

電力需給検証報告書（案）について

2025年10月22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

- 2025年度夏季の電力需給実績、及び2025年度冬季の厳気象H1需要※¹発生時の電力需給見通しを取りまとめたので、ご審議いただきたい。
- なお、2025年度冬季の見通しについては、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（厳寒）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

			2024年度 第4Q	2025年度 第1Q	2025年度 第2Q	2025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	★ 国に報告	夏季実績 冬季見通し	★ 国に報告
	本 委 員 会	内容の審議	報告	審議		審議 本日

(1) 2025年度夏季の電力需給実績の検証

(2) 2025年度冬季の電力需給見通し

(1) 2025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(8月5日 14～15時)

■ 今夏の全国最大需要は16,260万kW、予備率は11.3%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	8月5日 (火)	14～15時 [16～17時]	413	468	13.5% [13.5%]	465	504	8.4%
東北			1,290	1,542	19.6% [7.6%]	1,388	1,504	8.4%
東京			5,703	6,363	11.6% [9.2%]	5,809	6,297	8.4%
中部			2,455	2,620	6.7% [4.2%]	2,466	2,673	8.4%
北陸			471	500	6.2% [5.1%]	504	547	8.4%
関西			2,738	2,896	5.8% [2.9%]	2,798	3,033	8.4%
中国			1,011	1,112	10.0% [10.0%]	1,077	1,242	15.3%
四国			484	594	22.7% [20.2%]	499	667	33.7%
九州			1,544	1,810	17.2% [10.7%]	1,665	1,920	15.3%
全国9エリア			16,108	17,906	11.2% [7.8%]	16,670	18,387	10.3%
沖縄 ^{※4}			152	188	23.6% [24.4%]	180	227	26.4%
全国10エリア			16,260	18,093	11.3% [7.9%]	16,850	18,615	10.5%

※1 括弧内は、全国最大需要日の点灯帯の時間、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）

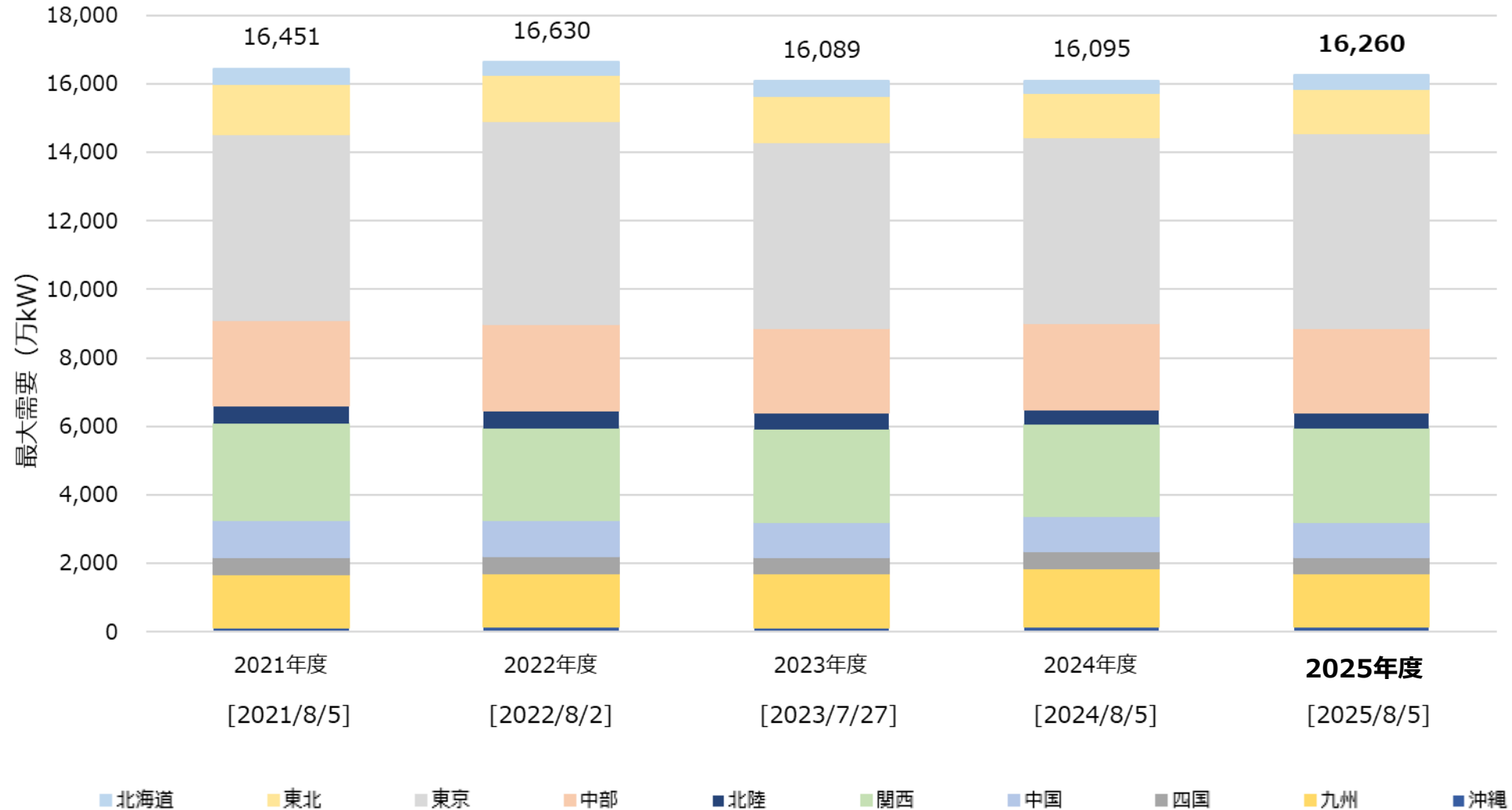
※3 最大需要実績発生月に対応する2025年度夏季見通しの想定値。供給力および予備率は連系線活用後（予備率均平化後）の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※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) 2025年度夏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

■ 今夏の全国最大需要は、昨年度を上回り、至近5年間で3番目の実績であった。



- 各月で昨年度並みの高気温となり、最大需要(kW)・平均日電力量(kWh)もほぼ同程度となった。
- 7月は平均日電力量(kWh)、8月・9月は最大需要(kW)が昨年を上回った。

【各月の加重平均気温※1】

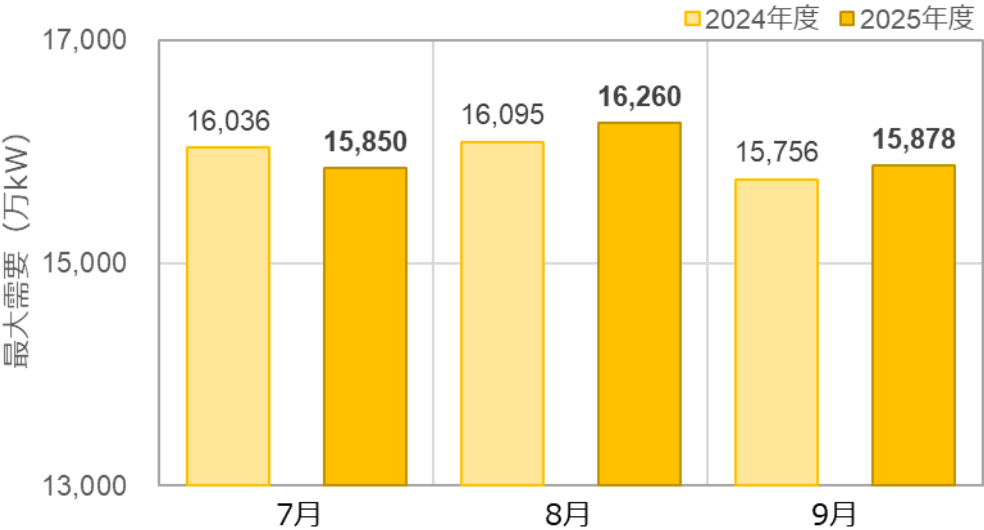
	7月	8月	9月
2025年度(A)	29.0	29.7	26.8
2024年度(B) ※2	28.8	29.5	27.2
(括弧内の気温差はA-B)	(+ 0.2)	(+ 0.2)	(▲ 0.4)
平年気温(C)	26.2	27.4	23.8
(括弧内の気温差はA-C)	(+ 2.8)	(+ 2.3)	(+ 3.0)

単位：℃

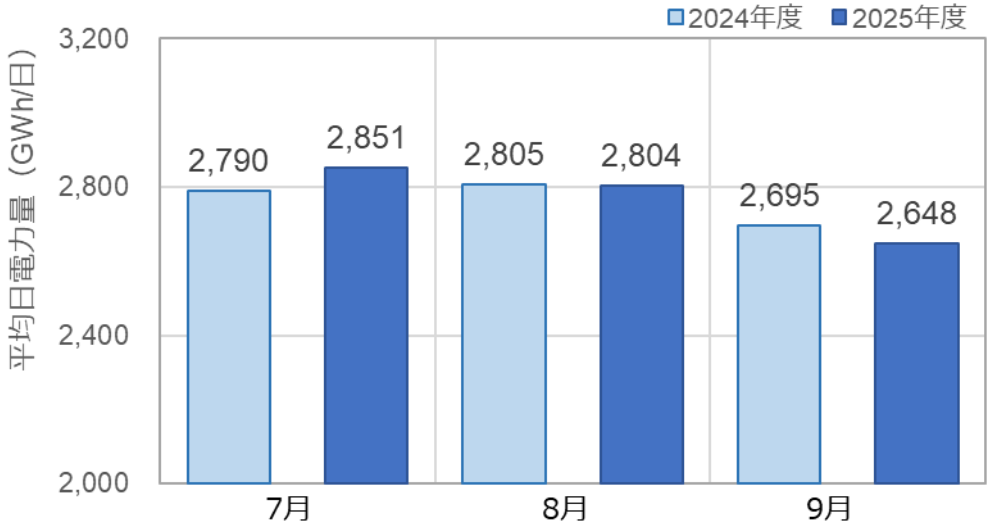
※1 一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出した気温

