第108回調整力及び需給バランス
評価等に関する委員会　資料１

電力需給検証報告書（案）について

2025年5月16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

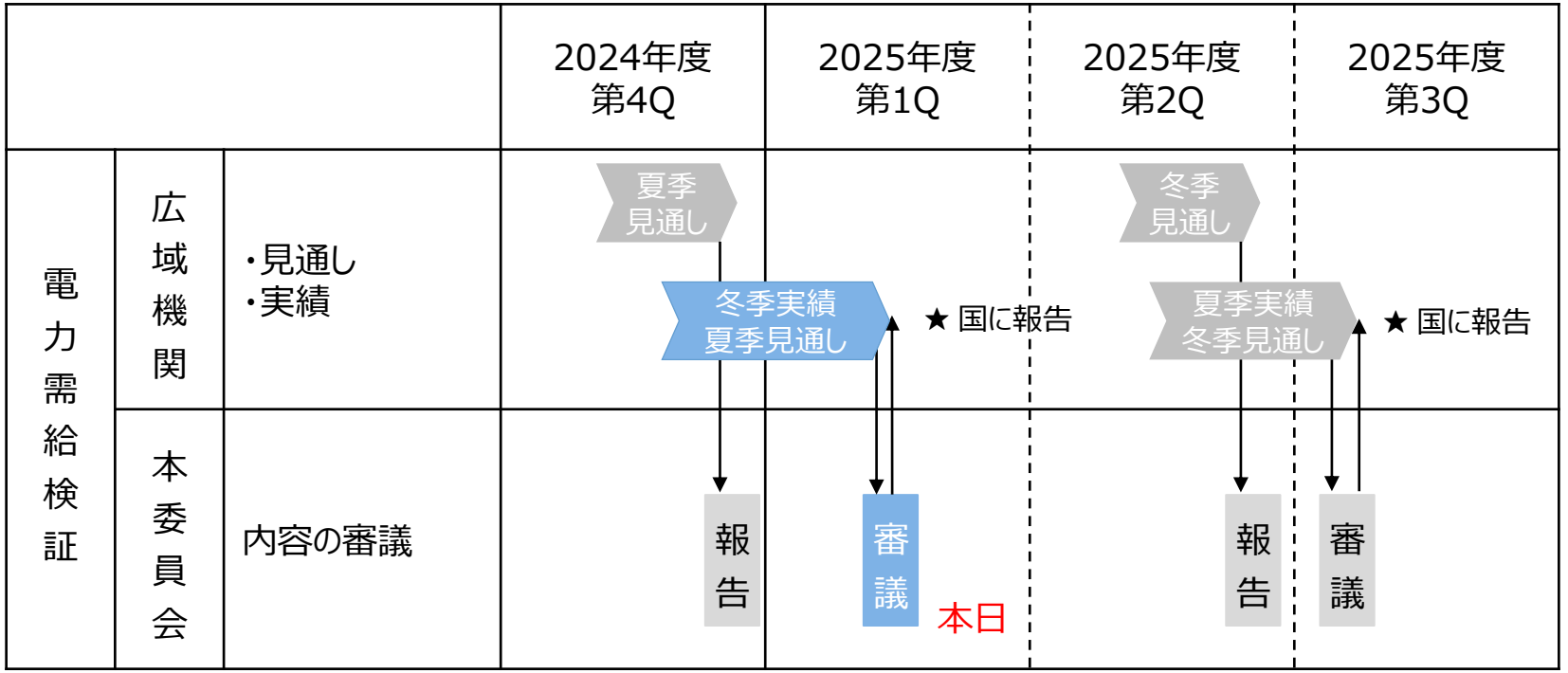
電力広域的運営推進機関
OCCTO

はじめに

- 2024年度冬季の電力需給実績、及び2025年度夏季の厳気象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、2025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



（１）2024年度冬季の電力需給実績の検証

（２）2025年度夏季の電力需給の見通し

（１）2024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10日 9～10時)

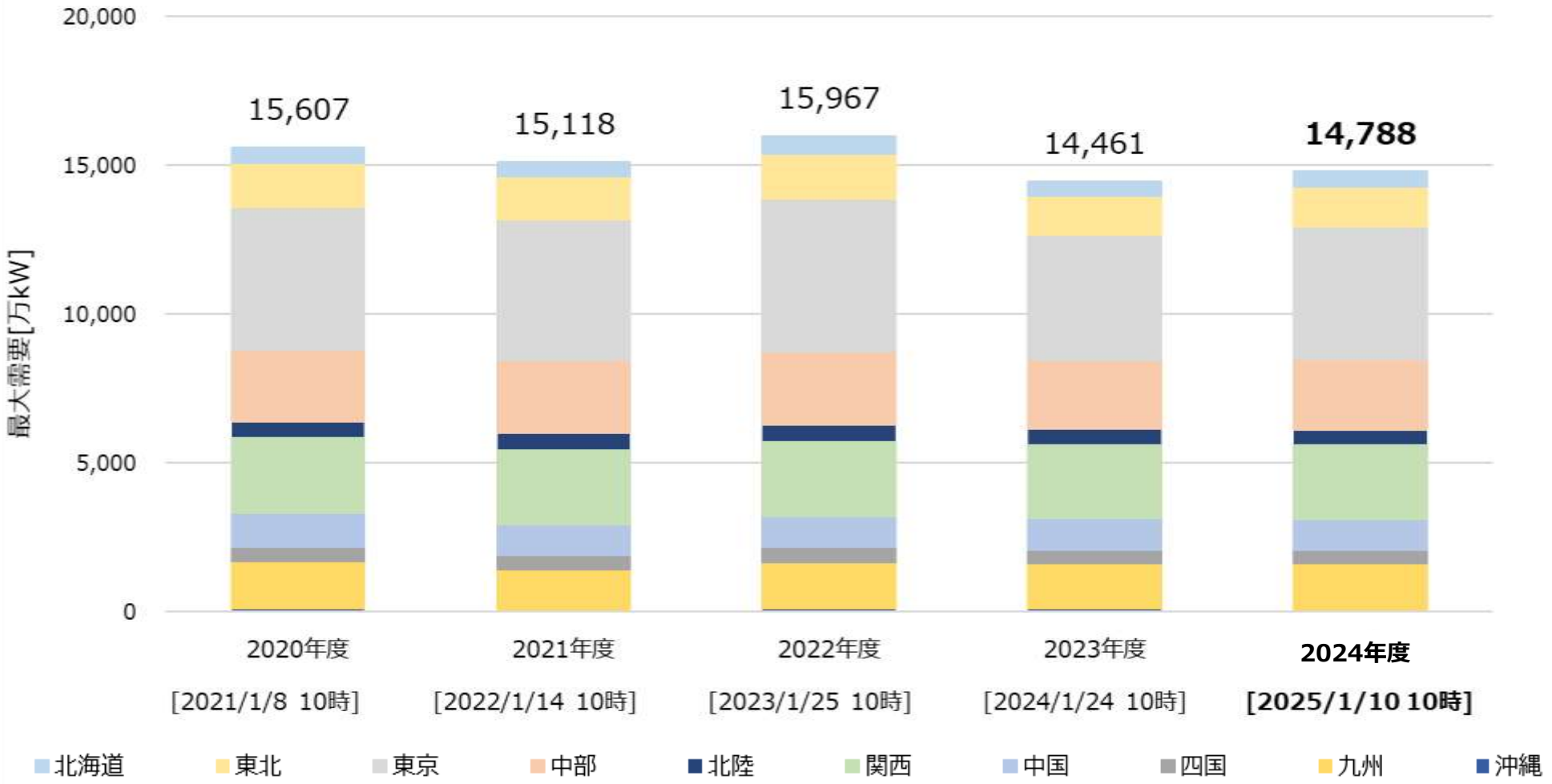
■ 全国最大需要は1月10日9～10時に発生し、需要は14,788万kW、予備率は12.5%であった。

