合計値。需給停止をしていた火力は供給力に含まれていない。
需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために
発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)

※3 最大需要実績発生月に対応する2023年度冬季見通しでの想定値。供給力および予備率は連
系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

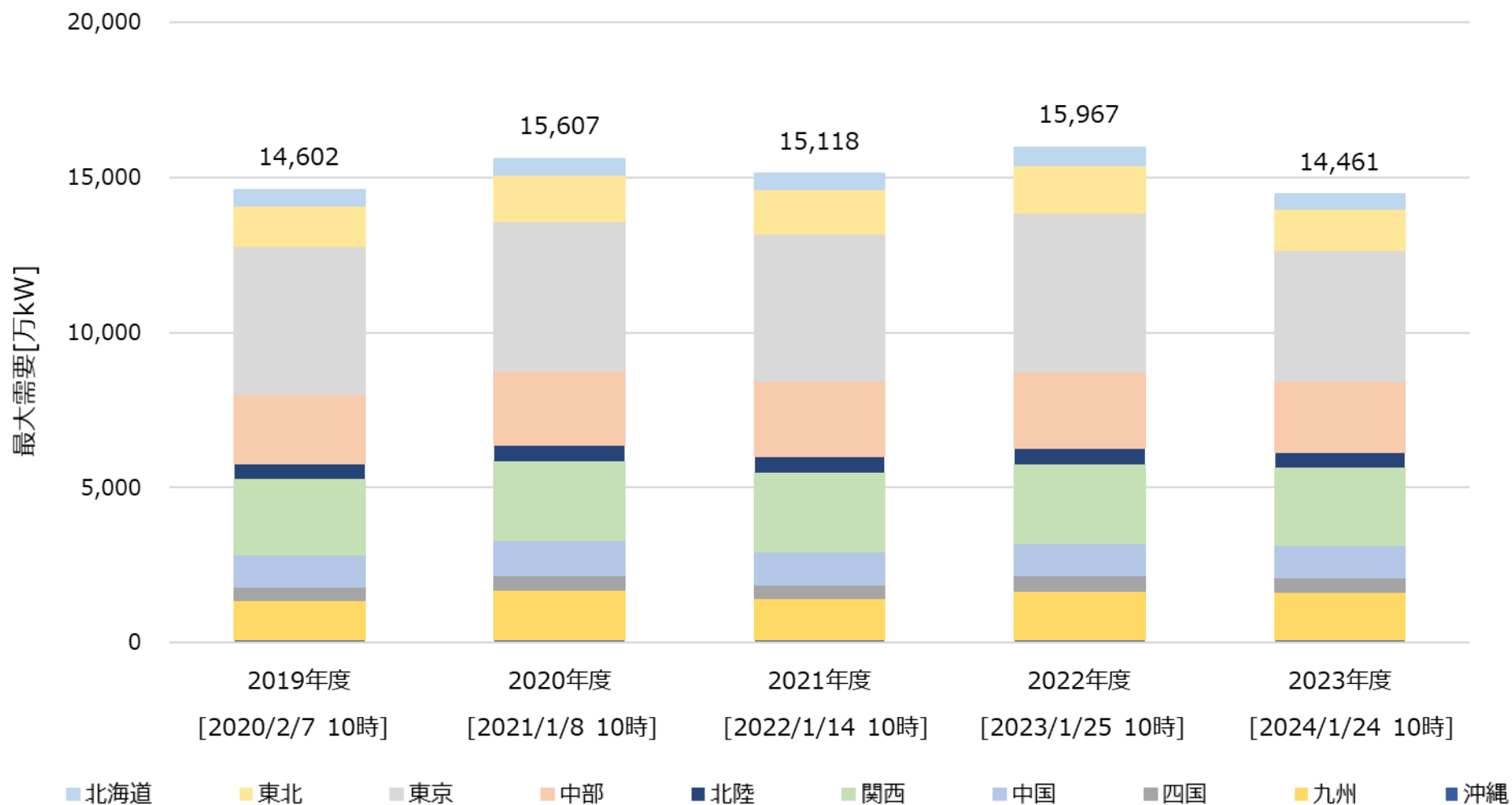
※4 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率
が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(1) 2023年度冬季の電力需給実績の検証 ： 2019～2023年度における全国最大需要実績の推移

5

■ 今冬の全国最大需要は、至近 5 年間で最も低い実績となった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日

- 12月～2月は、加重平均気温※が昨年より高く、最大需要・平均日電力量は昨年を下回った。
- 3月の加重平均気温は平年並みであったが、昨年よりは低く、最大需要・平均日電力量ともに、昨年を上回った。

※ 一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出した気温

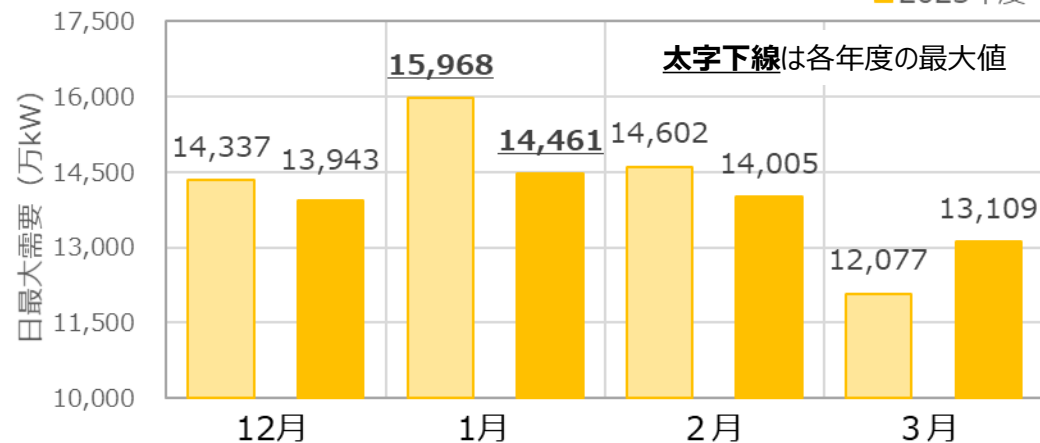
【各月の加重平均気温】

単位：℃

	12月	1月	2月	3月
2023年度(A)	8.4	6.3	7.5	9.0
2022年度(B) (括弧内の気温差はA-B)	6.7 (+1.7)	5.1 (+1.2)	6.4 (+1.2)	12.2 (▲3.3)
平年気温(C) (括弧内の気温差はA-C)	7.3 (+1.1)	4.9 (+1.4)	5.6 (+2.0)	8.9 (+0.1)

