電力需給検証報告書

2026年10月

電力広域的運営推進機関
Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators,JAPAN
OCCTO

目次

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）2026年度夏季の電力需給実績の検証
(参考) 2025年度と比較した今夏の全国電力需要動向
(参考) 2026年度夏季の発電所停止状況
(参考) 中部エリアの2026年度夏季の最大需要
(参考) 中国エリアの2026年度夏季の最大需要
(参考) 四国エリアの2026年度夏季の最大需要
(参考) 九州エリアの2026年度夏季の最大需要
(参考) 各エリアにおける厳気象H1想定の超過日数
（３）2026年度夏季の電力需給実績の検証まとめ
（４）2026年度冬季の電力需給見通しの基本的な考え方（概要）
（５）2026年度冬季の電力需給見通し
(参考) 北海道エリアの稀頻度評価における電源脱落量
（６）2026年度冬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

- 2026年度夏季の電力需給実績
  2026年度夏季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2026年度冬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	厳気象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ケ月前を目安に、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かを検証するもの ※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）2026年度夏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(7月22日 14～15時)

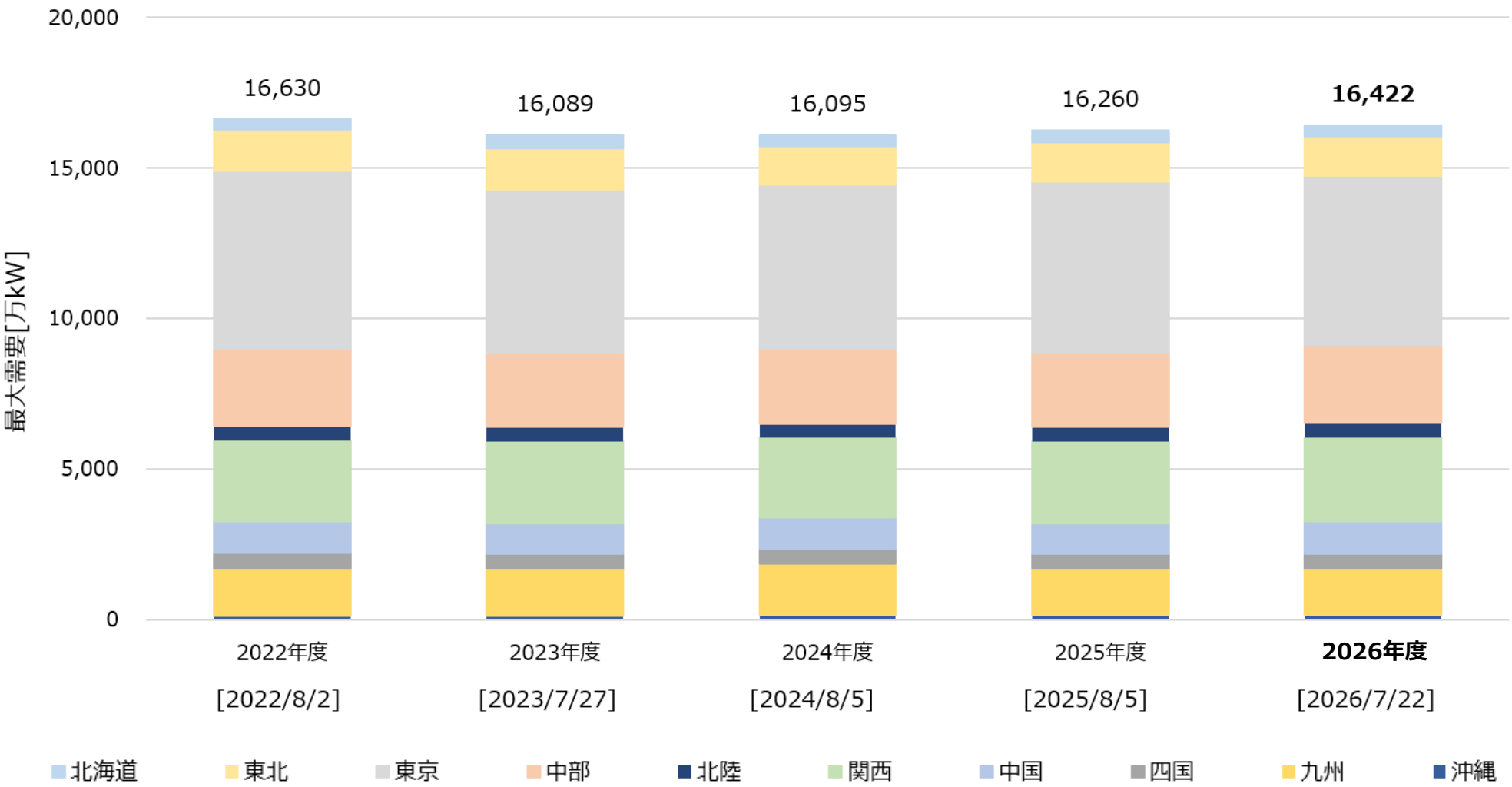
■ 全国最大需要は7月22日14～15時に発生し、需要は16,422万kW、予備率は6.9%であった。

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	7月22日 （水）	14～15時 [16～17時]	374	408	9.1% [7.9%]	486	553	13.9%
東北			1,293	1,377	6.5% [9.3%]	1,395	1,589	13.9%
東京			5,642	5,827	3.3% [3.3%]	5,919	6,379	7.8%
中部			2,571	2,894	12.5% [7.8%]	2,485	2,703	8.8%
北陸			483	491	1.8% [1.5%]	501	545	8.8%
関西			2,802	2,930	4.5% [4.5%]	2,834	3,082	8.8%
中国			1,061	1,147	8.1% [5.8%]	1,048	1,179	12.4%
四国			481	551	14.5% [14.4%]	488	637	30.5%
九州			1,560	1,733	11.1% [5.6%]	1,669	2,019	21.0%
全国9エリア			16,267	17,358	6.7% [5.5%]	16,825	18,685	11.1%
沖縄※4			155	196	26.1% [25.9%]	180	211	17.0%
全国10エリア			16,422	17,553	6.9% [5.6%]	17,004	18,896	11.1%

※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2026年度夏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）2026年度夏季の電力需給実績の検証
：2022～2026年度における全国最大需要実績の推移

■ 今夏の全国最大需要は、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

（参考）2025年度と比較した今夏の全国電力需要動向（月別）

- 気温は期間を通じて昨年を下回ったが、7月中旬～下旬に高気温が続き、7月の最大需要(kW)は昨年を上回った。
- その他の期間は、最大需要(kW)・平均日電力量(kWh)も概ね昨年を下回った。