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	1月10日（金）	9～10時[18～19時]	486	559	15.0%[15.2%]	554	617	11.3%
東北			1,366	1,653	21.0%[20.3%]	1,459	1,624	11.3%
東京			4,435	5,069	14.3%[14.3%]	5,277	5,875	11.3%
中部			2,371	2,724	14.9%[15.4%]	2,373	2,642	11.3%
北陸			500	525	4.8%[4.6%]	519	578	11.3%
関西			2,507	2,648	5.6%[5.7%]	2,456	2,734	11.3%
中国			1,029	1,121	8.9%[8.9%]	1,055	1,174	11.3%
四国			481	563	17.1%[13.3%]	483	566	17.1%
九州			1,519	1,653	8.8%[7.1%]	1,574	1,752	11.3%
全国9エリア			14,695	16,515	12.4%[12.1%]	15,750	17,562	11.5%
沖縄※4			93	127	36.4%[51.0%]	122	165	34.5%
全国10エリア			14,788	16,642	12.5%[12.4%]	15,873	17,726	11.7%

※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2024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）2024年度冬季の電力需給実績の検証
：2020～2024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４番目の実績であった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日

（参考）2023年度と比較した今冬の全国電力需要動向（月別）

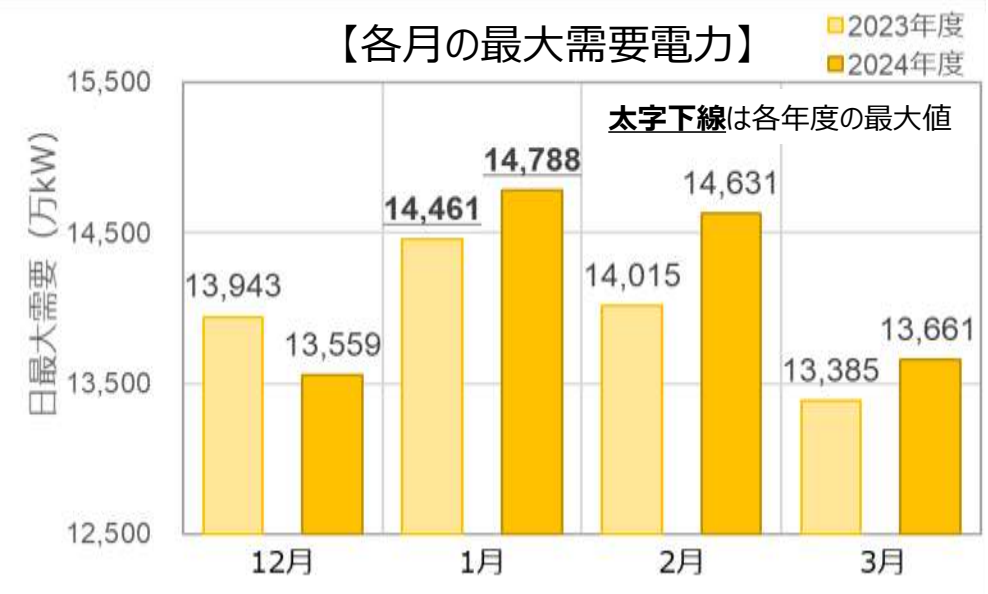
- 12～2月は加重平均気温が下回り、多くの月で最大需要・平均日電力量は上回った。
- 3月は月初の寒波により最大需要は上回ったが、暖かい日が多く、平均日電力量は下回った。

【各月の加重平均気温】※1

単位：℃

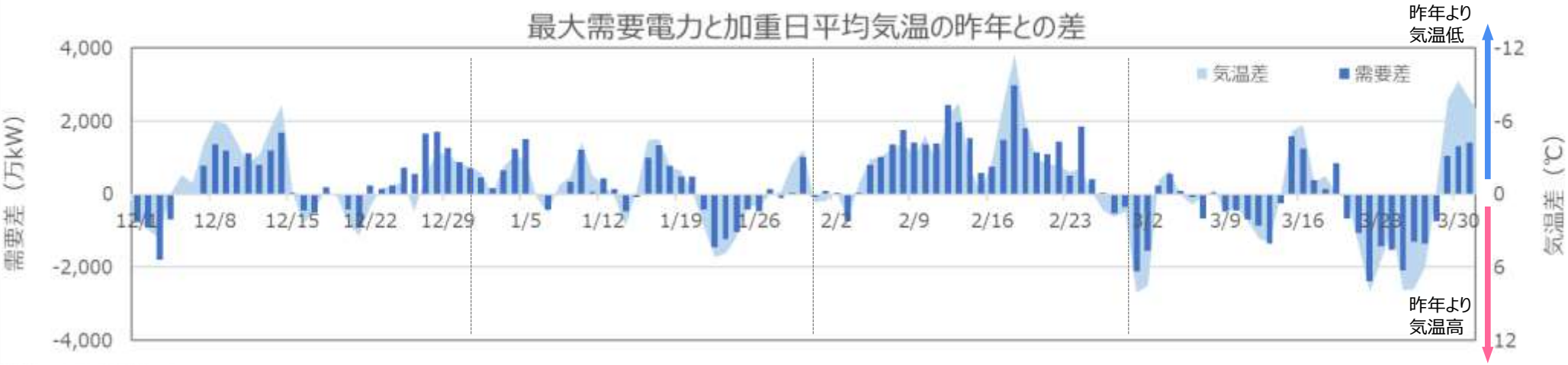
	12月	1月	2月	3月
2024年度(A)	7.3	5.8	5.0	10.1
2023年度(B) ※2 (括弧内の気温差はA-B)	8.4 (▲ 1.1)	6.3 (▲ 0.6)	7.5 (▲ 2.5)	9.0 (＋ 1.1)
平年気温(C) (括弧内の気温差はA-C)	7.3 (▲ 0.1)	4.9 (＋0.8)	5.6 (▲ 0.6)	8.9 (＋ 1.2)

※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 2024年度の暦日と曜日を合わせて算定した気温



（参考）2023年度と比較した今冬の全国電力需要動向（日別）

■ 12～２月は多くの日で昨年より気温が低く、需要増となった。



（１）2024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10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、▲1,558万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	16,642	18,200	▲ 1,558	
原子力	1,120	936	＋ 184	女川2、島根2の再稼働による増
火力	11,234	12,643	▲ 1,409 計画外停止※2 ▲ 26(▲0.2%) 需給停止※3 ▲ 971 火力増出力未実施分 ▲ 114 その他※4 ▲ 298	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	888	1,003	▲ 115	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	1,183	1,754	▲ 571	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	1,974	669	＋ 1,305	出力比率が想定以上になったことによる増
風力	191	212	▲ 21	
地熱	34	34	＋ 0	
その他※6	18	948	▲ 930	発動指令電源の未発動（▲38万kW）含む

※1　前回の電力需給検証報告書（2024年10月）における2024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26÷（実績11,234+計画外停止26+需給停止971）」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）2024年度冬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(1月10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▲1,900万kWの差であり、予備率は2.6%減の12.4%であった。