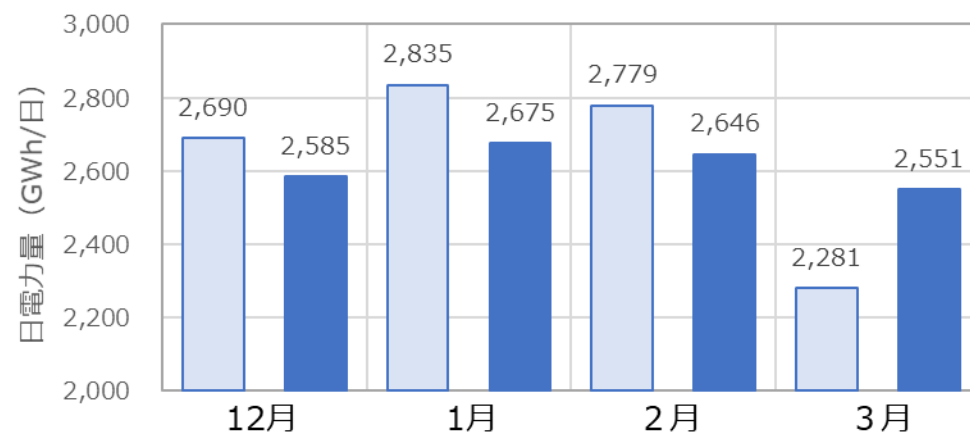
月別の日最大需要

■ 2022年度
■ 2023年度



月別の平均日電力量

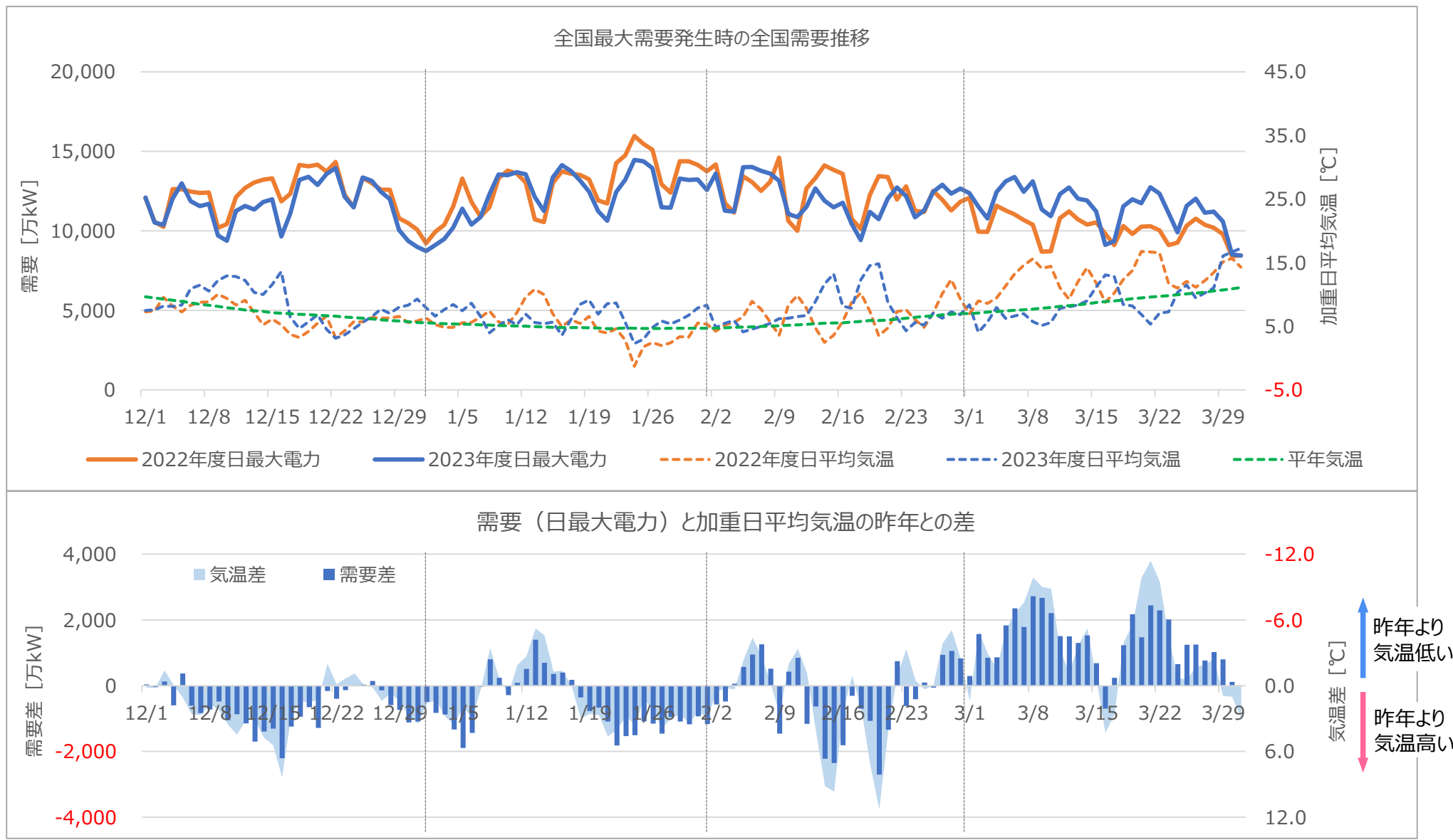
■ 2022年度
■ 2023年度



(参考) 2022年度と比較した今冬の全国電力需要動向（日別）

7

■ 12～2月は多くの日で気温が昨年より高く、需要減となった。



(1) 2023年度冬季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の供給力実績(1月24日 9～10時)

8

■ 10エリア合計の供給力について想定と実績を比較した結果、▲1,549万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定 ^{※1}	実績－想定	差の主な要因
全国合計	16,486	18,035	▲ 1,549	
原子力	900	870	+ 30	
火力	11,363	12,556	▲ 1,193	計画外停止 ^{※2} ▲ 453(▲3.7%) 需給停止 ^{※3} ▲ 280 火力増出力 未実施分 ▲ 124 その他 ^{※4} ▲ 336 計画外停止、需給停止、 火力機増出力未実施分等による減
水力	887	951	▲ 64	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲10万kW含む)
揚水 ^{※5}	920	2,202	▲ 1,282	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	2,022	275	+ 1,746	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量としてEUE算定による火力 等の安定電源代替価値を供給力として見込んでいる)
風力	290	208	+ 82	
地熱	34	32	+ 2	
その他 ^{※6}	70	940	▲ 870	電源 I' ▲448万kW含む

※1 前回の電力需給検証報告書（2023年10月）における2023年度冬季見通し。供給力は計画外停止率を考慮していない値。

※2 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制。括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止453÷（実績11,363+計画外停止453+需給停止280）」より算出。

※3 需給停止：電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

※4 補修差、試運転機等を含む。

※5 供給力実績は1日の予備率が一定となるよう算出。広域予備率Web公表システムと値が異なる。

※6 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 太陽光の発電量が減少する最小予備率時の需給実績を、最大需要時と比較した結果、需要は▲218万kW、供給力は▲620万kWの差であり、予備率は2.6%減の11.4%であった。

(送電端 万kW、%)

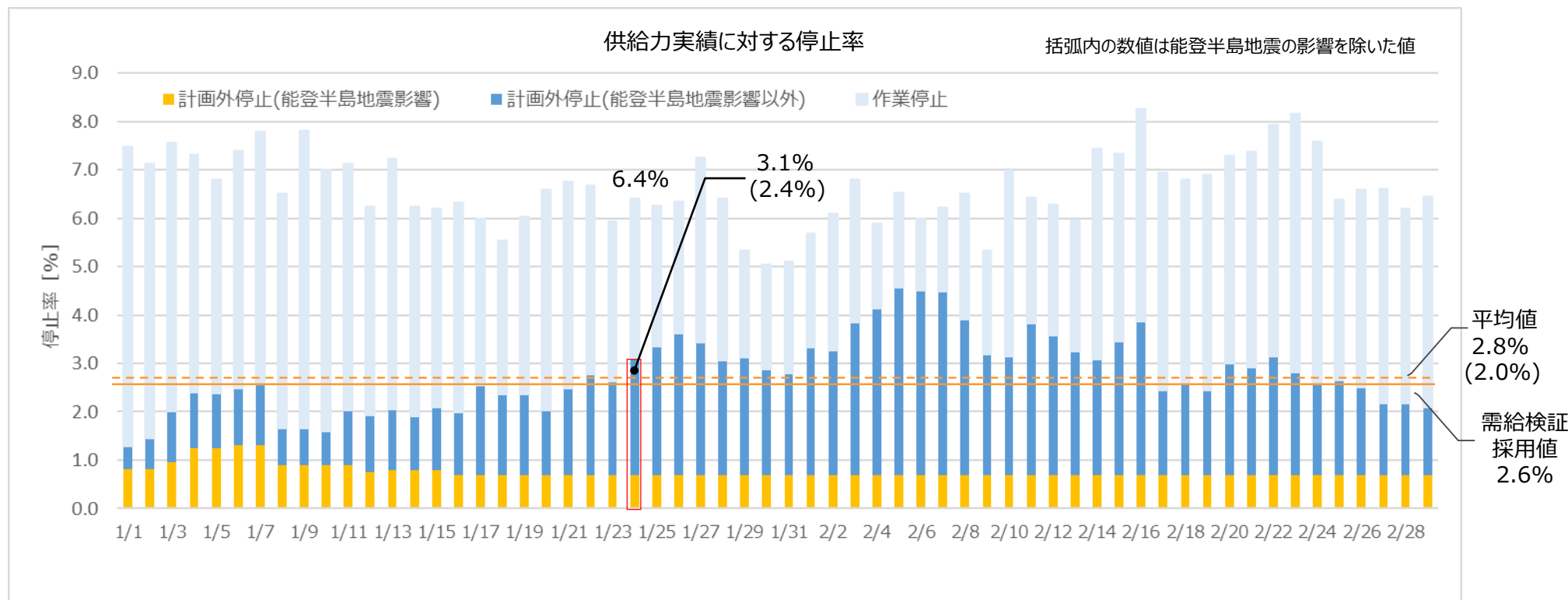
	18～19時 (A)	9～10時 (B)	(A) - (B)
需要	14,244	14,461	▲ 218
供給力	15,866	16,486	▲ 620
原子力	905	900	+ 5
火力	11,472	11,363	+ 109
水力	951	887	+ 64
揚水 ^{※1}	1,932	920	+ 1,012
太陽光	0	2,022	▲ 2,022
風力	332	290	+ 42
地熱	34	34	▲ 0
その他 ^{※2}	240	70	+ 170
予備率	11.4	14.0	▲ 2.6

※1 揚水実績は24時間予備率一定となるように算出。広域予備率Web公表システムと値が異なる。

※2 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 計画外停止率は最大需要発生日 (1月24日) で3.1%、平均で2.8%であった。
(1/1に発生した能登半島地震による影響を含む)
- 作業停止分も含めた最大需要発生日の供給力減少は6.4%であった。
- 計画外停止率については、引き続きデータを収集していき、検証を行っていく。



※ 全電源種の供給力に対する計画外停止量および前回の需給検証報告書 (2023年10月) において計画されていなかった作業に伴う供給力の変化量

(1) 2023年度冬季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の電力需給実績

11

■ 各エリアとも、最大需要発生時において9%以上の予備率で安定供給を確保した。

エリア	実績					厳寒H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I ')	予備率
北海道	1月16日 (火)	9～10時 [18～19時]	522	574	10.1% [9.7%]	567	604 (12)	6.4%
東北	1月16日 (火)	9～10時 [18～19時]	1,423	1,730	21.6% [9.6%]	1,523	1,621 (41)	6.4%
東京	2月5日 (月)	14～15時 [18～19時]	4,990	5,523	10.7% [10.4%]	5,473	5,850 (139)	6.9%
中部	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	2,311	2,530	9.5% [8.1%]	2,466	2,719 (79)	10.3%
北陸	12月22日 (金)	9～10時 [18～19時]	501	575	14.8% [15.8%]	516	575 (11)	11.5%
関西	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	2,503	2,731	9.1% [9.0%]	2,621	2,890 (81)	10.3%
中国	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	1,047	1,147	9.6% [9.6%]	1,131	1,247 (28)	10.3%
四国	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	464	508	9.3% [8.4%]	509	561 (13)	10.3%
九州	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	1,529	1,683	10.1% [8.6%]	1,606	1,771 (44)	10.3%
沖縄 ^{※4}	1月24日 (水)	18～19時 [18～19時]	103	136	31.3% [31.3%]	122	177 (0)	45.0%

※1 括弧内は、全国最大需要日の点灯帯の予備率を示している。

※2 発電事業者の合計値。需給停止をしていた火力は供給力に含まれていない。

需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

※3 最大需要実績発生月に対応する2023年度冬季見通しでの想定値。供給力および予備率は連系線活用後（予備率均平化後）の値。不等時率・計画外停止率を考慮していない値。

※4 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(1) 2023年度冬季の電力需給実績の検証
：各エリア最大需要時の需要実績

■ 気温影響等により、全てのエリアにおいて厳寒H1需要想定を下回った。

(送電端 万kW)

エリア (万kW)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国 10エリア
エリア最大需要 発生日時	1/16 10:00	1/16 10:00	2/5 15:00	1/24 10:00	12/22 10:00	1/24 10:00	1/24 10:00	1/24 10:00	1/24 10:00	1/24 19:00	—
需要想定※1	567	1,523	5,473	2,466	516	2,621	1,131	509	1,606	122	16,534
需要実績※2	522 (475)	1,423 (1,322)	4,990 (4,216)	2,311 (2,311)	501 (497)	2,503 (2,503)	1,047 (1,047)	464 (464)	1,529 (1,529)	103 (96)	15,393 (14,461)
差分	▲ 46	▲ 100	▲ 483	▲ 155	▲ 14	▲ 118	▲ 84	▲ 45	▲ 77	▲ 19	▲ 1,141
気温影響等	▲ 49	▲ 105	▲ 460	▲ 48	▲ 8	▲ 147	▲ 16	▲ 15	▲ 95	▲ 9	▲ 950
電源 I'※3※4	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)
その他	+ 3	+ 5	▲ 23	▲ 106	▲ 6	+ 29	▲ 68	▲ 30	+ 18	▲ 10	▲ 190

