

# 電力需給検証報告書（案）について

2024年10月23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

- 2024年度夏季の電力需給実績、及び2024年度冬季の厳寒H1需要※発生時の電力需給の見通しを取りまとめたので、ご審議いただきたい。
- なお、2024年度冬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。

※ 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

			2023年度 第4Q	2024年度 第1Q	2024年度 第2Q	2024年度 第3Q	
電力需給検証	広域機関	・見通し ・実績	夏季見通し	冬季実績 夏季見通し	★ 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) 2024年度夏季の電力需給実績の検証

(2) 2024年度冬季の電力需給の見通し

# (1) 2024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 13～14時)

■ 今夏の全国最大需要は16,095万kW、予備率は12.6%であった。

エリア	実績					猛暑H1想定 <sup>※3</sup>		
	最大需要日	時間 <sup>※1</sup>	最大需要 【万kW】	供給力 <sup>※2</sup> 【万kW】	予備率 <sup>※1</sup>	最大需要 【万kW】	供給力 【万kW】	予備率
北海道	8月5日 (月)	13～14時 [16～17時]	368	419	14.1% [10.1%]	486	533	9.7%
東北			1,292	1,501	16.2% [14.9%]	1,391	1,521	9.4%
東京			5,435	6,148	13.1% [13.2%]	5,791	6,333	9.4%
中部			2,499	2,783	11.4% [11.3%]	2,555	2,876	12.6%
北陸			463	500	7.8% [8.6%]	496	559	12.6%
関西			2,649	2,875	8.6% [11.2%]	2,805	3,159	12.6%
中国			1,031	1,129	9.5% [9.4%]	1,072	1,206	12.6%
四国			505	610	20.9% [20.5%]	507	571	12.6%
九州			1,703	1,967	15.5% [6.5%]	1,615	1,910	18.3%
全国9エリア			15,944	17,932	12.5% [11.7%]	16,717	18,668	11.7%
沖縄 <sup>※4</sup>			151	186	23.2% [23.3%]	170	223	31.3%
全国10エリア			16,095	18,118	12.6% [11.8%]	16,887	18,891	11.9%

※1 括弧内は、全国最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間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)

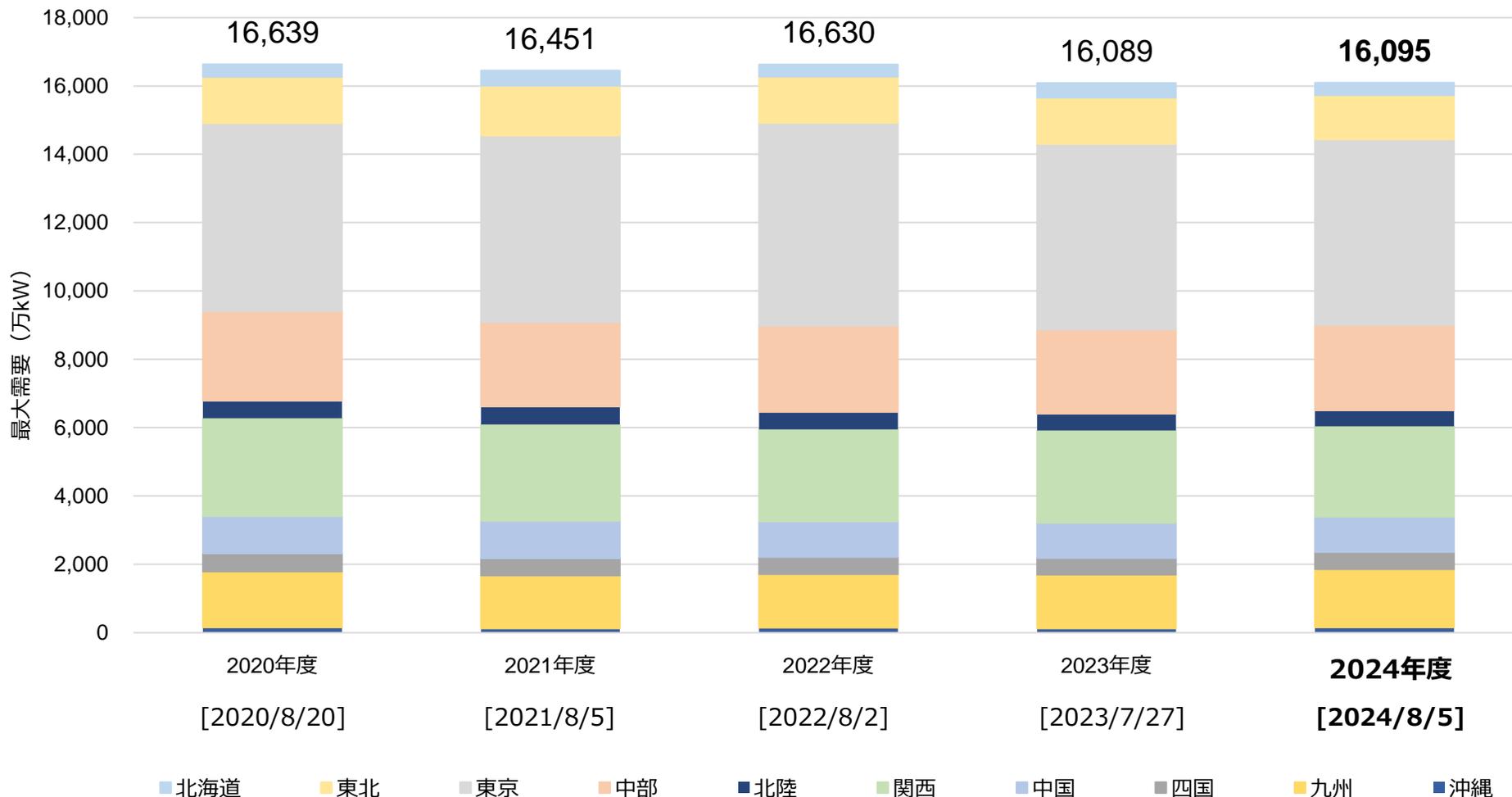
※3 前回の電力需給検証報告書(2024年5月)における2024年度夏季見通し。供給力および予備率は連系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※4 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くなる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年度夏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

■ 今夏の全国最大需要は、昨年度をわずかに上回り、至近5年間で4番目の実績であった。



- 7・8月は昨年度並みの高気温となり、最大需要(kW)・平均日電力量(kWh)もほぼ同等となった。
- 9月の気温は昨年を上回り、kW・kWhともに昨年度を上回った。