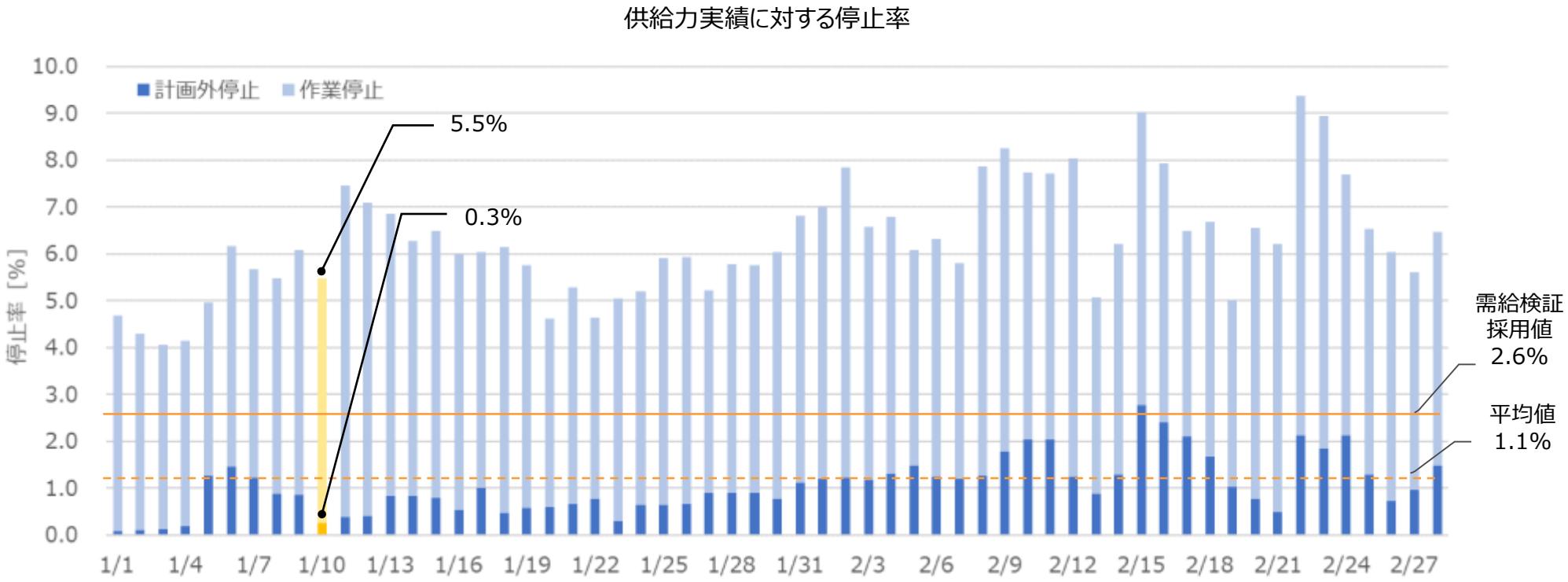
（送電端　万kW、%）

	実績	想定	実績－想定
需要	13,953	15,295	▲ 1,342
供給力	15,683	17,583	▲ 1,900
原子力	1,120	936	＋ 184
火力	11,318	12,643	▲ 1,325
水力	912	1,003	▲ 91
揚水※1	1,246	1,570	▲ 324
太陽光	0	0	＋ 0
風力	196	212	▲ 16
地熱	34	34	＋ 0
その他※2	857	1,185	▲ 328
予備率	12.4	15.0	▲ 2.6

※1　前回の電力需給検証報告書（2024年10月）における2024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。

（参考）2024年度冬季の発電所停止状況（1月1日～2月28日）

- 計画外停止率は最大需要発生日（1月10日）で0.3%、平均で1.1%であった。
  作業停止分も含めた最大需要発生日の供給力減少は5.5%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（2024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

（参考）これまでの計画外停止率・作業停止の実績

- 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。今後の検証に繋げていく予定。

【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 ・需要の低い休日等に実施する早期補修も含まれる。

【2022～2024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
平均値		**２．３**	**５．３**

（参考）需給検証で用いる計画外停止率について

■ 現在、需給検証で用いる計画外停止率（2.6%）は、厳気象が発生する場合において、発電機の補修調整等、運用において対応可能な部分もあることを考慮した値としている。

③計画外停止の考え方
～ EUE算定向け計画外停止率変更による厳気象対応分への影響について ～ 41

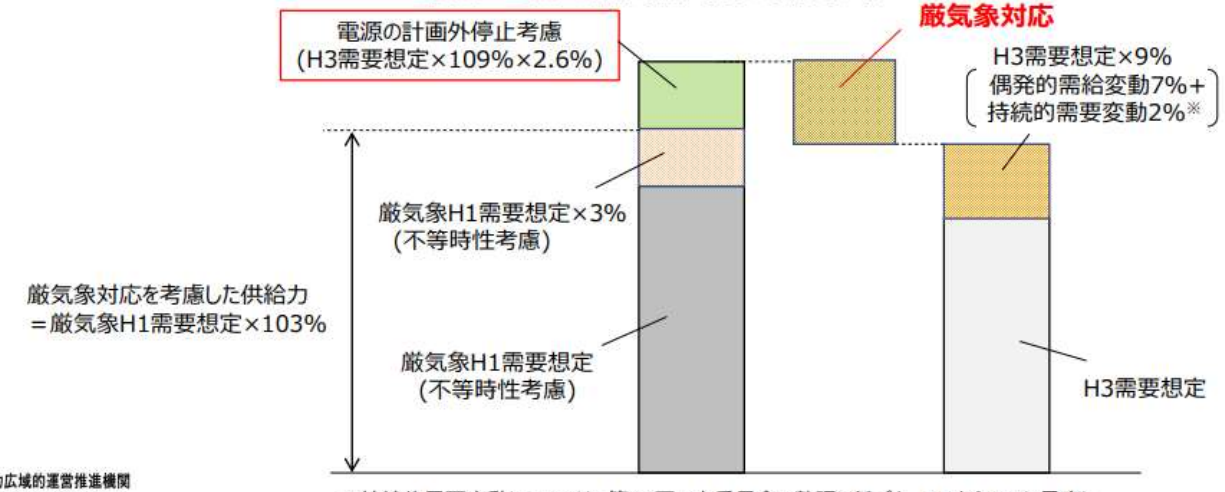
■ 厳気象対応は、需要側では10年に一度の厳気象を考慮し、供給力側では計画段階で確保した供給力が実需給までに計画外停止で減少することも考慮して算定している。

■ 今回見直したEUE算定向け計画外停止率は純粋なトラブル停止率ではなく、供給計画時点からの変化量である。厳気象が発生する状況においては、発電機の補修調整（作業中止要請）など、運用において対応可能な部分もあると考えると、**厳気象に限定した場合は、供給計画時点からの変化率（火力4.3%）を用いるのは不適合か。**

■ このため、**厳気象対応に用いる計画外停止率は当面は従来の2.6%を用いることでどうか。**

■ なお、従来の調査手法においても、数日後の制約は計画外停止として扱えないなど課題があるため、EUE算定向け計画外停止率の変化も見極めつつ、厳気象における計画外停止率については継続検討することとしたい。

<夏季・冬季の厳気象対応の算定のイメージ>



※持続的需要変動については、第77回の本委員会の整理に基づき、1%から2%に見直し

（出典）2022.12.26 第80回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　資料1

（参考）2024年９月の東京エリアにおける供給力低下について

第102回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録抜粋（需給検証報告書関連）

（東京PG 岸ｵﾌﾞｻﾞｰﾊﾞｰ）
東京エリアでは、9月に需給検証時からトラブル停止に加えて、突発的なトラブルも発生しており、約500万kW程度の供給力減少となる事例があった。この為に需給検証における計画外停止の扱いについては、計画外停止だけではなく、需給検証公表以降に追加となった計画停止も含めた計画外停止率として検討すべきではないかと我々としては考えているので、こちらも検討をお願いしたい。

（事務局）
計画外停止率に関するご意見については、供給力評価の増減に直結することから慎重に見極める必要があり、計画外停止に関わる集計データの工夫や集計範囲の拡大等について検討を進めているところ。引き続き適切な見極めに向け、取り組んで参りたい。

（１）2024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4%以上の予備率で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17日(金)	8～9時 [18～19時]	505	585	15.7% [17.8%]	569	633	11.3%
東北	2月7日(金)	9～10時 [18～19時]	1,433	1,611	12.4% [15.1%]	1,466	1,654	12.8%
東京	3月5日(水)	9～10時 [18～19時]	4,837	5,428	12.2% [12.2%]	4,702	5,824	23.9%
中部	1月10日(金)	9～10時 [18～19時]	2,371	2,724	14.9% [15.4%]	2,437	2,712	11.3%
北陸	2月6日(木)	10～11時 [18～19時]	520	599	15.2% [6.5%]	533	610	14.4%
関西	1月10日(金)	9～10時 [18～19時]	2,507	2,648	5.6% [5.7%]	2,522	2,807	11.3%
中国	2月6日(木)	8～9時 [18～19時]	1,043	1,148	10.0% [10.0%]	1,083	1,238	14.4%
四国	1月10日(金)	9～10時 [18～19時]	481	563	17.1% [13.3%]	497	585	17.6%
九州	2月7日(金)	18～19時 [18～19時]	1,550	1,611	4.0% [4.0%]	1,616	1,848	14.4%
沖縄※4	2月7日(金)	19～20時 [18～19時]	106	159	49.0% [50.3%]	114	164	44.2%

※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2024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）2024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