＜厳気象対象年度の設定＞
○厳気象条件は、北海道・中部・北陸は2022年度並み、東北・関西・中国エリアは2017年度並み、東京エリアは2021年度並み、
四国・九州エリアは2020年度並み、沖縄エリアは2015年度並みとした。

※1 最大需要実績発生月に対応する2023年度冬季見通しでの想定値。不等時率を考慮していない値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2024年1月24日 9～10時）の需要実績値。

※3 電源 I'のうち、最大需要発生時における需要側での発動指令実績値。（同時間帯で電源側での発動実績なし）

※4 括弧内の数値は、当該一日を通じた最大発動指令実績値。

※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

- 全国最大需要時の実績は、1月24日9～10時の14,461万kWであり、至近5年間で見ると、最も低い実績となった。
- 予備率は、全国最大需要時が14.0%、最小予備率時は11.4%であり、各エリアとも安定供給を確保した。
- エリア別の最大需要時においても、各エリアとも9%以上の予備率で安定供給を確保した。

(1) 2023年度冬季の電力需給実績の検証

(2) 2024年度夏季の電力需給の見通し

(2) 2024年度夏季の電力需給の見通し
：第96回本委員会からの供給力の変化

■ 第96回（2024年3月19日）の本委員会以降に判明した発電機作業の復旧、トラブル停止等を反映した。

主要な発電機における供給力の変化要因

補修等に伴う停止期間（3月時点）
補修等に伴う停止期間（現時点）

青字：2024.3.19 第96回本委員会以降に判明した発電機作業の復旧、トラブル停止等

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	定格出力 (送電端) [万kW]	2024年度											
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京	川崎1-1号 (火力)	- 49.0	4/23 ~ 未定											
中部	上越2-2号 (火力)	- 58.5	8/18 ~ 9/26 (出力ハーフ)											
	武豊5号 (火力)	- 101.3	1/31 ~ 未定 (燃料搬送ベルトコンベアトラブル)											
北陸	七尾大田1号 (火力)	- 47.1	1/1 ~ 未定※1 (能登半島地震による設備故障)											
	七尾大田2号 (火力)	+ 66.1	1/1 ~ 未定 → 5/10 発電機復旧 1/1~未定											
関西	高浜4号 (原子力)	+ 83.9	12/16 ~ 未定 → 4/26 発電機並列 12/16~未定											
四国	電発橘湾1号 (火力)	- 99.2	2/15 ~ 未定 → 2025/2/28 (高温再熱蒸気管リーク補修) 2/15~未定											

※1 2024年度夏季の高需要期までの発電再開を目指し復旧工事中
※ 表に記載した発電機のほかにも事業者の需給対策やトラブル等により補修計画が変更された発電機があり、需給バランスに反映している。

- 太陽光の出力が減少する時間帯の予備率も確認するため、2024年度の需給見通しから、最大需要時と最小予備率時の評価を行うこととした。

需給検証における太陽光・揚水の供給力評価について

5

これまでの経緯

- 東日本大震災以降から行っている需給検証では、予備率の確認を、夏季・冬季の最大需要時1点に着目していたが、再エネ大量導入により、特に夏季は、太陽光の出力が減少し残余需要がピークとなる、点灯帯の予備率が厳しくなる傾向が顕在化
- このため、容量市場による必要供給力確保が始まった2020年度のタイミングで、供給計画で年間8,760時間を評価するEUE評価を採用。これに伴い、再エネ・揚水の評価を、従来手法（下位5日平均や潜在計算）から、調整係数による算定に切替え
これに伴い、需給検証における再エネ・揚水の評価も調整係数による算定に切替え

取り巻く状況

- 再エネの導入量は太陽光を中心にさらに増加。太陽光の出力が減少する夕刻から夜間の需給バランスを、より適切に評価する必要性が増加
- 2021.3.3の第58回本委員会における議論でも、需給検証では、時間単位の評価で供給力の確保状況を確認する方向性が示されている。

今回見直し

- 太陽光の出力が減少する時間帯の予備率も確認するため、最大需要時と最小予備率時の評価を行うこととしてはどうか。
- その際、太陽光については上記の時刻を踏まえた供給力とし、これに伴い、揚水についても実運用に即した供給力とすることとしてはどうか。

(2) 2024年夏季の電力需給の見通し

: 2024年度夏季需給見通しの予備率の変化（最大需要時）

17

- 期間を通じて、各エリアとも予備率3%以上を確保できる見通しだが、今後の発電機停止等の供給力変化を注視し、必要に応じて対策を講じていく。

各エリアの予備率（猛暑H1）

(3/19)			
(単位：%)			
エリア	7月	8月	9月
北海道	4.4	10.0	13.6
東北	15.1	10.0	13.6
東京	5.7	10.0	13.6
中部	10.8	11.0	10.7
北陸	10.8	11.0	10.7
関西	10.8	11.0	10.7
中国	10.8	11.0	10.7
四国	10.8	11.0	10.7
九州	18.1	18.3	16.6
沖縄	27.7	31.3	22.9

(今回)			
(単位：%)			
エリア	7月	8月	9月
北海道	4.4	9.7	13.4
東北	15.1	9.4	12.8
東京	4.6	9.4	12.8
中部	11.9	12.6	12.8
北陸	11.9	12.6	12.8
関西	11.9	12.6	12.8
中国	11.9	12.6	12.8
四国	11.9	12.6	12.8
九州	18.1	18.3	16.6
沖縄	27.7	31.3	22.9

(2) 2024年夏季の電力需給の見通し

: 2024年度夏季需給見通しの予備率の変化（最小予備率時）

18

各エリアの予備率（猛暑H1）

(3/19)

(単位：%)

エリア	7月	8月	9月
北海道	4.4	10.5	16.2
東北	8.2	8.7	11.9
東京	5.7	8.7	11.9
中部	10.3	10.6	11.9
北陸	10.3	10.6	11.9
関西	10.3	10.6	11.9
中国	10.3	10.6	11.9
四国	10.3	10.6	11.9
九州	13.2	14.8	14.5
沖縄	34.0	35.8	35.1

(今回)

(単位：%)

エリア	7月	8月	9月
北海道	4.4	10.5	16.2
東北	8.2	8.0	11.8
東京	4.6	8.0	11.8
中部	11.3	11.1	11.8
北陸	11.3	12.2	13.8
関西	11.3	12.2	13.8
中国	11.3	12.2	13.8
四国	11.3	12.2	13.8
九州	13.2	14.8	14.5
沖縄	34.0	35.8	35.1

※ 各エリアとも17時で評価

(2) 2024年度夏季の電力需給の見通し ：稀頻度リスク評価

19

- 稀頻度リスクを考慮した必要供給力の確保状況について、沖縄を除く9エリアについては「平年H3需要※の1%」、沖縄エリアについては「エリア内単機最大ユニット」（24万kW）を基準とし、均平化したブロック毎に、予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。
- 各エリアにおいて、稀頻度リスクに必要な供給力を確保できる見通し。

※ 平年H3需要：2024年度供給計画の第1年度(2024年度)における各エリアの各月最大3日平均電力(H3需要)の最大需要

○平年H3需要（2024年度）

（送電端 万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	501	1,335	5,395	2,409	487	2,647	1,039	478	1,538	157
平年H3需要 ×1%	5	13	54	24	5	26	10	5	15	2

○稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	5	13	54	71					15	24
8月	5	67		71					15	24
9月	5	138							15	24

○予備率3%に対する余剰分の供給力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	7	164	92	661					245	42
8月	33	457		713					247	48
9月	43	1,316							193	32

※ 四捨五入の関係で
合計値が合致しない
ことがある

- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。
- ただし、作業進捗状況によっては、稀頻度リスクに対する不足分に対して追加供給力として期待できない可能性があることに注意が必要。

2024年度夏季に試運転を実施する新設発電機

青字：2024.3.19 第96回本委員会以降に判明した発電機作業状況

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2024年度											
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京	五井 (火力)	1号 78	3月 ~ 試運転開始予定					2024年8月 営業運転開始予定						
		2号 78				6 → 7月~試運転開始予定					2024年11月 営業運転開始予定			

※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

(2) 2024年度夏季の電力需給の見通し ：まとめ

- 3/19見通し時以降に判明した供給力変化を反映して再評価した結果、猛暑H1需要に対して、供給力では発動指令電源、火力増出力運転、エリア間融通を供給力に織り込むと、全エリアで最低限必要となる予備率 3 %を確保できる見通し。
- 実需給断面において、新設発電機の試運転はトラブル等がなければ追加供給力となる可能性があるものの、発電機の計画外停止等の供給力変化の可能性もある。
- 本機関としては、2024年度より容量市場の実需給が開始されたことを踏まえ、広域予備率が 8 %を下回った場合の「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」等を週間計画、翌々日段階から実施するなど、容量市場の枠組みも最大限活用し、供給力確保に資する取り組みを実施していく。
- また、夏季期間中は、電力需給モニタリングによりkW・kWhの両面から需給状況を監視し、最新の気象予報等から需給バランスの悪化が予見された場合には、国や一般送配電事業者と連携し、必要な追加需給対策を講じるとともに、需給ひっ迫の可能性がある場合には、SNS等を通じて周知する準備を進めていく。

電力需給検証報告書（案）

2024年5月

電力需給検証報告書の取りまとめ

(1) 電力需給検証の概要

(2) 2023年度冬季の電力需給実績の検証

(参考) 2022年度と比較した今冬の全国電力需要動向（月別）

(参考) 2022年度と比較した今冬の全国電力需要動向（日別）

(参考) 全国最大需要日の点灯帯の需給実績

(参考) 2023年度冬季の発電所停止状況

(3) 2023年度冬季の電力需給実績の検証まとめ

(4) 2024年度夏季の電力需給見通しの基本的な考え方（概要）

(5) 2024年度夏季の電力需給の見通し

(参考) 今回の需給見通しでは供給力に見込んでいない要素

(6) 2024年度夏季の電力需給の見通しのまとめ

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

【参考資料】電力需給検証詳細データ

(1) 2023年度冬季の電力需要実績

(2) 2023年度冬季の電力供給力実績

(3) 2024年度夏季の需要見通し

(4) 2024年度夏季の供給力見通し

(1) 電力需給検証の概要

- 2023年度冬季の電力需給実績
2023年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2024年度夏季の電力需給見通し
猛暑となった場合の需要の想定、及び安定的に見込める供給力の積み上げを行い、安定供給が可能かどうか、需給バランスを検証した。

