

電力需給検証報告書

2026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) 2025年度冬季の電力需給実績の検証

(参考) 2024年度と比較した今冬の全国電力需要動向

(参考) 2025年度冬季の発電所停止状況

(参考) 関西エリアの2025年度冬季の最大需要

(参考) 各エリアにおける厳気象H1想定 of 超過日数

(3) 2025年度冬季の電力需給実績の検証まとめ

(4) 2026年度夏季の電力需給見通しの基本的な考え方 (概要)

(5) 2026年度夏季の電力需給見通し

(6) 2026年度夏季の電力需給見通しまとめ

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

(1) 電力需給検証の概要

- 2025年度冬季の電力需給実績
2025年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2026年度夏季の電力需給見通し
厳気象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需要をベースに厳気象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追加供給力公募等を反映
電力需給 バランスの検証	<p>厳気象H1需要に対して予備率3%の確保の確認</p> <p>※ 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、厳気象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</p> <p>※ 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</p>

※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) 2025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(2月9日 9～10時)

■ 全国最大需要は2月9日9～10時に発生し、需要は15,418万kW、予備率は8.7%であった。

エリア	実績					厳気象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 【万kW】	予備率
北海道	2月9日 (月)	9～10時 [18～19時]	492	555	12.7% [12.7%]	571	591	3.4%
東北			1,436	1,563	8.9% [1.9%]	1,477	1,528	3.4%
東京			5,029	5,613	11.6% [12.2%]	5,396	5,582	3.4%
中部			2,259	2,384	5.5% [8.9%]	2,411	2,589	7.4%
北陸			499	529	6.0% [6.0%]	537	577	7.4%
関西			2,610	2,755	5.5% [5.5%]	2,571	2,760	7.4%
中国			1,061	1,107	4.4% [4.4%]	1,070	1,149	7.4%
四国			449	522	16.3% [15.7%]	476	575	20.8%
九州			1,486	1,586	6.7% [6.3%]	1,608	1,726	7.4%
全国9エリア			15,320	16,612	8.4% [8.4%]	16,118	17,078	6.0%
沖縄 ^{※4}			98	148	52.2% [38.2%]	113	162	43.4%
全国10エリア			15,418	16,760	8.7% [8.7%]	16,231	17,240	6.2%

※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)

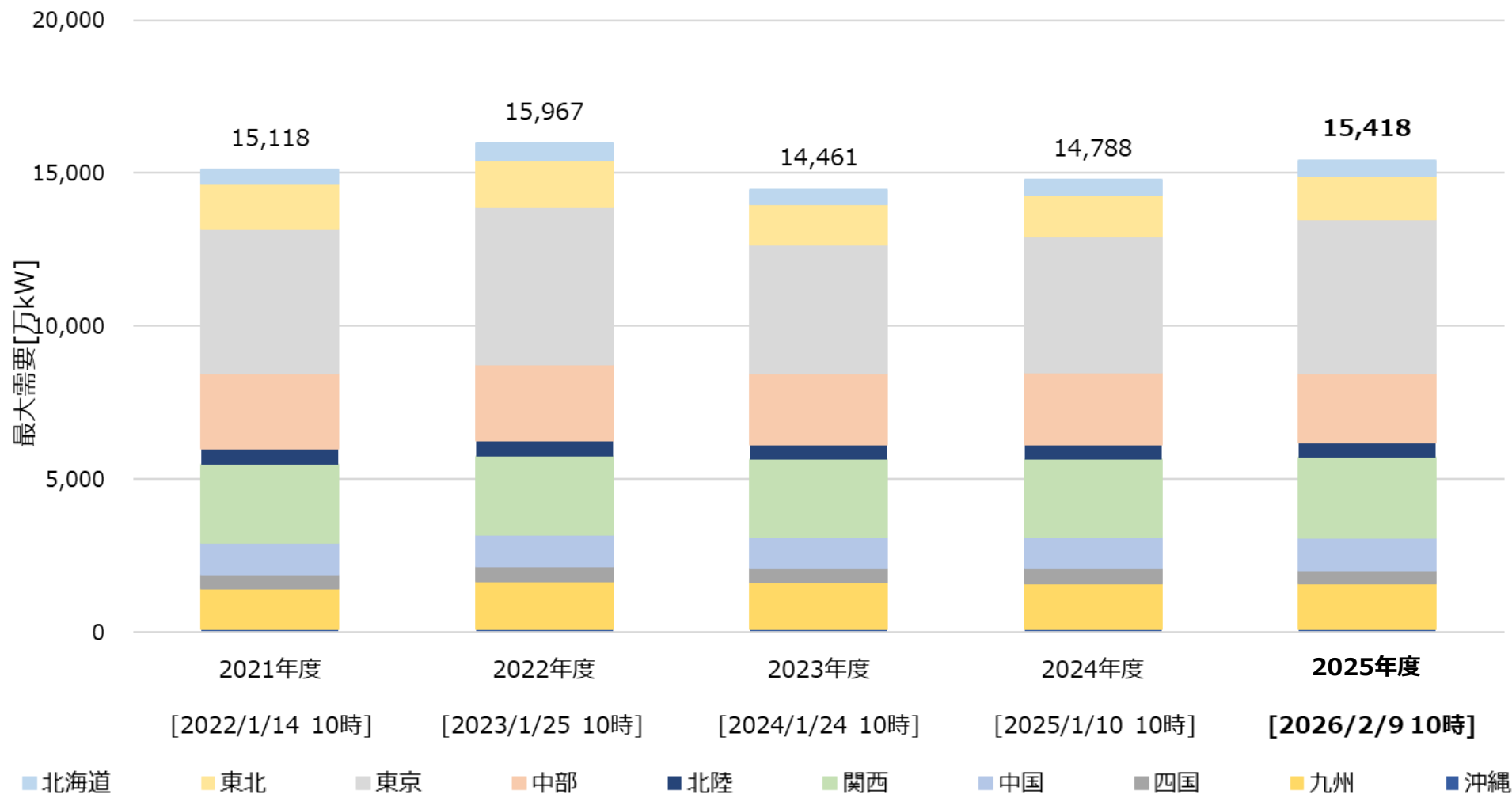
※3 最大需要実績発生月に対応する2025年度冬季見通しでの想定値。供給力および予備率は連系線活用後（予備率均平化後）の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※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ること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) 2025年度冬季の電力需給実績の検証 : 2021~2025年度における全国最大需要実績の推移