- 東京エリアは、３月初めに降雪等の影響で冬季最大需要が発生。３月の厳気象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		1/17 9:00	2/7 10:00	3/5 10:00	1/10 10:00	2/6 11:00	1/10 10:00	2/6 9:00	1/10 10:00	2/7 19:00	2/7 20:00	–
需要想定※1		569	1,466	4,802	2,437	533	2,522	1,083	497	1,616	114	15,639
需要実績※2		505 (486)	1,433 (1,366)	4,837 (4,435)	2,371 (2,371)	520 (500)	2,507 (2,507)	1,043 (1,029)	481 (481)	1,550 (1,519)	106 (93)	15,355 (14,788)
差分		▲ 64	▲ 33	＋ 35	▲ 66	▲ 13	▲ 15	▲ 40	▲ 16	▲ 66	▲ 7	▲ 284
	気温影響等	▲ 74	▲ 63	＋ 56	▲ 102	▲ 35	▲ 122	▲ 67	▲ 31	▲ 114	▲ 18	▲ 569
	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	＋ 10	＋ 30	▲ 21	＋ 36	＋ 22	＋ 108	＋ 27	＋ 15	＋ 49	＋ 11	＋ 285

＜厳気象対象年度の設定＞
〇厳気象条件は、北海道・中部・北陸・九州エリアは2022年度並み、東北・関西エリアは2017年度並み、東京エリアは2023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2024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（2025年1月10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。

（参考）各エリアにおける厳気象H1想定の超過日数（月別）

■ 3月に、東北・東京・北陸・関西の４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	0	0	0	0	0	0
3月	0	2	1	0	1	2	0	0	0	0	6
合計	0	2	1	0	1	2	0	0	0	0	6

※ 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

（参考）3月の各エリア最大需要と厳気象H1想定との差

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最大需要	453	1,273	4,837	2,093	449	2,276	898	401	1,353	100
H1想定	506	1,262	4,802	2,136	447	2,180	918	417	1,365	112
差	▲ 53	+11	+35	▲ 43	+2	+96	▲ 20	▲ 16	▲ 12	▲ 12

（１）2024年度冬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、1月10日9～10時の14,788万kWであり、至近５年間で見ると、４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12.5%、最小予備率時は12.4%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実績では、3月に東北・東京・北陸・関西の４エリアで、厳気象H1想定を超える需要が発生した。
- 2025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）2024年度冬季の電力需給実績の検証

（２）2025年度夏季の電力需給の見通し

（２）2025年度夏季の電力需給の見通し
：第107回本委員会からの供給力の変化

■ 第107回（2025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（3/19時点）
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	砂川３号（火力）	ー	11.6	3/31 ～ 未定（主要変圧器関係ケーブル損傷）											
中部	碧南５号（火力）	ー	94.4	2/22 ～ 9/6（定検延長）											
				2/22 ～ 7/8											
	知多第二２号（火力）	ー	82.8	3/16 ～ 10/31（ボイラ設備不具合）											
				3/16 ～ 4/29											
関西	大河内１号（揚水）	ー	31.8	3/25 ～ 12/26（発電機作業）											

※　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。

（2）2025年度夏季の電力需給の見通し
：2025年度夏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

各エリアの予備率（厳気象H1）

前回（3/19時点）

（単位：%）

エリア	7月	8月	9月
北海道	12.4	8.6	20.5
東北	11.4	8.6	10.0
東京	7.8	8.6	10.0
中部	8.7	9.7	10.0
北陸	8.7	9.7	10.0
関西	8.7	9.7	10.0
中国	13.8	15.3	10.0
四国	42.6	33.7	10.0
九州	23.8	15.3	10.0
沖縄	17.0	26.4	32.1

今回（最大需要時【15時】）

（単位：%）

エリア	7月	8月	9月
北海道	10.4	8.4	17.8
東北	10.4	8.4	9.9
東京	7.0	8.4	9.9
中部	7.0	8.4	8.5
北陸	7.0	8.4	8.5
関西	7.0	8.4	8.5
中国	13.8	15.3	8.5
四国	42.6	33.7	8.5
九州	23.8	15.3	8.5
沖縄	17.0	26.4	32.1

※全国で最大需要となる時間帯で評価

（2）2025年度夏季の電力需給の見通し
：2025年度夏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	7月	8月	9月
北海道	9.5	8.7	12.8
東北	9.5	8.7	9.0
東京	9.5	8.7	9.0
中部	9.9	10.1	9.0
北陸	9.9	10.1	9.0
関西	9.9	10.1	9.0
中国	11.0	10.1	9.0
四国	30.6	21.4	9.0
九州	11.0	10.1	9.0
沖縄	13.4	20.7	28.9

今回（最小予備率時【17時】）

（単位：%）

エリア	7月	8月	9月
北海道	8.2	7.6	10.1
東北	8.2	7.6	8.1
東京	8.2	7.6	8.1
中部	8.2	7.6	8.1
北陸	8.2	9.0	8.1
関西	8.2	9.0	8.1
中国	11.0	9.0	8.1
四国	30.6	21.4	8.1
九州	11.0	9.0	8.1
沖縄	13.4	20.7	28.9

※全国で最小予備率となる時間帯で評価。
※発動指令電源の考慮等により、最小予備率時の予備率が最大需要時を上回ることがある。

（2）2025年度夏季の電力需給の見通し：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：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）

（送電端　万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	九州	四国	沖縄
平年H3需要	502	1,352	5,491	2,313	489	2,669	1,018	1,583	476	160
平年H3需要×1%	5	14	55	23	5	27	10	16	5	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	九州	四国	沖縄
7月	19		110				10	16	5	24
8月	128						26		5	24
9月	5	68		85						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	九州	四国	沖縄
7月	135		473				117	198	346	25
8月	726						286		205	42
9月	60	469		481						47

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

（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

- 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。
- 東北エリアの女川２号は、7/28以降の運転継続に向けて長期施設管理計画の認可申請中。今後、蓋然性が高まった段階で供給力として計上する予定。

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 ～ 試運転開始予定					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

運転継続に向けて認可申請中の発電機

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
東北	女川（原子力）	2号	82.5				7/28～ 運転継続の認可申請中								

（2）2025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、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、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）

2025年5月

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）2024年度冬季の電力需給実績の検証
(参考) 2023年度と比較した今冬の全国電力需要動向
(参考) 2024年度冬季の発電所停止状況
(参考) 各エリアにおける厳気象H1想定の超過日数
（３）2024年度冬季の電力需給実績の検証まとめ
（４）2025年度夏季の電力需給見通しの基本的な考え方（概要）
（５）2025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）2025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）2024年度冬季の電力需要実績
（２）2024年度冬季の電力供給力実績
（３）2025年度夏季の需要見通し
（４）2025年度夏季の供給力見通し

（１）電力需給検証の概要

- 2024年度冬季の電力需給実績
  2024年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2025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）2024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10日 9～10時)