電力需給検証※¹の概要について

需要	供給計画のH3需要をベースに猛暑・厳寒H1需要を想定
供給力	供給計画をベースに、エリアにおける小売電気事業者の供給力及び発電事業者の発電余力の積み上げ並びに一般送配電事業者の公募調達調整力等を反映
電力需給 バランスの検証	猛暑・厳寒H1需要に対して予備率3%の確保の確認 ※ 電力需給検証は、東日本大震災以降の電力需給に関する状況を踏まえ、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近3ヶ月前を目安に、猛暑・厳寒という供給計画より高需要となる状況でも安定供給確保が可能であることを検証するもの ※ 太陽光の出力が減少する時間帯の予備率も確認するため、2024年度夏季の需給見通しから、最大需要時と最小予備率時の評価を行うこととした

※1 供給力は保守的に見込むこと、データや分析手法を明らかにすること、「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」の第三者の専門家による検証を公開し、客観性・透明性を確保することに意を用いている。

(2) 2023年度冬季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の電力需給実績(1月24日 9～10時)

25

■ 全国最大需要は1月24日9～10時に発生し、需要は14,461万kW、予備率は14.0%であった。

エリア	実績					厳寒H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I ') 【万kW】	予備率
北海道	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	475	551	16.1% [14.2%]	562	584 (12)	4.0%
東北			1,322	1,886	42.6% [20.7%]	1,509	1,568 (41)	4.0%
東京			4,216	4,762	12.9% [12.2%]	5,473	5,690 (139)	4.0%
中部			2,311	2,530	9.5% [8.1%]	2,435	2,648 (79)	8.7%
北陸			497	551	10.9% [12.3%]	555	604 (11)	8.7%
関西			2,503	2,731	9.1% [9.0%]	2,589	2,815 (81)	8.7%
中国			1,047	1,147	9.6% [9.6%]	1,117	1,214 (28)	8.7%
四国			464	508	9.3% [8.4%]	503	547 (13)	8.7%
九州			1,529	1,681	10.0% [8.6%]	1,586	1,724 (44)	8.7%
全国9エリア			14,365	16,348	13.8% [11.2%]	16,329	17,394 (448)	6.5%
沖縄 ^{※4}			96	137	43.0% [31.3%]	122	173 (0)	41.3%
全国10エリア			14,461	16,486	14.0% [11.4%]	16,451	17,566 (448)	6.8%

※1 括弧内は、全国最大需要日の点灯帯の予備率を示している。

※2 発電事業者の合計値。需給停止をしていた火力は供給力に含まれていない。

需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために
発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)

※3 最大需要実績発生月に対応する2023年度冬季見通しでの想定値。供給力および予備率は連
系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

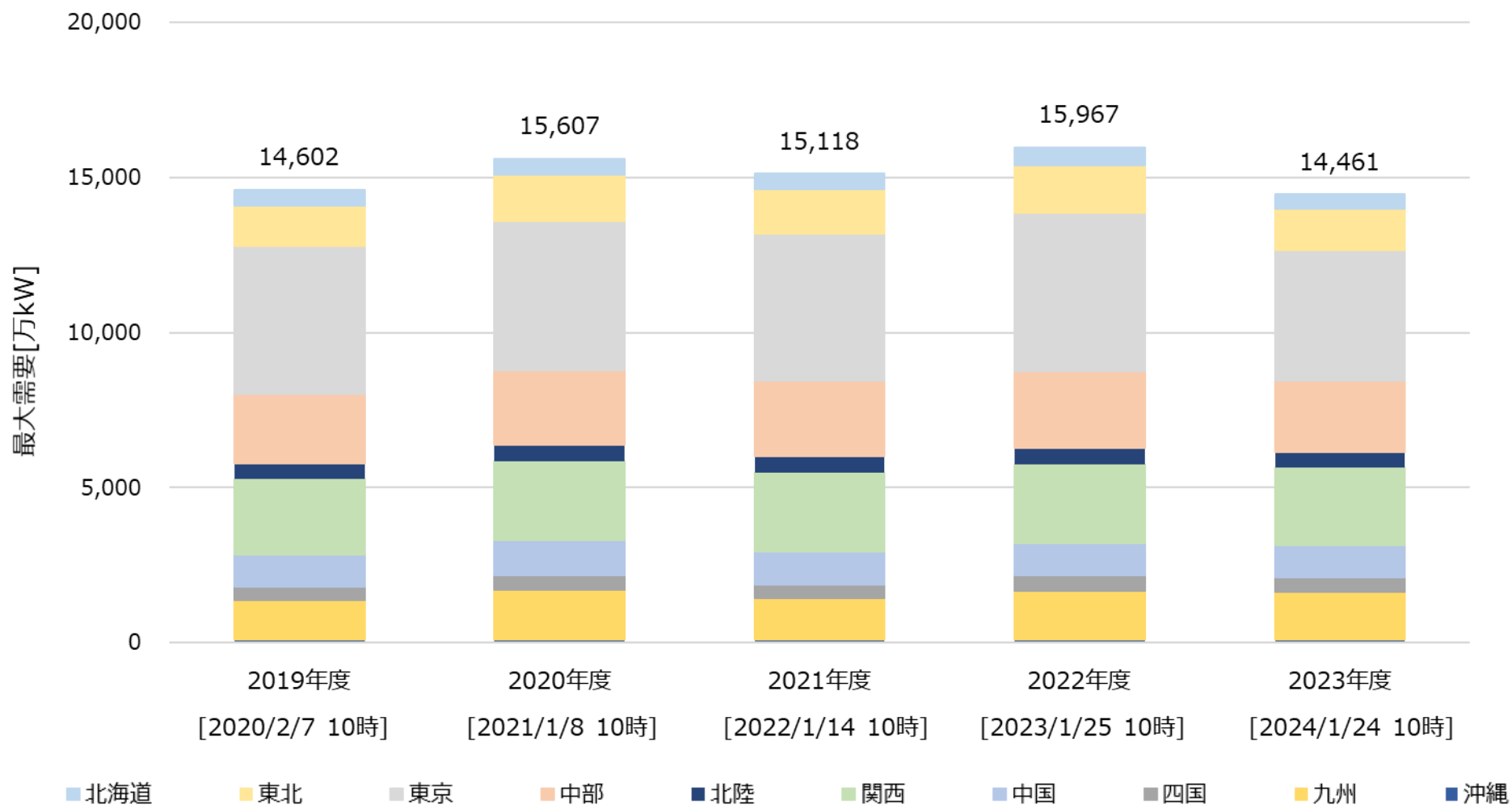
※4 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率
が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2023年度冬季の電力需給実績の検証 ： 2019～2023年度における全国最大需要実績の推移

26

■ 今冬の全国最大需要は、至近5年間で最も低い実績となった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日

- 12月～2月は、加重平均気温※が昨年より高く、最大需要・平均日電力量は昨年を下回った。
- 3月の加重平均気温は平年並みであったが、昨年よりは低く、最大需要・平均日電力量ともに、昨年を上回った。

※ 一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出した気温

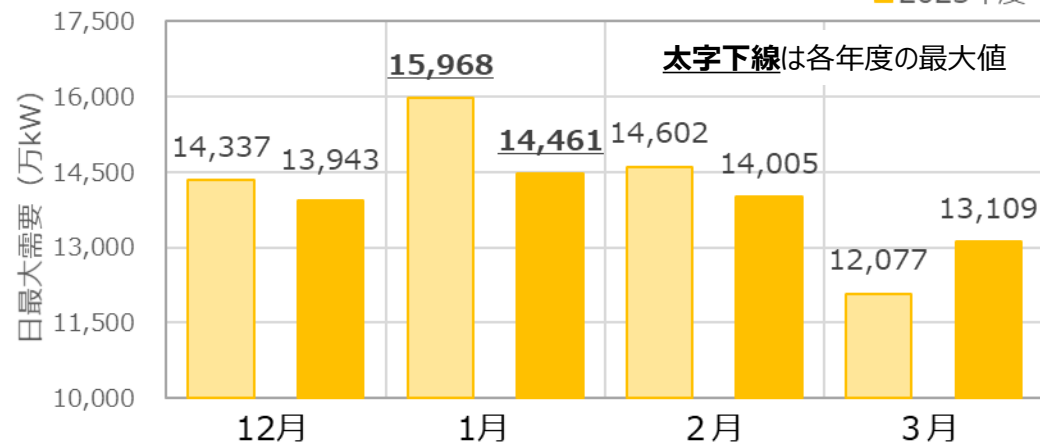
【各月の加重平均気温】

単位：℃

	12月	1月	2月	3月
2023年度(A)	8.4	6.3	7.5	9.0
2022年度(B) (括弧内の気温差はA-B)	6.7 (+1.7)	5.1 (+1.2)	6.4 (+1.2)	12.2 (▲3.3)
平年気温(C) (括弧内の気温差はA-C)	7.3 (+1.1)	4.9 (+1.4)	5.6 (+2.0)	8.9 (+0.1)