※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】

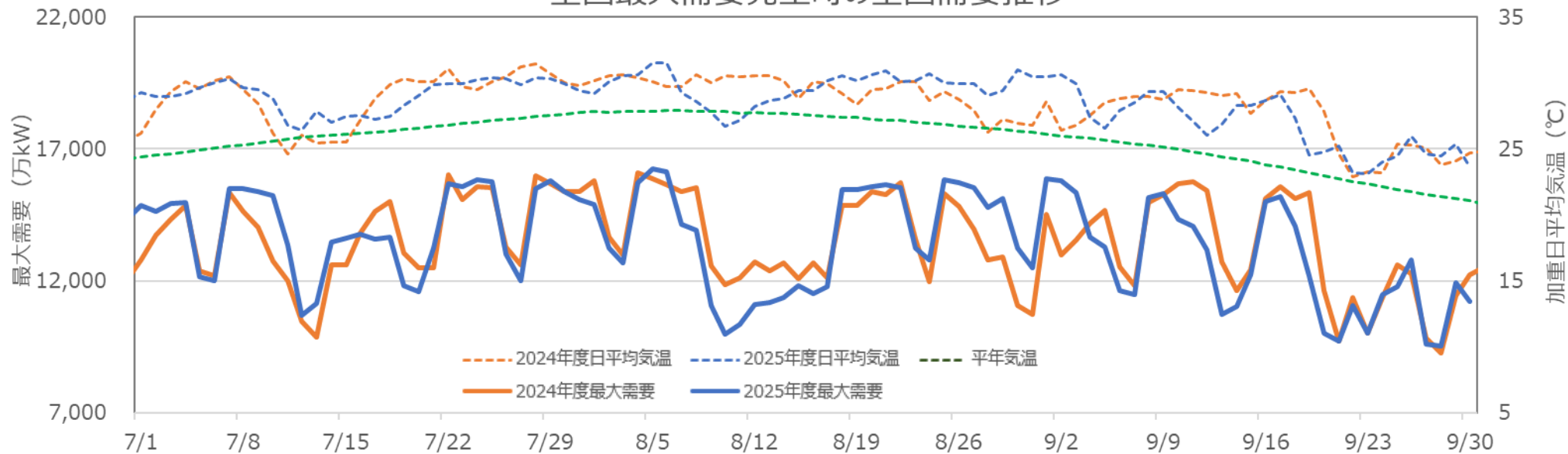


【各月の平均日電力量 (平日)】

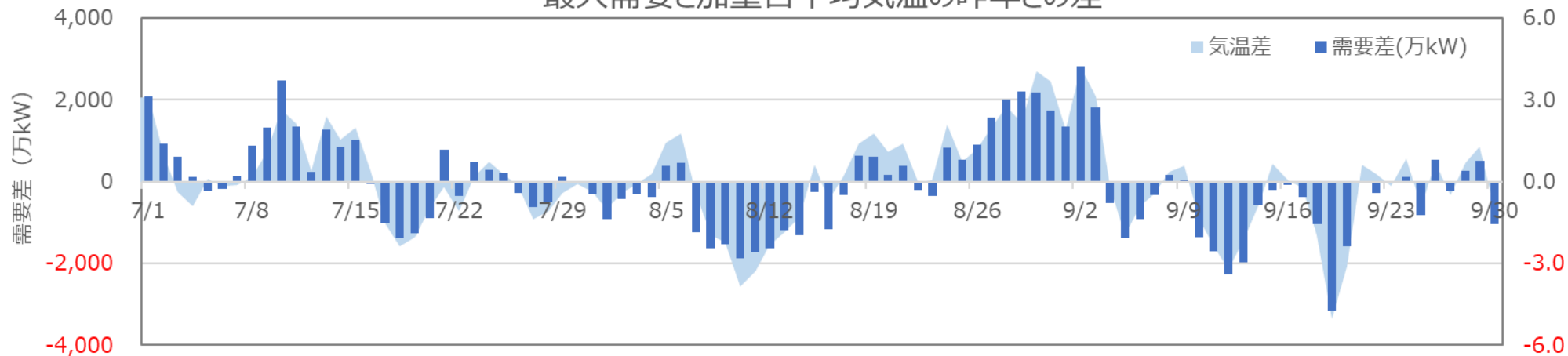


■ 9月は、上旬まで8月並みの高気温が続き、昨年を上回る需要となった。

全国最大需要発生時の全国需要推移



最大需要と加重日平均気温の昨年との差



(1) 2025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(8月5日 14～15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、▲1,019万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	18,093	19,112	▲ 1,019	
原子力	970	932	+ 38	
火力	10,804	11,498	▲ 694	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	979	1,197	▲ 218	出水状況および貯水池運用による減
揚水 ^{※5}	1,317	1,550	▲ 233	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	3,662	2,766	+ 896	
風力	104	67	+ 37	
地熱	26	31	▲ 4	
その他 ^{※6}	231	1,071	▲ 841	

※1 前回の電力需給検証報告書（2025年5月）における2025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。

(1) 2025年度夏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(8月5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▲1,079万kWの差であり、予備率は3.6%減の7.9%であった。

(送電端 万kW、%)

	実績	想定 ^{※1}	実績－想定
需要	16,074	16,516	▲ 442
供給力	17,345	18,424	▲ 1,079
原子力	970	932	+ 38
火力	10,919	11,498	▲ 579
水力	1,097	1,197	▲ 100
揚水 ^{※2}	2,001	2,242	▲ 241
太陽光	1,711	1,230	+ 481
風力	89	67	+ 22
地熱	26	31	▲ 4
その他 ^{※3}	532	1,227	▲ 696
予備率	7.9	11.6	▲ 3.6

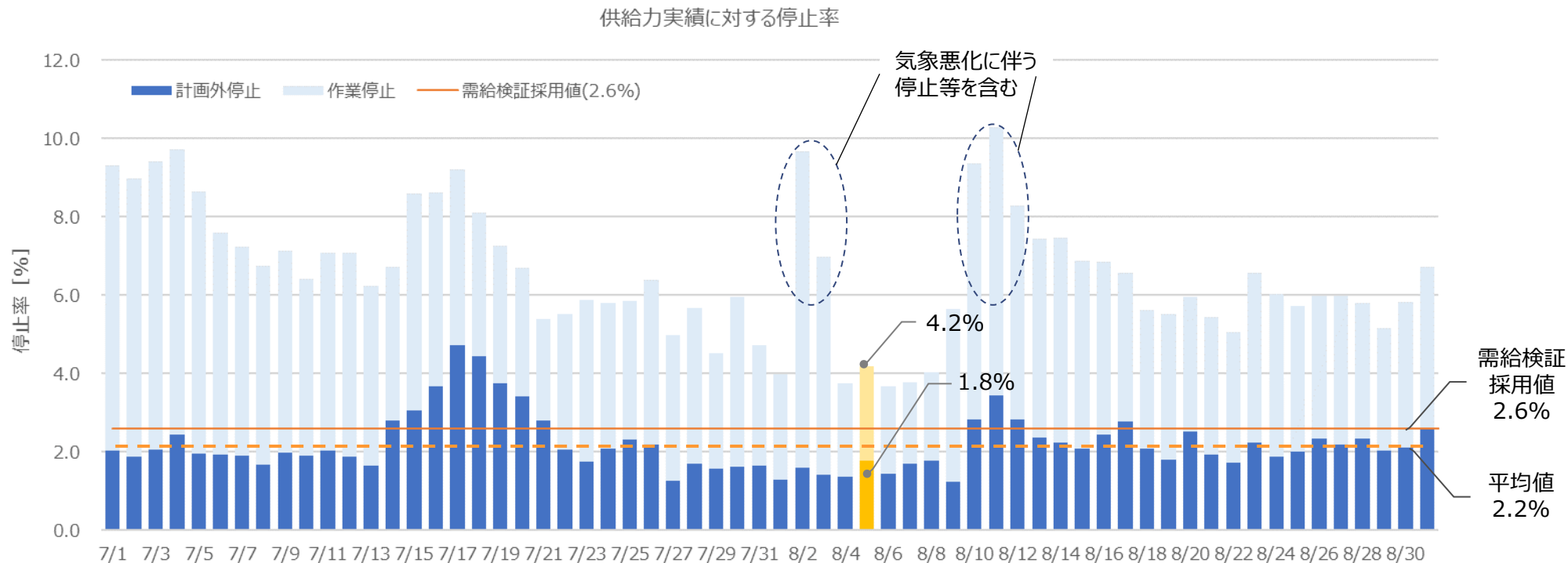
※1 前回の電力需給検証報告書（2025年5月）における2025年度夏季見通し。
供給力は計画外停止率を考慮していない値。

※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。

- 計画外停止率は最大需要発生日（8月5日）で1.8%、平均で2.2%であった。
- なお、厳気象が予見される場合でも実施しなければならない作業もあることから、前回の需給検証から追加となった作業停止分も含めた供給力減少は最大需要発生日で4.2%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

- 本報告書において計画外停止率の実績検証を始めた2022年度冬季以降の計画外停止率を平均すると2.3%であり、概ね現在採用している計画外停止率（2.6%）と同程度。
- 一方、作業停止については、厳気象が発生する状況において運用で対応可能な部分等を考慮し、現在は停止率を考慮していないが、2024年9月の東京エリアでの事例等も踏まえ、事業者の協力を得ながら、作業停止に関わる詳細データの収集を開始し、今後の検証に繋げていく。

【需給検証における計画外停止と作業停止】

計画外停止	・前日計画から当日計画にかけて発生した供給力の低下 ・HJKSで「計画停止」と入力されていても、前日計画以降に発生したものは、計画外停止としてカウント
作業停止	・需給検証以降に発生した作業等に伴う供給力低下のうち、計画外停止を除くもの ・需要の低い休日等を実施する早期補修も含まれる。

【2022～2025年度の実績平均】

実績年度		計画外停止率	(参考) 作業停止を含む停止率
2022	冬季	1.9	3.0
2023	夏季	2.7	5.6
	冬季	2.8	6.6
2024	夏季	2.9	4.8
	冬季	1.1	6.3
2025	夏季	2.2	6.5
平均値		2.3	5.5

(1) 2025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

■ 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	7月23日 (水)	11～12時 [16～17時]	491	549	11.9% [7.8%]	475	542	14.2%
東北	7月29日 (火)	14～15時 [16～17時]	1,385	1,547	11.7% [11.4%]	1,341	1,531	14.2%
東京	8月6日 (水)	13～14時 [16～17時]	5,754	6,426	11.7% [10.2%]	5,936	6,478	9.1%
中部	9月2日 (火)	14～15時 [16～17時]	2,463	2,733	10.9% [9.3%]	2,462	2,726	10.7%
北陸	8月4日 (月)	13～14時 [16～17時]	504	526	4.4% [4.4%]	509	556	9.2%
関西	8月5日 (火)	14～15時 [16～17時]	2,738	2,896	5.8% [2.9%]	2,824	3,084	9.2%
中国	8月6日 (水)	15～16時 [16～17時]	1,018	1,110	9.0% [9.0%]	1,078	1,279	18.6%
四国	8月6日 (水)	14～15時 [16～17時]	488	594	21.7% [21.4%]	499	689	38.2%
九州	8月1日 (金)	13～14時 [16～17時]	1,574	2,095	33.1% [13.2%]	1,667	1,977	18.6%
沖縄 ^{※4}	7月1日 (火)	14～15時 [16～17時]	161	192	19.2% [15.5%]	179	215	20.1%