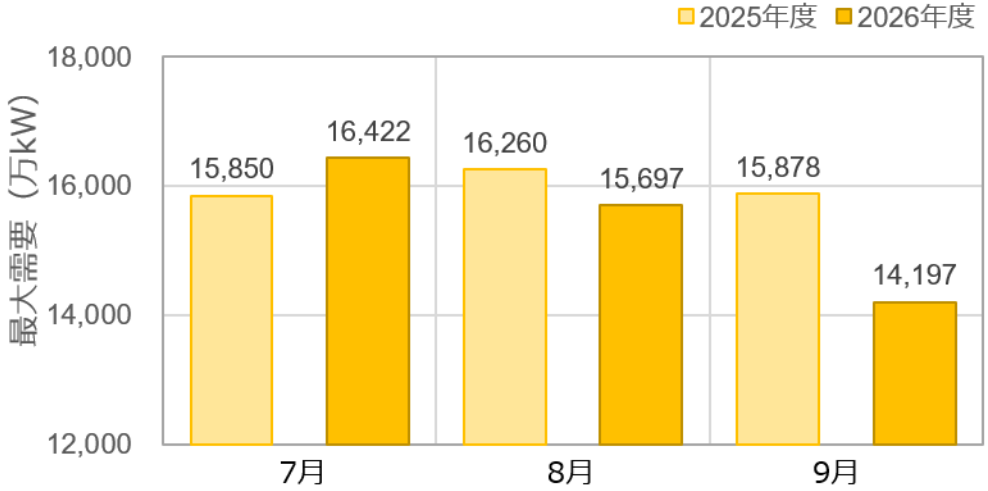
【各月の加重平均気温】※1

単位：℃

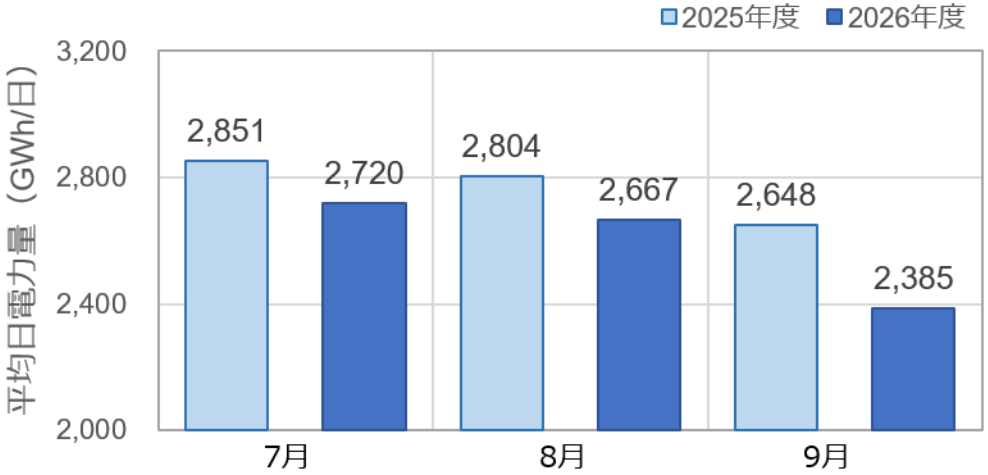
	7月	8月	9月
2026年度(A)	28.0	28.2	23.8
2025年度(B) ※2 (括弧内の気温差はA-B)	29.0 (▲ 1.0)	29.7 (▲ 1.5)	26.8 (▲ 3.0)
平年気温(C) (括弧内の気温差はA-C)	26.2 (+ 1.8)	27.4 (+ 0.8)	23.8 (+ 0.0)

※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 2026年度の暦日と曜日を合わせて算定した気温

【各月の最大需要】

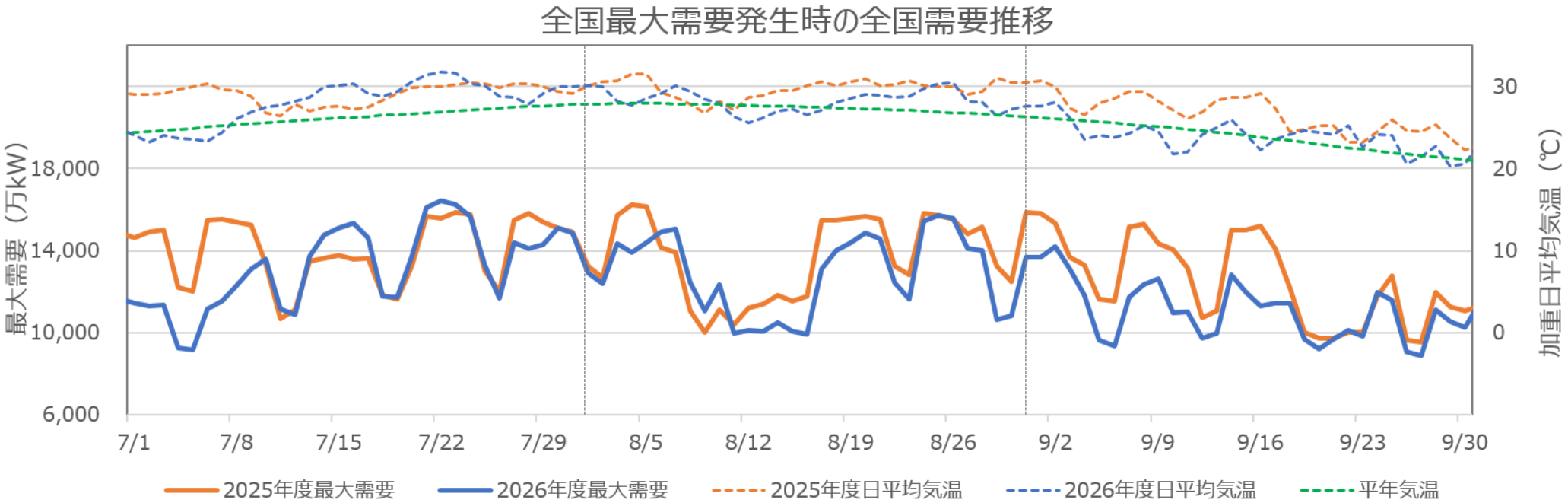


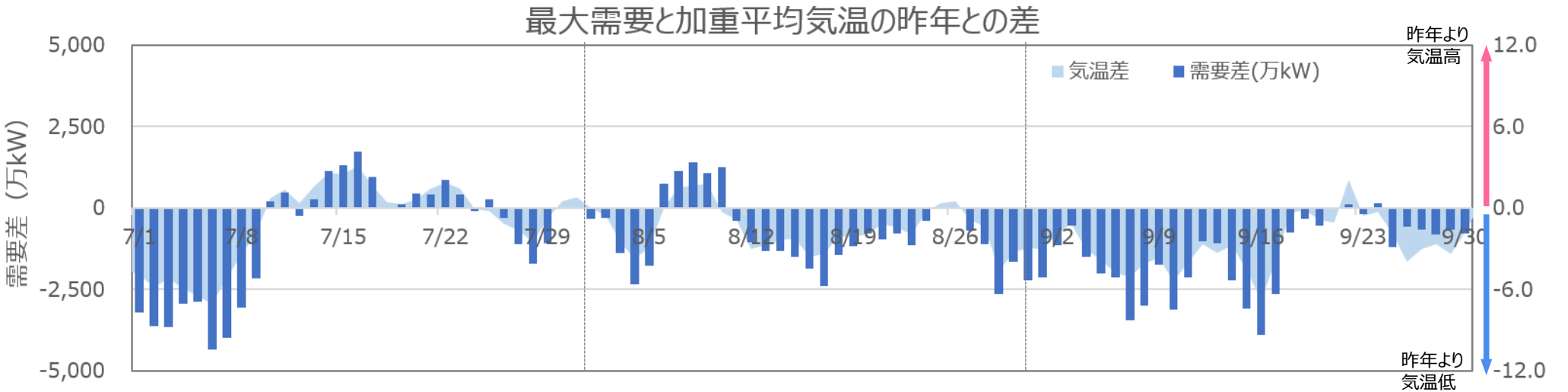
【各月の平均日電力量(平日)】



（参考）2025年度と比較した今夏の全国電力需要動向（日別）

■ 7月中旬～下旬は高気温が続き、昨年を上回る需要となった。





（２）2026年度夏季の電力需給実績の検証
：全国最大需要時の供給力実績(7月22日 14～15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、▲1,847万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	17,553	19,400	▲ 1,847		
原子力	1,059	1,053	＋ 6		
火力	10,398	11,293	▲ 895	計画外停止※2 ▲ 292(▲2.7%) 需給停止※3 ▲ 145 火力増出力未実施分 ▲ 64 その他※4 ▲ 394	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	971	1,246	▲ 275		出水状況および貯水池運用による減
揚水※5	776	1,537	▲ 761		需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	4,126	3,186	＋ 940		
風力	149	77	＋ 72		
地熱	23	26	▲ 3		
その他※6	51	983	▲ 932		