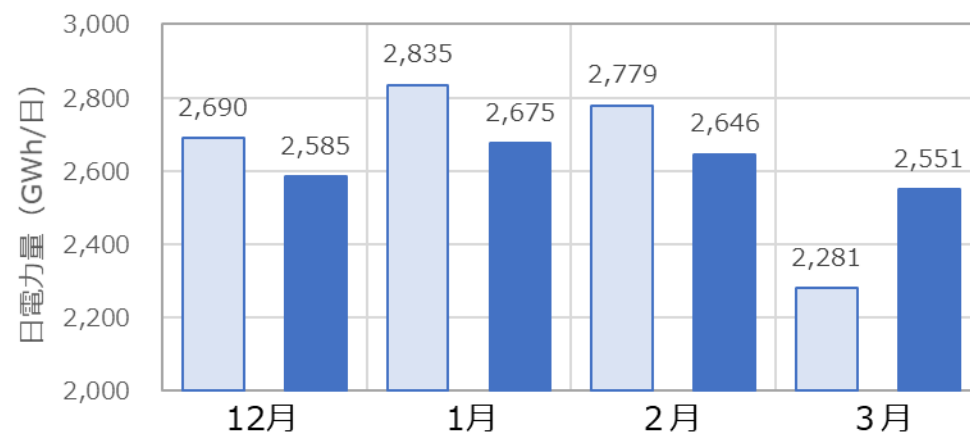
月別の日最大需要

■ 2022年度
■ 2023年度

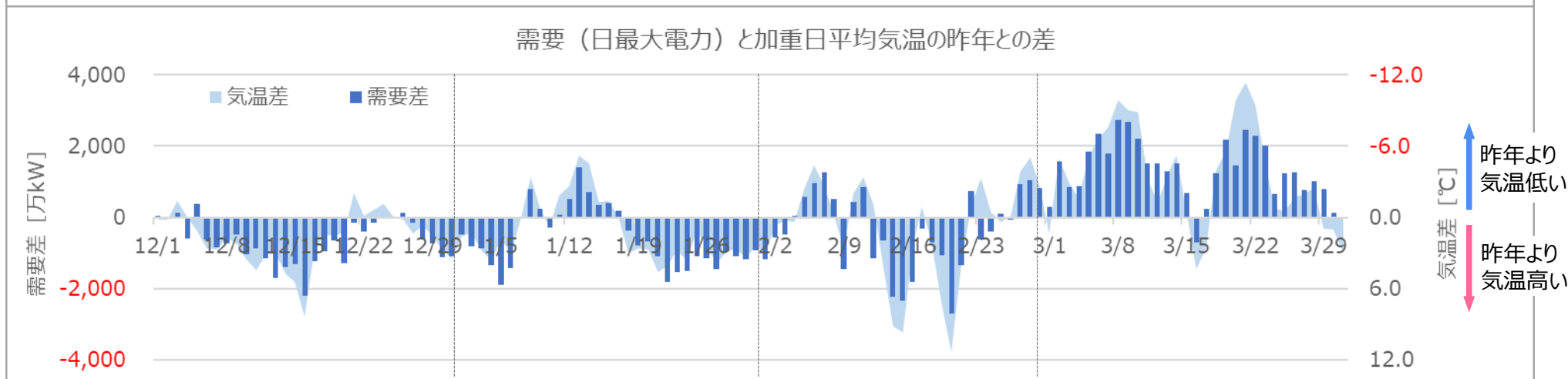
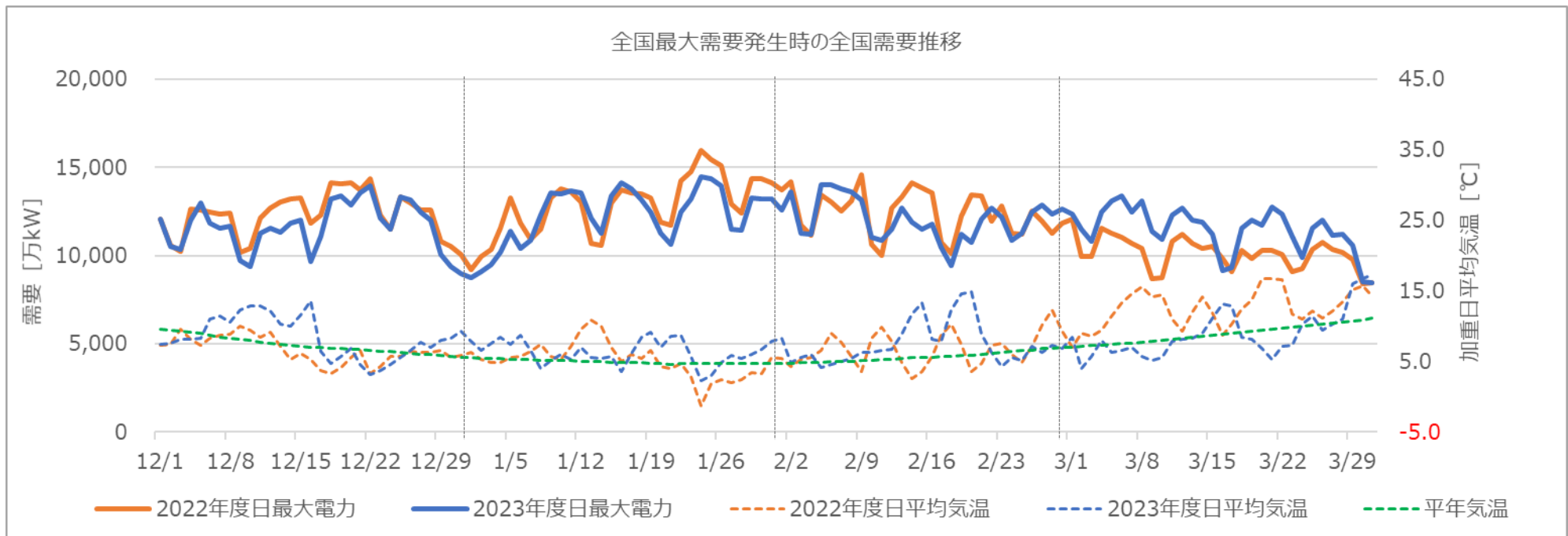


月別の平均日電力量

■ 2022年度
■ 2023年度



■ 12～2月は多くの日で気温が昨年より高く、需要減となった。



(2) 2023年度冬季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の供給力実績(1月24日 9～10時)

29

■ 10エリア合計の供給力について想定と実績を比較した結果、▲1,549万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定 ^{※1}	実績－想定	差の主な要因
全国合計	16,486	18,035	▲ 1,549	
原子力	900	870	+ 30	
火力	11,363	12,556	▲ 1,193	計画外停止 ^{※2} ▲ 453(▲3.7%) 需給停止 ^{※3} ▲ 280 火力増出力 未実施分 ▲ 124 その他 ^{※4} ▲ 336 計画外停止、需給停止、 火力機増出力未実施分等による減
水力	887	951	▲ 64	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲10万kW含む)
揚水 ^{※5}	920	2,202	▲ 1,282	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	2,022	275	+ 1,746	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量としてEUE算定による火力 等の安定電源代替価値を供給力として見込んでいる)
風力	290	208	+ 82	
地熱	34	32	+ 2	
その他 ^{※6}	70	940	▲ 870	電源 I' ▲448万kW含む

※1 前回の電力需給検証報告書（2023年10月）における2023年度冬季見通し。供給力は計画外停止率を考慮していない値。

※2 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制。括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止453÷（実績11,363+計画外停止453+需給停止280）」より算出。

※3 需給停止：電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

※4 補修差、試運転機等を含む。

※5 供給力実績は1日の予備率が一定となるよう算出。広域予備率Web公表システムと値が異なる。

※6 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 太陽光の発電量が減少する最小予備率時の需給実績を、最大需要時と比較した結果、需要は▲218万kW、供給力は▲620万kWの差であり、予備率は2.6%減の11.4%であった。

(送電端 万kW、%)

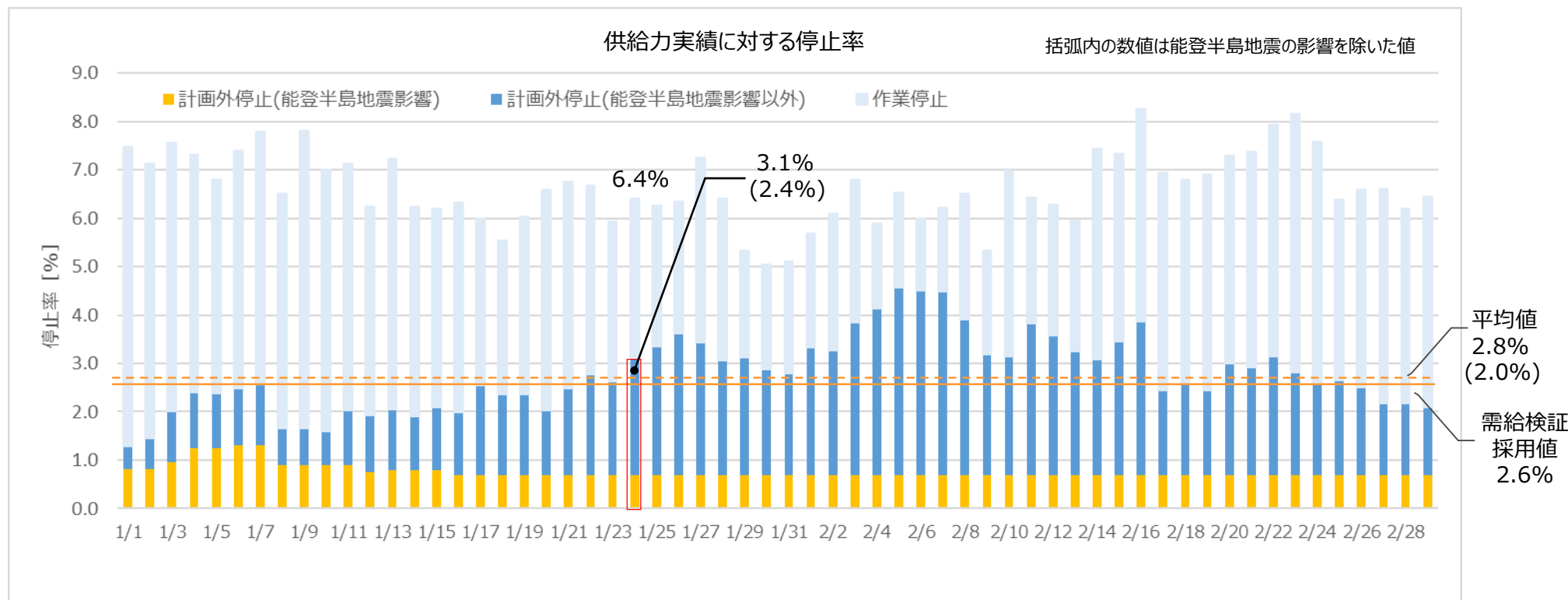
	18～19時 (A)	9～10時 (B)	(A) - (B)
需要	14,244	14,461	▲ 218
供給力	15,866	16,486	▲ 620
原子力	905	900	+ 5
火力	11,472	11,363	+ 109
水力	951	887	+ 64
揚水 ^{※1}	1,932	920	+ 1,012
太陽光	0	2,022	▲ 2,022
風力	332	290	+ 42
地熱	34	34	▲ 0
その他 ^{※2}	240	70	+ 170
予備率	11.4	14.0	▲ 2.6

※1 揚水実績は24時間予備率一定となるように算出。広域予備率Web公表システムと値が異なる。

※2 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 計画外停止率は最大需要発生日 (1月24日) で3.1%、平均で2.8%であった。
(1/1に発生した能登半島地震による影響を含む)
- 作業停止分も含めた最大需要発生日の供給力減少は6.4%であった。
- 計画外停止率については、引き続きデータを収集していき、検証を行っていく。