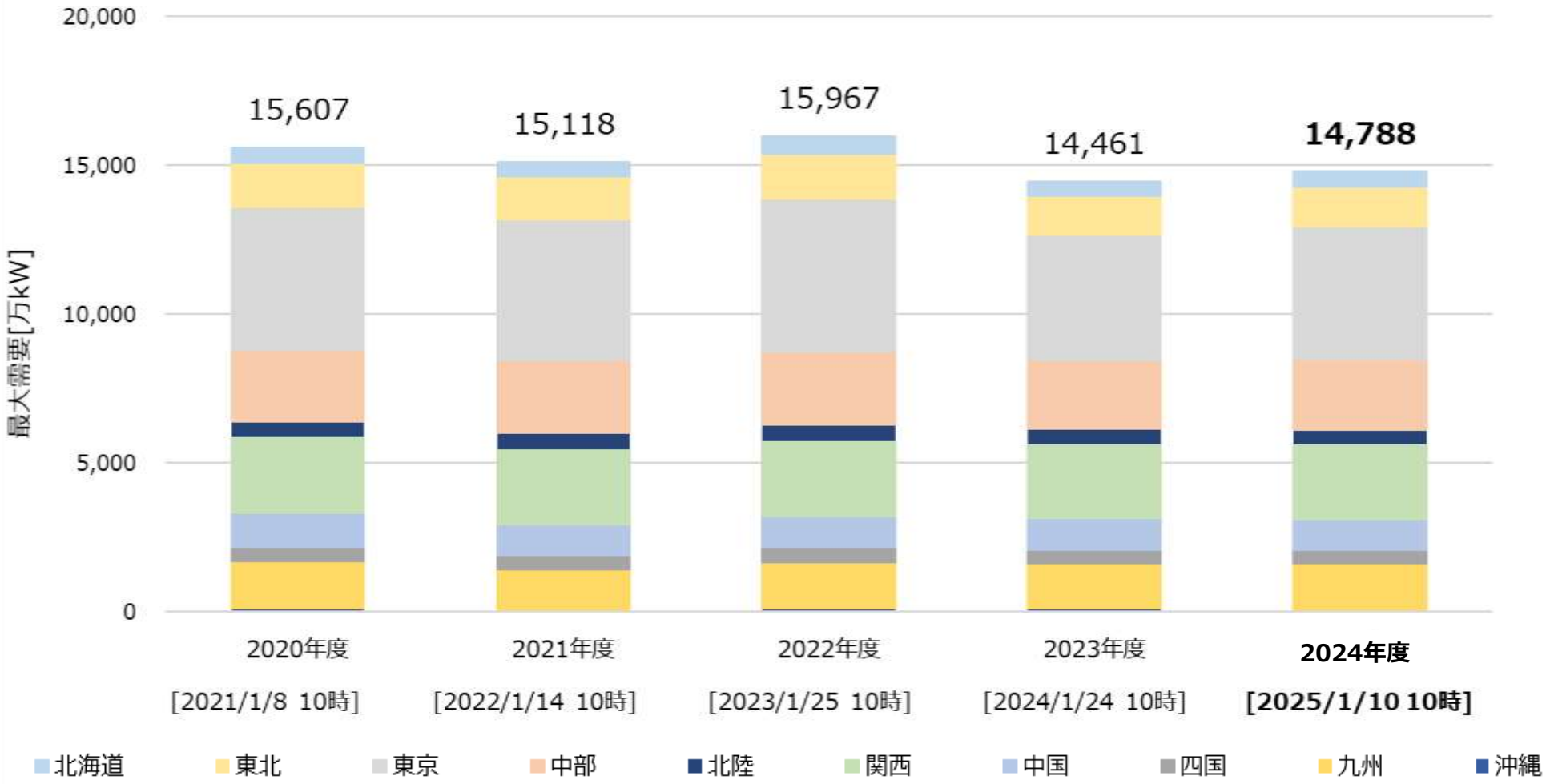
■ 全国最大需要は1月10日9～10時に発生し、需要は14,788万kW、予備率は12.5%であった。

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	1月10日（金）	9～10時[18～19時]	486	559	15.0%[15.2%]	554	617	11.3%
東北			1,366	1,653	21.0%[20.3%]	1,459	1,624	11.3%
東京			4,435	5,069	14.3%[14.3%]	5,277	5,875	11.3%
中部			2,371	2,724	14.9%[15.4%]	2,373	2,642	11.3%
北陸			500	525	4.8%[4.6%]	519	578	11.3%
関西			2,507	2,648	5.6%[5.7%]	2,456	2,734	11.3%
中国			1,029	1,121	8.9%[8.9%]	1,055	1,174	11.3%
四国			481	563	17.1%[13.3%]	483	566	17.1%
九州			1,519	1,653	8.8%[7.1%]	1,574	1,752	11.3%
全国9エリア			14,695	16,515	12.4%[12.1%]	15,750	17,562	11.5%
沖縄※4			93	127	36.4%[51.0%]	122	165	34.5%
全国10エリア			14,788	16,642	12.5%[12.4%]	15,873	17,726	11.7%

※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2024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）2024年度冬季の電力需給実績の検証
：2020～2024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４番目の実績であった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日

（参考）2023年度と比較した今冬の全国電力需要動向（月別）

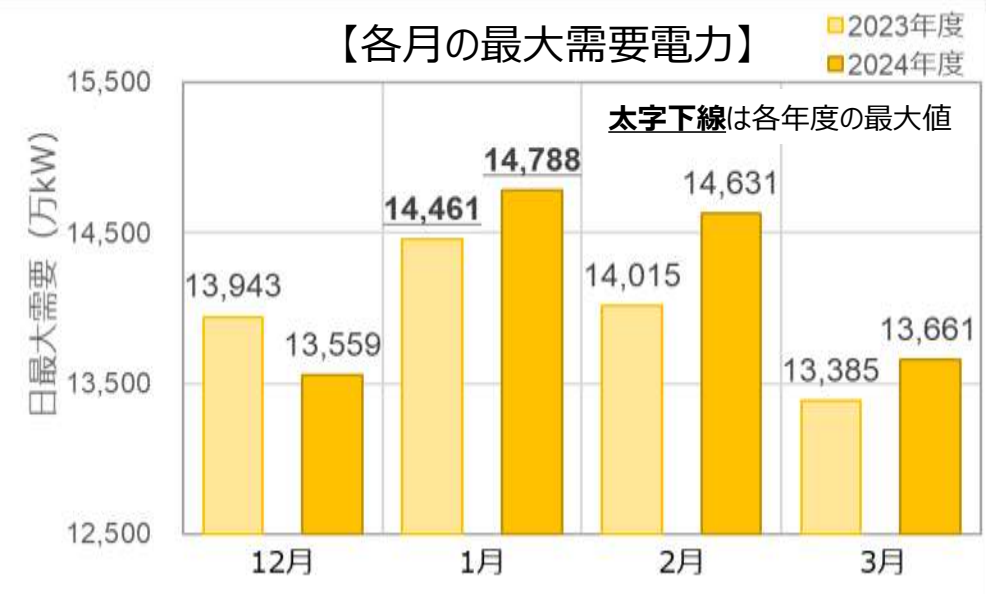
- 12～2月は加重平均気温が下回り、多くの月で最大需要・平均日電力量は上回った。
- 3月は月初の寒波により最大需要は上回ったが、暖かい日が多く、平均日電力量は下回った。

【各月の加重平均気温】※1

単位：℃

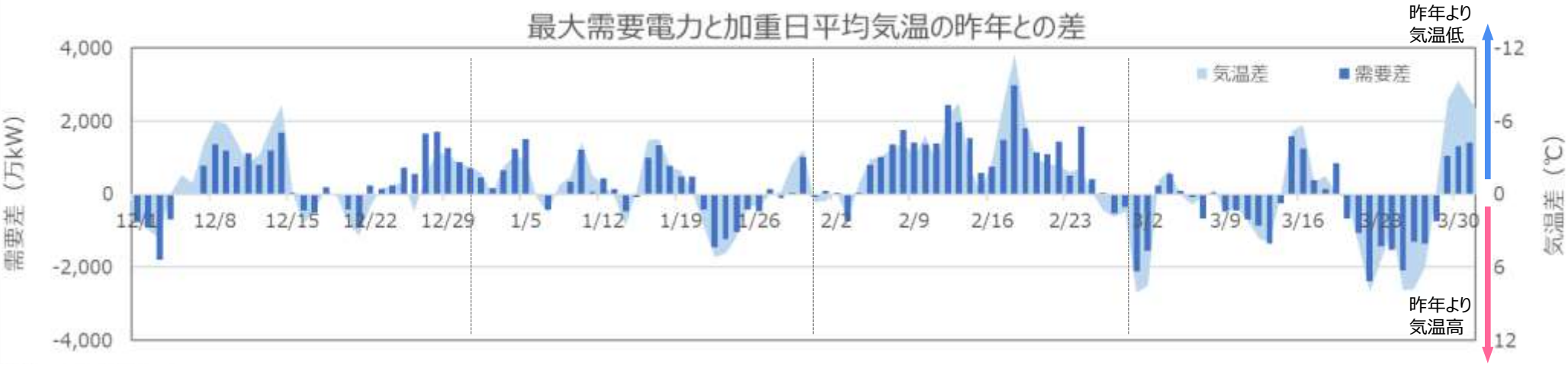
	12月	1月	2月	3月
2024年度(A)	7.3	5.8	5.0	10.1
2023年度(B) ※2 (括弧内の気温差はA-B)	8.4 (▲ 1.1)	6.3 (▲ 0.6)	7.5 (▲ 2.5)	9.0 (＋ 1.1)
平年気温(C) (括弧内の気温差はA-C)	7.3 (▲ 0.1)	4.9 (＋0.8)	5.6 (▲ 0.6)	8.9 (＋ 1.2)