【各月の加重平均気温※1】

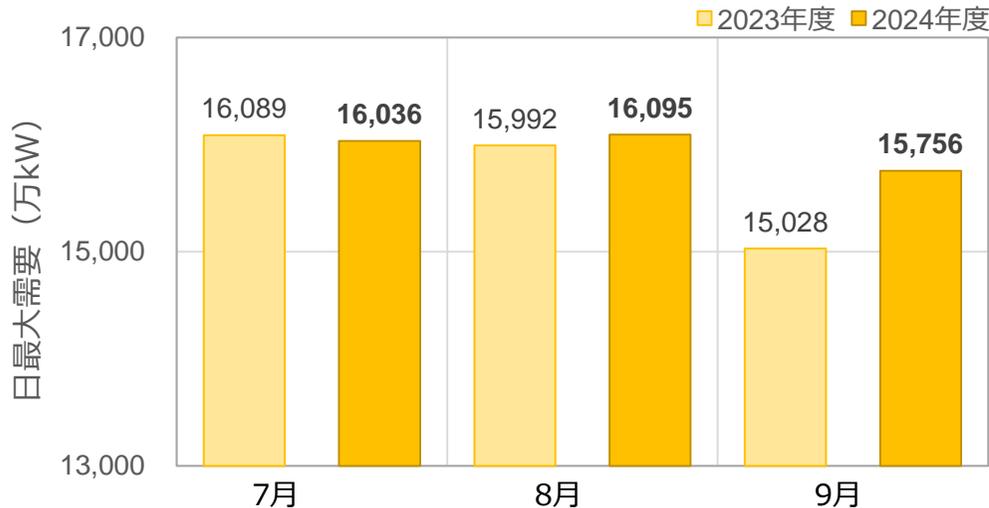
	7月	8月	9月
2024年度(A)	28.8	29.5	27.2
2023年度(B) ※2 (括弧内の気温差はA-B)	28.6 (+0.2)	29.4 (+0.1)	26.4 (+0.8)
平年気温(C) (括弧内の気温差はA-C)	26.2 (+2.6)	27.3 (+2.2)	23.8 (+3.4)

単位：℃

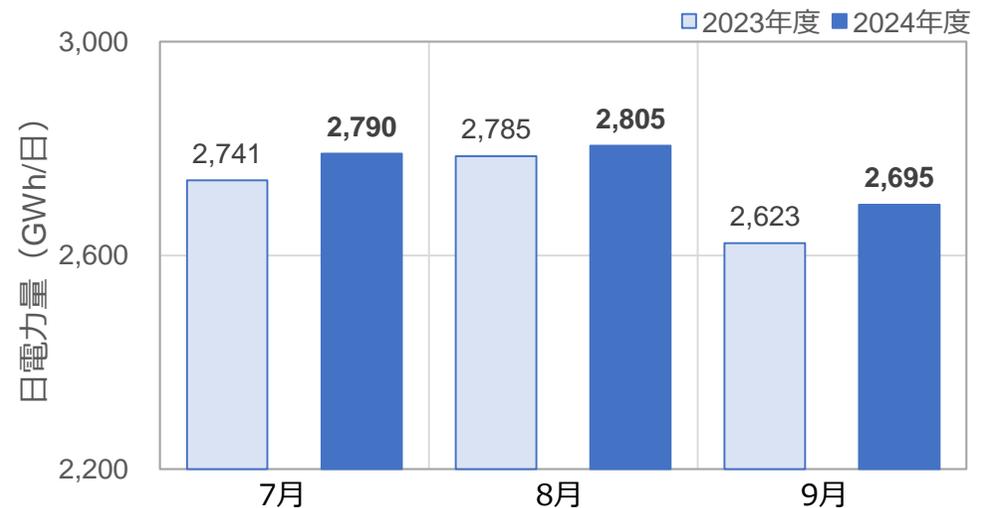
※1 一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出した気温

※2 2024年度の暦日と曜日を合わせて算定した気温

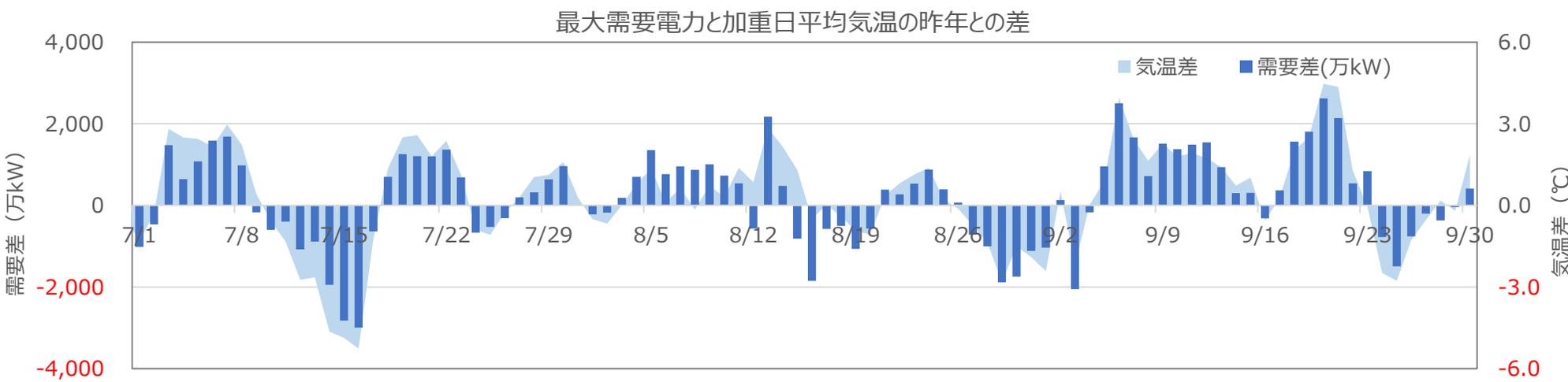
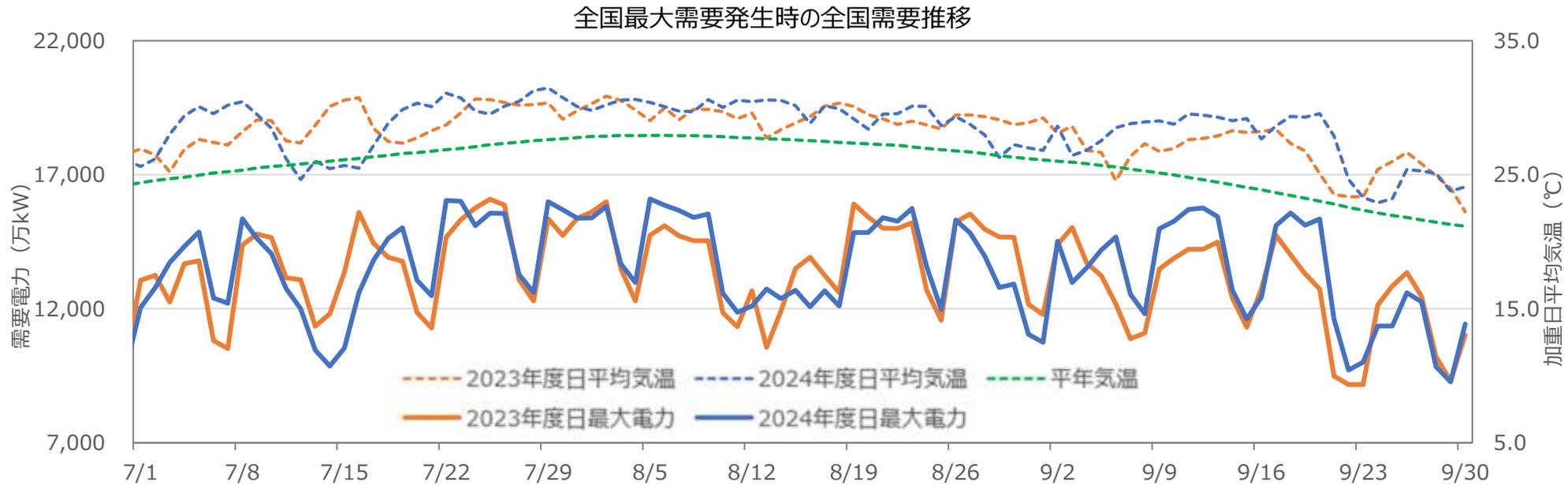
【各月の最大需要電力】