※ 全電源種の供給力に対する計画外停止量および前回の需給検証報告書 (2023年10月) において計画されていなかった作業に伴う供給力の変化量

(2) 2023年度冬季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の電力需給実績

32

■ 各エリアとも、最大需要発生時において9%以上の予備率で安定供給を確保した。

エリア	実績					厳寒H1想定※3		
	最大需要日	時間※1	最大需要 【万kW】	供給力※2 【万kW】	予備率※1	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I ')	予備率
北海道	1月16日 (火)	9～10時 [18～19時]	522	574	10.1% [9.7%]	567	604 (12)	6.4%
東北	1月16日 (火)	9～10時 [18～19時]	1,423	1,730	21.6% [9.6%]	1,523	1,621 (41)	6.4%
東京	2月5日 (月)	14～15時 [18～19時]	4,990	5,523	10.7% [10.4%]	5,473	5,850 (139)	6.9%
中部	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	2,311	2,530	9.5% [8.1%]	2,466	2,719 (79)	10.3%
北陸	12月22日 (金)	9～10時 [18～19時]	501	574	14.6% [15.8%]	516	575 (11)	11.5%
関西	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	2,503	2,731	9.1% [9.0%]	2,621	2,890 (81)	10.3%
中国	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	1,047	1,147	9.6% [9.6%]	1,131	1,247 (28)	10.3%
四国	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	464	508	9.3% [8.4%]	509	561 (13)	10.3%
九州	1月24日 (水)	9～10時 [18～19時]	1,529	1,683	10.1% [8.6%]	1,606	1,771 (44)	10.3%
沖縄※4	1月24日 (水)	18～19時 [18～19時]	103	136	31.3% [31.3%]	122	177 (0)	45.0%

※1 括弧内は、全国最大需要日の点灯帯の予備率を示している。

※2 発電事業者の合計値。需給停止をしていた火力は供給力に含まれていない。

需給停止：電力需要に対して供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

※3 最大需要実績発生月に対応する2023年度冬季見通しの想定値。供給力および予備率は連系線活用後（予備率均平化後）の値。不等時率・計画外停止率を考慮していない値。

※4 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2023年度冬季の電力需給実績の検証
：各エリア最大需要時の需要実績

■ 気温影響等により、全てのエリアにおいて厳寒H1需要想定を下回った。

(送電端 万kW)

エリア (万kW)	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国 10エリア
エリア最大需要 発生日時	1/16 10:00	1/16 10:00	2/5 15:00	1/24 10:00	12/22 10:00	1/24 10:00	1/24 10:00	1/24 10:00	1/24 10:00	1/24 19:00	—
需要想定※1	567	1,523	5,473	2,466	516	2,621	1,131	509	1,606	122	16,534
需要実績※2	522 (475)	1,423 (1,322)	4,990 (4,216)	2,311 (2,311)	501 (497)	2,503 (2,503)	1,047 (1,047)	464 (464)	1,529 (1,529)	103 (96)	15,393 (14,461)
差分	▲ 46	▲ 100	▲ 483	▲ 155	▲ 14	▲ 118	▲ 84	▲ 45	▲ 77	▲ 19	▲ 1,141
気温影響等	▲ 49	▲ 105	▲ 460	▲ 48	▲ 8	▲ 147	▲ 16	▲ 15	▲ 95	▲ 9	▲ 950
電源 I'※3※4	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)
その他	+ 3	+ 5	▲ 23	▲ 106	▲ 6	+ 29	▲ 68	▲ 30	+ 18	▲ 10	▲ 190

<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道・中部・北陸は2022年度並み、東北・関西・中国エリアは2017年度並み、東京エリアは2021年度並み、四国・九州エリアは2020年度並み、沖縄エリアは2015年度並みとした。

※1 最大需要実績発生月に対応する2023年度冬季見通しでの想定値。不等時率を考慮していない値。
※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2024年1月24日 9～10時）の需要実績値。
※3 電源 I'のうち、最大需要発生時における需要側での発動指令実績値。（同時間帯で電源側での発動実績なし）
※4 括弧内の数値は、当該一日を通じた最大発動指令実績値。

※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。
※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

- 全国最大需要時の実績は、1月24日9～10時の14,461万kWであり、至近5年間で見ると、最も低い実績となった。
- 予備率は、全国最大需要時が14.0%、最小予備率時は11.4%であり、各エリアとも安定供給を確保した。
- エリア別の最大需要時においても、各エリアとも9%以上の予備率で安定供給を確保した。

(1) 電力需給バランスの評価

- 評価基準としては、過去10年間で最も厳気象（猛暑）であった年度並みの気象条件での最大電力需要時（厳気象H1需要）、および最小予備率時に103%以上（予備率3%以上）の供給力を有するか確認。
- 追加検証として供給力減少リスク（稀頻度リスク）が発生した場合の需給バランスも評価する。
- 電力需給バランスの評価にあたっては、以下の点を考慮。
 - ✓ 各エリアの予備率が均平化するように、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供給力を振替え
 - ✓ 全エリアで供給力の計画外停止率による供給力の控除
 - ✓ エリア間の最大需要発生日時の違いを考慮した各エリア需要の不等時性

(2) 需要

- エリア別の電力需要（送電端）は、各一般送配電事業者にて想定する。

(3) 供給力

- 本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び以下の対象となる事業者に対して追加的な報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。
 - ✓ 発電事業者 (計80社)
 - ⇒ 2024年度の供給計画における2024年度の年度末電源構成に基づく、火力およびバイオマス発電出力合計が10万kW以上
(全エリアの火力の設備量の約95%以上をカバー)
 - ✓ 一般送配電事業者 (計10社)
- エリア内の供給力は、発電事業者が保有する供給力と一般送配電事業者の供給力 (調整力、離島供給力) を合計したものに、発動指令電源及び火力増出力分を加えた量を供給力として見込む。
- 再エネ・揚水の供給力は以下の通り評価する。
 - ✓ 太陽光 : 過去10年程度の各月最大3日需要日において、1 σ 以下の低位な実績を平均
 - ✓ 水力・風力 : EUE算定による火力等の安定電源代替価値
 - ✓ 揚水 : 潜在計算により、予備率一定となるよう配分

(5) 2024年度夏季の電力需給の見通し : 2024年度 夏季見通し (最大需要時)

37

〈発動指令電源 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉 (送電端,万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,223	507	1,556	6,160	10,226	2,858	555	3,139	1,199	567	1,908	18,449	217	18,666
最大需要電力	7,728	486	1,351	5,891	9,049	2,555	496	2,805	1,072	507	1,615	16,777	170	16,947
供給予備力	495	21	204	269	1,177	304	59	334	127	60	293	1,671	47	1,719
供給予備率	6.4	4.4	15.1	4.6	13.0	11.9	11.9	11.9	11.9	11.9	18.1	10.0	27.7	10.1
予備力3%確保 に対する余剰分	263	7	164	92	905	227	44	249	95	45	245	1,168	42	1,210
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,387	533	1,521	6,333	10,281	2,876	559	3,159	1,206	571	1,910	18,668	223	18,891
最大需要電力	7,667	486	1,391	5,791	9,049	2,555	496	2,805	1,072	507	1,615	16,717	170	16,887
供給予備力	719	47	130	542	1,232	322	62	353	135	64	295	1,951	53	2,004
供給予備率	9.4	9.7	9.4	9.4	13.6	12.6	12.6	12.6	12.6	12.6	18.3	11.7	31.3	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	489	33	88	368	960	245	48	269	103	49	247	1,450	48	1,498
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,799	472	1,496	5,831	9,424	2,688	536	2,845	1,160	540	1,654	17,223	197	17,419
最大需要電力	6,909	416	1,326	5,167	8,304	2,382	475	2,521	1,028	479	1,419	15,213	160	15,374
供給予備力	890	56	170	663	1,120	306	61	324	132	61	236	2,009	37	2,046
供給予備率	12.9	13.4	12.8	12.8	13.5	12.8	12.8	12.8	12.8	12.8	16.6	13.2	22.9	13.3
予備力3%確保 に対する余剰分	682	43	130	508	870	234	47	248	101	47	193	1,553	32	1,585

※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
 ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
 ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2024年度夏季の電力需給の見通し : 2024年度 夏季見通し (最小予備率時)

38

〈発動指令電源 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉 (送電端, 万kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,944	476	1,423	6,046	9,861	2,762	530	3,020	1,180	555	1,813	17,805	208	18,014
最大需要電力	7,552	456	1,315	5,781	8,831	2,481	476	2,713	1,060	499	1,602	16,383	156	16,538
供給予備力	393	20	108	265	1,030	281	54	307	120	57	211	1,423	53	1,475
供給予備率	5.2	4.4	8.2	4.6	11.7	11.3	11.3	11.3	11.3	11.3	13.2	8.7	34.0	8.9
予備力3%確保 に対する余剰分	166	6	68	91	765	207	40	226	88	42	163	931	48	979
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,116	504	1,476	6,137	9,943	2,779	534	3,043	1,189	559	1,840	18,060	210	18,269
最大需要電力	7,505	456	1,366	5,682	8,847	2,501	475	2,711	1,059	498	1,602	16,352	154	16,506
供給予備力	612	48	109	454	1,096	278	58	332	130	61	237	1,708	55	1,763
供給予備率	8.1	10.5	8.0	8.0	12.4	11.1	12.2	12.2	12.2	12.2	14.8	10.4	35.8	10.7
予備力3%確保 に対する余剰分	386	34	68	284	831	203	44	250	98	46	189	1,217	51	1,268
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,418	482	1,424	5,513	9,047	2,577	524	2,704	1,139	517	1,585	16,466	205	16,671
最大需要電力	6,619	415	1,274	4,931	7,982	2,305	460	2,376	1,001	454	1,385	14,601	152	14,753
供給予備力	799	67	150	582	1,065	272	64	328	138	63	200	1,864	53	1,918
供給予備率	12.1	16.2	11.8	11.8	13.3	11.8	13.8	13.8	13.8	13.8	14.5	12.8	35.1	13.0
予備力3%確保 に対する余剰分	600	55	112	434	826	203	50	257	108	49	159	1,426	49	1,475

※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
 ※ 需要は、最小予備率時の不等時性を考慮した値
 ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動

※ 供給力には、発動指令電源を含める
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2024年度夏季の電力需給の見通し ：稀頻度リスク評価