※1 括弧内は、各エリア最大需要日の点灯帯の時間、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。

(1) 2025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

13

- 北海道・東北・中部エリアにおいて、各月の厳気象H1想定を上回る実績となった。
- また、北海道エリアにおいては、夏季の厳気象H1想定を上回った。

(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	7/23 12:00	7/29 15:00	8/6 14:00	9/2 15:00	8/4 14:00	8/5 15:00	8/6 16:00	8/6 15:00	8/1 14:00	7/1 15:00	—
需要想定※1	486	1,341	5,936	2,462	509	2,824	1,078	499	1,672	179	16,986
需要実績※2	491 (413)	1,385 (1,290)	5,754 (5,703)	2,463 (2,455)	504 (471)	2,738 (2,738)	1,018 (1,011)	488 (484)	1,574 (1,544)	161 (152)	16,576 (16,260)
差分	+ 5	+ 44	▲ 182	+ 1	▲ 6	▲ 86	▲ 60	▲ 11	▲ 98	▲ 17	▲ 410
気温影響等	+ 4	+ 53	+ 50	+ 1	▲ 11	▲ 130	▲ 32	▲ 8	▲ 96	▲ 20	▲ 190
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	+ 1	▲ 8	▲ 232	▲ 0	+ 6	+ 44	▲ 28	▲ 2	▲ 2	+ 2	▲ 220

<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2023年度並み、東北エリアは2021年度並み、東京エリアは2022年度並み、中部・北陸・中国・九州・沖縄エリアは2024年度並み、関西・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（2025年8月5日 14～15時）の需要実績値。

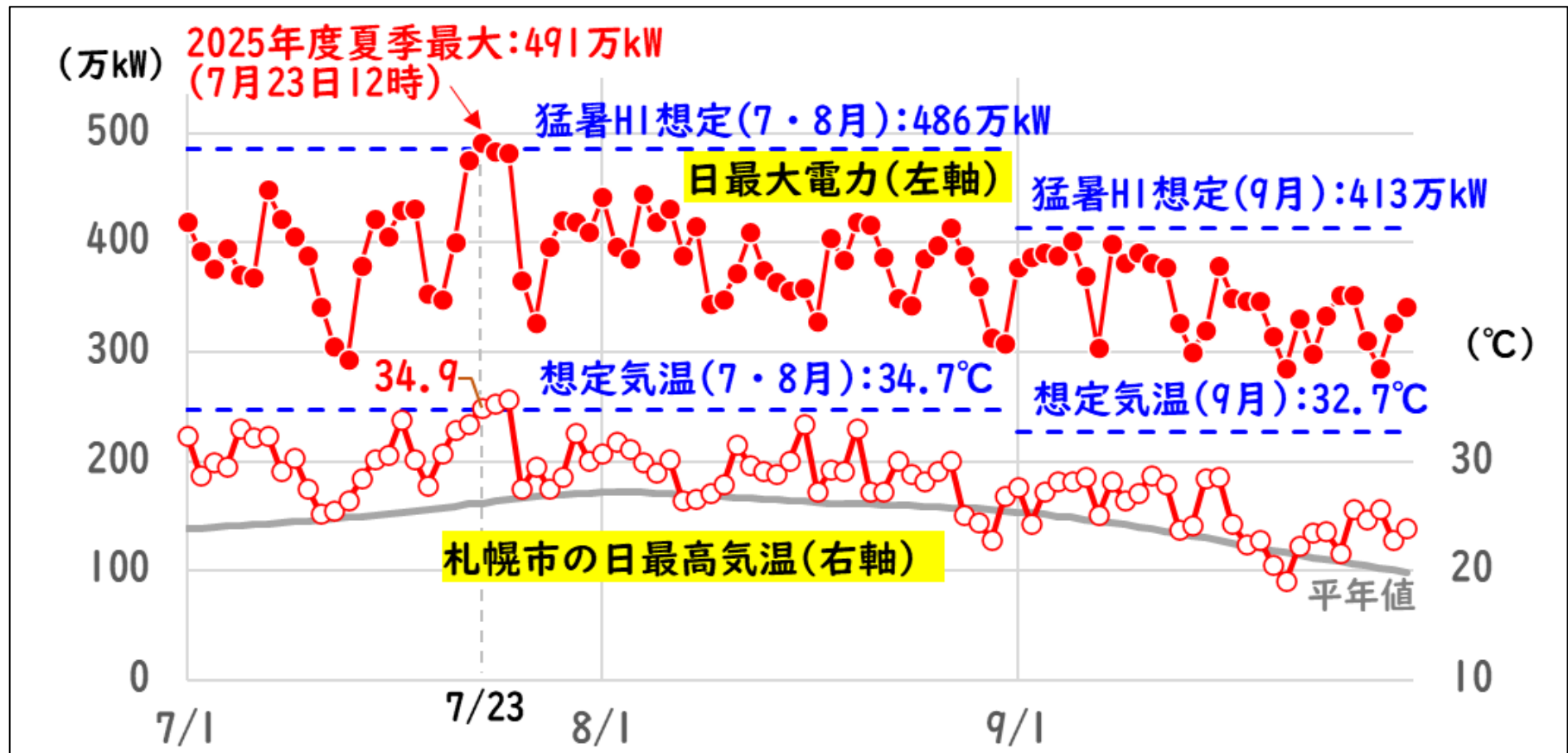
※3 発動指令電源のうち、最大需要発生時における需要側での期待値。

※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。

- 北海道エリアでは、7月23日の最高気温が厳気象H1想定気温（34.7℃）を上回る34.9℃となった。
- 同日の最大電力は、491万kW（12時発生）となり、厳気象H1想定（486万kW）を上回った。



- 期間を通じて、厳気象H1想定を超えた日が9日間あった。
- 7月には北海道・東北エリアで厳気象H1想定を超え、東北エリアで超過日数は5日間あった。
- 9月には中部・北陸エリアで厳気象H1想定を超えた日があった。

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	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	6
8月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9月	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	3
合計	1	5	0	1	2	0	0	0	0	0	9

※ 各月の日需要実績に対し、需給検証で想定した月毎の猛暑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、8月5日14～15時の16,260万kWであり、至近5年間で見ると、3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11.3%、最小予備率時は7.9%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は、北海道・東北エリアにおいて、7月に厳気象H1想定を上回った。また、中部・北陸エリアにおいて、9月に厳気象H1想定を上回った。
なお、7月の北海道エリアにおいては、夏季の厳気象H1想定を超える需要となった。
- 2026年度夏季の需給検証に向け、厳気象H1想定の超過があったエリアについては、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) 2025年度夏季の電力需給実績の検証

(2) 2025年度冬季の電力需給見通し

18

補修等に伴う停止期間（現時点）

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	定格出力 (送電端) [万kW]	2025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	
北海道	苫小牧共火 3号 (火力)	—	24.3									12/13 ~ 12/21 (作業停止)			
東北	女川 2号 (原子力)	+	78.8				7/28～未定(長期施設管理計画認可申請)					1/14 ~ 5/13(定期補修)			
	能代 2号 (火力)	—	56.5						9/20 ~ 未定 (トラブル停止) ※復旧工程精査中					3/1～7/14	
東京	千葉 1号 1軸 (火力)	—	35.0					8/30 ~ 3/31 (設備修繕)							
	横浜 8号 1軸 (火力)	—	36.9									3/8 ~ 5/25 (定期補修時期変更) 3/16～6/4			
	袖ヶ浦4号 (火力)	—	96.8							10/25 ~ 1/12 (出力ハーフ)		1/13 ~ 7/10 (定期点検)			
													1/16～7/13		
	今市 3号 (揚水)	—	35.0			6/19 ~ 未定 (機器臨時点検修理)									
中部	新名古屋 8号 4軸 (火力)	—	39.4									12/27 ~ 2/11(タービン関連設備作業)			
関西	御坊 3号 (火力)	—	57.2					10/1 ~ 12/12(補修停止)							
	姫路第二 5号 (火力)	—	47.9					10/18～11/2							
								9/28 ~ 12/15(補修停止)							
								9/28～11/4							
	大河内 1号 (揚水)	—	31.8	3/25 ~ 3/31 (発電機作業)											
中国	俣野川3号 (揚水)	—	29.8	2/13 ~ 12/12 (機器点検)											
				2/13～11/30											
	俣野川4号 (揚水)	—	29.8	6/17 ~ 2027/9/30 (設備故障)											

(2) 2025年度冬季の電力需給見通し

19

: 2025年度冬季需給見通しの予備率の変化（最大需要時）

- 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。
- なお、1月・2月については、3%台の見通しもあることから、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（厳気象H1）

前回（3/19時点）

（単位：％）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	23.3	5.4	5.8	12.3
東北	23.3	5.4	5.8	12.3
東京	23.3	5.4	5.8	12.3
中部	9.8	5.4	6.6	13.2
北陸	9.8	5.4	6.6	13.2
関西	9.8	5.4	6.6	13.2
中国	9.8	5.4	6.6	13.2
四国	9.8	7.7	19.4	33.1
九州	9.8	5.4	6.6	13.2
沖縄	50.2	50.3	53.6	73.9

今回（最大需要時【10時】）

（単位：％）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	16.5	3.7	3.4	9.9
東北	16.0	3.7	3.4	9.9
東京	16.0	3.7	3.4	9.9
中部	10.3	3.7	7.4	13.3
北陸	10.3	7.8	7.4	13.3
関西	10.3	7.8	7.4	13.3
中国	10.3	7.8	7.4	13.3
四国	10.3	9.6	20.8	36.7
九州	10.3	7.8	7.4	13.3
沖縄	40.5	40.9	43.4	62.5

※全国で最大需要となる時間帯で評価（沖縄のみ20時で評価）

(2) 2025年度冬季の電力需給見通し

20

: 2025年度冬季需給見通しの予備率の変化（最小予備率時）

- 最大需要時と同様に、各エリアとも予備率3%以上を確保できる見通し。

各エリアの予備率（厳気象H1）

前回（3/19時点）

（単位：％）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	18.0	5.4	6.5	11.4
東北	18.0	5.4	6.5	11.4
東京	18.0	5.4	6.5	11.4
中部	9.6	5.4	6.5	13.8
北陸	9.6	6.0	6.5	13.8
関西	9.6	6.0	6.5	13.8
中国	9.6	6.0	6.5	13.8
四国	9.6	7.8	19.3	33.0
九州	9.6	6.0	6.5	13.8
沖縄	50.2	50.3	53.6	73.9

今回（最小予備率時【19時】）

（単位：％）

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	16.5	4.2	4.0	9.3
東北	14.9	4.2	4.0	9.3
東京	14.9	4.2	4.0	9.3
中部	10.3	4.2	8.5	13.5
北陸	10.3	8.3	8.5	13.5
関西	10.3	8.3	8.5	13.5
中国	10.3	8.3	8.5	13.5
四国	10.3	8.3	19.1	36.6
九州	10.3	8.3	8.5	13.5
沖縄	40.5	40.9	43.4	62.5

(2) 2025年度冬季の電力需給見通し ：稀頻度リスク評価

21

- 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。
- 1月の北海道～中部エリアで31万kW、2月の北海道～東京エリアで40万kW、それぞれ稀頻度リスクに必要な供給力を下回る見通しであるが、実需給断面で不足する場合は、追加供給力対策を講じていく。

※ 平年H3需要：2025年度供給計画の第1年度（2025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（2025年度）

	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	502	1,352	5,491	2,313	489	2,669	1,018	476	1,583	160
平年H3需要 ×1%	5	14	55	23	5	27	10	5	16	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
12月	5	68				85				24
1月		97				58		5	58	24
2月		73			81			5	81	24
3月		73			81			5	81	24