【各月の平均日電力量 (平日)】



■ 9月は中旬過ぎまで8月並みの高気温が続き、昨年を上回る需要となった。



# (1) 2024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大需要時の供給力実績(8月5日 13~14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、▲1,859万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定 <sup>※1</sup>	実績 - 想定	差の主な要因
全国合計	18,118	19,977	▲ 1,859	
原子力	875	873	+ 2	
火力	11,193	12,024	▲ 831	計画外停止 <sup>※2</sup> ▲ 215(▲1.8%) 需給停止 <sup>※3</sup> ▲ 414 火力増出力未実施分 ▲ 45 その他 <sup>※4</sup> ▲ 157 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	985	1,210	▲ 224	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲12万kW含む)
揚水 <sup>※5</sup>	1,087	1,547	▲ 460	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	3,794	3,555	+ 239	
風力	30	63	▲ 33	
地熱	23	26	▲ 3	
その他 <sup>※6</sup>	131	679	▲ 548	

※1 前回の電力需給検証報告書(2024年5月)における2024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215÷(実績11,193+計画外停止215+需給停止414)」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▲1,623万kWの差であり、予備率は0.7%減の11.8%であった。

(送電端 万kW、%)

	実績	想定	実績 - 想定
需要	15,320	16,660	▲ 1,340
供給力	17,134	18,757	▲ 1,623
原子力	874	873	+ 1
火力	11,393	12,024	▲ 631
水力	1,123	1,210	▲ 87
揚水 <sup>※1</sup>	1,951	2,306	▲ 355
太陽光	1,183	1,244	▲ 61
風力	37	63	▲ 27
地熱	23	26	▲ 3
その他 <sup>※2</sup>	550	1,011	▲ 460
予備率	11.8	12.6	▲ 0.7

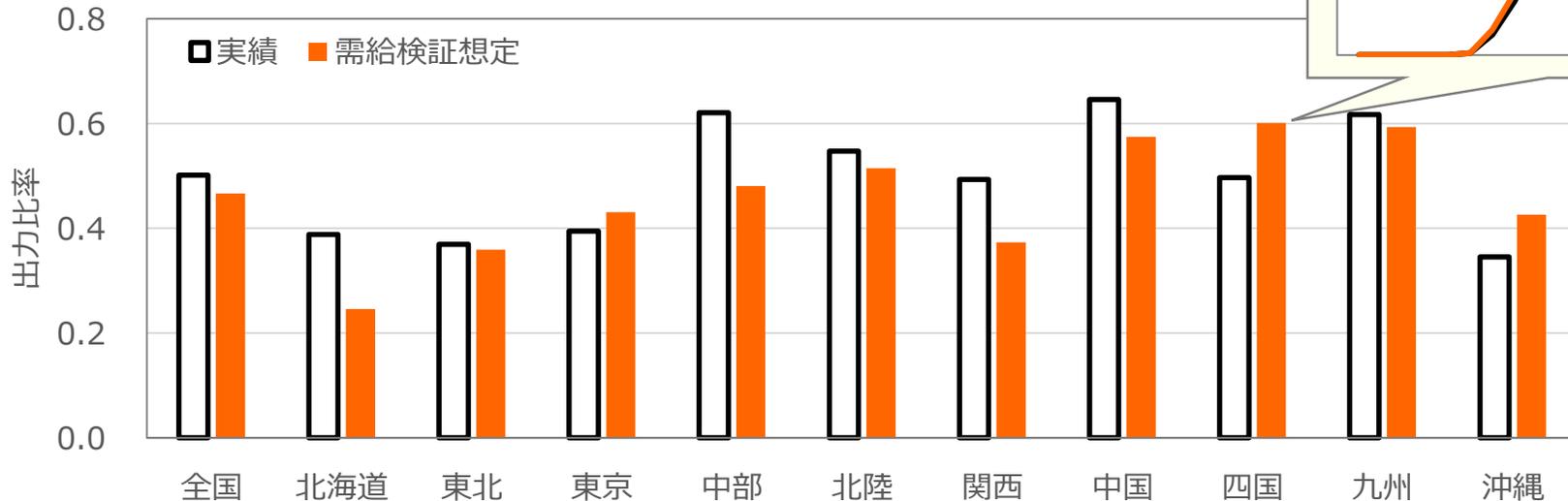
※1 揚水実績は24時間予備率一定となるように算出。広域予備率Web公表システムと値が異なる。

※2 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

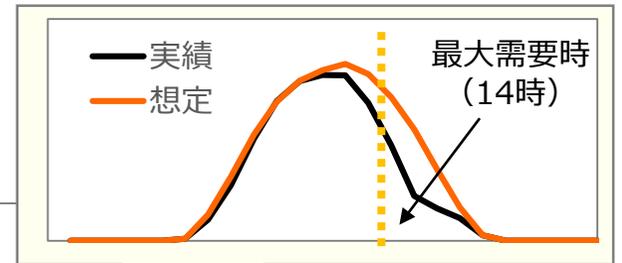
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 最大需要時と最小予備率時の評価を行うため、2024年度夏季より、太陽光の供給力想定を調整係数による手法から、1時間単位の過去実績を用いて想定する手法に切り替え。
- 新手法では、太陽光が天候によって変動する特性を踏まえ、過去実績のうち低位な実績の平均を使用し、実績を超えない安定的に見込める範囲の供給力想定を志向。
- 全国最大需要発生時において実績と想定を比較したところ、多くのエリアではほぼ想定したレベルの実績となったが、午後から高気温のまま曇りとなった一部のエリアでは、実績と想定がほぼ同値や、実績が想定を下回り、全国の合計では、想定と実績がほぼ均衡した。
- 今後も引き続き実績と想定との差を注視し、検証を行っていく。

全国最大需要発生時におけるエリア別の太陽光出力比率



PVカーブの例  
(四国エリア)



午後から曇天となり  
太陽光出力が減少

- 需要との相関や利用率向上の動き等を反映させつつ、安定的に見込める量を想定するため、過去実績のうち低位な実績を平均して、1時間単位で太陽光の出力想定を行うこととした。

太陽光の出力想定（考え方）

10

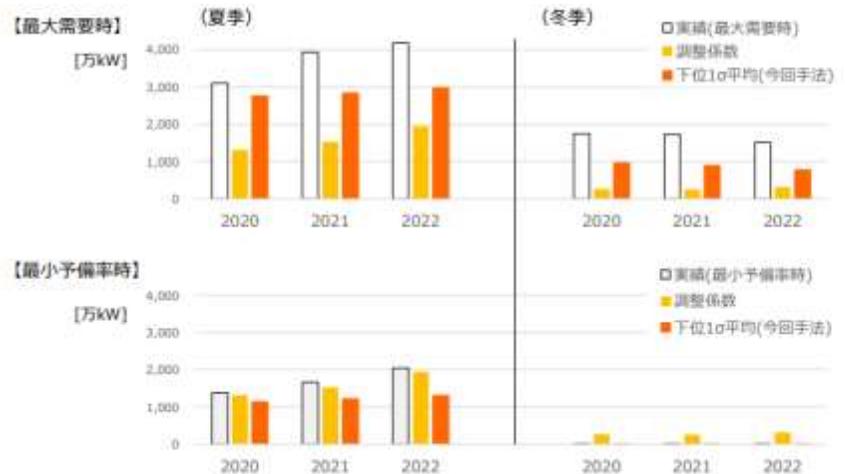
- 時間単位での太陽光出力を想定するにあたり、以下の点を考慮した想定方法とする。
  - 蓋然性のある供給力想定とすること
  - 天候によって出力が変動する特性があるため、安定的に見込める量を想定すること
  - 需要との相関を考慮すること
  - 利用率向上等の動きを反映させること