※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 2024年度の暦日と曜日を合わせて算定した気温



（参考）2023年度と比較した今冬の全国電力需要動向（日別）

■ 12～２月は多くの日で昨年より気温が低く、需要増となった。



（２）2024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10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、▲1,558万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	16,642	18,200	▲ 1,558	
原子力	1,120	936	＋ 184	女川2、島根2の再稼働による増
火力	11,234	12,643	▲ 1,409 計画外停止※2 ▲ 26(▲0.2%) 需給停止※3 ▲ 971 火力増出力未実施分 ▲ 114 その他※4 ▲ 298	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	888	1,003	▲ 115	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	1,183	1,754	▲ 571	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	1,974	669	＋ 1,305	出力比率が想定以上になったことによる増
風力	191	212	▲ 21	
地熱	34	34	＋ 0	
その他※6	18	948	▲ 930	発動指令電源の未発動（▲38万kW）含む

※1　前回の電力需給検証報告書（2024年10月）における2024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26÷（実績11,234+計画外停止26+需給停止971）」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）2024年度冬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(1月10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▲1,900万kWの差であり、予備率は2.6%減の12.4%であった。

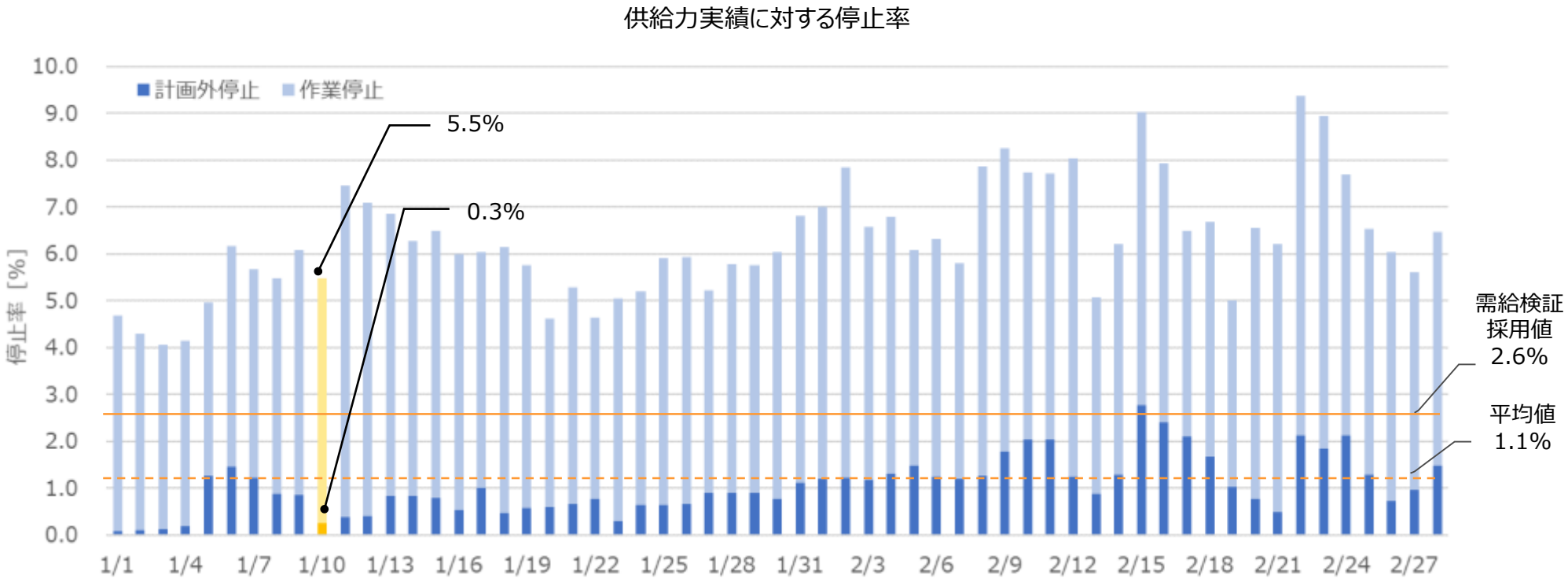
（送電端　万kW、%）

	実績	想定	実績－想定
需要	13,953	15,295	▲ 1,342
供給力	15,683	17,583	▲ 1,900
原子力	1,120	936	＋ 184
火力	11,318	12,643	▲ 1,325
水力	912	1,003	▲ 91
揚水※1	1,246	1,570	▲ 324
太陽光	0	0	＋ 0
風力	196	212	▲ 16
地熱	34	34	＋ 0
その他※2	857	1,185	▲ 328
予備率	12.4	15.0	▲ 2.6

※1　前回の電力需給検証報告書（2024年10月）における2024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。

（参考） 2024年度冬季の発電所停止状況（1月1日～2月28日）

- 計画外停止率は最大需要発生日（1月10日）で0.3%、平均で1.1%であった。
  作業停止分も含めた最大需要発生日の供給力減少は5.5%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（2024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）2024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4%以上の予備率で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17日(金)	8～9時 [18～19時]	505	585	15.7% [17.8%]	569	633	11.3%
東北	2月7日(金)	9～10時 [18～19時]	1,433	1,611	12.4% [15.1%]	1,466	1,654	12.8%
東京	3月5日(水)	9～10時 [18～19時]	4,837	5,428	12.2% [12.2%]	4,702	5,824	23.9%
中部	1月10日(金)	9～10時 [18～19時]	2,371	2,724	14.9% [15.4%]	2,437	2,712	11.3%
北陸	2月6日(木)	10～11時 [18～19時]	520	599	15.2% [6.5%]	533	610	14.4%
関西	1月10日(金)	9～10時 [18～19時]	2,507	2,648	5.6% [5.7%]	2,522	2,807	11.3%
中国	2月6日(木)	8～9時 [18～19時]	1,043	1,148	10.0% [10.0%]	1,083	1,238	14.4%
四国	1月10日(金)	9～10時 [18～19時]	481	563	17.1% [13.3%]	497	585	17.6%
九州	2月7日(金)	18～19時 [18～19時]	1,550	1,611	4.0% [4.0%]	1,616	1,848	14.4%
沖縄※4	2月7日(金)	19～20時 [18～19時]	106	159	49.0% [50.3%]	114	164	44.2%

※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2024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。

（２）2024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

- 東京エリアは、３月初めに降雪等の影響で冬季最大需要が発生。３月の厳気象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		1/17 9:00	2/7 10:00	3/5 10:00	1/10 10:00	2/6 11:00	1/10 10:00	2/6 9:00	1/10 10:00	2/7 19:00	2/7 20:00	–
需要想定※1		569	1,466	4,802	2,437	533	2,522	1,083	497	1,616	114	15,639
需要実績※2		505 (486)	1,433 (1,366)	4,837 (4,435)	2,371 (2,371)	520 (500)	2,507 (2,507)	1,043 (1,029)	481 (481)	1,550 (1,519)	106 (93)	15,355 (14,788)
差分		▲ 64	▲ 33	＋ 35	▲ 66	▲ 13	▲ 15	▲ 40	▲ 16	▲ 66	▲ 7	▲ 284
	気温影響等	▲ 74	▲ 63	＋ 56	▲ 102	▲ 35	▲ 122	▲ 67	▲ 31	▲ 114	▲ 18	▲ 569
	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	＋ 10	＋ 30	▲ 21	＋ 36	＋ 22	＋ 108	＋ 27	＋ 15	＋ 49	＋ 11	＋ 285

＜厳気象対象年度の設定＞
〇厳気象条件は、北海道・中部・北陸・九州エリアは2022年度並み、東北・関西エリアは2017年度並み、東京エリアは2023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2024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（2025年1月10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。

（参考）各エリアにおける厳気象H1想定の超過日数（月別）

■ 3月に、東北・東京・北陸・関西の４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	0	0	0	0	0	0
3月	0	2	1	0	1	2	0	0	0	0	6
合計	0	2	1	0	1	2	0	0	0	0	6