【1月】

予備率3%に対する余剰分 66万kW
稀頻度リスクに必要な供給力 97万kW
▲31万kW

○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
12月	65	764				603				43
1月		66				279		31	279	46
2月		33			359			85	359	46
3月		447			731			141	731	68

【2月】

予備率3%に対する余剰分 33万kW
稀頻度リスクに必要な供給力 73万kW
▲40万kW

※ 四捨五入の関係で
合計値が合致しない
ことがある。

- 新設火力の試運転は、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。

2025年度に試運転を実施する新設発電機

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2025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	
関西	姫路天然ガス (火力) 1号	62.3						8月～試運転				2026年1月 営業運転開始予定			
関西	姫路天然ガス (火力) 2号	62.3									12月～ 試運転開始予定			2026年5月 営業運転 開始予定	
九州	ひびき (火力) 1号	62.3								11月～ 試運転開始予定				2026年3月 営業運転 開始予定	

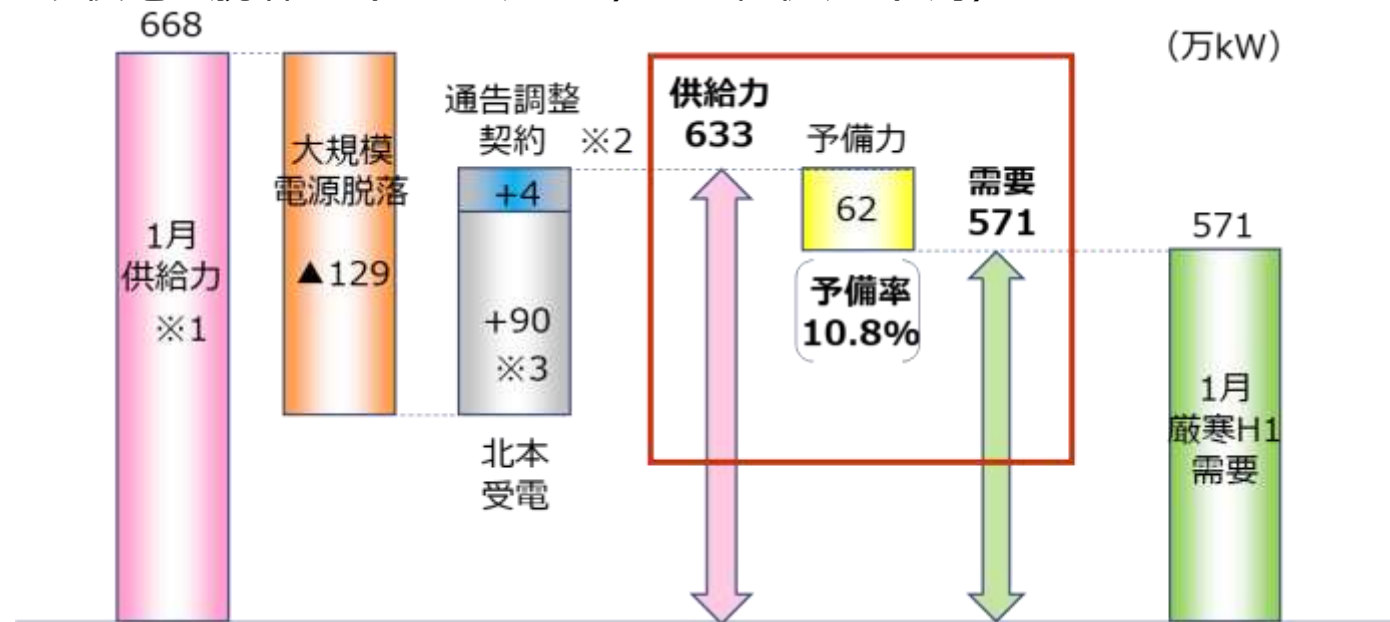
※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

(2) 2025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）

23

- 厳気象H1需要時（最大時）が想定される1月に、129万kWの大規模電源脱落が発生した場合でも、北海道本州間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、厳気象H1需要に対して10.8%の予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲129万kW）の需給状況（1月）



各月の予備率状況

	予備率
12月	24.3%
1月	10.8%
2月	14.5%
3月	10.9%

- ※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（2025年度供給計画計上分）
- ※3 北本連系設備の運用容量90万kW
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
- ※ 2025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

今後の北海道エリアの稀頻度評価における電源脱落差について（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差は、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差の設定については、「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、**特定の電源の脱落到に着目するのではなく、エリア全体における電源の脱落差実績に着目する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差について、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差を「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。

- 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、新設火力の試運転は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による供給力変化の可能性もある。
- 本機関としては、容量市場の枠組みを最大限活用し、供給力確保に資する取り組みを実施しつつ、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）

2025年10月

電力需給検証報告書

(1) 電力需給検証の概要

(2) 2025年度夏季の電力需給実績の検証

(参考) 2024年度と比較した今夏の全国電力需要動向

(参考) 2025年度夏季の発電所停止状況

(参考) 北海道エリアの2025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 of 超過日数

(3) 2025年度夏季の電力需給実績の検証のまとめ

(4) 2025年度冬季の電力需給見通しの基本的な考え方（概要）

(5) 2025年度冬季の電力需給見通し

(参考) 今回の需給見通しの確認においては供給力に見込んでいない要素

(参考) 北海道エリアの稀頻度評価における電源脱落量

(6) 2025年度冬季の電力需給見通しのまとめ

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) 2025年度夏季の電力需要実績

(2) 2025年度夏季の電力供給力実績

(3) 2025年度冬季の需要見通し

(4) 2025年度冬季の供給力見通し

(1) 電力需給検証の概要

- 2025年度夏季の電力需給実績
2025年度夏季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2025年度冬季の電力需給見通し
厳寒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 ※ 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) 2025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(8月5日 14～15時)

■ 今夏の全国最大需要は16,260万kW、予備率は11.3%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	8月5日（火）	14～15時 [16～17時]	413	468	13.5% [13.5%]	465	504	8.4%
東北			1,290	1,542	19.6% [7.6%]	1,388	1,504	8.4%
東京			5,703	6,363	11.6% [9.2%]	5,809	6,297	8.4%
中部			2,455	2,620	6.7% [4.2%]	2,466	2,673	8.4%
北陸			471	500	6.2% [5.1%]	504	547	8.4%
関西			2,738	2,896	5.8% [2.9%]	2,798	3,033	8.4%
中国			1,011	1,112	10.0% [10.0%]	1,077	1,242	15.3%
四国			484	594	22.7% [20.2%]	499	667	33.7%
九州			1,544	1,810	17.2% [10.7%]	1,665	1,920	15.3%
全国9エリア			16,108	17,906	11.2% [7.8%]	16,670	18,387	10.3%
沖縄 ^{※4}			152	188	23.6% [24.4%]	180	227	26.4%
全国10エリア			16,260	18,093	11.3% [7.9%]	16,850	18,615	10.5%

※1 括弧内は、全国最大需要日の点灯帯の時間、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）

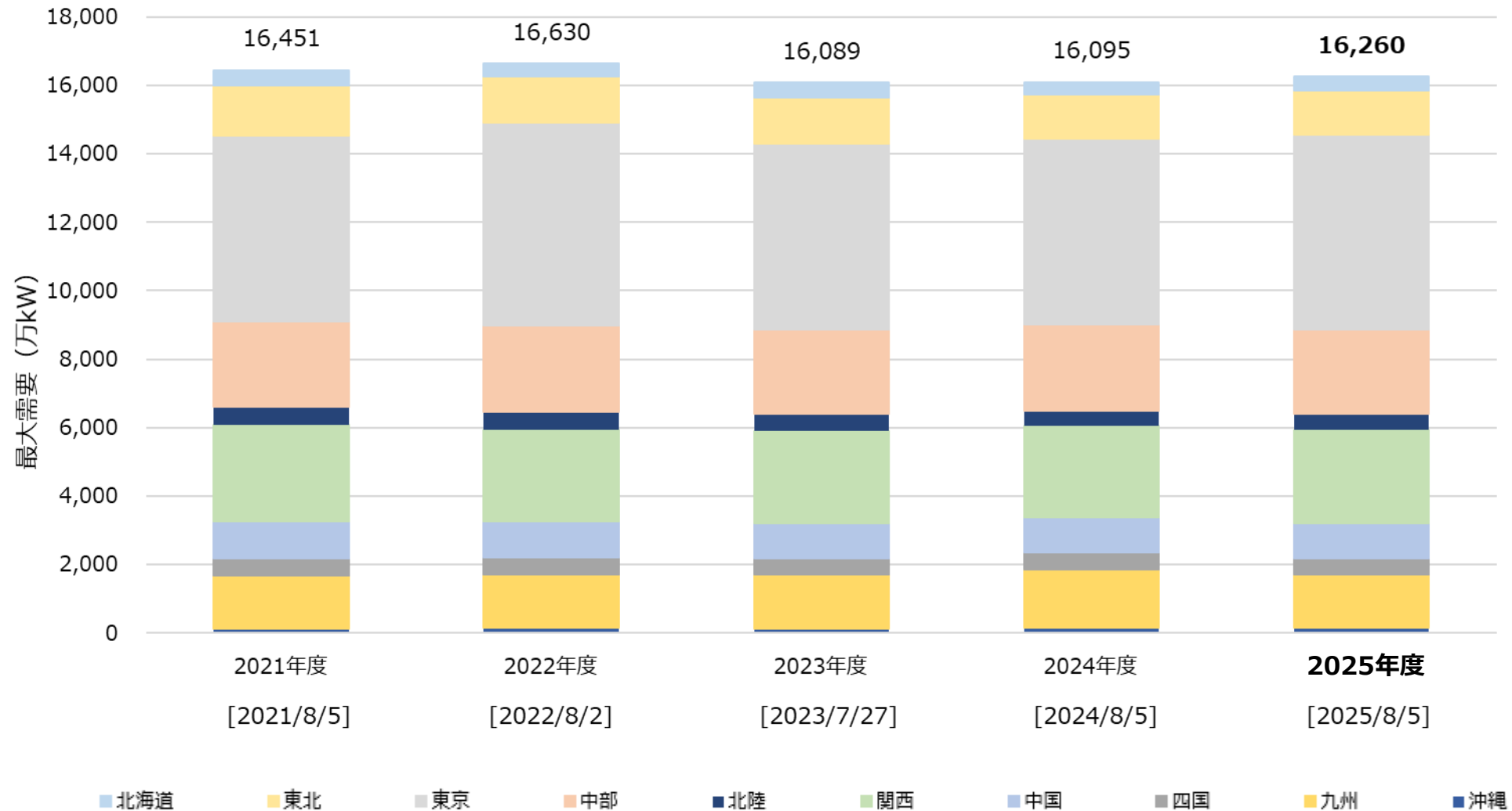
※3 最大需要実績発生月に対応する2025年度夏季見通しの想定値。供給力および予備率は連系線活用後（予備率均平化後）の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※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) 2025年度夏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