※1　前回の電力需給検証報告書（2026年5月）における2026年度夏季見通し。
　　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）2026年度夏季の電力需給実績の検証
：全国最大需要日における最小予備率時の供給力実績(7月22日 16～17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▲1,432万kWの差であり、予備率は5.3%減の5.6%であった。

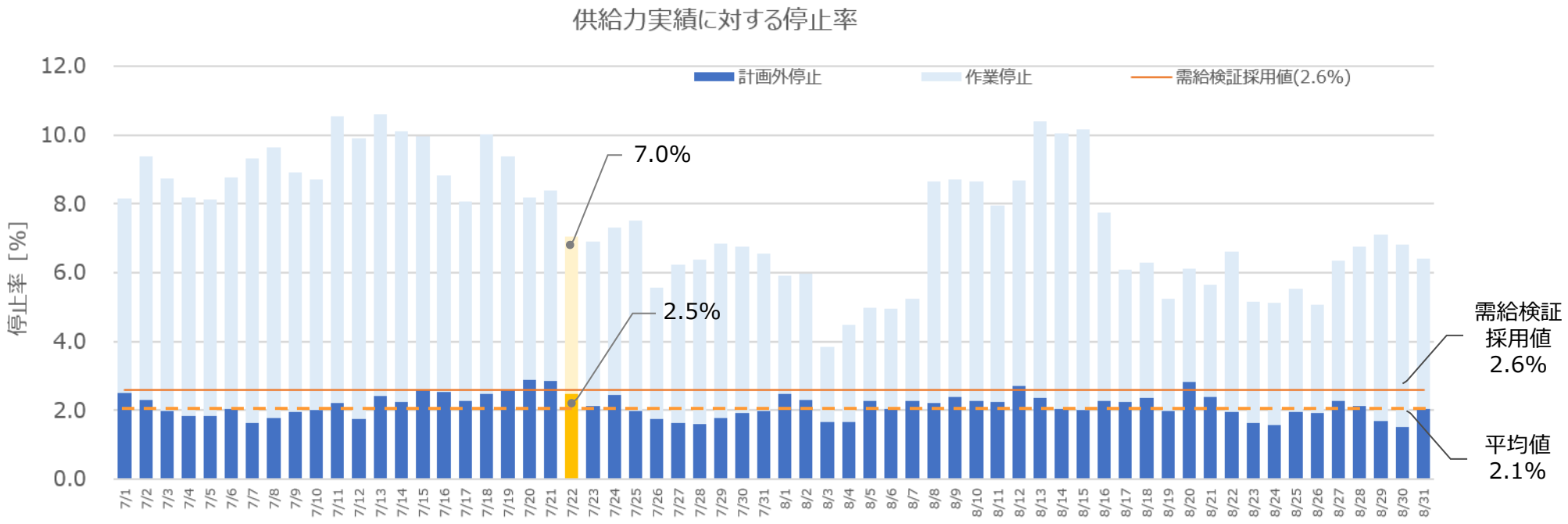
（送電端　万kW、%）

		実績	想定※1	実績－想定
需要		16,147	16,664	▲ 517
供給力		17,058	18,490	▲ 1,432
	原子力	1,058	1,053	＋ 5
	火力	10,665	11,293	▲ 628
	水力	1,066	1,246	▲ 180
	揚水※2	1,535	2,082	▲ 547
	太陽光	2,075	1,385	＋ 690
	風力	109	77	＋ 32
	地熱	23	26	▲ 3
	その他※3	527	1,329	▲ 802
予備率		5.6	11.0	▲ 5.3

※1　前回の電力需給検証報告書（2026年5月）における2026年度夏季見通し。
　　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。

（参考）2026年度夏季の発電所停止状況（7月1日～8月31日）

■ 計画外停止率は最大需要発生日（7月22日）で2.5%、期間平均で2.1%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7.0%であった。



※　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（2026年5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）2026年度夏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

■ 北陸エリアにおいて、最大需要時の予備率は3%を下回っていたが、全国大では予備率6.9%であった(全国最大需要発生日と同時刻)。

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	8月7日（金）	11～12時 [16～17時]	447	544	21.9% [10.7%]	486	569	17.0%
東北	8月25日（火）	14～15時 [16～17時]	1,330	1,509	13.5% [12.0%]	1,401	1,632	16.5%
東京	7月22日（水）	14～15時 [16～17時]	5,642	5,827	3.3% [3.3%]	5,919	6,533	10.4%
中部	7月22日（水）	14～15時 [16～17時]	2,571	2,894	12.5% [7.8%]	2,503	2,770	10.6%
北陸	7月22日（水）	14～15時 [16～17時]	483	491	1.8% [1.5%]	504	558	10.6%
関西	7月23日（木）	14～15時 [16～17時]	2,824	3,014	6.7% [6.0%]	2,855	3,159	10.6%
中国	8月3日（月）	14～15時 [16～17時]	1,080	1,196	10.8% [8.0%]	1,048	1,259	20.1%
四国	8月3日（月）	13～14時 [16～17時]	502	561	11.8% [9.9%]	488	636	30.3%
九州	8月3日（月）	14～15時 [16～17時]	1,709	1,885	10.3% [9.9%]	1,669	2,005	20.1%
沖縄※4	7月24日（金）	14～15時 [16～17時]	168	204	21.6% [17.2%]	180	216	20.2%

※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2026年度夏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。

（２）2026年度夏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

■ 中部・中国・四国・九州の4エリアで、高気温の影響により、夏季の厳気象H1需要想定を上回った。

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
エリア最大需要発生日時	8/7 12:00	8/25 15:00	7/22 15:00	7/22 15:00	7/22 15:00	7/23 15:00	8/3 15:00	8/3 14:00	8/3 15:00	7/24 15:00
需要想定※1	490	1,401	5,919	2,503	504	2,855	1,048	488	1,675	180
需要実績※2	447 (374)	1,330 (1,293)	5,642 (5,642)	2,571 (2,571)	483 (483)	2,824 (2,802)	1,080 (1,061)	502 (481)	1,709 (1,560)	168 (155)
差分	▲ 43	▲ 72	▲ 278	＋ 68	▲ 22	▲ 30	＋ 32	＋ 14	＋ 34	▲ 12
気温影響等	▲ 47	▲ 67	＋ 15	＋ 23	▲ 26	▲ 37	＋ 28	＋ 24	＋ 82	▲ 15
発動指令電源※3※4	＋ 0 (0)	＋ 0 (0)	＋ 0 (▲62)	＋ 0 (▲34)	＋ 0 (▲6)	＋ 0 (0)	＋ 0 (0)	＋ 0 (0)	＋ 0 (0)	＋ 0 (0)
その他	＋ 4	▲ 5	▲ 292	＋ 45	＋ 4	＋ 7	＋ 4	▲ 11	▲ 48	＋ 3