39

- 稀頻度リスクを考慮した必要供給力の確保状況について、沖縄を除く9エリアについては「平年H3需要※の1%」、沖縄エリアについては「エリア内単機最大ユニット」（24万kW）を基準とし、均平化したブロック毎に、予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。
- 各エリアにおいて、稀頻度リスクに必要な供給力を確保できる見通し。

※ 平年H3需要：2024年度供給計画の第1年度(2024年度)における各エリアの各月最大3日平均電力(H3需要)の最大需要

○平年H3需要（2024年度）

(送電端 万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	501	1,335	5,395	2,409	487	2,647	1,039	478	1,538	157
平年H3需要 ×1%	5	13	54	24	5	26	10	5	15	2

○稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	5	13	54	71					15	24
8月	5	67		71					15	24
9月	5	138							15	24

○予備率3%に対する余剰分の供給力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	7	164	92	661					245	42
8月	33	457		713					247	48
9月	43	1,316							193	32

※ 四捨五入の関係で
合計値が合致しない
ことがある

- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。
- ただし、作業進捗状況によっては、稀頻度リスクに対する不足分に対して追加供給力として期待できない可能性があることに注意が必要。

2024年度夏季に試運転を実施する新設発電機

青字：2024.3.19 第96回本委員会以降に判明した発電機作業状況

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2024年度											
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
東京	五井 (火力)	1号 78	3月 ~ 試運転開始予定					2024年8月 営業運転開始予定						
		2号 78				6 → 7月~試運転開始予定					2024年11月 営業運転開始予定			

※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

- 3/19見通し時以降に判明した供給力変化を反映して再評価した結果、猛暑H1需要に対して、供給力では発動指令電源、火力増出力運転、エリア間融通を供給力に織り込むと、全エリアで最低限必要となる予備率 3 %を確保できる見通し。
- 実需給断面において、新設発電機の試運転はトラブル等がなければ追加供給力となる可能性があるものの、発電機の計画外停止等の供給力変化の可能性もある。
- 本機関としては、2024年度より容量市場の実需給が開始されたことを踏まえ、広域予備率が 8 %を下回った場合の「広域予備率低下に伴う供給力提供通知」等を週間計画、翌々日段階から実施するなど、容量市場の枠組みも最大限活用し、供給力確保に資する取り組みを実施していく。
- また、夏季期間中は、電力需給モニタリングによりkW・kWhの両面から需給状況を監視し、最新の気象予報等から需給バランスの悪化が予見された場合には、国や一般送配電事業者と連携し、必要な追加需給対策を講じるとともに、需給ひっ迫の可能性がある場合には、SNS等を通じて周知する準備を進めていく。

委員長	
大橋 弘	東京大学 副学長 大学院経済学研究科 教授
(敬称略)	
委員	
秋元 圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員
安藤 至大	日本大学 経済学部 教授
小宮山 涼一	東京大学大学院 工学系研究科 教授
馬場 旬平	東京大学大学院 新領域創成科学研究科 教授
松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授
(敬称略・五十音順)	
オブザーバ（事業者）	
池田 克巳	株式会社エネット 取締役 東日本本部長
市村 健	エナジープールジャパン株式会社 代表取締役社長 兼 CEO
岸 栄一郎	東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部長
野村 京哉	電源開発株式会社 取締役 常務執行役員
藤岡 道成	関西電力送配電株式会社 理事 工務部担当・系統運用部担当
増川 武昭	一般社団法人太陽光発電協会 事務局長
(敬称略・五十音順)	
オブザーバ（経済産業省）	
鍋島 学	電力・ガス取引監視等委員会事務局 ネットワーク事業監視課長
山田 努	資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギーシステム課長
筑紫 正宏	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室長
中富 大輔	資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長
(敬称略)	

(2024年5月現在)

○第96回委員会（2024年3月19日）
（議題）

- ・2024年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

○第97回委員会（2024年5月21日）
（議題）

- ・電力需給検証報告書（案）について

【参考資料】電力需給検証詳細データ

(1) 2023年度冬季の電力需要実績

45

： 厳寒H1需要想定と実績 (エリア毎の詳細)

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳寒H1想定方法			感応度式	H1/H3比率	感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式	感応度式
対象年度（至近10カ年）			2022	2017	2021	2022	2022	2017	2017	2020	2020	2015
気象感応度 （万kW/℃, 万kW/mm）	想定		-8 11	-30	-79 -31	-40	-10	-35 -23	-22	-8	-35	-3
	実績		-6 13	-26	-104 -31	-42	-8	-55 -2	-19	-8	-38	-3
気象考慮要素			・日平均気温 ・降水量	・日平均気温	・最大時発生気温 ・前3日平均気温	・日平均気温	・日平均気温 （最大3日日平均気温）	・累積5日平均気温 ・最大時発生気温	・日平均気温	・日最高気温	・最大時発生気温	・日平均気温
H3気温 （℃,mm）	想定		-5.5℃ 0.47mm	-1.3℃	2.7℃ 4.8℃	1.3℃	3.0℃	3.7℃ 2.8℃	2.1℃	6.8℃	3.4℃	14.6℃
	実績	H1	-5.7℃ 2.00mm	-1.7℃	1.3℃ 5.4℃	0.1℃	0.8℃	4.5℃ 2.5℃	-0.1℃	5.1℃	1.9℃	13.3℃
		H3平均	-2.7℃ 0.83mm	-0.6℃	3.0℃ 4.7℃	1.7℃	2.1℃	4.6℃ 4.1℃	0.7℃	7.3℃	2.2℃	13.9℃
H3需要 （万kW）	想定		498	1,369	4,884	2,342	476	2,518	1,037	458	1,454	109
	実績	H1	522	1,423	4,990	2,311	501	2,503	1,047	464	1,529	103
		H3平均	507	1,384	4,904	2,276	475	2,421	1,016	450	1,513	101
H3想定気温（再掲） （℃,mm）			-5.5℃ 0.47mm	-1.3℃	2.7℃ 4.8℃	1.3℃	3.0℃	3.7℃ 2.8℃	2.1℃	6.8℃	3.4℃	14.6℃
厳寒H1前提気温等 （℃,mm）			-11.0℃ 0.38mm	-4.4℃ ※1	0.3℃ 4.5℃	-1.1℃	0.2℃	2.9℃ -0.4℃	-0.5℃ ※1	4.4℃ ※1	-1.0℃	9.2℃
厳寒H3想定（万kW）			-	1,493	-	-	-	-	1,107	500	-	-
H1/H3比率 （5カ年実績平均）			-	1.02	-	-	-	-	1.02	1.02	-	-
厳寒H1想定（万kW）			567	1,523	5,473	2,466	516	2,621	1,131	509	1,606	122
厳寒H1/H3比率（結果） （2023年度冬季想定）			1.14	1.11	1.12	1.05	1.08	1.04	1.09	1.11	1.10	1.13
H1/H3比率 （2023年度冬季実績）			1.03	1.03	1.02	1.02	1.06	1.03	1.03	1.03	1.01	1.02

※1 東北、中国、四国エリアは、H1/H3比率にて算出。
※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

(2) 2023年度冬季の電力供給力実績 ：計画外停止・老朽火力の状況

46

- 全国最大需要時における計画外停止（火力以外も含む）は513万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲3.5%であった。
- 老朽火力を2023年3月31日時点で運転開始から40年を経過したものとし、2023年度冬季（1月～2月）実績について発電事業者79社よりデータを収集したところ、発電電力量は101億kWh、設備利用率は23.2%であった。

1月～2月における計画外停止※1	全国計 (万kW)	発生日	全国最大需要日に発生した場合の予備率への影響
全国最大需要時の実績値	513	1月24日	▲3.5%
最大値	754	2月5日	▲5.2%
平均値	459	—	▲3.2%

全国最大需要	日時	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率
	1月24日 9時～10時	14,461	16,486	14.0%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象※3
冬季（1月～2月）	147件	24件	6件

	老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率 [%]※4
冬季（1月～2月）	101	23.2

※1 火力以外も含む。ここでの計画外停止量は定格出力（送電端）と実績との差で、実際に停止した設備量を表している。

※2 2023年3月31日時点で運転開始から40年を経過した火力。

※3 電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下や異音発生等に伴う計画外停止は、産業保安監督部への報告対象外。

※4 老朽火力の設備利用率は以下に基づき算出。

$$\text{設備利用率 [\%]} = \frac{\text{発電電力量 (発電端) [kWh]}}{\text{定格出力 (発電端) [kW]} \times \text{暦日数} \times 24[\text{h}]} \times 100$$

(2) 2023年度冬季の電力供給力実績 ：原子力と火力供給力実績

47

- 全国最大需要時（1月24日 9～10時）における原子力供給力 の合計は900万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である870万kWを30万kW上回った。
- 火力供給力の合計は11,363万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である12,431万kWを1,068万kW下回った。
- 火力増出力実績はなし。（前回の電力需給検証で確認した1月の増出力可能量124万kW）

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
原子力 供給力 (万kW)	①想定※1	0	0	0	0	870	0	0	486	0	85	298	870	0	870
	②実績	0	0	0	0	900	0	0	514	0	88	298	900	0	900
	差分 (②-①)	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 30	+ 0	+ 0	+ 27	+ 0	+ 3	+ 0	+ 30	+ 0	+ 30

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
火力 供給力 (万kW)	①想定※1	5,752	409	1,507	3,836	6,508	1,952	401	1,699	815	529	1,112	12,260	171	12,431
	②実績	5,504	381	1,601	3,521	5,721	1,877	288	1,271	816	397	1,072	11,225	138	11,363
	差分 (②-①)	▲ 248	▲ 27	+ 94	▲ 315	▲ 788	▲ 75	▲ 113	▲ 428	+ 1	▲ 132	▲ 40	▲ 1035	▲ 33	▲ 1068

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
火力 増出力 (万kW)	①想定※1	74	5	16	53	50	10	9	12	4	5	10	124	0	124
	②実績	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	差分 (②-①)	▲ 74	▲ 5	▲ 16	▲ 53	▲ 50	▲ 10	▲ 9	▲ 12	▲ 4	▲ 5	▲ 10	▲ 124	+ 0	▲ 124

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2023年度冬季の電力供給力実績 ：水力供給力・揚水供給力実績

48

- 全国最大需要時（1月24日 9～10時）における水力供給力の合計は887万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である951万kWを64万kW下回った。
- 揚水供給力の合計は920万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である2,202万kWを1,282万kW下回った。