■ 今冬の全国最大需要は、昨年度を上回り、至近5年間で2番目の実績であった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日

- 1月は加重平均気温が下回り、平均日電力量は上回った。
- 2月は月初の寒波により最大需要は上回ったが、後半は暖かい日が多く、平均日電力量は下回った。

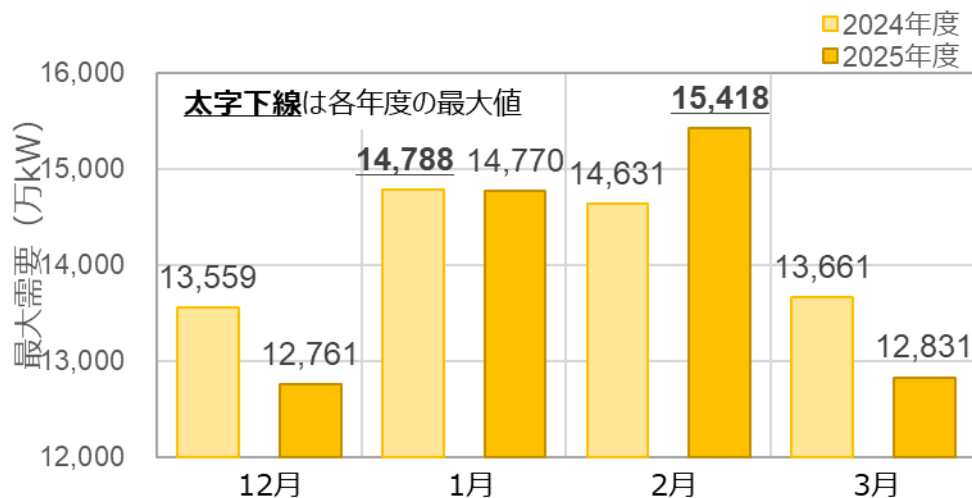
【各月の加重平均気温】※1

	12月	1月	2月	3月	単位：℃
2025年度(A)	8.2	5.0	7.5	10.3	
2024年度(B) ※2	7.3	5.8	5.0	10.1	
(括弧内の気温差はA-B)	(+ 0.9)	(▲ 0.8)	(+ 2.5)	(+ 0.2)	
平年気温(C)	7.3	5.0	5.6	8.9	
(括弧内の気温差はA-C)	(+ 0.9)	(+ 0.0)	(+ 1.9)	(+ 1.4)	