■ 今夏の全国最大需要は、昨年度を上回り、至近5年間で3番目の実績であった。



- 各月で昨年度並みの高気温となり、最大需要(kW)・平均日電力量(kWh)もほぼ同程度となった。
- 7月は平均日電力量(kWh)、8月・9月は最大需要(kW)が昨年を上回った。

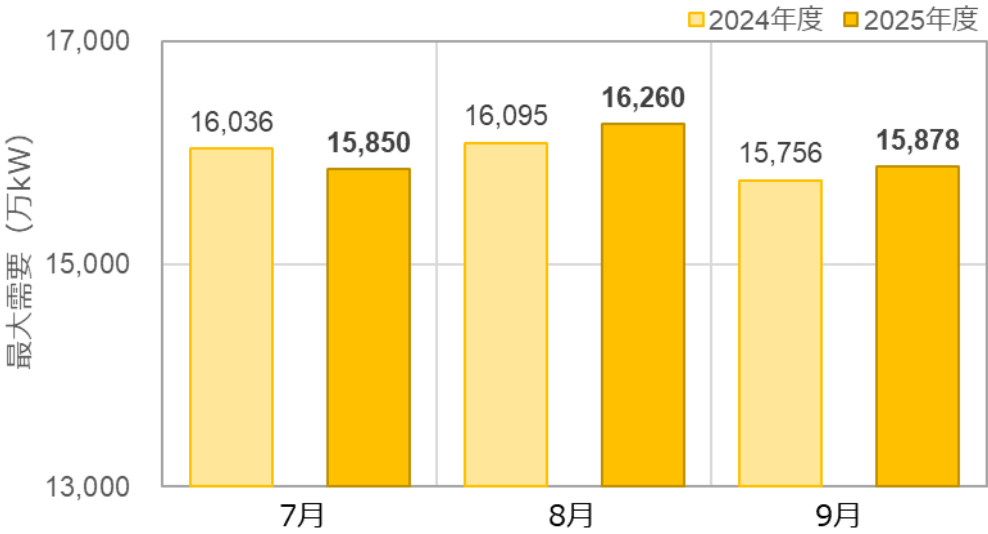
【各月の加重平均気温※1】

	7月	8月	9月
2025年度(A)	29.0	29.7	26.8
2024年度(B) ※2	28.8	29.5	27.2
(括弧内の気温差はA-B)	(+ 0.2)	(+ 0.2)	(▲ 0.4)
平年気温(C)	26.2	27.4	23.8
(括弧内の気温差はA-C)	(+ 2.8)	(+ 2.3)	(+ 3.0)

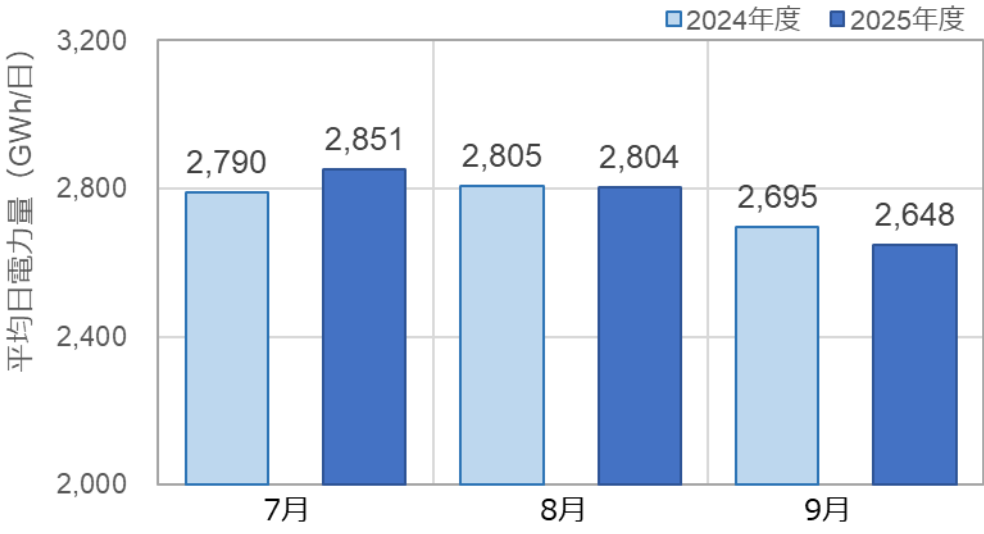
単位：℃

※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】

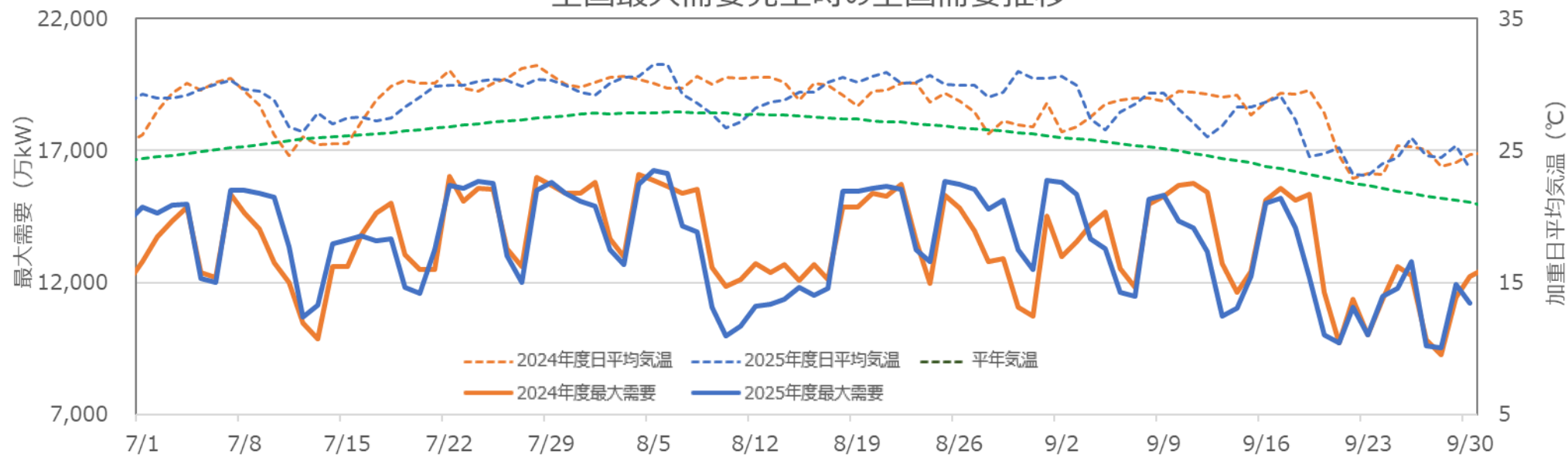


【各月の平均日電力量 (平日)】

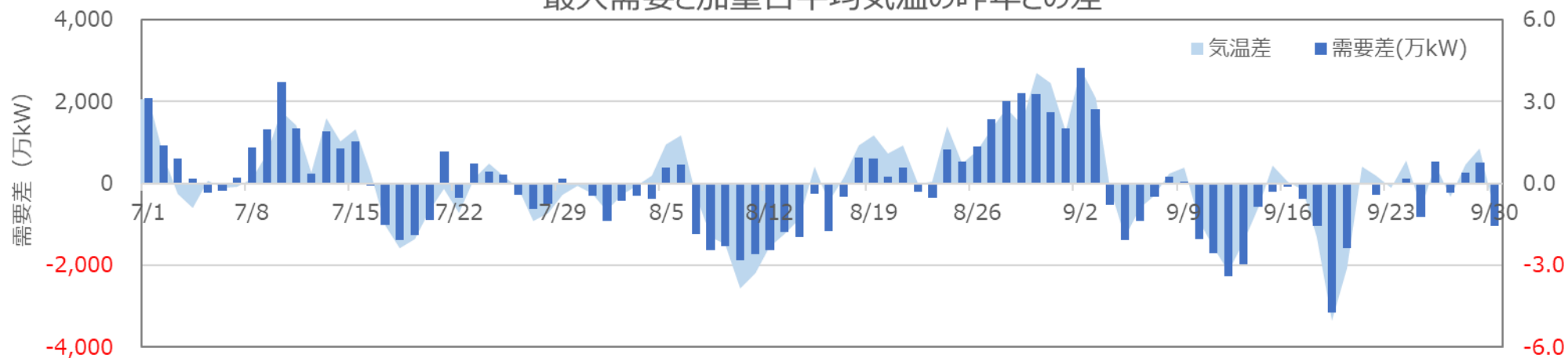


■ 9月は、上旬まで8月並みの高気温が続き、昨年を上回る需要となった。

全国最大需要発生時の全国需要推移



最大需要と加重日平均気温の昨年との差



(2) 2025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(8月5日 14～15時)

33

■ 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、▲1,019万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	18,093	19,112	▲ 1,019	
原子力	970	932	+ 38	
火力	10,804	11,498	▲ 694	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	979	1,197	▲ 218	出水状況および貯水池運用による減
揚水 ^{※5}	1,317	1,550	▲ 233	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	3,662	2,766	+ 896	
風力	104	67	+ 37	
地熱	26	31	▲ 4	
その他 ^{※6}	231	1,071	▲ 841	

※1 前回の電力需給検証報告書（2025年5月）における2025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) 2025年度夏季の電力需給実績の検証 34

: 全国最大需要日における最小予備率時の供給力実績(8月5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▲1,079万kWの差であり、予備率は3.6%減の7.9%であった。

(送電端 万kW、%)

	実績	想定 ^{※1}	実績－想定
需要	16,074	16,516	▲ 442
供給力	17,345	18,424	▲ 1,079
原子力	970	932	+ 38
火力	10,919	11,498	▲ 579
水力	1,097	1,197	▲ 100
揚水 ^{※2}	2,001	2,242	▲ 241
太陽光	1,711	1,230	+ 481
風力	89	67	+ 22
地熱	26	31	▲ 4
その他 ^{※3}	532	1,227	▲ 696
予備率	7.9	11.6	▲ 3.6