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
水力 供給力 (万kW)	①想定※1	335	53	121	162	616	108	135	235	31	34	74	951	0	951
	②実績	337	46	145	146	550	93	114	243	35	24	41	887	0	887
	差分 (②-①)	+ 2	▲ 7	+ 25	▲ 16	▲ 66	▲ 15	▲ 21	+ 9	+ 4	▲ 10	▲ 33	▲ 64	+ 0	▲ 64

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
揚水 供給力 (万kW)	①想定※1	1,036	70	46	920	1,166	356	10	347	183	65	205	2,202	0	2,202
	②実績	354	23	46	285	566	205	10	157	103	4	86	920	0	920
	差分 (②-①)	▲ 682	▲ 46	▲ 0	▲ 635	▲ 600	▲ 151	▲ 1	▲ 189	▲ 79	▲ 61	▲ 119	▲ 1,282	+ 0	▲ 1,282

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2023年度冬季の電力供給力実績 ：太陽光供給力実績

49

- 全国最大需要時（1月24日 9～10時）における太陽光供給力の合計は2,022万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である275万kWを1,746万kW上回った。
- なお、太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないことから、事前の想定においては、EUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込んだ。

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
太陽光 供給力 (万kW)	①想定※1	90	3	43	44	184	69	3	30	33	20	30	274	1	275
	②最大需要日 の実績	1,017	82	182	753	1,003	309	5	193	181	111	205	2,020	2	2,022
	差分	+927	+79	+139	+710	+819	+240	+1	+163	+148	+91	+175	+1,746	+0	+1,746
調整係数(%)	①調整係数	-	1.3	5.0	2.4	-	6.4	2.5	4.1	4.7	6.2	2.6	-	3.4	-
	②最大需要日 の実績比率	-	37.8	22.1	38.3	-	26.9	4.2	29.5	30.9	36.8	17.0	-	4.2	-
	差分	-	+36.5	+17.1	+35.9	-	+20.5	+1.7	+25.4	+26.2	+30.6	+14.4	-	+0.8	-

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2023年度冬季の電力供給力実績 ：風力供給力実績

50

- 全国最大需要時（1月24日 9～10時）における風力供給力の合計は290万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である208万kWを82万kW上回った。
- なお、風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、EUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込んだ。

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
風力 供給力 (万kW)	①想定※1	140	26	106	8	67	15	5	8	10	13	17	207	1	208
	②最大需要日 の実績	204	43	146	15	85	21	3	12	13	13	22	289	1	290
	差分	+ 63	+ 17	+ 40	+ 6	+ 18	+ 6	▲ 2	+ 4	+ 3	+ 1	+ 6	+ 81	0	+ 82
調整係数 (%)	①調整係数	-	24.2	41.7	21.4	-	34.7	26.5	35.9	26.8	46.3	23.7	-	39.3	-
	②最大需要日 の実績比率	-	36.5	69.0	34.4	-	56.1	16.1	59.4	36.7	51.2	33.0	-	71.9	-
	差分	-	+ 12.3	+ 27.3	+ 13.0	-	+ 21.4	▲ 10.4	+ 23.5	+ 9.9	+ 4.9	+ 9.3	-	+ 32.6	-

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2023年度冬季の電力供給力実績 ：地熱供給力実績

51

- 全国最大需要時（1月24日 9～10時）における地熱供給力の合計は34万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である32万kWを2万kW上回った。

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
地熱 供給力 (万kW)	①想定※1	16	2	14	0	16	0	0	0	0	0	16	32	0	32
	②最大需要日 の実績	18	2	16	0	16	0	0	0	0	0	16	34	0	34
	差分	+ 2	▲ 0	+ 2	+ 0	▲ 1	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	▲ 1	+ 2	+ 0	+ 2

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(3) 2024年度夏季の需要見通し

: 2024年度夏季（8月）の需要見通し（エリア毎の詳細）

52

■ 供給計画におけるH3需要に対する厳気象時の気温影響及びH1/H3比率等を考慮し、猛暑H1需要を想定した。

2024年度夏季	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
想定時間帯	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	11-12時
猛暑H1 想定方法	感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	H1/H3比率※1	感応度式	感応度式
対象年度 (至近10か年)	2023	2018	2022	2020	2019	2020	2021	2020	2020	2017
気温感応度 (万kW/℃,万kW/%, 万kW/pt)	7 6	43 5 3	197 91	67	17	92 20	35	15 5 1	55 22	5 2
気象考慮要素	・最高気温 ・前3日平均気温	・最高気温 ・前2日最高気温平均 ・最小湿度	・累積暑さ指数 ・最高気温	・累積不快指数	・当日不快指数と前5 日不快指数の合成不 快指数	・累積5日最高気温 ・累積5日露点気温	・累積1週間合成最高 気温	・最高気温 ・前5日最高気温平均 ・最小湿度	・日最高気温 ・前5日最高気温平均	・最高気温 ・前3日平均気温
供給計画 H3前提気温等 (℃,%,pt)	31.1℃ 25.2℃	33.4℃ 32.7℃ 53.4%	30.9pt 35.5℃	84.3pt	83.6pt	36.1℃ 22.5℃	35℃	34.9℃ 34℃ 50.6%	34.8℃ 33.9℃	33℃ 29.6℃
供給計画 H3需要 (万kW)	418	1,301	5,395	2,409	475	2,647	1,039	478	1,538	157
猛暑H1 前提気温等 (℃,%,pt)	34.7℃ 29.4℃	36.8℃ 33.5℃ 40.1%	32.1pt 36.4℃	86.7pt	85.0pt	38.1℃ 22.1℃	36.1℃	36.0℃ 36.1℃ 48.6% ※1	35.7℃ 35.1℃	35.0℃ 30.9℃
猛暑H3需要 (万kW)	—	—	—	—	—	—	—	503	—	—
算定に用いた H1/H3比率	—	—	—	—	—	—	—	1.01	—	—
猛暑H1需要 (万kW)	486	1,415	5,891	2,570	499	2,822	1,078	510	1,615	170
猛暑H1/H3比率 (結果)	1.16	1.09	1.09	1.07	1.05	1.07	1.04	1.07	1.05	1.08

※1 四国エリアは、H1/H3比率にて算出。

※ 想定需要の10エリア計が最大となる8月のケースを記載。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

※ H3需要とは、各一般送配電事業者が送配電等業務指針及び需要想定要領に基づき、需要の時系列傾向または経済指標を反映した回帰式を用いつつ、節電や省エネルギーの進展、必要に応じ地域特性や個別需要家の動向等を考慮して想定したものである。

(4) 2024年度夏季の供給力見通し ：原子力供給力と火力供給力

53

- 保安の観点から必要な定期点検やその他の作業による停止を考慮する（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働するものとして、供給力として見込むこととする。
- 原子力発電については、2エリア873万kW（8月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,960万kW（8月）を見込む。
- 火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2024年夏季（8月）は9エリア64万kWが可能であることを確認した。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
原子力供給力 (万kW)	0	0	0	0	0	554	0	0	319	－	873

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力供給力 (万kW)	364	1,522	3,902	1,846	332	1,570	742	451	1,021	210	11,960

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力増出力 (万kW)	0	11	32	7	5	1	4	2	4	0	64

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 広域機関から追加的な報告を求めた事業者からの提出データ合計値を記載。

(4) 2024年度夏季の供給力見通し ：水力供給力

54

- 水力発電については、9エリア1,210万kW（8月）を見込む。
- 水力発電には、貯水池式と自流式があり、その合計値を供給力として見込む。
- 貯水池式については、補修停止等を見込んだ発電可能量を見込む。
- 自流式については、降雨等によって出水量が日々変化するため、EUE算定による火力等の安定電源との代替価値を供給力として見込む。
- なお、水力発電についても火力発電と同様に、保安の観点から必要な定期検査を織り込み、その他は稼働するものとして供給力に見込むこととする。

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
水力供給力 (万kW)		65	131	227	167	165	279	37	59	79	-	1,210
内訳	自流式 (万kW)	42	119	201	155	56	194	37	39	53	-	897
	貯水池 (万kW)	22	12	26	12	109	85	0	20	26	-	312
調整係数(%)		40.0	41.0	50.2	44.8	43.1	48.3	34.2	50.7	38.0	-	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 広域機関から追加的な報告を求めた事業者からの提出データ合計値を記載。

※ 調整係数の詳細な数値は、本機関HP「2024年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2024_choseikeisu_ichiran_r1.xlsx

(4) 2024年度夏季の供給力見通し ：揚水供給力

55

- 揚水発電については、8エリア1,545万kW（最大需要時）、2,306万kW（最小予備率時）を供給力として見込む。（いずれも8月）
- 太陽光の供給力評価を時間帯別に行うことから、揚水の供給力評価についても、実運用に即し、時間毎に予備率が一定になるように配分（潜在計算※¹）する。

単位：万kW

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
定格出力	79	46	1,132	410	-	509	211	64	229	-	2,681
揚水供給力 [最大需要時]	37	46	739	269	-	311	98	45	0	-	1,545
揚水供給力 [最小予備率時]	55	46	995	384	-	416	148	64	199	-	2,306

※1 一般送配電事業者にて余力活用契約を締結している揚水を対象

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(4) 2024年度夏季の供給力見通し ：太陽光供給力

56

- 太陽光については、10エリア2,956万kW（最大需要時）、1,244万kW（最小予備率時）を見込む。（いずれも8月）
- 太陽光発電は天候、時間によって出力が変動する特性を考慮し、過去実績から安定的に見込める量を供給力として見込む。

単位：万kW

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
太陽光供給力 [最大需要時]	69	256	710	462	54	242	357	170	616	19	2,956
太陽光供給力 [最小予備率時]	15	104	237	170	21	124	171	85	310	5	1,244

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(4) 2024年度夏季の供給力見通し ：風力供給力と地熱供給力

57

- 風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、EUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込む。
- 風力については、10エリア63万kW（8月）を見込む。
- 地熱については、3エリア26万kW（8月）を見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
風力供給力 (万kW)	12	25	2	7	2	3	4	4	5	0	63
調整係数(%)	9.8	12.0	6.7	12.4	8.9	12.2	9.5	13.9	7.8	15.6	-

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力 (万kW)	1	9	—	—	—	—	—	—	16	—	26

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 調整係数の詳細な数値は、本機関HP「2024年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2024_choseikeisu_ichiran_r1.xlsx