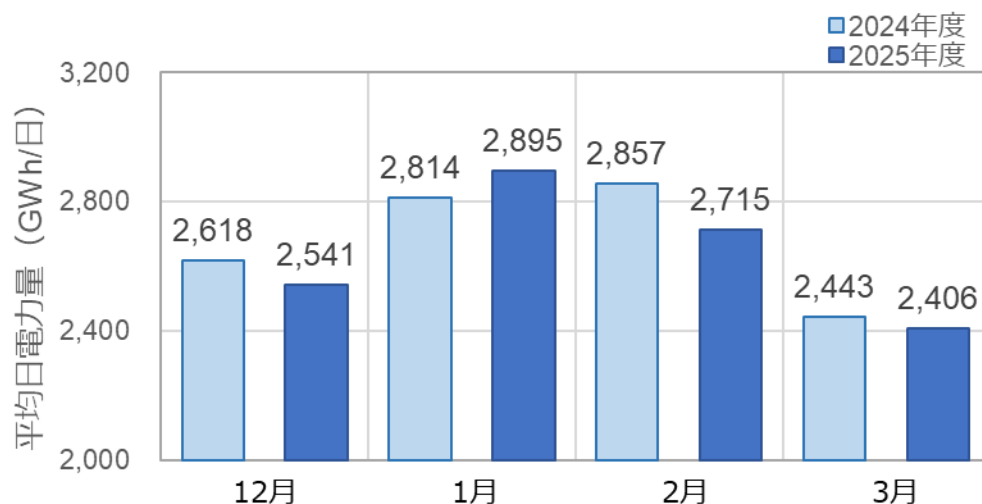
※1 一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出した気温