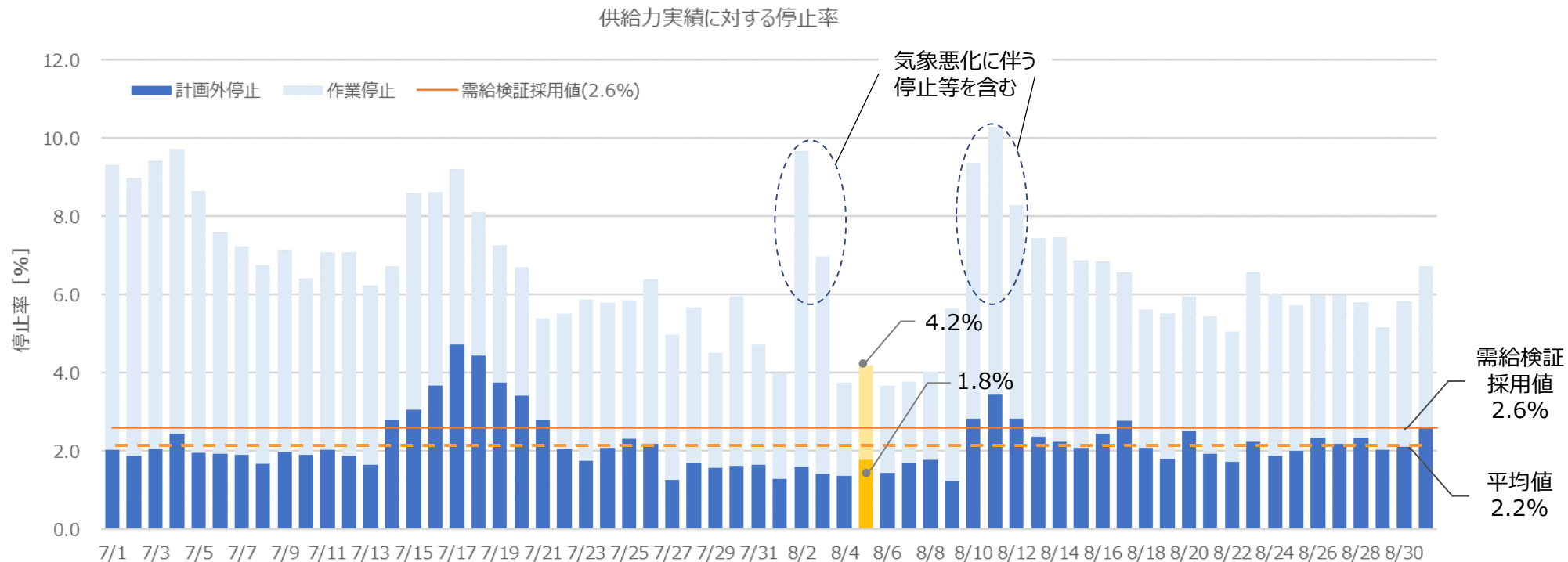
※1 前回の電力需給検証報告書（2025年5月）における2025年度夏季見通し。
供給力は計画外停止率を考慮していない値。

※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。

- 計画外停止率は最大需要発生日（8月5日）で1.8%、平均で2.2%であった。
- なお、厳気象が予見される場合でも実施しなければならない作業もあることから、前回の需給検証から追加となった作業停止分も含めた供給力減少は最大需要発生日で4.2%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) 2025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

36

■ 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	7月23日 (水)	11～12時 [16～17時]	491	549	11.9% [7.8%]	475	542	14.2%
東北	7月29日 (火)	14～15時 [16～17時]	1,385	1,547	11.7% [11.4%]	1,341	1,531	14.2%
東京	8月6日 (水)	13～14時 [16～17時]	5,754	6,426	11.7% [10.2%]	5,936	6,478	9.1%
中部	9月2日 (火)	14～15時 [16～17時]	2,463	2,733	10.9% [9.3%]	2,462	2,726	10.7%
北陸	8月4日 (月)	13～14時 [16～17時]	504	526	4.4% [4.4%]	509	556	9.2%
関西	8月5日 (火)	14～15時 [16～17時]	2,738	2,896	5.8% [2.9%]	2,824	3,084	9.2%
中国	8月6日 (水)	15～16時 [16～17時]	1,018	1,110	9.0% [9.0%]	1,078	1,279	18.6%
四国	8月6日 (水)	14～15時 [16～17時]	488	594	21.7% [21.4%]	499	689	38.2%
九州	8月1日 (金)	13～14時 [16～17時]	1,574	2,095	33.1% [13.2%]	1,667	1,977	18.6%
沖縄 ^{※4}	7月1日 (火)	14～15時 [16～17時]	161	192	19.2% [15.5%]	179	215	20.1%

※1 括弧内は、各エリア最大需要日の点灯帯の時間、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

- 北海道・東北・中部エリアにおいて、各月の厳気象H1想定を上回る実績となった。
- また、北海道エリアにおいては、夏季の厳気象H1想定を上回った。

(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	7/23 12:00	7/29 15:00	8/6 14:00	9/2 15:00	8/4 14:00	8/5 15:00	8/6 16:00	8/6 15:00	8/1 14:00	7/1 15:00	—
需要想定 ^{※1}	486	1,341	5,936	2,462	509	2,824	1,078	499	1,672	179	16,986
需要実績 ^{※2}	491 (413)	1,385 (1,290)	5,754 (5,703)	2,463 (2,455)	504 (471)	2,738 (2,738)	1,018 (1,011)	488 (484)	1,574 (1,544)	161 (152)	16,576 (16,260)
差分	+ 5	+ 44	▲ 182	+ 1	▲ 6	▲ 86	▲ 60	▲ 11	▲ 98	▲ 17	▲ 410
気温影響等	+ 4	+ 53	+ 50	+ 1	▲ 11	▲ 130	▲ 32	▲ 8	▲ 96	▲ 20	▲ 190
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	+ 1	▲ 8	▲ 232	▲ 0	+ 6	+ 44	▲ 28	▲ 2	▲ 2	+ 2	▲ 220

＜厳気象対象年度の設定＞

○厳気象条件は、北海道エリアは2023年度並み、東北エリアは2021年度並み、東京エリアは2022年度並み、中部・北陸・中国・九州・沖縄エリアは2024年度並み、関西・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（2025年8月5日 14～15時）の需要実績値。

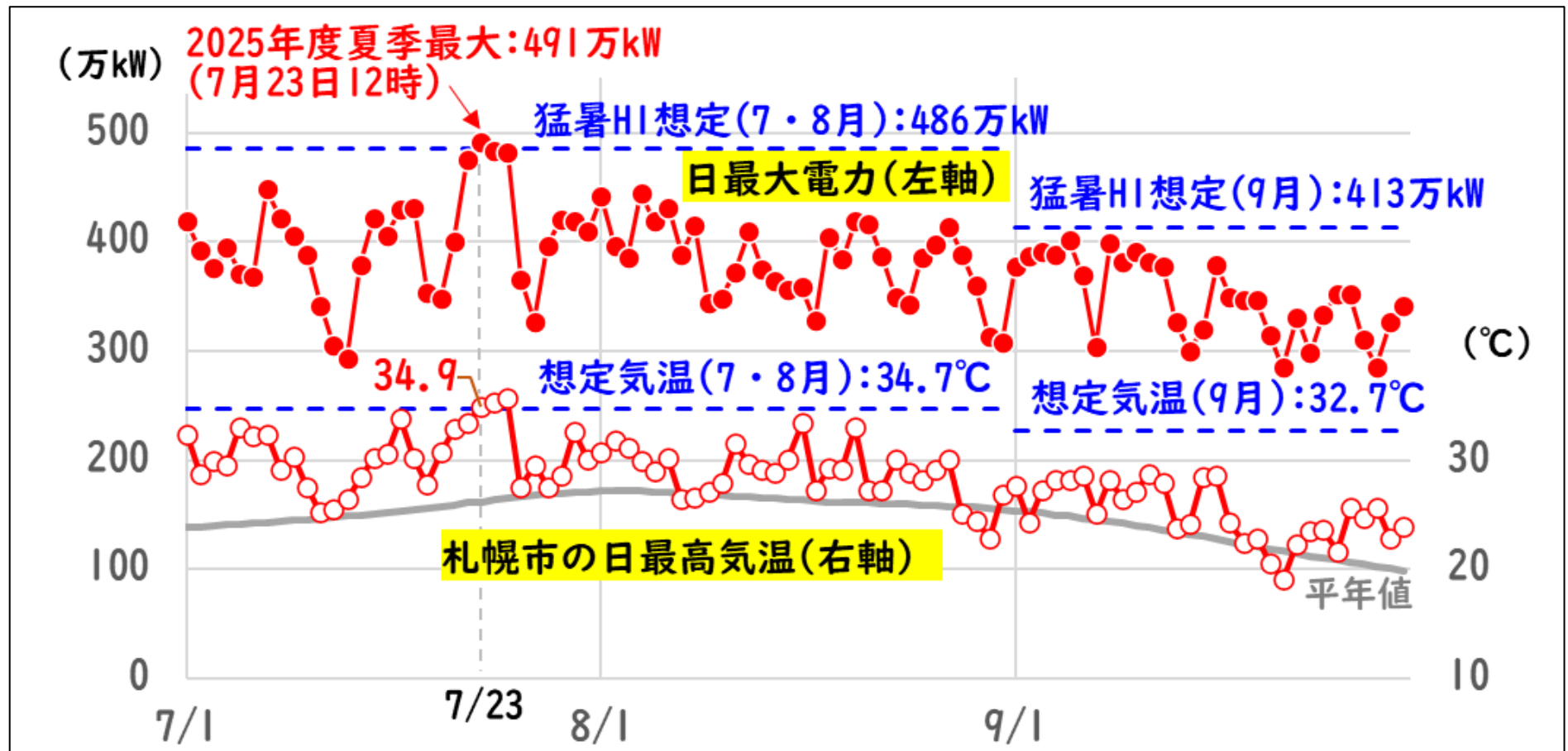
※3 発動指令電源のうち、最大需要発生時における需要側での期待値。

※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。

- 北海道エリアでは、7月23日の最高気温が厳気象H1想定気温（34.7℃）を上回る34.9℃となった。
- 同日の最大電力は、491万kW（12時発生）となり、厳気象H1想定（486万kW）を上回った。



(参考) 各エリアにおける厳気象H1想定の超過日数

- 期間を通じて、厳気象H1想定を超えた日が9日間あった。
- 7月には北海道・東北エリアで厳気象H1想定を超え、東北エリアで超過日数は5日間あった。
- 9月には中部・北陸エリアで厳気象H1想定を超えた日があった。

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	1	5	0	0	0	0	0	0	0	0	6
8月	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9月	0	0	0	1	2	0	0	0	0	0	3
合計	1	5	0	1	2	0	0	0	0	0	9

※ 各月の日需要実績に対し、需給検証で想定した月毎の猛暑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、8月5日14～15時の16,260万kWであり、至近5年間で見ると、3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11.3%、最小予備率時は7.9%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は、北海道・東北エリアにおいて、7月に厳気象H1想定を上回った。また、中部・北陸エリアにおいて、9月に厳気象H1想定を上回った。
なお、7月の北海道エリアにおいては、夏季の厳気象H1想定を超える需要となった。
- 2026年度夏季の需給検証に向け、厳気象H1想定の超過があったエリアについては、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78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) 2025年度冬季の電力需給見通し : 2025年度 冬季見通し (最大需要時)

43

〈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】	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	7,368	559	1,558	5,251	9,097	2,469	543	2,710	1,166	523	1,686	16,465	163	16,628
最大需要電力	6,348	480	1,343	4,526	8,247	2,238	492	2,457	1,057	474	1,529	14,595	116	14,711
供給予備力	1,019	79	215	725	851	231	51	253	109	49	158	1,870	47	1,917
供給予備率	16.1	16.5	16.0	16.0	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	12.8	40.5	13.0
予備力3%確保 に対する余剰分	829	65	175	589	603	164	36	180	77	35	112	1,432	43	1,476