考慮すべき事項	対応
供給力想定における蓋然性	過去実績を採用（1時間単位値）
安定的に見込める量	低位な実績の1σ相当(約16%)を平均
需要との相関	最大3日需要日の実績を採用
利用率向上等の動きの反映	実績の対象期間を10年とする (H1需要の評価期間に合わせる)

太陽光の出力想定（算定結果の評価）

13

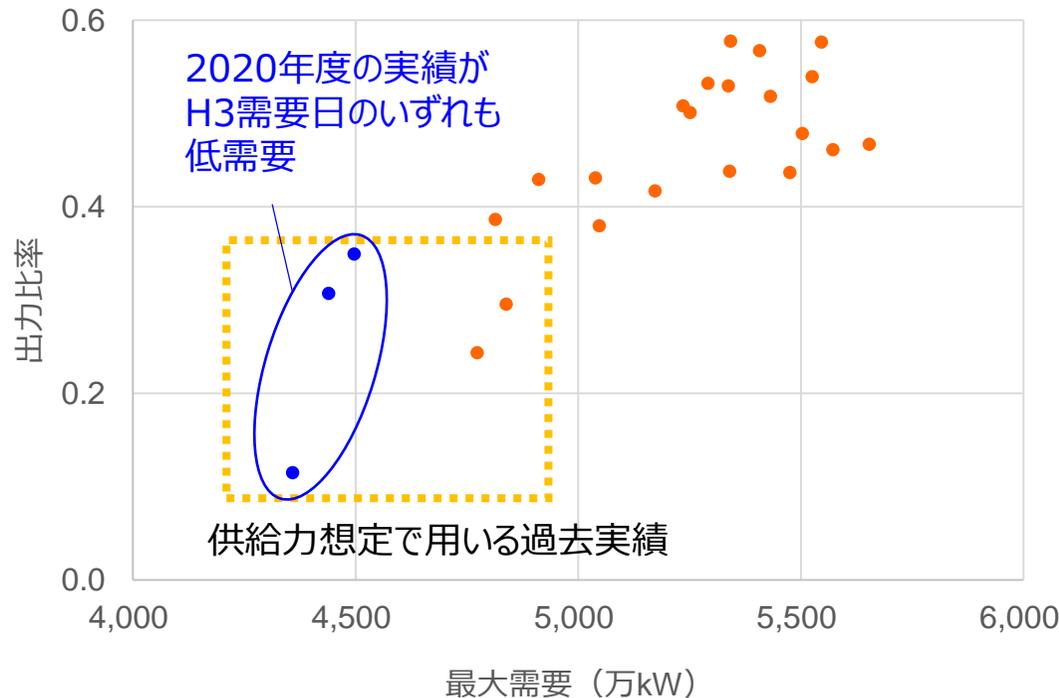
- 調整係数による想定と比較し、実績を超えない安定的に見込める範囲で、時間毎の特徴を反映した出力想定ができています。



(注) 今回手法値は、広域機関で保有する2016年以降のデータを用いて試算

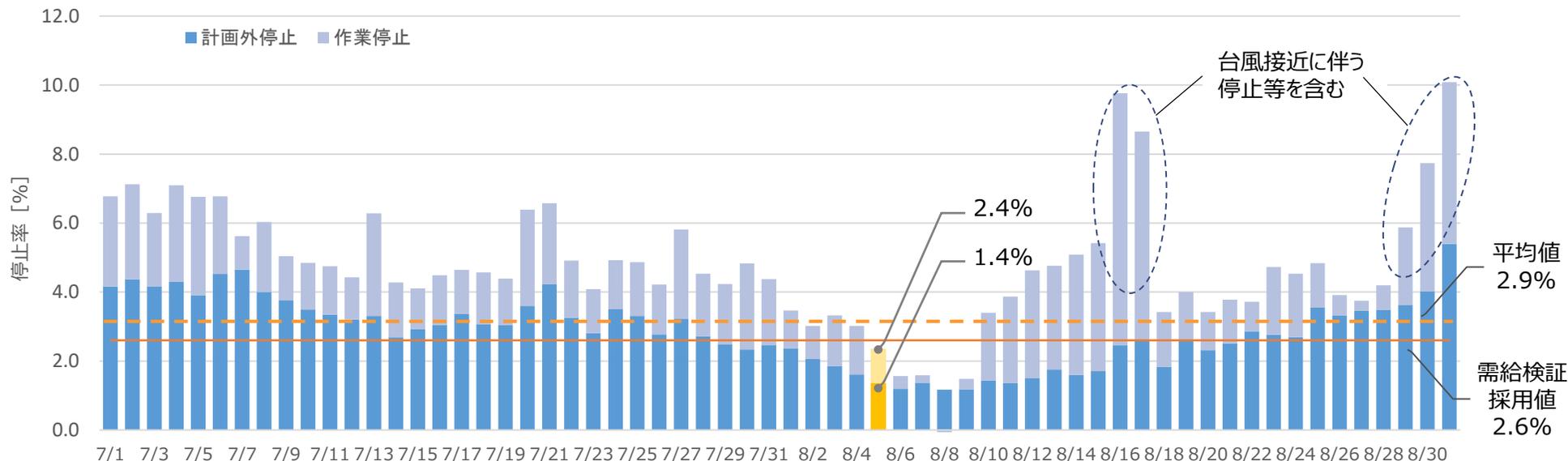
- 第97回本委員会において、東京エリアの太陽光の想定で用いる7月の過去実績の中に、例年に比べて低い需要日を含む年があり、想定値を低く見積もってしまう可能性があるとのこと指摘あり。
- 過去実績を詳細に確認したところ、最大3日需要日ではあるが、トレンドを外れる低い需要日の実績を確認。
- 今後の想定においては、各一般送配電事業者と協働し、著しく傾向が異なるものに関し、当該実績を除外することで、過度に低い想定回避に繋げていく。

太陽光供給力想定で用いる過去実績 (東京エリア、7月)



- 計画外停止率は最大需要発生日 (8月5日) で1.4%、平均で2.9%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2.4%であった。
- 計画外停止率については、引き続きデータを収集していき、検証を行っていく。

供給力実績に対する停止率



※ 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

# (1) 2024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					猛暑H1想定 <sup>※3</sup>		
	最大需要日	時間 <sup>※1</sup>	最大需要 【万kW】	供給力 <sup>※2</sup> 【万kW】	予備率 <sup>※1</sup>	最大需要 【万kW】	供給力 【万kW】	予備率
北海道	7月23日(火)	11～12時 [16～17時]	439	477	8.8% [6.5%]	486	520	7.1%
東北	8月23日(金)	14～15時 [16～17時]	1,359	1,594	17.3% [11.3%]	1,415	1,561	10.3%
東京	7月29日(月)	14～15時 [16～17時]	5,699	6,279	10.2% [10.3%]	5,891	6,308	7.1%
中部	8月5日(月)	14～15時 [16～17時]	2,521	2,723	8.0% [11.3%]	2,570	2,952	14.9%
北陸	8月23日(金)	13～14時 [16～17時]	511	534	4.5% [5.4%]	499	573	14.9%
関西	8月2日(金)	14～15時 [16～17時]	2,772	3,013	8.7% [8.6%]	2,822	3,242	14.9%
中国	8月6日(火)	14～15時 [16～17時]	1,064	1,150	8.1% [8.1%]	1,078	1,238	14.9%
四国	8月5日(月)	13～14時 [16～17時]	505	610	20.9% [20.5%]	510	586	14.9%
九州	8月5日(月)	13～14時 [16～17時]	1,703	1,967	15.5% [6.5%]	1,615	1,967	21.8%
沖縄 <sup>※4</sup>	7月19日(金)	14～15時 [16～17時]	168	188	12.3% [19.1%]	170	223	31.1%