※2 2025年度の暦日と曜日に合わせて算定した気温

【各月の最大需要】

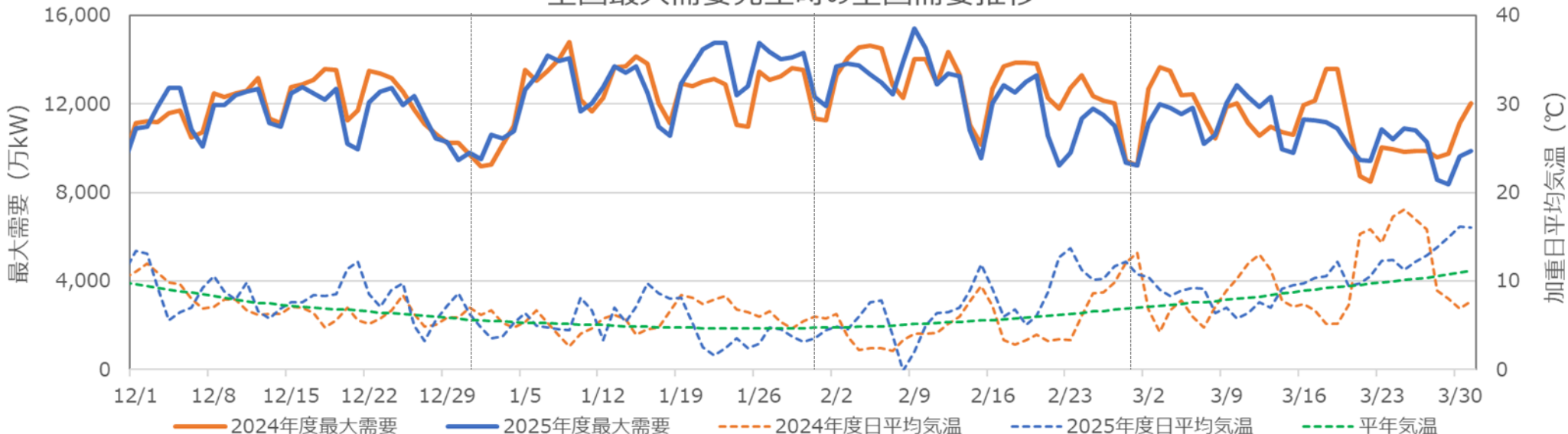


【各月の平均日電力量(平日)】

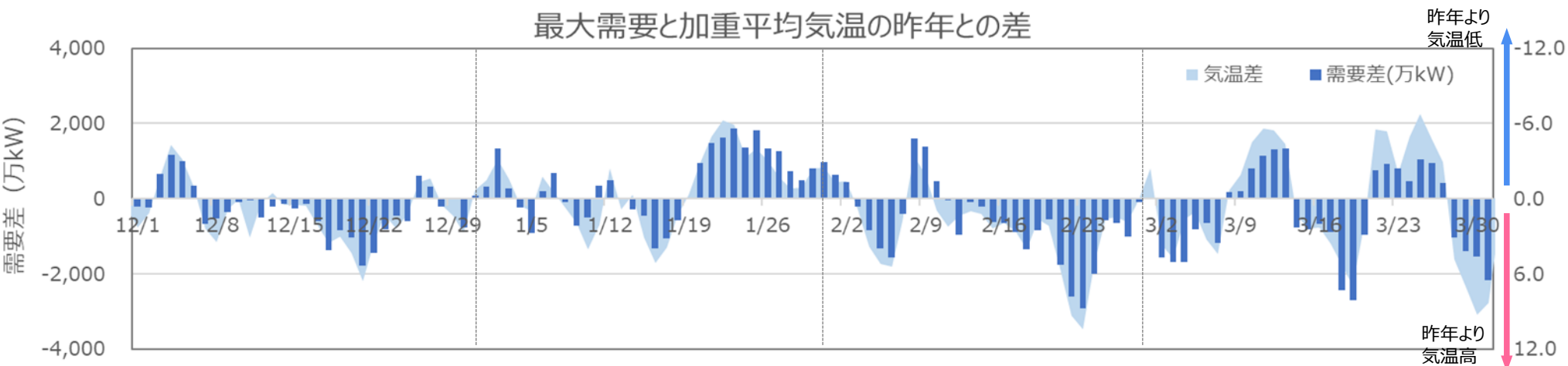


■ 1月中旬～2月上旬は昨年より気温が低く、需要増となった。

全国最大需要発生時の全国需要推移



最大需要と加重平均気温の昨年との差



(2) 2025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(2月9日 9～10時)

■ 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、▲940万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	16,760	17,700	▲ 940	
原子力	987	956	+ 31	
火力	11,147	12,203	▲ 1,056	計画外停止 ^{※2} ▲ 283(▲2.4%) 需給停止 ^{※3} ▲ 281 火力増出力未実施分 ▲ 99 その他 ^{※4} ▲ 393 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	744	979	▲ 235	出水状況および貯水池運用による減
揚水 ^{※5}	1,367	1,650	▲ 283	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	1,836	724	+ 1,112	
風力	289	249	+ 40	
地熱	35	35	+ 0	
その他 ^{※6}	355	904	▲ 549	

※1 前回の電力需給検証報告書（2025年10月）における2025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÷（実績+計画外停止+需給停止）」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。

(2) 2025年度冬季の電力需給実績の検証 9 : 全国最大需要日における最小予備率時の供給力実績(2月9日 18~19時)

- 太陽光の発電量が減少する最小予備率時の想定と実績の比較では、供給力は▲1,598万kWの差であり、予備率は1.2%減の8.7%であった。

(送電端 万kW、%)

	実績	想定 ^{※1}	実績－想定
需要	14,142	15,446	▲ 1,304
供給力	15,366	16,964	▲ 1,598
原子力	988	956	+ 32
火力	11,363	12,203	▲ 840
水力	878	979	▲ 101
揚水 ^{※2}	1,296	1,335	▲ 39
太陽光	1	0	+ 1
風力	341	249	+ 92
地熱	34	35	▲ 1
その他 ^{※3}	465	1,207	▲ 742
予備率	8.7	9.8	▲ 1.2