※ 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

（参考）3月の各エリア最大需要と厳気象H1想定との差

単位：万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最大需要	453	1,273	4,837	2,093	449	2,276	898	401	1,353	100
H1想定	506	1,262	4,802	2,136	447	2,180	918	417	1,365	112
差	▲ 53	＋11	＋35	▲ 43	＋2	＋96	▲ 20	▲ 16	▲ 12	▲ 12

（３）2024年度冬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、1月10日9～10時の14,788万kWであり、至近５年間で見ると、４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12.5%、最小予備率時は12.4%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実績では、3月に東北・東京・北陸・関西の４エリアで、厳気象H1想定を超える需要が発生した。
- 2025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。

（４）2025年度夏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（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、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）2025年度夏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80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年度夏季の電力需給の見通し
：2025年度　夏季見通し（最大需要時）

〈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	8,317	524	1,480	6,313	10,225	2,680	542	3,003	1,227	712	2,063	18,542	209	18,751
最大需要電力	7,713	474	1,340	5,898	9,059	2,504	506	2,806	1,078	499	1,667	16,771	179	16,950
供給予備力	604	49	140	415	1,167	176	36	197	149	213	396	1,771	30	1,801
供給予備率	7.8	10.4	10.4	7.0	12.9	7.0	7.0	7.0	13.8	42.6	23.8	10.6	17.0	10.6
予備力3%確保に対する余剰分	373	35	99	238	895	101	20	113	117	198	346	1,268	25	1,293

【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	8,305	504	1,504	6,297	10,082	2,673	547	3,033	1,242	667	1,920	18,387	227	18,615
最大需要電力	7,661	465	1,388	5,809	9,009	2,466	504	2,798	1,077	499	1,665	16,670	180	16,850
供給予備力	644	39	117	488	1,073	207	42	235	165	168	255	1,717	47	1,764
供給予備率	8.4	8.4	8.4	8.4	11.9	8.4	8.4	8.4	15.3	33.7	15.3	10.3	26.4	10.5
予備力3%確保に対する余剰分	414	25	75	314	803	133	27	151	133	153	205	1,217	42	1,259

【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	7,935	482	1,451	6,002	9,515	2,657	521	2,947	1,120	521	1,748	17,450	214	17,664
最大需要電力	7,190	410	1,320	5,460	8,771	2,449	480	2,717	1,033	480	1,611	15,961	162	16,123
供給予備力	745	73	131	542	744	208	41	230	88	41	137	1,489	52	1,541
供給予備率	10.4	17.8	9.9	9.9	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	8.5	9.3	32.1	9.6
予備力3%確保に対する余剰分	530	60	91	378	481	134	26	149	57	26	88	1,010	47	1,058

※　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）2025年度夏季の電力需給の見通し
：2025年度　夏季見通し（最小予備率時）

〈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	8,093	495	1,390	6,208	9,726	2,609	524	2,966	1,155	641	1,830	17,819	201	18,019
最大需要電力	7,483	458	1,285	5,740	8,821	2,412	485	2,743	1,041	491	1,649	16,304	177	16,481
供給予備力	610	37	105	468	905	197	40	224	114	150	181	1,515	24	1,539
供給予備率	8.2	8.2	8.2	8.2	10.3	8.2	8.2	8.2	11.0	30.6	11.0	9.3	13.4	9.3
予備力3%確保に対する余剰分	385	24	66	296	641	124	25	141	83	136	131	1,026	18	1,044

【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	8,083	482	1,467	6,134	9,648	2,581	532	3,007	1,135	596	1,798	17,732	213	17,945
最大需要電力	7,513	448	1,363	5,701	8,827	2,399	488	2,759	1,041	491	1,649	16,339	177	16,516
供給予備力	571	34	104	433	821	182	44	248	94	105	148	1,392	37	1,429
供給予備率	7.6	7.6	7.6	7.6	9.3	7.6	9.0	9.0	9.0	21.4	9.0	8.5	20.7	8.7
予備力3%確保に対する余剰分	345	21	63	262	557	110	29	165	62	90	99	902	31	933

【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	7,511	453	1,381	5,676	9,111	2,545	492	2,822	1,072	489	1,692	16,621	205	16,827
最大需要電力	6,941	412	1,278	5,252	8,430	2,354	455	2,611	991	452	1,566	15,371	159	15,530
供給予備力	569	42	103	424	681	190	37	211	80	37	126	1,250	46	1,296
供給予備率	8.2	10.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	28.9	8.3
予備力3%確保に対する余剰分	361	29	65	267	428	120	23	133	50	23	80	789	41	830

※　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）2025年度夏季の電力需給の見通し：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：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）

（送電端　万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	九州	四国	沖縄
平年H3需要	502	1,352	5,491	2,313	489	2,669	1,018	1,583	476	160
平年H3需要×1%	5	14	55	23	5	27	10	16	5	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	九州	四国	沖縄
7月	19		110				10	16	5	24
8月	128						26		5	24
9月	5	68		85						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	九州	四国	沖縄
7月	135		473				117	198	346	25
8月	726						286		205	42
9月	60	469		481						47

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

（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

- 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。
- 東北エリアの女川２号は、7/28以降の運転継続に向けて長期施設管理計画の認可申請中。今後、蓋然性が高まった段階で供給力として計上する予定。

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 ～ 試運転開始予定					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

運転継続に向けて認可申請中の発電機

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
東北	女川（原子力）	2号	82.5				7/28～ 運転継続の認可申請中								

（６）2025年度夏季の電力需給の見通しのまとめ

- 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、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、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。

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（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）

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
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）

（2025年5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108回委員会（2025年5月16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）2024年度冬季の電力需要実績
：厳気象H1需要想定の前提条件と実績（エリア毎の詳細）

			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	H1/H3比率	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）			2022	2017	2023	2022	2022	2017	2015	2020	2022	2015
気象感応度（万kW/℃，万kW/mm）	想定		-8 11	-32	-93	-41	-10	-35 -23	-19	-10	-35	-3
	実績		-7 11	-34	-99	-41	-11	-55 -13	-21	-11	-41	-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	日平均気温	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気温等	想定		-5.6℃ 0.5mm	-1.4℃	6.2℃	1.3℃	0.4℃	3.8℃ 3.0℃	1.7℃	3.3℃	3.0℃	14.5℃
	実績	H1	-4.8℃ 0.5mm	-1.7℃	4.3℃	1.4℃	0.6℃	3.9℃ 3.4℃	0.2℃	1.4℃	1.7℃	12.2℃
		H3平均	-4.1℃ 0.8mm	-1.4℃	3.0℃	1.7℃	0.2℃	3.4℃ 2.6℃	0.3℃	2.9℃	1.3℃	12.5℃
H3需要（万kW）	想定		501	1,335	4,174	2,314	487	2,411	995	459	1,448	104
	実績	H1	505	1,433	4,837	2,371	520	2,507	1,043	462	1,550	106
		H3平均	496	1,416	4,767	2,313	516	2,471	1,037	459	1,532	105
H3想定気温等（再掲）			-5.6℃ 0.5mm	-1.4℃	6.2℃	1.3℃	0.4℃	3.8℃ 3.0℃	1.7℃	3.3℃	3.0℃	14.5℃
厳気象H1前提気温等			-11.0℃ 0.4mm	-4.4℃ （厳寒H3前提）	3.3℃	-1.1℃	-3.0℃	2.9℃ -0.4℃	-3.0℃	-0.5℃	-1.9℃	9.2℃
厳気象H3想定（万kW）			–	1,461	–	–	–	–	–	–	–	–
H1/H3比率（5か年実績平均）			–	1.03	–	–	–	–	–	–	–	–
厳気象H1想定（万kW）			569	1,498	4,802	2,437	533	2,522	1,083	497	1,616	122
厳気象H1/H3比率（想定）			1.14	1.12	1.15	1.05	1.09	1.05	1.09	1.08	1.12	1.17
H1/H3比率（実績）			1.02	1.01	1.01	1.03	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01