※1 括弧内は、各エリアの最大需要日における最小予備率時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 前回の電力需給検証報告書(2024年5月)における最大需要実績発生月の2024年度夏季見通し。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

■ 北陸・九州エリアにおいて、猛暑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	8/23 15:00	7/29 15:00	8/5 15:00	8/23 14:00	8/2 15:00	8/6 15:00	8/5 14:00	8/5 14:00	7/19 15:00	-
需要想定 <sup>※1</sup>	486	1,415	5,891	2,570	499	2,822	1,078	510	1,615	170	17,055
需要実績 <sup>※2</sup>	439 (368)	1,359 (1,292)	5,699 (5,435)	2,521 (2,499)	511 (463)	2,772 (2,649)	1,064 (1,031)	505 (505)	1,703 (1,703)	168 (151)	16,739 (16,095)
差分	▲ 47	▲ 56	▲ 192	▲ 49	+ 12	▲ 50	▲ 14	▲ 6	+ 89	▲ 2	▲ 316
気温影響等	▲ 55	▲ 75	+ 47	+ 54	+ 6	▲ 62	▲ 24	+ 1	+ 44	▲ 0	▲ 66
発動指令電源 <sup>※3※4</sup>	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (▲58)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (▲58)
その他	+ 8	+ 20	▲ 239	▲ 103	+ 6	+ 12	+ 10	▲ 6	+ 44	▲ 2	▲ 250

## <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2018年度並み、東京エリアは2022年度並み、中部・関西・四国・九州エリアは2020年度並み、北陸エリアは2019年度並み、中国エリアは2021年度並み、沖縄エリアは2017年度並みとした。

※1 前回の電力需給検証報告書（2024年5月）における猛暑H1想定。不等時率を考慮していない値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2024年8月5日 13～14時）の需要実績値。