※1 前回の電力需給検証報告書（2025年10月）における2025年度冬季見通し。

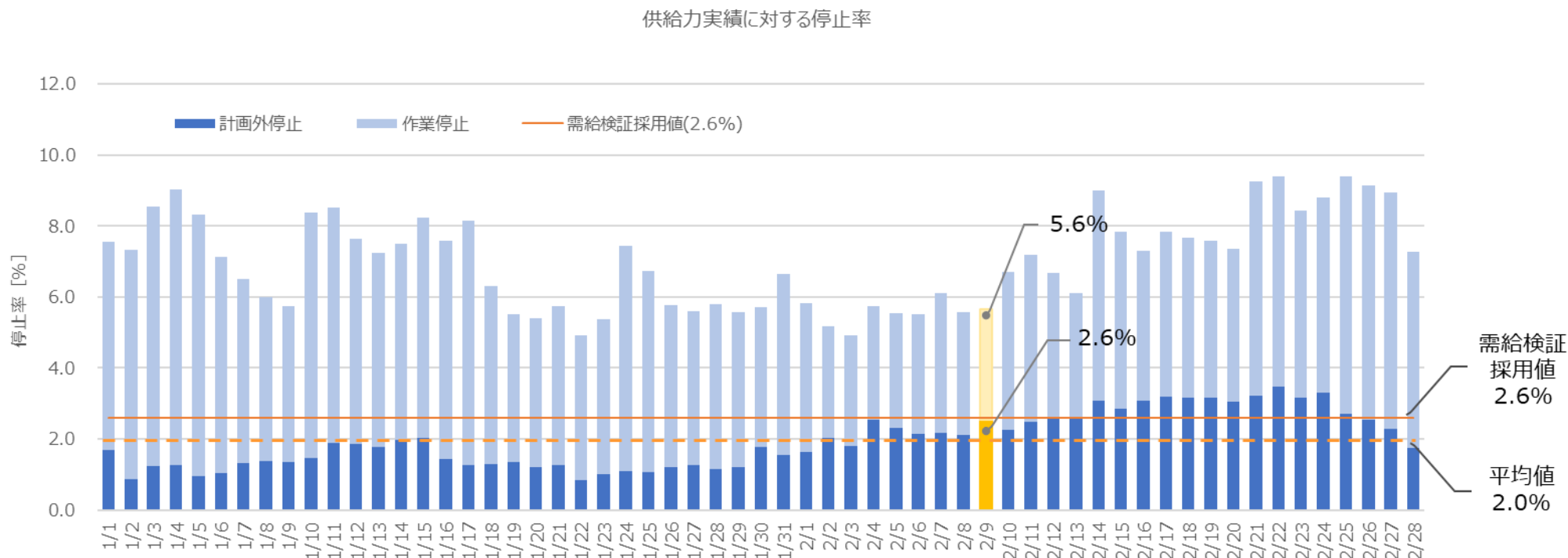
供給力は計画外停止率を考慮していない値。

※2 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。

※3 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 (2月9日) で2.6%、期間平均で2.0%であった。また、作業停止分も含めた最大需要発生日の供給力減少は5.6%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 (2025年10月) において計画されていない作業に伴う供給力の変化量

(2) 2025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

■ 各エリアとも、最大需要発生時において安定供給を確保した。

エリア	実績					厳気象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 【万kW】	予備率
北海道	1月26日(月)	10～11時 [18～19時]	507	548	7.9% [7.9%]	571	601	5.2%
東北	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	1,436	1,563	8.9% [1.9%]	1,501	1,569	4.6%
東京	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	5,029	5,613	11.6% [12.2%]	5,482	5,732	4.6%
中部	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	2,259	2,384	5.5% [8.9%]	2,425	2,658	9.6%
北陸	1月22日(木)	9～10時 [18～19時]	517	577	11.6% [11.6%]	540	593	9.8%
関西	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	2,610	2,755	5.5% [5.5%]	2,586	2,834	9.6%
中国	2月9日(月)	9～10時 [18～19時]	1,061	1,107	4.4% [4.4%]	1,076	1,180	9.6%
四国	2月9日(月)	8～9時 [18～19時]	466	535	14.7% [15.7%]	476	595	24.8%
九州	2月9日(月)	8～9時 [18～19時]	1,506	1,600	6.2% [6.3%]	1,617	1,772	9.6%
沖縄 ^{※4}	2月9日(月)	19～20時 [19～20時]	103	142	38.2% [38.2%]	113	167	47.3%

※1 括弧内は、各エリア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2025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る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) 2025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

- 関西エリアは、前日からの気温低下等の影響により、冬季の厳気象H1需要想定を上回った。
- その他エリアの冬季最大需要は、1・2月に発生。気温影響等により、厳気象H1需要想定を下回った。

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	1/26 11:00	2/9 10:00	2/9 10:00	2/9 10:00	1/22 10:00	2/9 10:00	2/9 10:00	2/9 9:00	2/9 9:00	2/9 20:00	—
需要想定 ^{※1}	571	1,501	5,482	2,425	540	2,586	1,076	490	1,617	113	16,401
需要実績 ^{※2}	507 (492)	1,436 (1,436)	5,029 (5,029)	2,259 (2,259)	517 (499)	2,610 (2,610)	1,061 (1,061)	466 (449)	1,506 (1,486)	103 (98)	15,494 (15,418)
差分	▲ 64	▲ 65	▲ 453	▲ 166	▲ 23	+ 25	▲ 16	▲ 24	▲ 111	▲ 10	▲ 906
気温影響等	▲ 58	▲ 60	▲ 445	▲ 126	▲ 22	▲ 83	▲ 73	▲ 36	▲ 93	▲ 13	▲ 1,009
発動指令電源 ^{※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	▲ 6	▲ 6	▲ 8	▲ 41	▲ 1	+ 108	+ 57	+ 12	▲ 17	+ 3	+ 103

<厳気象対象年度の設定>

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

※1 最大需要実績発生月に対応する2025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（2026年2月9日 9～10時）の需要実績値。