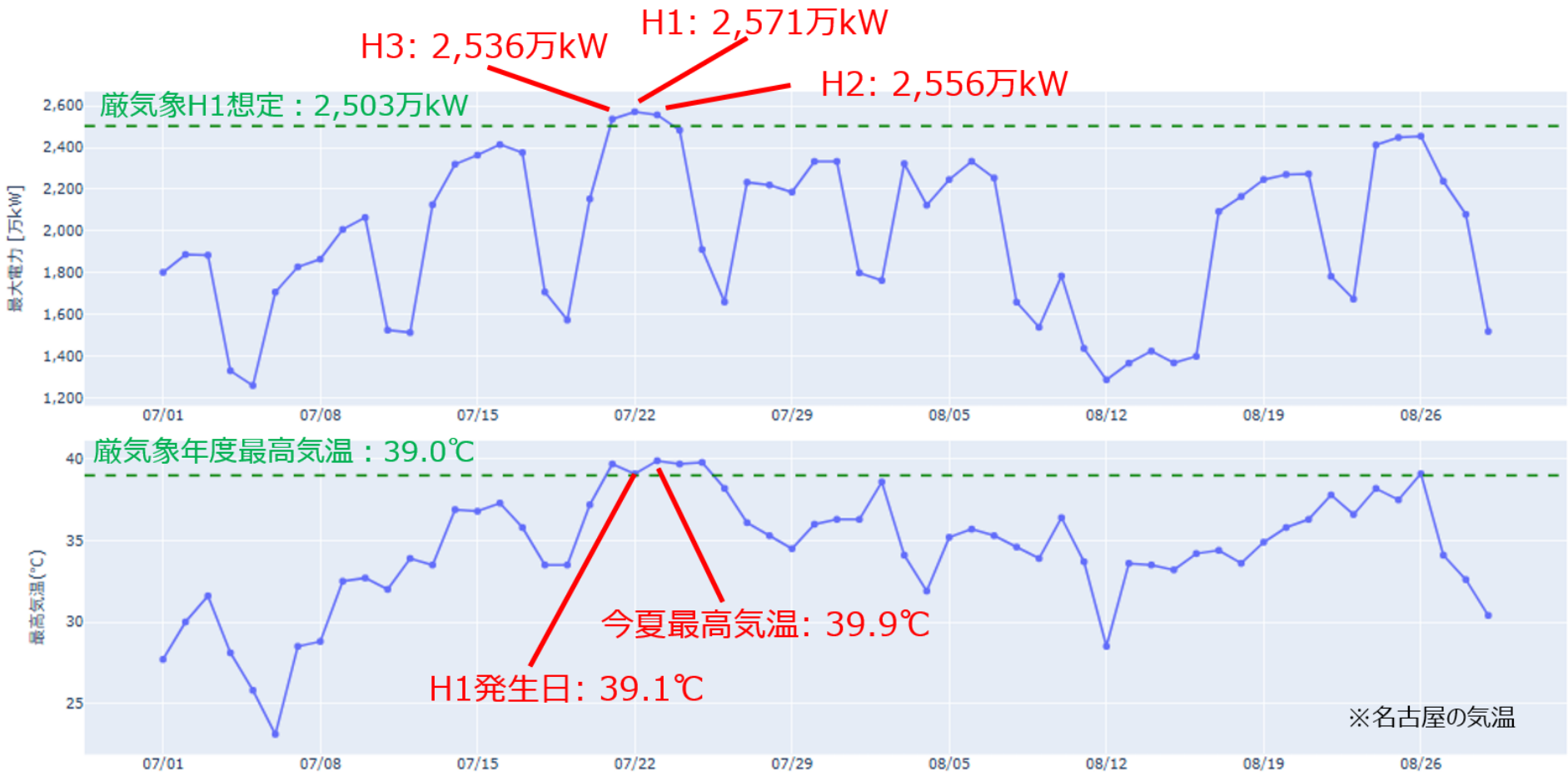
＜厳気象対象年度の設定＞
〇北海道エリアは2025年並み、東北エリアは2018年並み、東京エリアは2022年並み、中部・北陸・中国・九州・沖縄エリアは2024年並み、関西・四国エリアは2020年並みとした。

※1 最大需要実績発生月に対応する2026年度夏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7月22日 14～15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。

（参考）中部エリアの2026年度夏季の最大需要

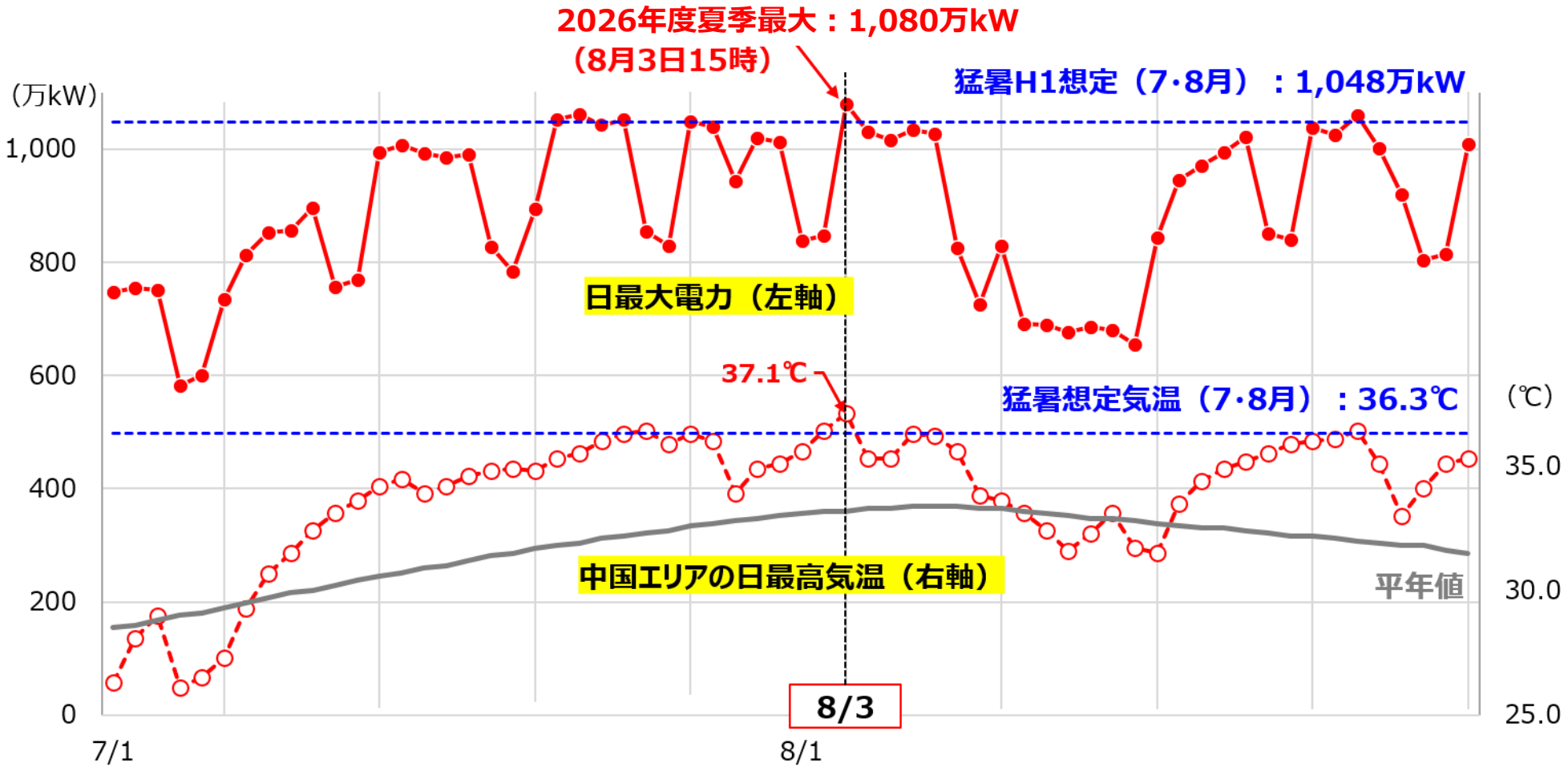
- 中部エリアでは、7月下旬に厳気象年度の最高気温を連日超過しており、H1-H3が発生した日はいずれも40℃近い気温となった。
- 中部エリアの広範囲で厳しい暑さとなった7月22日の最大電力は、2,571万kW（15時発生）となり、厳気象H1想定（2,503万kW）を上回った。