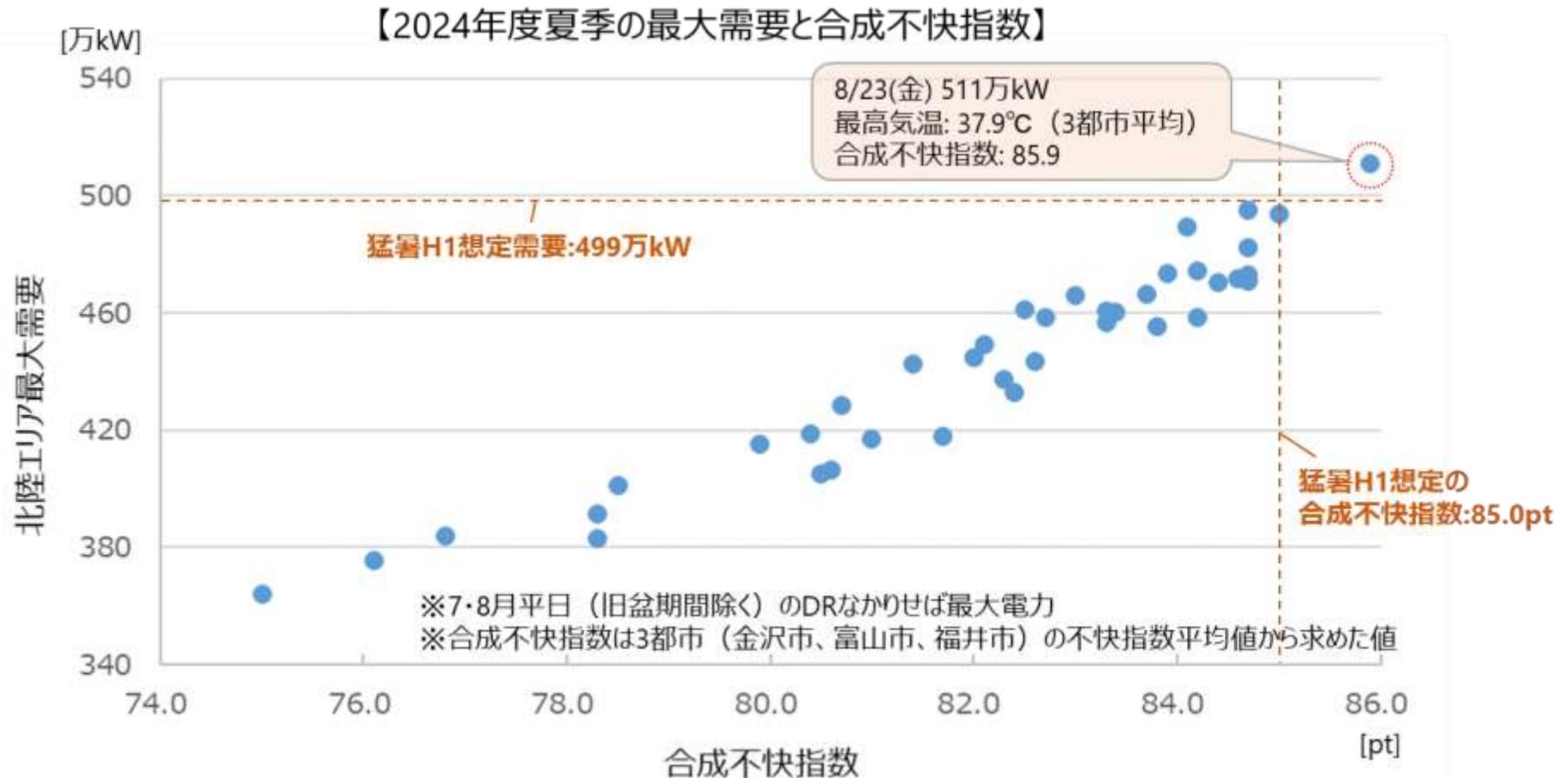
※3 発動指令電源のうち、最大需要発生時における需要側での期待容量。

※4 括弧内の数値は、当該一日を通じた最大値。

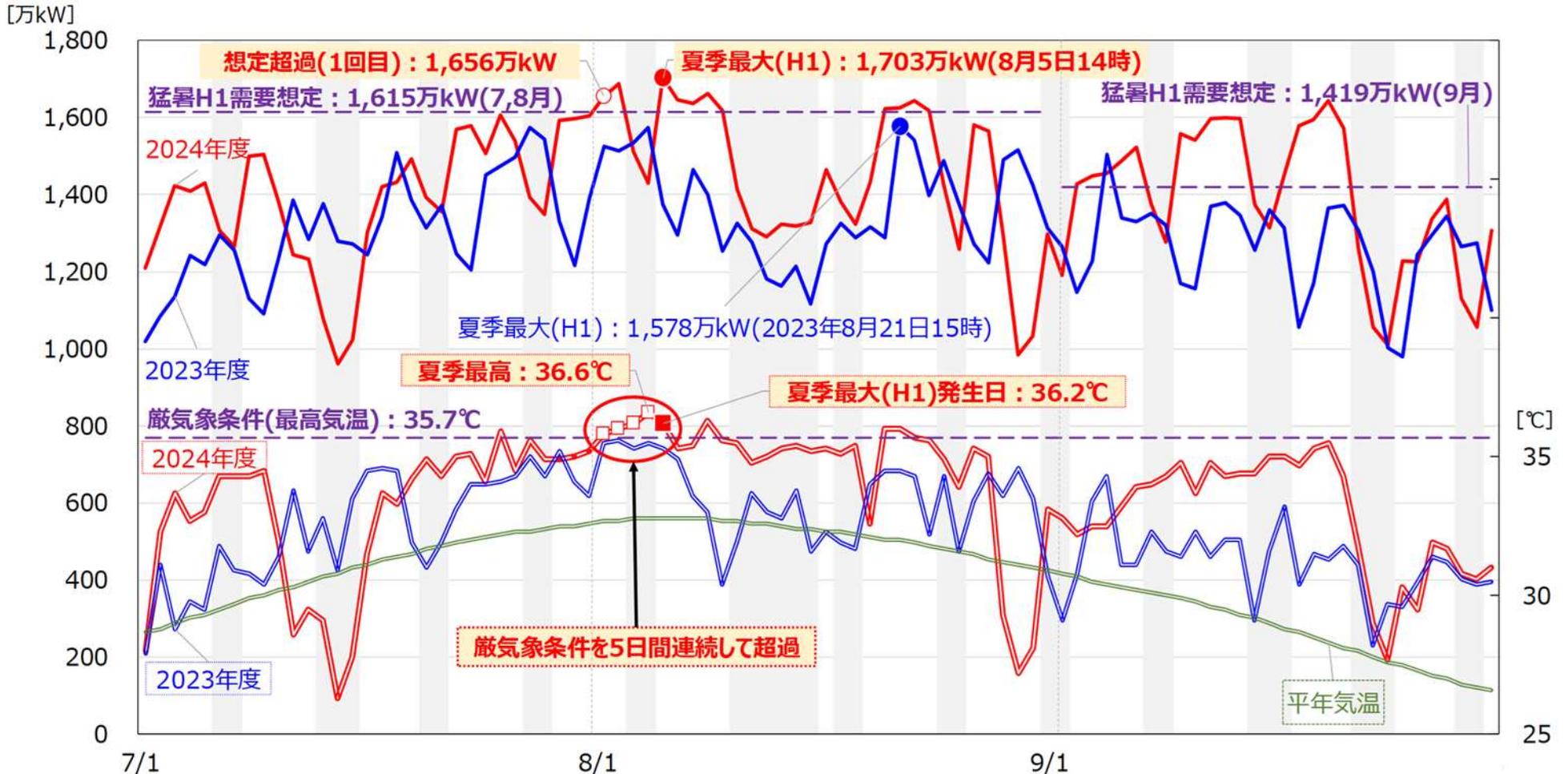
※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

- 北陸エリアでは、特に8月下旬において猛暑となり、富山市では8月23日に観測史上3番目に高い気温（39.2℃）が観測される中、猛暑H1想定を上回る需要実績となった。
- 北陸では、当日不快指数と前5日不快指数の合成不快指数を元に猛暑H1需要を想定しているが、8月23日においては想定に用いた蔽気象年度（2019年度）を上回る合成不快指数が記録された。



■ 九州エリアでは、7月下旬から8月中旬にかけて高気温が続き、8月4日（日）には、最高気温36.6℃を記録。また、8月1日（木）からは、厳気象条件(最高気温:35.7℃)を5日間連続して超過するなど、過去に類を見ない猛暑となり、8月5日（月）14時に1,703万kWを記録。



(注) エリア最高気温は主要都市の日最高気温を人口と需要で加重平均して算定

(出典) 九州電力送配電提供資料

## (参考) 各エリアにおける猛暑H1想定の超過日数

- エリア別では、九州エリアで猛暑H1想定を超えた日が26日間あった。
- 月別では、9月に北海道・東北・沖縄を除く7エリアで猛暑H1想定を超える需要が発生した。

## 7～9月における猛暑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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8月	0	0	0	0	1	0	0	0	11	0	12
9月	0	0	4	3	2	9	1	1	15	0	35
合計	0	0	4	3	3	9	1	1	26	0	47

※ 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

## (参考) 9月の各エリア最大需要と猛暑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	402	1,271	5,390	2,459	490	2,689	1,045	485	1,643	152
H1想定	416	1,344	5,237	2,414	482	2,555	1,042	485	1,419	160
差	▲14	▲73	+153	+45	+8	+134	+3	+0	+225	▲8

- 全国最大需要時の実績は、8月5日13~14時の16,095万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12.6%、最小予備率時は11.8%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、北陸エリアと九州エリアにおいて、8月に猛暑H1想定を上回った。また、9月に7エリアで猛暑H1想定を超える需要が発生した。
- 2025年度夏季の需給検証に向け、8月・9月で猛暑H1想定を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) 2024年度夏季の電力需給実績の検証
- (2) 2024年度冬季の電力需給の見通し

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

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

#### 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]	2024年度												
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東北	原町1号 (火力) -	94.6			6/10~6/27						12/9 ~ 12/26	(定期補修時期調整)			
	上越1号 (火力) -	56.4							9/25 ~ 未定 (定期補修期間延長)	9/25~10/12					
東京	神流川1号 (揚水) -	46.8	4/1 ~ 1/15 (定期補修期間延長)												
	葛野川4号 (揚水) -	39.7						8/25 ~ 2/28 (発電機設備トラブル)							
中部	上越2号2軸 (火力) -	58.5									11/3 ~ 12/22 (出力ハーフ)				
北陸	七尾大田1号 (火力) +	47.1	1/1 ~ 7/2												
	七尾大田2号 (火力) +	66.1	1/1 ~ 5/10												
関西	高浜3号 (原子力) +	83.8									2/22 ~ 5/27 (定期検査時期調整)	1/16~未定			
	高浜4号 (原子力) +	83.9	12/16 ~ 4/26												
四国	電発橋湾1号 (火力) +	99.2	2/15 ~ 11/30 (高温再熱蒸気管リーク補修)												
	坂出4号 (火力) -	33.9									10/1 ~ 2/3 (定期補修時期調整)				
								8/31~12/28							

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

需給検証における太陽光・揚水の供給力評価について

5

これまでの経緯

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

取り巻く状況

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

今回見直し

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

## (2) 2024年度冬季の電力需給の見通し ：2024年度冬季需給見通しの予備率の変化

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

### 各エリアの予備率（厳寒H1）

#### 前回（3/19時点）

(単位：%)

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	22.4	10.7	11.2	11.2
東北	22.4	10.7	11.2	24.3
東京	22.4	10.7	11.2	24.3
中部	12.3	10.7	11.2	18.5
北陸	12.3	10.7	11.2	18.5
関西	12.3	10.7	11.2	18.5
中国	12.3	10.7	11.2	18.5
四国	12.3	10.7	11.2	18.5
九州	12.3	10.7	11.2	18.5
沖縄	65.0	40.2	43.6	50.1

#### 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	26.5	11.3	13.0	12.3
東北	26.5	11.3	13.0	23.8
東京	26.5	11.3	13.0	23.8
中部	15.5	11.3	13.0	23.8
北陸	15.5	11.3	13.0	23.8
関西	15.5	11.3	13.0	23.8
中国	15.5	11.3	13.0	23.8
四国	18.1	17.1	30.5	26.3
九州	15.5	11.3	13.0	23.8
沖縄	48.5	34.5	40.4	40.9