※3 発動指令電源のうち、最大需要発生時における需要側での期待値。

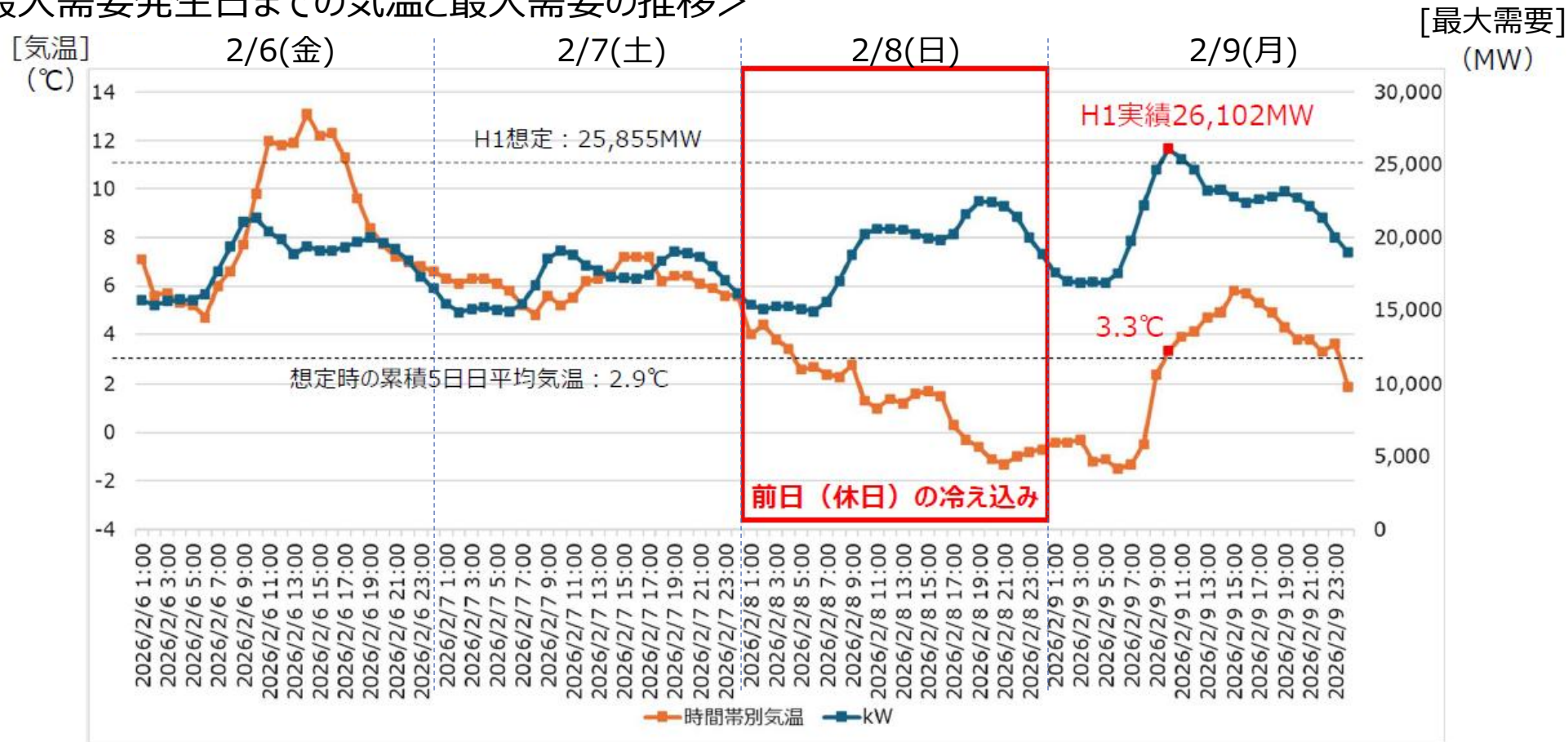
※4 括弧内の数値は、当該一日を通じた最大値。

※ 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。

■ 関西エリアでは、最大需要発生時の気温は、厳気象年度（2017年度）より高かったものの、前日に例年より気温が低下したことや、最大需要発生日が月曜日であり、週始めの立ち上がりによる暖房需要等が増加したことで、想定より実績が上回った。

＜最大需要発生日までの気温と最大需要の推移＞



- 2月に、関西エリアで厳気象H1想定を超える需要が発生した。

12～3月における厳気象H1想定の超過日数

単位：日

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
12月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2月	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
3月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1

※ 各月の日需要実績に対し、需給検証で想定した月毎の厳気象H1需要を超過した日数をカウント

- 全国最大需要時の実績は、2月9日9～10時の15,418万kWであり、至近5年間で見ると、2番目の実績となった。
- 全国最大需要日の予備率は、最大需要時および最小予備率時ともに8.7%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実績では、2月の関西エリアで、冬季の厳気象H1想定を超える需要となった。
- 2026年度冬季の需給検証に向け、厳気象H1想定を超過した上記のエリアについては、当該エリアの一般送配電事業者とともに、今回実績を踏まえた需要想定とするように検討していく。