（出典）中部電力パワーグリッド提供資料引用

（参考）中国エリアの2026年度夏季の最大需要

- 中国エリアでは、8月3日の最高気温が厳気象H1想定気温（36.3℃）を上回る37.1℃となった。
- 同日の最大電力は、1,080万kW（15時発生）となり、厳気象H1想定（1,048万kW）を上回った。

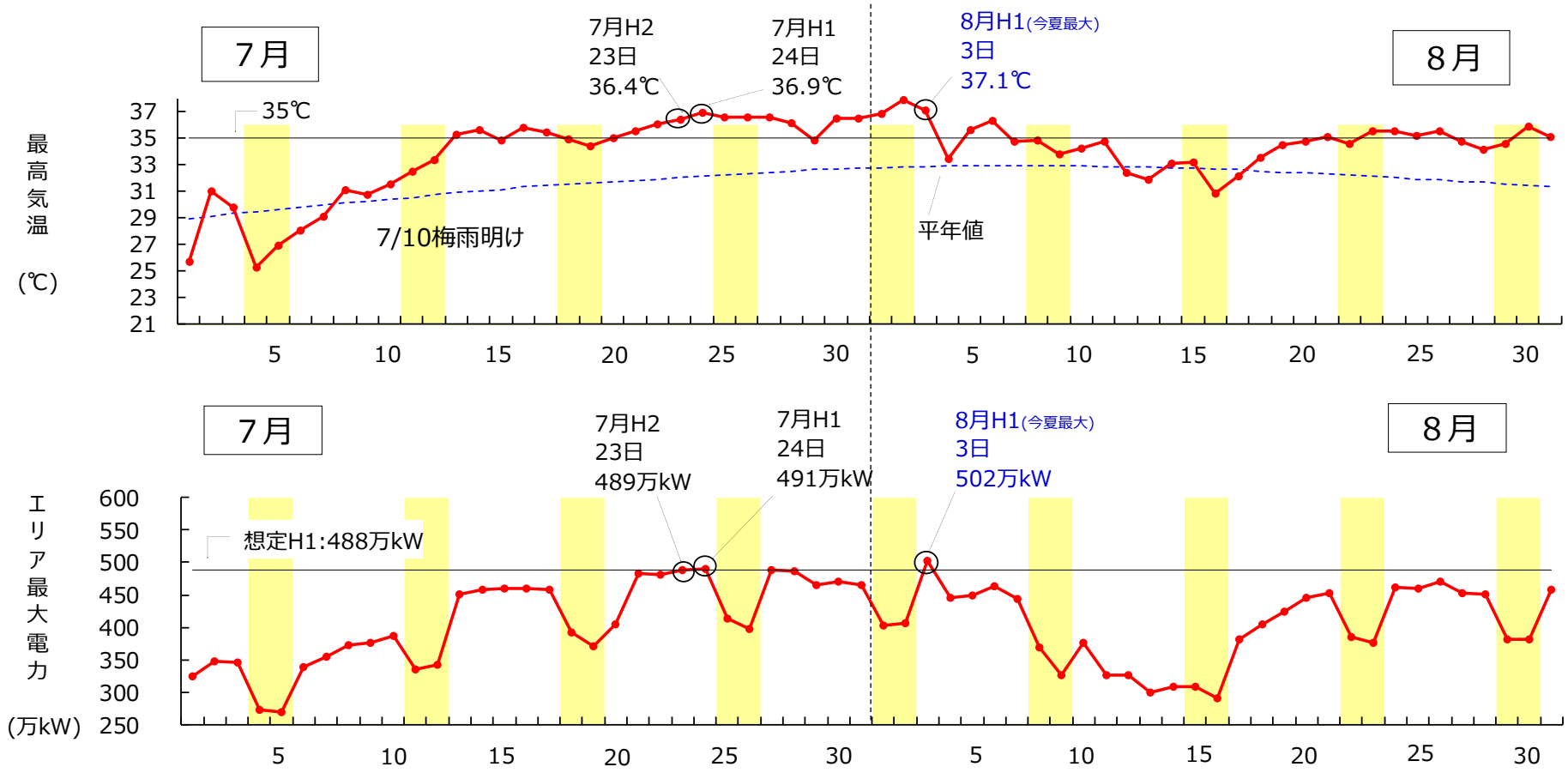


注） 中国エリアの日最高気温は主要都市の過去一週間の最高気温を加重平均して算定

（出典）中国電力ネットワーク提供資料引用

（参考）四国エリアの2026年度夏季の最大需要

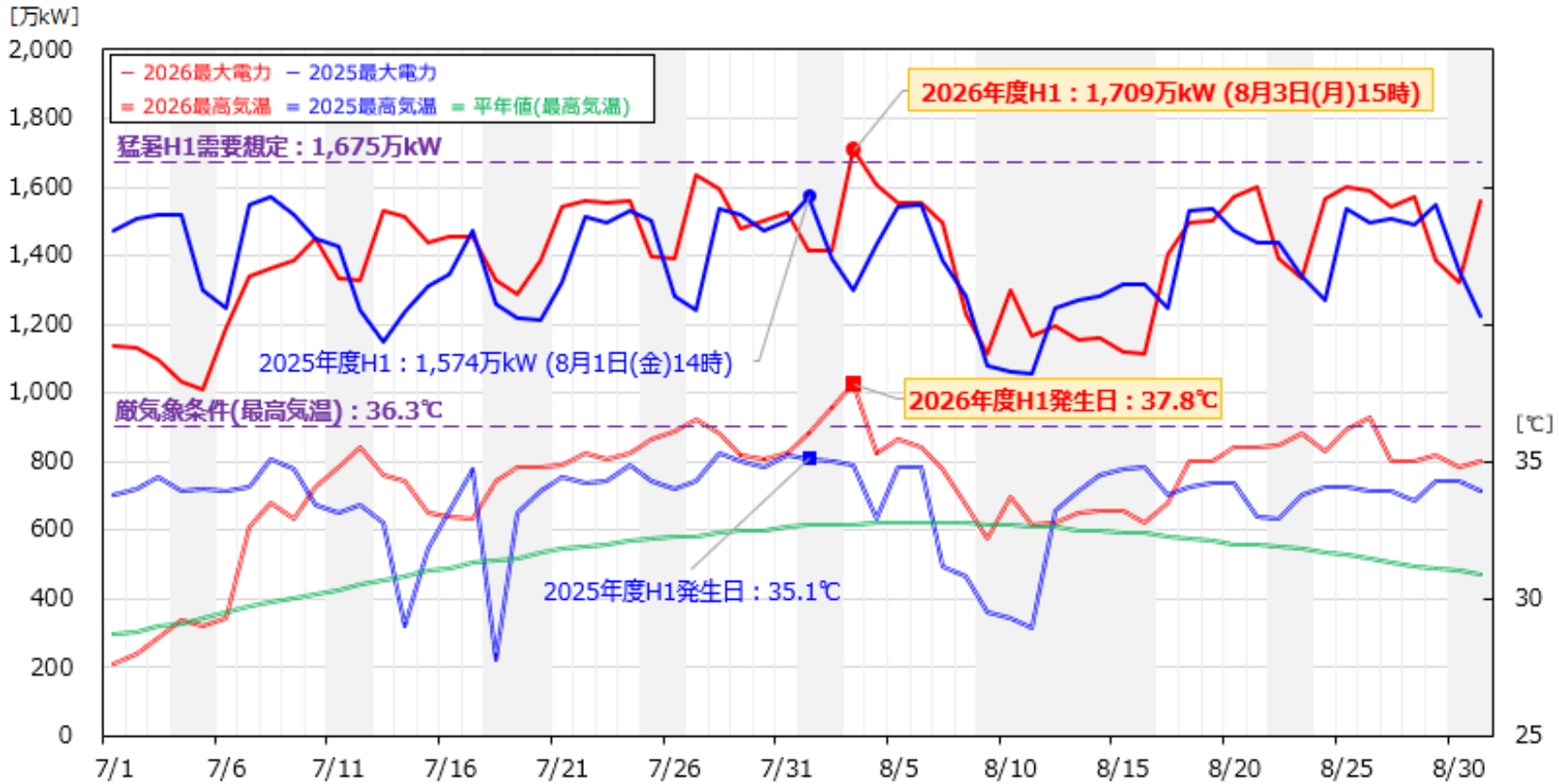
- 四国エリアでは、7月10日の梅雨明け以降、最高気温※が平年値を上回る日が多く、８月3日の最高気温は厳気象H1前提気温（36.0℃）を上回る37.1℃となった。
  ※徳島市、高知市、松山市、高松市の平均
- 同日の最大電力は、502万kW（14時発生）となり、厳気象H1想定（488万kW）を上回った。



（出典）四国電力送配電提供資料引用

（参考）九州エリアの2026年度夏季の最大需要

- 九州エリアでは、7月中旬から8月上旬にかけて平年を大きく上回る高気温が続き、8月3日には最高気温37.8℃を記録※する等、記録的な猛暑となった。
  ※6地点（久留米、太宰府、佐賀、白石、熊本、菊池）にて、40℃を超える酷暑日を記録
- 同日の最大電力は、1,709万kW（15時発生）となり、厳気象H1想定（1,675万kW）を上回った。



（出典）九州電力送配電提供資料引用

（参考）各エリアにおける厳気象H1想定の超過日数（月別）

- 期間を通じて、厳気象H1想定を超えた日が15日間あった。
- 全国最大需要が発生した7月後半でのH1超過回数が最も多かった。
- また、期間を通じて中部～九州のH1超過回数が14回と西日本での超過が多発した。

7～9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
7月前半	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	2
7月後半	0	0	0	3	0	0	4	2	0	0	9
8月前半	0	0	0	0	0	0	1	1	1	0	3
8月後半	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
9月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
合計	0	1	0	3	0	0	7	3	1	0	15

※ 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
※ 9月は、9/1～18の期間で評価

（３）2026年度夏季の電力需給実績の検証まとめ

- 全国最大需要時の実績は、7月22日14～15時の16,422万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、最大需要時が6.9%、最小予備率時が5.6%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、中部・中国・四国・九州の4エリアで、夏季の厳気象H1想定を超える需要となった。
- 2027年度夏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。

（４）2026年度冬季の電力需給見通しの基本的な考え方（概要）

（１）電力需給バランスの評価

- 評価基準としては、過去10年間で最も厳気象であった年度並みの気象条件での最大需要時（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、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。

（４）2026年度冬季の電力需給見通しの基本的な考え方（概要）

（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78社）