#### 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	23.8	11.6	13.5	13.1
東北	23.8	11.6	13.5	22.0
東京	23.8	11.6	13.5	22.0
中部	15.5	11.6	13.5	23.0
北陸	15.5	11.6	13.5	23.0
関西	15.5	11.6	13.5	23.0
中国	15.5	11.6	13.5	23.0
四国	16.3	17.2	30.2	26.3
九州	15.5	11.6	13.5	23.0
沖縄	48.5	34.5	40.4	40.9

※全国で最大需要および最小予備率となる時間帯で評価（沖縄のみ両時間帯とも19時で評価）  
 ※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) 2024年度冬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：2024年度供給計画の第1年度（2024年度）における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）の最大需要

### ○平年H3需要（2024年度）

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

### ○稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	72		81				5		24	
1月	154						5		24	
2月	154						5		24	
3月	5	148					5		24	

### ○予備率3%に対する余剰分の供給力

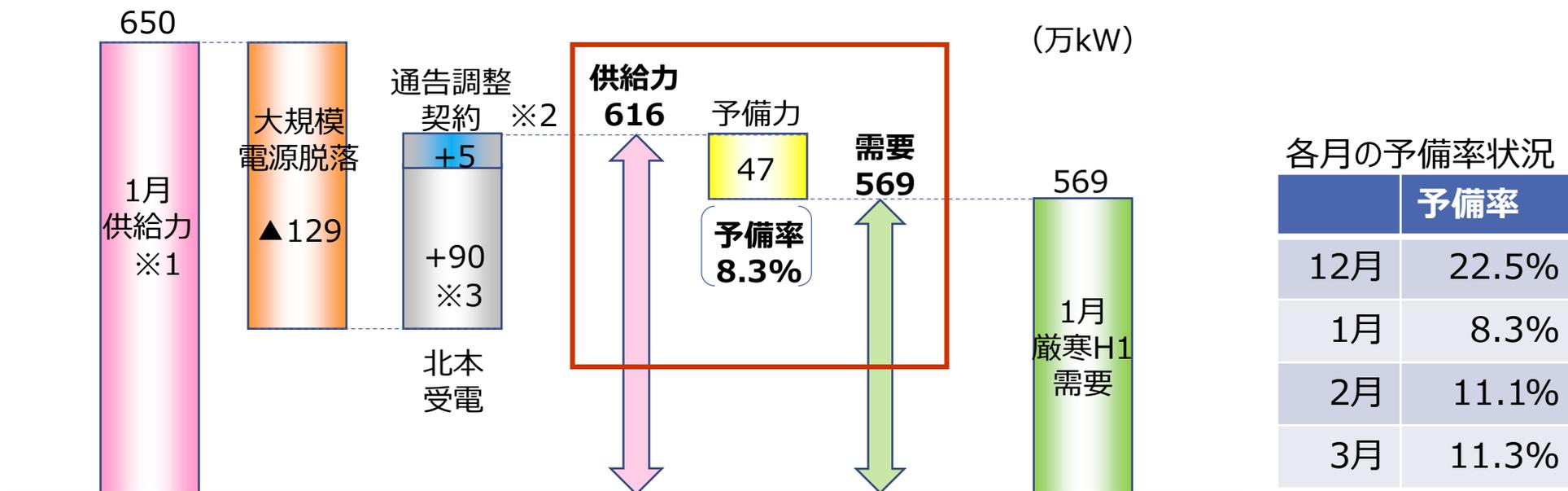
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	1,385		951				73		52	
1月	1,271						68		39	
2月	1,528						133		43	
3月	47	2,627					97		42	

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある。

## (2) 2024年度冬季の電力需給の見通し ：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、厳寒H1需要に対して8.3%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）



※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（2024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。

※ 2024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」に見直すこととしてはどうか。**
- 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。

- 東北エリアの女川2号と中国エリアの島根2号が再稼働に向けて準備中。
- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。

再稼働に向けて準備中の発電機

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2024年度												
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東北	女川 (原子力) 2号	82.5										11月頃 再稼働予定			
中国	島根 (原子力) 2号	82.0										12月下旬 再稼働予定			

2024年度冬季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)	2024年度												
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東京	五井 (火力) 3号	78.0										10月 ~ 試運転開始予定			2025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

- 厳寒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、再稼働準備中の原子力や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）

2024年10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年度夏季の電力需給実績の検証
    - (参考) 2023年度と比較した今夏の全国電力需要動向
    - (参考) 2024年度夏季の発電所停止状況
    - (参考) 北陸エリアの2024年度夏季の最大需要
    - (参考) 九州エリアの2024年度夏季の最大需要
    - (参考) 各エリアにおける猛暑H1想定の超過日数
  - (3) 2024年度夏季の電力需給実績の検証のまとめ
  - (4) 2024年度冬季の電力需給見通しの基本的な考え方（概要）
  - (5) 2024年度冬季の電力需給の見通し
    - (参考) 北海道エリアの稀頻度評価における電源脱落量
    - (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
  - (6) 2024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) 2024年度夏季の電力需要実績
- (2) 2024年度夏季の電力供給力実績
- (3) 2024年度冬季の需要見通し
- (4) 2024年度冬季の供給力見通し

## (1) 電力需給検証の概要

- 2024年度夏季の電力需給実績  
2024年度夏季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2024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<sup>※1</sup>の概要について

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

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

## (2) 2024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 13～14時)

■ 今夏の全国最大需要は16,095万kW、予備率は12.6%であった。

エリア	実績					猛暑H1想定 <sup>※3</sup>		
	最大需要日	時間 <sup>※1</sup>	最大需要 【万kW】	供給力 <sup>※2</sup> 【万kW】	予備率 <sup>※1</sup>	最大需要 【万kW】	供給力 【万kW】	予備率
北海道	8月5日 (月)	13～14時 [16～17時]	368	419	14.1% [10.1%]	486	533	9.7%
東北			1,292	1,501	16.2% [14.9%]	1,391	1,521	9.4%
東京			5,435	6,148	13.1% [13.2%]	5,791	6,333	9.4%
中部			2,499	2,783	11.4% [11.3%]	2,555	2,876	12.6%
北陸			463	500	7.8% [8.6%]	496	559	12.6%
関西			2,649	2,875	8.6% [11.2%]	2,805	3,159	12.6%
中国			1,031	1,129	9.5% [9.4%]	1,072	1,206	12.6%
四国			505	610	20.9% [20.5%]	507	571	12.6%
九州			1,703	1,967	15.5% [6.5%]	1,615	1,910	18.3%
全国9エリア			15,944	17,932	12.5% [11.7%]	16,717	18,668	11.7%
沖縄 <sup>※4</sup>			151	186	23.2% [23.3%]	170	223	31.3%
全国10エリア			16,095	18,118	12.6% [11.8%]	16,887	18,891	11.9%

※1 括弧内は、全国最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間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)