(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。
 - ✓ 最小予備率時：太陽光の出力が減少する夕刻から夜間を対象に広域機関が指定した時間帯
- 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79社)
 - ⇒ 2025年度の供給計画における2025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年程度の各月前後半最大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) 2026年度夏季の電力需給見通し

: 2026年度夏季需給見通し (最大需要時) (1/2)

〈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月前半】	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	7,873	500	1,448	5,925	9,615	2,630	511	2,974	1,106	549	1,845	17,488	207	17,695
最大需要電力	7,239	438	1,266	5,535	8,844	2,457	477	2,778	999	464	1,668	16,082	180	16,262
供給予備力	634	63	182	390	771	173	34	196	106	85	177	1,406	28	1,433
供給予備率	8.8	14.3	14.3	7.0	8.7	7.0	7.0	7.0	10.6	18.4	10.6	8.7	15.3	8.8
予備力3%確保 に対する余剰分	417	50	144	224	506	99	19	112	76	71	127	923	22	945

【7月後半】	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	8,521	553	1,589	6,379	10,164	2,703	545	3,082	1,179	637	2,019	18,685	211	18,896
最大需要電力	7,799	486	1,395	5,919	9,025	2,485	501	2,834	1,048	488	1,669	16,825	180	17,004
供給予備力	722	68	194	460	1,139	217	44	248	130	149	350	1,861	31	1,891
供給予備率	9.3	13.9	13.9	7.8	12.6	8.8	8.8	8.8	12.4	30.5	21.0	11.1	17.0	11.1
予備力3%確保 に対する余剰分	488	53	153	282	868	143	29	163	99	134	300	1,356	25	1,381

【8月前半】	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	8,411	550	1,583	6,277	10,081	2,688	542	3,066	1,223	614	1,948	18,492	214	18,706
最大需要電力	7,801	486	1,396	5,919	9,023	2,485	501	2,834	1,047	488	1,668	16,824	183	17,008
供給予備力	609	65	186	358	1,058	203	41	232	176	126	280	1,667	31	1,698
供給予備率	7.8	13.3	13.3	6.1	11.7	8.2	8.2	8.2	16.8	25.8	16.8	9.9	16.8	10.0
予備力3%確保 に対する余剰分	375	50	144	181	787	129	26	147	145	111	230	1,163	25	1,188

- ※ 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) 2026年度夏季の電力需給見通し

: 2026年度夏季需給見通し (最大需要時) (2/2)

〈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,%)

【8月後半】	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	8,339	535	1,577	6,227	9,764	2,634	531	3,004	1,176	547	1,873	18,103	214	18,317
最大需要電力	7,769	486	1,401	5,881	9,029	2,488	501	2,837	1,047	488	1,668	16,797	183	16,981
供給予備力	570	49	176	346	735	146	29	167	128	60	205	1,305	31	1,336
供給予備率	7.3	10.1	12.5	5.9	8.1	5.9	5.9	5.9	12.3	12.3	12.3	7.8	16.8	7.9
予備力3%確保 に対する余剰分	337	34	134	169	464	72	14	82	97	45	155	801	25	827

【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	7,833	477	1,525	5,831	9,305	2,582	516	2,878	1,085	548	1,697	17,139	211	17,350
最大需要電力	7,299	417	1,332	5,550	8,746	2,457	491	2,739	1,011	464	1,583	16,045	161	16,206
供給予備力	534	60	193	281	559	125	25	139	73	84	114	1,094	51	1,144
供給予備率	7.3	14.5	14.5	5.1	6.4	5.1	5.1	5.1	7.2	18.0	7.2	6.8	31.6	7.1
予備力3%確保 に対する余剰分	315	48	153	115	297	51	10	57	43	70	67	612	46	658

- ※ 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

- ※ 9月は、9/1~18の期間で評価
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2026年度夏季の電力需給見通し

: 2026年度夏季需給見通し (最小予備率時) (1/2)

〈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月前半】	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	7,454	454	1,340	5,660	9,262	2,536	494	2,940	1,039	508	1,745	16,715	200	16,915
最大需要電力	7,023	428	1,262	5,333	8,705	2,389	465	2,770	979	456	1,645	15,728	177	15,905
供給予備力	430	26	77	327	557	146	28	170	60	52	101	987	23	1,010
供給予備率	6.1	6.1	6.1	6.1	6.4	6.1	6.1	6.1	6.1	11.3	6.1	6.3	12.8	6.4
予備力3%確保 に対する余剰分	220	13	39	167	296	75	15	87	31	38	51	516	17	533