    ⇒ 2026年度の供給計画における2026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、１σ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年度冬季の電力需給見通し
：2026年度冬季需給見通し（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,%）

【12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	7,260	577	1,515	5,169	8,676	2,358	521	2,642	1,086	492	1,576	15,936	146	16,081
最大需要電力	6,567	488	1,346	4,733	8,283	2,252	497	2,522	1,037	470	1,505	14,849	109	14,958
供給予備力	694	89	169	436	393	107	24	120	49	22	71	1,087	37	1,124
供給予備率	10.6	18.2	12.6	9.2	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	7.3	34.0	7.5
予備力3%確保に対する余剰分	497	74	129	294	145	39	9	44	18	8	26	641	34	675

【12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	7,747	592	1,619	5,536	8,928	2,427	536	2,719	1,118	507	1,622	16,675	154	16,830
最大需要電力	6,556	488	1,335	4,733	8,283	2,252	497	2,522	1,037	470	1,505	14,839	109	14,947
供給予備力	1,191	104	284	803	646	176	39	197	81	37	117	1,836	46	1,882
供給予備率	18.2	21.2	21.2	17.0	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	7.8	12.4	42.2	12.6
予備力3%確保に対する余剰分	994	89	244	661	397	108	24	121	50	23	72	1,391	43	1,434

【1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	7,869	586	1,596	5,687	9,125	2,495	561	2,717	1,119	541	1,692	16,995	161	17,156
最大需要電力	7,493	521	1,528	5,444	8,690	2,388	537	2,601	1,071	473	1,620	16,183	113	16,296
供給予備力	376	65	68	243	435	107	24	116	48	68	72	811	48	860
供給予備率	5.0	12.5	4.5	4.5	5.0	4.5	4.5	4.5	4.5	14.4	4.5	5.0	43.1	5.3
予備力3%確保に対する余剰分	151	49	22	80	174	35	8	38	16	54	24	326	45	371

【1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	8,002	604	1,617	5,781	9,289	2,536	571	2,762	1,137	564	1,720	17,291	146	17,438
最大需要電力	7,543	570	1,524	5,449	8,698	2,391	538	2,604	1,072	473	1,622	16,241	113	16,353
供給予備力	458	35	93	331	592	145	33	158	65	92	99	1,050	34	1,084
供給予備率	6.1	6.1	6.1	6.1	6.8	6.1	6.1	6.1	6.1	19.4	6.1	6.5	30.1	6.6
予備力3%確保に対する余剰分	232	18	47	168	331	74	17	80	33	78	50	563	31	593