【1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	7,756	586	1,548	5,622	9,232	2,487	578	2,765	1,151	522	1,729	16,987	170	17,157
最大需要電力	7,481	565	1,493	5,423	8,646	2,399	536	2,564	1,067	476	1,604	16,127	121	16,247
供給予備力	275	21	55	199	586	88	42	201	84	46	126	861	49	910
供給予備率	3.7	3.7	3.7	3.7	6.8	3.7	7.8	7.8	7.8	9.6	7.8	5.3	40.9	5.6
予備力3%確保 に対する余剰分	50	4	10	36	327	16	26	124	52	31	78	377	46	423

【2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	7,701	591	1,528	5,582	9,377	2,589	577	2,760	1,149	575	1,726	17,078	162	17,240
最大需要電力	7,445	571	1,477	5,396	8,673	2,411	537	2,571	1,070	476	1,608	16,118	113	16,231
供給予備力	256	20	51	186	704	178	40	190	79	99	119	960	49	1,009
供給予備率	3.4	3.4	3.4	3.4	8.1	7.4	7.4	7.4	7.4	20.8	7.4	6.0	43.4	6.2
予備力3%確保 に対する余剰分	33	3	7	24	444	106	24	113	47	85	70	477	46	522

【3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	7,089	548	1,409	5,132	8,576	2,421	515	2,587	1,032	570	1,450	15,664	186	15,851
最大需要電力	6,449	499	1,281	4,669	7,480	2,136	454	2,283	911	417	1,279	13,929	115	14,043
供給予備力	640	50	127	463	1,096	285	61	305	122	153	171	1,736	72	1,808
供給予備率	9.9	9.9	9.9	9.9	14.7	13.3	13.3	13.3	13.3	36.7	13.3	12.5	62.5	12.9
予備力3%確保 に対する余剰分	447	35	89	323	871	221	47	236	94	141	132	1,318	68	1,386

(5) 2025年度冬季の電力需給見通し ：2025年度 冬季見通し（最小予備率時）

44

〈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】	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	7,425	574	1,554	5,297	8,648	2,337	509	2,494	1,115	538	1,655	16,073	163	16,236
最大需要電力	6,456	492	1,353	4,611	7,840	2,119	461	2,261	1,011	487	1,501	14,296	116	14,412
供給予備力	969	81	201	687	808	218	48	233	104	50	155	1,777	47	1,824
供給予備率	15.0	16.5	14.9	14.9	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	10.3	12.4	40.5	12.7
予備力3%確保 に対する余剰分	776	67	161	548	573	155	34	165	74	36	110	1,348	43	1,392

【1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	7,519	546	1,497	5,475	8,750	2,333	534	2,556	1,134	531	1,662	16,269	170	16,439
最大需要電力	7,217	525	1,437	5,255	8,163	2,239	493	2,360	1,047	490	1,534	15,380	121	15,500
供給予備力	303	22	60	220	587	94	41	196	87	41	128	889	49	939
供給予備率	4.2	4.2	4.2	4.2	7.2	4.2	8.3	8.3	8.3	8.3	8.3	5.8	40.9	6.1
予備力3%確保 に対する余剰分	86	6	17	63	342	27	26	126	56	26	82	428	46	474

【2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	7,428	545	1,443	5,440	8,932	2,440	536	2,566	1,138	583	1,668	16,360	162	16,523
最大需要電力	7,145	525	1,387	5,233	8,188	2,250	494	2,366	1,050	490	1,538	15,333	113	15,446
供給予備力	283	21	55	208	744	190	42	200	89	93	130	1,028	49	1,077
供給予備率	4.0	4.0	4.0	4.0	9.1	8.5	8.5	8.5	8.5	19.1	8.5	6.7	43.4	7.0
予備力3%確保 に対する余剰分	69	5	13	51	499	123	27	129	57	79	84	568	46	613

【3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	7,104	506	1,325	5,273	8,137	2,283	484	2,433	1,031	542	1,364	15,242	186	15,428
最大需要電力	6,497	463	1,212	4,822	7,086	2,010	427	2,142	908	397	1,202	13,583	115	13,698
供給予備力	607	43	113	451	1,052	272	58	290	123	145	163	1,659	72	1,730
供給予備率	9.3	9.3	9.3	9.3	14.8	13.5	13.5	13.5	13.5	36.6	13.5	12.2	62.5	12.6
予備力3%確保 に対する余剰分	412	29	77	306	839	212	45	226	96	134	127	1,251	68	1,319

(5) 2025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。
- 1月の北海道～中部エリアで31万kW、2月の北海道～東京エリアで40万kW、それぞれ稀頻度リスクに必要な供給力を下回る見通しであるが、実需給断面で不足する場合は、追加供給力対策を講じていく。

※ 平年H3需要：2025年度供給計画の第1年度（2025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（2025年度）

	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	502	1,352	5,491	2,313	489	2,669	1,018	476	1,583	160
平年H3需要 ×1%	5	14	55	23	5	27	10	5	16	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
12月	5	68	85							24
1月	97				58			5	58	24
2月	73			81			5	5	81	24
3月	73			81			5	5	81	24

【1月】

予備率3%に対する余剰分 66万kW
稀頻度リスクに必要な供給力 97万kW
▲31万kW

○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
12月	65	764	603							43
1月	66				279			31	279	46
2月	33			359			85	85	359	46
3月	447			731			141	141	731	68

【2月】

予備率3%に対する余剰分 33万kW
稀頻度リスクに必要な供給力 73万kW
▲40万kW

※ 四捨五入の関係で
合計値が合致しない
ことがある。

- 新設火力の試運転は、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。

2025年度に試運転を実施する新設発電機

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2025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	
関西	姫路天然ガス (火力) 1号	62.3						8月～試運転				2026年1月 営業運転開始予定			
関西	姫路天然ガス (火力) 2号	62.3									12月～ 試運転開始予定			2026年5月 営業運転 開始予定	
九州	ひびき (火力) 1号	62.3								11月～ 試運転開始予定				2026年3月 営業運転 開始予定	

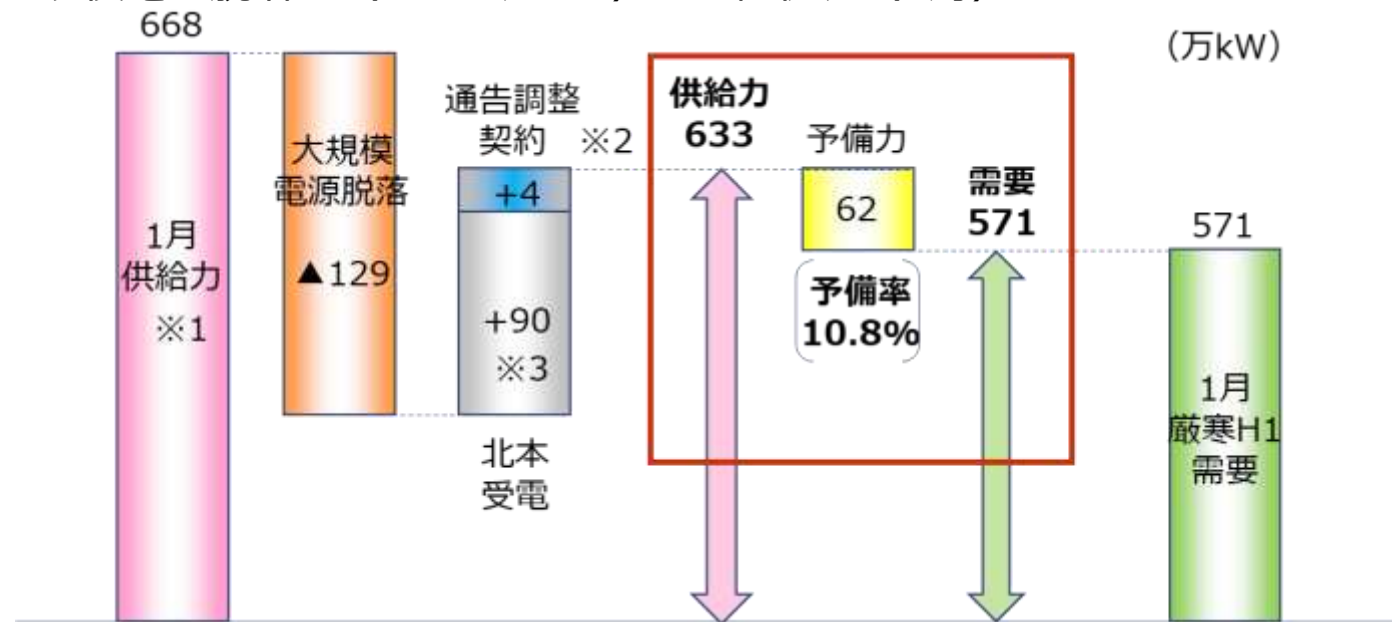
※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

(5) 2025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）

47

- 厳気象H1需要時（最大時）が想定される1月に、129万kWの大規模電源脱落が発生した場合でも、北海道本州間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、厳気象H1需要に対して10.8%の予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲129万kW）の需給状況（1月）



各月の予備率状況

	予備率
12月	24.3%
1月	10.8%
2月	14.5%
3月	10.9%

- ※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（2025年度供給計画計上分）
- ※3 北本連系設備の運用容量90万kW
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
- ※ 2025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

今後の北海道エリアの稀頻度評価における電源脱落差について（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差は、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差の設定については、「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、**特定の電源の脱落到に着目するのではなく、エリア全体における電源の脱落差実績に着目する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差について、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差を「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。

- 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、新設火力の試運転は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による供給力変化の可能性もある。
- 本機関としては、容量市場の枠組みを最大限活用し、供給力確保に資する取り組みを実施しつつ、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

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107回委員会（2025年3月19日）

（議題）

- ・2025年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

○第112回委員会（2025年10月22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) 2025年度夏季の電力需要実績
： 厳気象H1需要想定 の前提条件と実績（エリア毎の詳細）