【7月後半】	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	8,042	505	1,458	6,079	9,765	2,643	533	3,048	1,139	589	1,812	17,807	203	18,010
最大需要電力	7,636	470	1,358	5,809	8,851	2,412	487	2,781	1,039	480	1,652	16,487	177	16,664
供給予備力	406	35	101	270	914	231	47	267	100	110	160	1,320	26	1,345
供給予備率	5.3	7.4	7.4	4.6	10.3	9.6	9.6	9.6	9.7	22.8	9.7	8.0	14.6	8.1
予備力3%確保 に対する余剰分	177	21	60	96	649	159	32	183	69	95	110	825	20	846

【8月前半】	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	7,995	506	1,477	6,012	9,683	2,616	527	3,013	1,149	550	1,827	17,678	203	17,881
最大需要電力	7,651	470	1,372	5,809	8,855	2,415	487	2,782	1,039	480	1,652	16,505	182	16,687
供給予備力	344	36	105	203	828	201	40	231	110	70	175	1,173	22	1,194
供給予備率	4.5	7.7	7.7	3.5	9.4	8.3	8.3	8.3	10.6	14.6	10.6	7.1	12.0	7.2
予備力3%確保 に対する余剰分	115	22	64	29	563	128	26	148	79	56	126	677	16	694

※ 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、発動指令電源および東京エリアのkW公募落札量を含める
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2026年度夏季の電力需給見通し

: 2026年度夏季需給見通し (最小予備率時) (2/2)

〈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,%)

【8月後半】	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	7,985	499	1,463	6,022	9,444	2,545	513	2,931	1,132	523	1,801	17,428	203	17,632
最大需要電力	7,654	470	1,376	5,809	8,855	2,415	487	2,782	1,039	480	1,652	16,509	182	16,691
供給予備力	330	30	87	213	589	129	26	149	93	43	148	919	22	941
供給予備率	4.3	6.3	6.3	3.7	6.7	5.4	5.4	5.4	9.0	9.0	9.0	5.6	12.0	5.6
予備力3%確保 に対する余剰分	101	16	46	39	323	57	11	65	62	29	99	424	16	440

【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	7,434	453	1,414	5,566	8,936	2,484	487	2,825	1,017	516	1,606	16,370	202	16,572
最大需要電力	7,044	419	1,285	5,340	8,515	2,383	467	2,710	976	437	1,541	15,560	157	15,717
供給予備力	390	35	129	226	420	101	20	115	41	79	65	810	45	855
供給予備率	5.5	8.3	10.0	4.2	4.9	4.2	4.2	4.2	4.2	18.0	4.2	5.2	28.4	5.4
予備力3%確保 に対する余剰分	178	22	91	66	165	29	6	33	12	65	19	343	40	383

- ※ 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

- ※ 9月は、9/1~18の期間で評価
- ※ 供給力には、発動指令電源および東京エリアのkW公募落札量を含める
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(2) 2026年度夏季の電力需給見通し ：稀頻度リスク評価

- 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。
- 7月前半の沖縄エリアにおいて、稀頻度リスクに必要な供給力を2万kW下回る見通しであるが、電源I' 厳気象対応調整力を活用することで対応可能。

※ 平年H3需要：2026年度供給計画の第1年度(2026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（2026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	506	1,347	5,501	2,368	491	2,688	1,002	469	1,586	162
平年H3需要×1%	5	13	55	24	5	27	10	5	16	2

○稀頻度リスク評価（連系線制約が顕在化するブロックにおいて評価）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月前半	稀頻度リスクに必要な供給力	19		110			26	5	26	24	
	予備率3%確保に対する余力	193		455			204	71	204	22	
7月後半	稀頻度リスクに必要な供給力	19	55	55			10	5	16	24	
	予備率3%確保に対する余力	206	282	335			99	134	300	25	
8月前半	稀頻度リスクに必要な供給力	19	55	55			26	5	26	24	
	予備率3%確保に対する余力	195	181	301			375	111	375	25	
8月後半	稀頻度リスクに必要な供給力	5	13	110			31			24	
	予備率3%確保に対する余力	34	134	337			297			25	
9月	稀頻度リスクに必要な供給力	19		110			26	5	26	24	
	予備率3%確保に対する余力	200		232			110	70	110	46	

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

- 3/16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、厳気象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、東京エリアのkW公募落札量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、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、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 執行役員系統運用部長

加藤 和男

電源開発株式会社 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)

黒田 嘉彰

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

小柳 聡志

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室長

佐久 秀弥

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)

(2025年10月現在)

○第117回委員会（2026年3月16日）

（議題）

- ・2026年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

○第118回委員会（2026年5月14日）

（議題）

- ・電力需給検証報告書（案）について