※ 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
※ 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）2026年度冬季の電力需給見通し
：2026年度冬季需給見通し（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,%）

【2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	8,054	615	1,618	5,821	9,313	2,554	575	2,783	1,145	524	1,732	17,367	155	17,522
最大需要電力	7,526	573	1,508	5,444	8,692	2,388	537	2,603	1,071	473	1,620	16,217	105	16,323
供給予備力	529	42	110	377	621	165	37	180	74	52	112	1,150	49	1,199
供給予備率	7.0	7.3	7.3	6.9	7.1	6.9	6.9	6.9	6.9	11.0	6.9	7.1	46.8	7.3
予備力3%確保に対する余剰分	303	25	65	214	360	94	21	102	42	38	64	663	46	709

【2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	8,044	594	1,612	5,838	9,335	2,561	576	2,791	1,148	521	1,737	17,379	155	17,534
最大需要電力	7,434	500	1,489	5,444	8,692	2,388	537	2,603	1,071	473	1,620	16,126	105	16,231
供給予備力	610	94	122	394	644	173	39	188	77	49	117	1,254	49	1,303
供給予備率	8.2	18.7	8.2	7.2	7.4	7.2	7.2	7.2	7.2	10.4	7.2	7.8	46.8	8.0
予備力3%確保に対する余剰分	387	79	77	231	383	101	23	110	45	35	69	770	46	816

【3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	7,249	586	1,546	5,116	8,105	2,303	485	2,453	970	497	1,397	15,354	149	15,503
最大需要電力	6,616	500	1,282	4,834	7,453	2,133	449	2,272	898	406	1,294	14,068	109	14,177
供給予備力	633	86	264	282	653	170	36	181	72	90	103	1,286	40	1,325
供給予備率	9.6	17.2	20.6	5.8	8.8	8.0	8.0	8.0	8.0	22.3	8.0	9.1	36.7	9.3
予備力3%確保に対する余剰分	434	71	226	137	429	106	22	113	45	78	64	864	37	900

【3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	6,867	567	1,513	4,788	7,828	2,192	456	2,442	871	442	1,424	14,695	163	14,858
最大需要電力	6,117	454	1,212	4,451	7,191	2,038	424	2,271	790	379	1,291	13,308	109	13,417
供給予備力	751	113	301	337	637	154	32	172	82	64	133	1,387	54	1,442
供給予備率	12.3	24.8	24.8	7.6	8.9	7.6	7.6	7.6	10.3	16.8	10.3	10.4	49.8	10.7
予備力3%確保に対する余剰分	567	99	265	203	421	93	19	104	58	52	95	988	51	1,039

※ 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
※ 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）2026年度冬季の電力需給見通し
：2026年度冬季需給見通し（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,%）

【12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	7,124	562	1,485	5,077	8,330	2,257	497	2,484	1,038	506	1,547	15,454	146	15,600
最大需要電力	6,475	501	1,323	4,651	7,956	2,156	475	2,373	991	483	1,477	14,431	109	14,539
供給予備力	649	61	162	426	374	101	22	112	47	23	70	1,024	37	1,061
供給予備率	10.0	12.3	12.3	9.2	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	4.7	7.1	34.0	7.3
予備力3%確保に対する余剰分	455	46	122	286	136	37	8	40	17	8	25	591	34	624

【12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	7,578	588	1,608	5,383	8,597	2,303	515	2,575	1,076	525	1,603	16,175	154	16,330
最大需要電力	6,541	501	1,389	4,651	7,922	2,122	475	2,373	991	483	1,477	14,463	109	14,572
供給予備力	1,037	87	219	732	675	181	40	202	84	41	126	1,712	46	1,758
供給予備率	15.9	17.3	15.7	15.7	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	11.8	42.2	12.1
予備力3%確保に対する余剰分	841	72	177	592	437	117	26	131	55	27	82	1,278	43	1,321

【1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	7,614	552	1,541	5,522	8,666	2,316	536	2,560	1,097	537	1,621	16,281	161	16,442
最大需要電力	7,248	491	1,474	5,283	8,264	2,216	513	2,449	1,050	486	1,551	15,513	113	15,625
供給予備力	366	61	67	239	402	100	23	111	47	51	70	768	48	817
供給予備率	5.1	12.5	4.5	4.5	4.9	4.5	4.5	4.5	4.5	10.5	4.5	5.0	43.1	5.2
予備力3%確保に対する余剰分	149	46	22	80	154	34	8	37	16	36	24	303	45	348

【1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	7,792	559	1,600	5,633	8,870	2,404	547	2,611	1,119	536	1,654	16,662	146	16,808
最大需要電力	7,309	524	1,501	5,284	8,305	2,255	513	2,450	1,050	486	1,552	15,614	113	15,727
供給予備力	482	35	99	349	566	149	34	162	69	50	102	1,048	34	1,082
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.8	6.6	6.6	6.6	6.6	10.2	6.6	6.7	30.1	6.9
予備力3%確保に対する余剰分	263	19	54	190	316	81	18	88	38	35	56	579	31	610

※ 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）2026年度冬季の電力需給見通し
：2026年度冬季需給見通し（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,%）

【2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	7,707	563	1,502	5,641	8,853	2,393	548	2,616	1,121	519	1,656	16,560	155	16,714
最大需要電力	7,213	527	1,406	5,279	8,286	2,240	512	2,449	1,049	486	1,550	15,499	105	15,604
供給予備力	494	36	96	361	567	153	35	168	72	33	106	1,061	49	1,110
供給予備率	6.8	6.9	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	46.8	7.1
予備力3%確保に対する余剰分	278	21	54	203	319	86	20	94	40	19	60	596	46	642

【2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	7,737	555	1,549	5,632	8,878	2,431	547	2,612	1,119	515	1,654	16,615	155	16,769
最大需要電力	7,175	464	1,430	5,281	8,324	2,279	513	2,449	1,049	483	1,551	15,498	105	15,604
供給予備力	562	91	119	352	554	152	34	163	70	32	103	1,116	49	1,165
供給予備率	7.8	19.7	8.3	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	6.7	7.2	46.8	7.5
予備力3%確保に対する余剰分	347	77	76	193	304	83	19	90	38	18	57	651	46	697

【3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	7,344	574	1,485	5,284	7,726	2,160	462	2,385	908	498	1,312	15,069	149	15,218
最大需要電力	6,644	464	1,187	4,993	7,114	2,002	429	2,210	841	416	1,216	13,758	109	13,866
供給予備力	700	110	298	291	612	159	34	175	67	82	96	1,312	40	1,352
供給予備率	10.5	23.8	25.1	5.8	8.6	7.9	7.9	7.9	7.9	19.7	7.9	9.5	36.7	9.7
予備力3%確保に対する余剰分	500	96	263	141	399	98	21	109	41	69	60	899	37	936

【3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	7,186	534	1,452	5,201	7,418	2,054	421	2,385	819	422	1,317	14,604	163	14,767
最大需要電力	6,416	432	1,174	4,810	6,823	1,900	390	2,206	754	361	1,213	13,238	109	13,347
供給予備力	771	102	278	391	595	154	32	179	65	61	104	1,366	54	1,420
供給予備率	12.0	23.7	23.7	8.1	8.7	8.1	8.1	8.1	8.6	16.9	8.6	10.3	49.8	10.6
予備力3%確保に対する余剰分	578	89	243	247	390	97	20	113	42	50	68	969	51	1,020