※1　東北エリアは、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）2024年度冬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41万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲0.3%であった。
- 老朽火力を2024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、2024年度冬季（1月～2月）実績について発電事業者80社よりデータを収集したところ、発電電力量は116億kWh、設備利用率は16.1%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	41	1月10日	▲0.3%
最大値	426	2月15日	▲2.9%
平均値	166	–	▲1.1%

全国最大需要	日時	最大需要（万kW）	供給力（万kW）	予備率
	1月10日　9～10時	14,788	16,642	12.5%

	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）	101件	13件	4件

	老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率 [%]※4
冬季（1月～2月）	116	16.1

※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 2024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）2024年度冬季の電力供給力実績
：原子力と火力供給力実績

- 全国最大需要時（1月10日 9～10時）における原子力供給力 の合計は1,120万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936万kWを185万kW上回った。
- 火力供給力の合計は11,234万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12,643万kWを1,409万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114万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	936	0	0	437	0	85	414	936	0	936
	②実績	80	0	80	0	1,040	0	0	460	79	88	414	1,120	0	1,120
	差分（②-①）	＋ 80	＋ 0	＋ 80	＋ 0	＋ 105	＋ 0	＋ 0	＋ 23	＋ 79	＋ 3	＋ 0	＋ 185	＋ 0	＋ 185

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	6,216	395	1,516	4,305	6,260	1,821	401	1,655	824	486	1,073	12,476	167	12,643
	②実績	5,530	362	1,528	3,640	5,592	1,639	383	1,356	789	465	960	11,122	112	11,234
	差分（②-①）	▲ 686	▲ 33	＋ 12	▲ 665	▲ 668	▲ 182	▲ 18	▲ 299	▲ 35	▲ 21	▲ 113	▲ 1354	▲ 55	▲ 1409

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	76	5	16	55	38	7	9	8	4	3	8	114	0	114
	②実績	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	差分（②-①）	▲ 76	▲ 5	▲ 16	▲ 55	▲ 38	▲ 7	▲ 9	▲ 8	▲ 4	▲ 3	▲ 8	▲ 114	＋ 0	▲ 114

※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）2024年度冬季の電力供給力実績 ：水力供給力・揚水供給力実績

- 全国最大需要時（1月10日 9～10時）における水力供給力の合計は888万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1,003万kWを115万kW下回った。
- 揚水供給力の合計は1,183万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1,754万kWを571万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	345	53	121	171	658	107	153	248	31	46	75	1,003	0	1,003
	②実績	313	38	129	146	575	101	146	202	25	39	62	888	0	888
	差分（②-①）	▲ 32	▲ 15	＋ 8	▲ 25	▲ 83	▲ 6	▲ 7	▲ 46	▲ 6	▲ 7	▲ 13	▲ 115	＋ 0	▲ 115

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	809	79	46	684	945	339	0	352	131	30	93	1,754	0	1,754
	②実績	314	42	0	272	869	352	5	307	107	20	79	1,183	0	1,183
	差分（②-①）	▲ 495	▲ 37	▲ 46	▲ 412	▲ 76	＋ 13	＋ 5	▲ 46	▲ 25	▲ 10	▲ 14	▲ 571	＋ 0	▲ 571

※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）2024年度冬季の電力供給力実績
：太陽光供給力実績

■ 全国最大需要時（1月10日 9～10時）における太陽光供給力の合計は1,974万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669万kWを1,306万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	254	7	40	206	415	134	3	65	82	14	116	669	0	669
	②実績	937	67	94	776	1,035	336	12	164	141	92	291	1,973	2	1,974
	差分	+684	+ 59	+54	+570	+621	+202	+8	+99	+59	+78	+174	+1,304	+ 2	+1,306

※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）2024年度冬季の電力供給力実績 ：風力供給力実績

- 全国最大需要時（1月10日 9～10時）における風力供給力の合計は191万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212万kWを20万kW下回った。
- 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	139	28	103	8	71	17	5	7	14	13	15	211	1	212
	②最大需要日の実績	124	45	63	16	66	23	4	9	8	10	13	191	1	191
	差分	▲ 15	＋ 17	▲ 40	＋ 8	▲ 5	＋ 5	▲ 1	＋ 2	▲ 7	▲ 3	▲ 2	▲ 20	0	▲ 20
調整係数（%）	①調整係数	-	22.2	44.4	24.9	-	32.6	26.3	32.0	26.3	42.9	22.2	-	41.4	-
	②最大需要日の実績比率	-	32.9	28.2	33.1	-	48.1	23.8	43.7	22.2	42.1	12.8	-	54.5	-
	差分	-	＋ 10.7	▲ 16.2	＋ 8.2	-	＋ 15.4	▲ 2.5	＋ 11.7	▲ 4.1	▲ 0.8	▲ 9.4	-	＋ 13.1	-

※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）2024年度冬季の電力供給力実績 ：地熱供給力実績

■ 全国最大需要時（1月10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34万kWと同等であった。

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	18	0	0	0	0	0	18	34	0	34
	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	▲２	＋０	＋０	＋０	＋０	＋０	▲２	＋０	＋０	＋０

※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）2025年度夏季の需要見通し
：2025年度夏季（8月）の需要見通し（エリア毎の詳細）

■ 供給計画におけるH3需要に対する厳気象時の気温影響等を考慮し、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	11-12時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	15-16時	11-12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）	2023	2018	2022	2024	2024	2020	2024	2020	2024	2024
気温感応度 （万kW/℃,万kW/%, 万kW/pt）	7 6	36 14 2	197 91	65	17	92 20	50	15 5 1	52 12	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	31.2℃ 25.2℃	33.4℃ 32.8℃ 52.8%	31pt 35.7℃	84.3pt	83.8pt	36.3℃ 22.6℃	35.1℃	35.2℃ 34.5℃ 50.2%	35℃ 34.2℃	33.1℃ 29.8℃
供給計画 H3需要 （万kW）	419	1,314	5,491	2,313	473	2,669	1,018	476	1,583	160
厳気象H1 前提気温等	34.7℃ 29.4℃	36.8℃ 33.5℃ 40.1%	32.1pt 36.4℃	87.5pt	85.9pt	38.1℃ 22.1℃	36.3℃	36℃ 36.1℃ 48.6%	36.3℃ 35.9℃	36℃ 31.5℃
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）	486	1,418	5,936	2,520	509	2,824	1,078	499	1,672	180
厳気象H1/H3比率 （結果）	1.16	1.08	1.08	1.09	1.08	1.06	1.06	1.05	1.06	1.12

※　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）2025年度夏季の供給力見通し：原子力供給力と火力供給力

- 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、4エリア932万kW（8月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,410万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。2025年夏季（8月）は9エリア88万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	477	79	85	291	–	932

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)	295	1,480	3,951	1,577	394	1,321	791	449	945	207	11,410

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)	2	11	52	4	6	1	4	2	6	0	88

※　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年度夏季の供給力見通し：水力供給力

- 水力発電については、9エリア1,197万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)		66	128	225	167	161	279	36	57	78	-	1,197
内訳	自流式(万kW)	44	117	194	125	57	195	36	39	54	-	859
	貯水式(万kW)	23	12	30	42	104	84	0	18	25	-	338
調整係数（%）		39.7	41.6	48.6	44.9	42.6	46.9	32.9	49.0	36.5	-	-

※ 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年度夏季の供給力見通し：揚水供給力

- 揚水発電については、7エリア1,550万kW（最大需要時）、2,242万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
揚水供給力［最大需要時］	62	-	716	249	-	345	127	51	0	-	1,550
揚水供給力［最小予備率時］	62	-	937	370	-	423	169	64	218	-	2,242

※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年度夏季の供給力見通し
：太陽光供給力

- 太陽光については、10エリア2,766万kW（最大需要時）、1,230万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］	93	253	629	468	52	250	360	159	483	20	2,766
太陽光供給力［最小予備率時］	23	108	214	182	21	127	173	73	303	5	1,230

※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（4）2025年度夏季の供給力見通し
：風力供給力と地熱供給力

- 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67万kW（8月）を見込む。
- 地熱については、3エリア31万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)	13	27	3	5	1	3	4	4	7	0	67
調整係数(%)	9.3	11.6	6.8	14.0	7.7	13.3	9.5	14.4	7.9	12.9	-

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	14	–	–	–	–	–	–	16	–	31

※　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