53

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
厳気象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	感応度式	感応度式	感応度式
対象年度（至近10カ年）			2023	2021	2022	2024	2024	2020	2024	2020	2024	2024
気象感応度 (万kW/℃, 万kW/%, 万kW/pt)	想定		7 6	38 7 3	197 91	64	17	92 20	50	15 5 1	52	5
	実績		8 6	41 6 4	231 62	54	14	80 23	35	22 -2 2	58	6
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
H3気温等	想定		31.2℃ 25.2℃	32.7℃ 31.4℃ 53.4%	31.0℃ 35.7℃	81.8pt	83.8 pt	36.3℃ 22.6℃	35.1℃	35.2℃ 34.5℃ 50.2%	35.0℃ 34.2℃	33.1℃ 29.8℃
	実 績	H1	34.9℃ 28.8℃	35.8℃ 34.8℃ 43.9%	32.1℃ 37.2℃	85.9pt	85.6pt	36.7℃ 22.4℃	35.9℃	36.0℃ 35.9℃ 52.5%	35.1℃ 34.9℃	32.9℃ 30.2℃
		H3平均	35.3℃ 29.3℃	35.6℃ 35.0℃ 43.7%	31.6℃ 36.8℃	86.3pt	84.9pt	36.7℃ 22.5℃	35.5℃	36.0℃ 35.8℃ 51.3%	34.8℃ 34.3℃	32.7℃ 29.7℃
H3需要 (万kW)	想定		501	1,281	5,491	2,212	473	2,669	1,018	476	1,583	160
	実 績	H1	491	1,385	5,754	2,463	504	2,738	1,018	488	1,574	161
		H3平均※1	485	1,380	5,660	2,458	497	2,719	1,014	481	1,565	159
H3想定気温等（再掲）			31.2℃ 25.2℃	32.7℃ 31.4℃ 53.4%	31.0℃ 35.7℃	81.8pt	83.8 pt	36.3℃ 22.6℃	35.1℃	35.2℃ 34.5℃ 50.2%	35.0℃ 34.2℃	33.1℃ 29.8℃
厳気象H1前提気温等			34.7℃ 29.4℃	34.3℃ 34.3℃ 46.3%	32.1℃ 36.4℃	85.7pt	85.9 pt	38.1℃ 22.1℃	36.3℃	36.0℃ 36.1℃ 48.6%	36.3℃ 35.9℃	36.0℃ 31.5℃
厳気象H3想定（万kW）			－	－	－	－	－	－	－	－	－	－
H1/H3比率 （5カ年実績平均）			－	-	－	－	－	－	－	－	－	－
厳気象H1想定（万kW）			486	1,341	5,936	2,462	509	2,824	1,078	499	1,672	180
厳気象H1/H3比率 （想定）			1.16	1.05	1.08	1.11	1.08	1.06	1.06	1.05	1.06	1.12
H1/H3比率 （実績）			1.01	1.00	1.02	1.00	1.01	1.01	1.00	1.01	1.01	1.02

※ 1 厳気象期間における日々最大需要の上位 3 日平均値。
※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

(2) 2025年度夏季の電力供給力実績 ：計画外停止・老朽火力の状況

- 全国最大需要時における計画外停止（火力以外も含む）は319万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲2.0%であった。
- 老朽火力を2025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、2025年度夏季（7月～8月）実績について発電事業者78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21.5%であった。

7月～8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	319	8月5日	▲2.0%
最大値	618	8月11日	▲3.8%
平均値	197	—	▲1.2%

全国最大需要	日時	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率
	8月5日 14～15時	16,260	18,093	11.3%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象※3		老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率 [%]※4
夏季（7月～8月）	144件	25件	5件	夏季（7月～8月）	101	21.5

※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 2025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) 2025年度夏季の電力供給力実績 ：原子力と火力供給力実績

55

- 全国最大需要時（8月5日 14～15時）における原子力供給力 の合計は970万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である932万kWを38万kW上回った。
- 火力供給力の合計は10,804万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である11,410万kWを606万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8月の増出力可能量88万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	932	0	0	477	79	85	291	932	－	932
	②実績	79	0	79	0	891	0	0	437	79	85	291	970	－	970
	差分 (②-①)	+ 79	+ 0	+ 79	+ 0	▲ 40	+ 0	+ 0	▲ 40	+ 0	+ 0	+ 0	+ 38	－	+ 38
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	5,726	295	1,480	3,951	5,477	1,577	394	1,321	791	449	945	11,203	207	11,410
	②実績	5,495	293	1,329	3,873	5,139	1,535	395	1,106	777	421	904	10,634	170	10,804
	差分 (②-①)	▲ 231	▲ 2	▲ 151	▲ 78	▲ 338	▲ 42	+ 1	▲ 215	▲ 14	▲ 28	▲ 41	▲ 569	▲ 37	▲ 606
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	65	2	11	52	23	4	6	1	4	2	6	88	0	88
	②実績	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	差分 (②-①)	▲ 65	▲ 2	▲ 11	▲ 52	▲ 23	▲ 4	▲ 6	▲ 1	▲ 4	▲ 2	▲ 6	▲ 88	+ 0	▲ 88

※1 前回の電力需給検証における8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) 2025年度夏季の電力供給力実績 ：水力供給力・揚水供給力実績

56

- 全国最大需要時（8月5日 14～15時）における水力供給力の合計は979万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である1,197万kWを218万kW下回った。
- 揚水供給力の合計は1,317万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である1,550万kWを233万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	419	66	128	225	778	167	161	279	36	57	78	1,197	—	1,197
	②実績	358	55	114	189	621	163	157	194	10	48	49	979	—	979
	差分 (②-①)	▲ 61	▲ 11	▲ 14	▲ 36	▲ 157	▲ 4	▲ 4	▲ 85	▲ 26	▲ 9	▲ 29	▲ 218	—	▲ 218
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	778	62	—	716	772	249	—	345	127	51	0	1,550	—	1,550
	②実績	746	24	—	722	571	191	—	258	36	15	72	1,317	—	1,317
	差分 (②-①)	▲ 32	▲ 38	—	+ 6	▲ 201	▲ 59	—	▲ 87	▲ 91	▲ 36	+ 72	▲ 233	—	▲ 233

※1 前回の電力需給検証における8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) 2025年度夏季の電力供給力実績
：太陽光供給力実績

■ 全国最大需要時（8月5日 14～15時）における太陽光供給力の合計は3,662万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である2,766万kWを896万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
太陽光 供給力 (万kW)	①想定※1	974	93	253	629	1,772	468	52	250	360	159	483	2,746	20	2,766
	②実績	1,464	109	350	1,005	2,177	582	47	399	333	160	657	3,641	21	3,662
	差分	+489	+ 16	+97	+376	+406	+114	▲ 6	+149	▲ 28	+1	+175	+895	+ 1	+896

※1 前回の電力需給検証における8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) 2025年度夏季の電力供給力実績 ：風力供給力実績

58

- 全国最大需要時（8月5日 14～15時）における風力供給力の合計は104万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である67万kWを37万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	43	13	27	3	23	5	1	3	4	4	7	66	0	67
	②最大需要日 の実績	76	7	51	19	27	6	2	4	5	5	5	103	1	104
	差分	+ 33	▲ 6	+ 23	+ 15	+ 4	+ 1	+ 2	+ 1	+ 2	+ 0	▲ 2	+ 37	+ 1	+ 37
調整係数 (%)	①調整係数	-	9.3	11.6	6.8	-	14.0	7.7	13.3	9.5	14.4	7.9	-	12.9	-
	②最大需要日 の実績比率	-	5.1	22.4	26.8	-	15.4	22.5	20.1	14.5	18.7	5.5	-	48.9	-
	差分	-	▲ 4.2	+ 10.8	+ 20.0	-	+ 1.4	+ 14.8	+ 6.8	+ 5.0	+ 4.3	▲ 2.4	-	+ 36.0	-

※1 前回の電力需給検証における8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) 2025年度夏季の電力供給力実績
：地熱供給力実績

■ 全国最大需要時（8月5日 14～15時）における地熱供給力の合計は26万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である31万kWを4万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
地熱 供給力 (万kW)	①想定※1	15	1	14	－	16	－	－	－	－	－	16	31	－	31
	②最大需要日の 実績	12	0	12	－	14	－	－	－	－	－	14	26	－	26
	差分	▲3	▲1	▲2	－	▲1	－	－	－	－	－	▲1	▲4	－	▲4

※1 前回の電力需給検証における8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) 2025年度冬季の需要見通し

: 2025年度冬季（1月）の需要見通し（エリア毎の詳細）

60

■ 供給計画におけるH3需要に対する厳気象時の気象影響を考慮し、厳気象H1需要を想定した。

	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	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	18-19時	19-20時
厳気象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	感応度式	感応度式	感応度式
対象年度 (至近10か年)	2022	2022	2021	2022	2022	2017	2015	2020	2022	2015
気象感応度 (万kW/℃,万kW/mm)	-8 11	-26	-79 -31	-39	-11	-35 -23	-20	-10	-35	-4
気象考慮要素	・日平均気温 ・降水量	日平均気温	・最大発生時気温 ・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	日平均気温	・最大発生時気温	日平均気温
供給計画 H3前提気温等	-5.5℃ 0.5mm	-1.4℃	3.0℃ 4.7℃	1.3℃	0.4℃	3.8℃ 3.0℃	1.6℃	3.3℃	2.8℃	14.3℃
供給計画 H3需要 (万kW)	502	1,352	4,776	2,303	489	2,474	986	452	1,456	102
厳気象H1 前提気温等	-11.0℃ 0.38mm	-6.2℃	0.3℃ 4.5℃	-1.1℃	-3.0℃	2.9℃ -0.4℃	-3.0℃	-0.5℃	-1.9℃	9.2℃
厳気象H3需要 (万kW)	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
算定に用いた H1/H3比率	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
厳気象H1需要 (万kW)	571	1,510	5,482	2,425	540	2,585	1,076	490	1,617	121
厳気象H1/H3比率 (結果)	1.14	1.12	1.15	1.05	1.10	1.05	1.09	1.08	1.11	1.18

※ 想定需要の10エリア計が最大となる1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) 2025年度冬季の供給力見通し ：原子力供給力と火力供給力

61

- 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、9エリア1,193万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,880万kW（1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。2025年度冬季（1月）は、10エリアで100万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	33	0	0	0	606	79	85	390	－	1,193

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)	398	1,452	4,130	1,683	401	1,389	827	500	926	172	11,880

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)	5	10	49	4	9	6	4	3	10	0	100

※ 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) 2025年度冬季の供給力見通し ：水力供給力

62

- 水力発電については、9エリア983万kW（1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	126	167	97	153	238	31	37	69	-	983
内訳	自流式 (万kW)	42	114	137	76	44	164	31	23	44	-	675
	貯水池 (万kW)	22	12	30	21	108	74	0	14	25	-	307
調整係数 (%)		23.7	38.5	29.9	23.5	32.1	31.6	31.6	24.6	19.6	-	-

※ 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「2025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/2025_choseikeisu_ichiran.xlsx

(4) 2025年度冬季の供給力見通し ：揚水供給力

63

- 揚水発電については、7エリア1,538万kW（最大需要時）、1,319万kW（最小予備率時）を供給力として見込む。（いずれも1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
揚水供給力 [最大需要時]	57	-	579	256	-	346	128	40	132	-	1,538
揚水供給力 [最小予備率時]	41	-	464	190	-	315	112	55	142	-	1,319

※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) 2025年度冬季の供給力見通し ：太陽光供給力

64

- 太陽光については、10エリア687万kW（最大需要時）、0万kW（最小予備率時）を見込む。
（いずれも1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]	8	41	211	137	3	68	83	14	122	0	687
太陽光供給力 [最小予備率時]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(4) 2025年度冬季の供給力見通し ：風力供給力と地熱供給力

65

- 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240万kW（1月）を見込む。
- 地熱については、3エリア35万kW（1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)	33	117	14	12	3	8	11	14	26	1	240
調整係数(%)	24.1	46.9	25.4	33.7	28.7	37.7	26.0	46.6	25.0	36.8	-

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)	2	16	—	—	—	—	—	—	17	—	35

※ 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「2025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/2025_choseikeisu_ichiran.xlsx