※ 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）2026年度冬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。
- 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：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
12月前半	稀頻度リスクに必要な供給力	5	13	55	86						24
	予備率3%確保に対する余力	74	129	294	145						34
12月後半	稀頻度リスクに必要な供給力	19		55	86						24
	予備率3%確保に対する余力	333		661	397						43
1月前半	稀頻度リスクに必要な供給力	5	150						5	150	24
	予備率3%確保に対する余力	49	222						54	222	45
1月後半	稀頻度リスクに必要な供給力	155							5	155	24
	予備率3%確保に対する余力	485							78	485	31
2月前半	稀頻度リスクに必要な供給力	19		136					5	136	24
	予備率3%確保に対する余力	90		536					38	536	46
2月後半	稀頻度リスクに必要な供給力	5	13	136					5	136	24
	予備率3%確保に対する余力	79	77	579					35	579	46
3月前半	稀頻度リスクに必要な供給力	5	13	55	81				5	81	24
	予備率3%確保に対する余力	71	226	137	351				78	351	37
3月後半	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	364		420				153	52	153	51

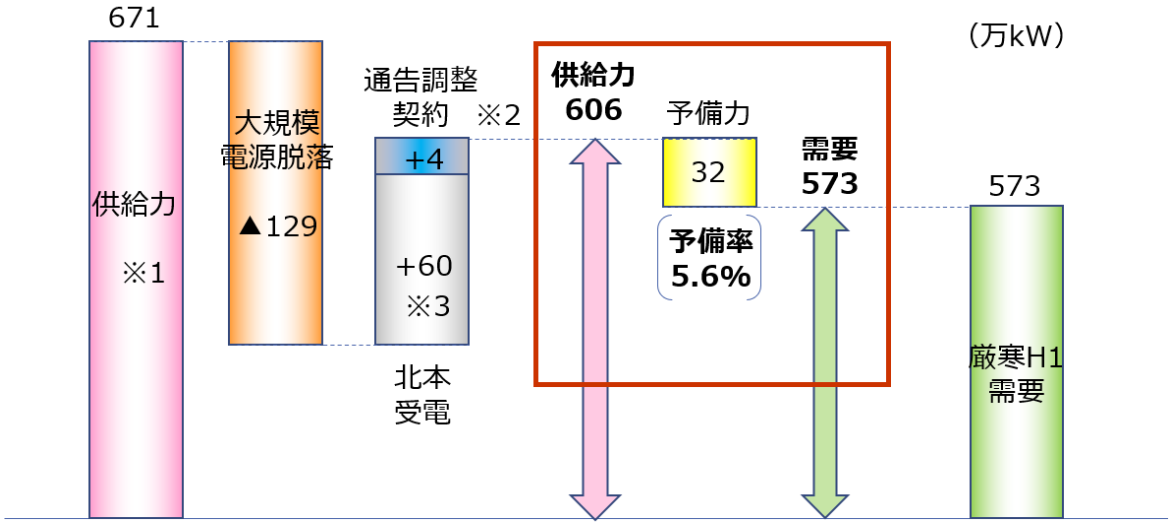
※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

（５）2026年度冬季の電力需給見通し
：北海道エリアの稀頻度リスク評価（N-2以上の事象）

■ 厳寒H1需要（最大時）が想定される1月後半に、129万kWの大規模電源脱落が発生した場合でも、北本連系設備を介した他エリアからの受電（北本受電）や通告調整契約発動等の需給対策により、厳寒H1需要に対して5.6%の予備率を確保できる見通し。

■ なお、今冬の北本連系設備は、新北本第2極増設に伴う作業停止により運用容量が90万kWから60万kWに低下するため、国・一般送配電事業者・本機関で連携し、電力の安定供給に努める。

大規模電源脱落時（▲129万kW）の需給状況（1月後半）



各月の予備率状況

	予備率
12月前半	15.0%
12月後半	14.3%
1月前半	14.3%
1月後半	5.6%
2月前半	8.2%
2月後半	20.1%
3月前半	10.5%
3月後半	23.5%

※1 厳気象・稀頻度対応で活用可能な発動指令電源や火力増出力、一般送配電事業者からの要請による送電事業者蓄電池の増出力等を含む。
※2 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2026年度供給計画計上分）
※3 北本連系設備の運用容量60万kW（新北本第2極増設工事に伴う作業停止により運用容量が30万kW低下）
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
※ 2026年度冬季の需給見通しにおいては、北海道エリアの稀頻度リスク評価として、以下のエリア特殊性を考慮し、過去10年における最大の電源停止実績である129万kWの電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。

① 厳寒であり、電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること
② 他エリアからの電力融通に制約があること
③ 発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと

（参考）北海道エリアの稀頻度評価における電源脱落量

今後の北海道エリアの稀頻度評価における電源脱落量について（案）

- 2018年度の冬季以降、**北海道エリアの稀頻度評価における大規模電源の脱落量**は、胆振東部地震の苫東厚真発電所の停止実績を基に、**154万ｋWと設定されてきたが、稀頻度リスク評価における大規模電源の脱落量の設定**については、「**再発防止対策等の実施状況を踏まえて、必要により見直しを実施する**」とされている。
- この点は、事業者の対策により、

  ①**苫東厚真発電所の発電設備（３基）の同時停止リスクが低減している。**

  ※設備対策の実施により、2019年2月の震度6弱の地震、2023年6月の震度5弱の地震においても設備損壊は生じていない。

  ②また、**系統安定化装置の運用開始により、胆振東部地震と同様の事象が発生してもブラックアウトには至らないことが有識者により確認されている。**
- こうした状況を踏まえて、今後の北海道における稀頻度評価については、**特定の電源の脱落に着目するのではなく**、**エリア全体における電源の脱落実績に着目する2018年度夏季以前の評価の考え方を採用**することとしてはどうか。
- 具体的には、北海道エリアの稀頻度評価において「154万ｋＷ」と設定されている電源脱落量について、過去10年の最大の電源停止実績（129万ｋＷ（2022年度））であったことを踏まえ、**今冬の電力需給検証では稀頻度リスクにおける電源脱落量を「129万ｋＷ」に見直すこととしはどうか。**
- 今後も、電力需給等の状況を踏まえて、見直しを検討することとしてはどうか。

【北海道エリアにおける電源停止実績の推移】

年度	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
停止実績（万ｋＷ）	95	121	122	54	68	80	91	67	129	81

※ 2017年度～2023年度については、HJKSデータに基づき、各年で停止実績の大きい日を抽出。2014年度～2016年度については、電力広域的運営推進機関「第22回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」配布資料より抽出。2018年度の苫東厚真発電所の３基同時停止（154万ｋＷ）を除いて抽出。

41

出典：2024.6.3 第75回電力・ガス基本政策小委員会　資料12

（６） 2026年度冬季の電力需給見通しまとめ

- 3月16日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、冬季期間中は、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・一般送配電事業者・本機関で連携し、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。

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

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）

オブザーバー（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
加藤　和男	電源開発株式会社　取締役常務執行役員
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
藤岡　道成	関西電力送配電株式会社　執行役員　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）

オブザーバー（経済産業省）

下村　貴裕	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
渡辺　信彦	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
岡田　直也	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）

（2026年9月現在）

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

○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123回委員会（2026年10月26日）
（議題）
・電力需給検証報告書（案）について