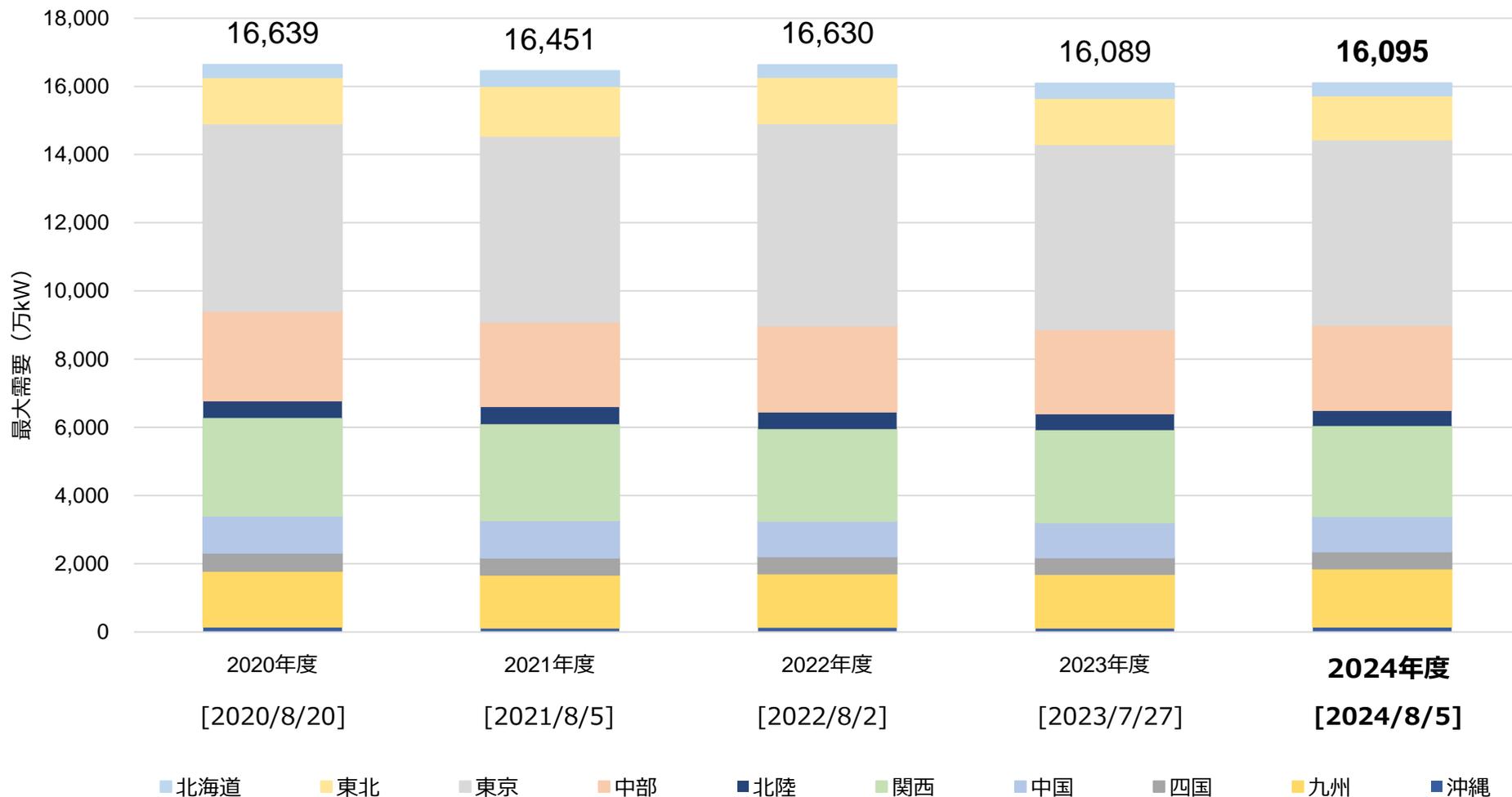
※3 前回の電力需給検証報告書(2024年5月)における2024年度夏季見通し。供給力および予備率は  
連系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※4 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率  
が高くなる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年度夏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

■ 今夏の全国最大需要は、昨年度をわずかに上回り、至近5年間で4番目の実績であった。



- 7・8月は昨年度並みの高気温となり、最大需要(kW)・平均日電力量(kWh)もほぼ同等となった。
- 9月の気温は昨年を上回り、kW・kWhともに昨年度を上回った。

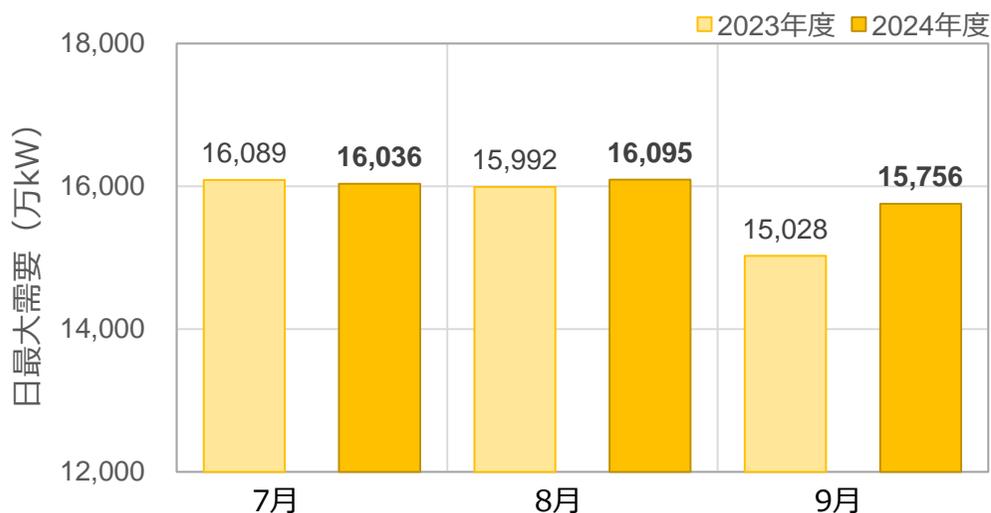
※ 一般送配電事業者の本店所在地の日平均気温の需要比率を用いて算出した気温

【各月の加重平均気温】

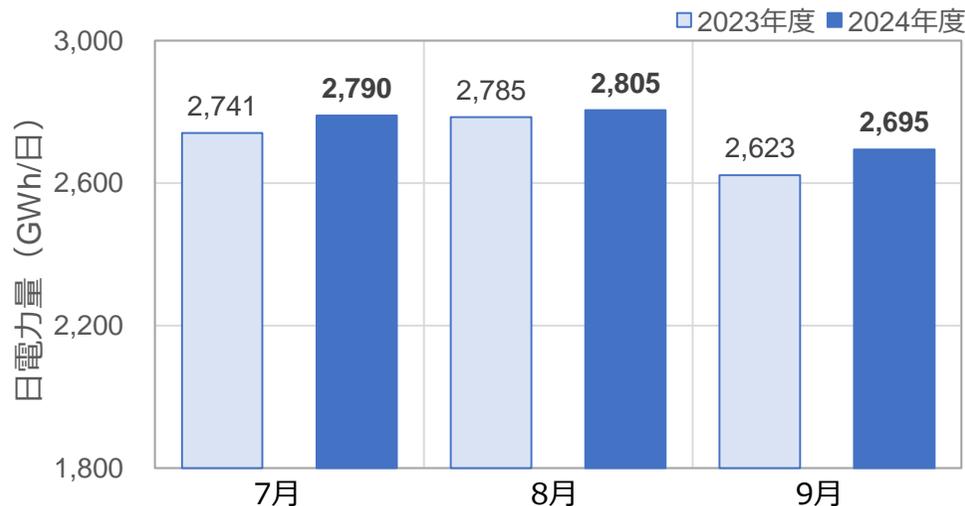
	7月	8月	9月
2024年度(A)	28.8	29.5	27.2
2023年度(B) (括弧内の気温差はA-B)	28.6 (+0.2)	29.4 (+0.1)	26.4 (+0.8)
平年気温(C) (括弧内の気温差はA-C)	26.2 (+2.6)	27.3 (+2.2)	23.8 (+3.4)

単位：℃

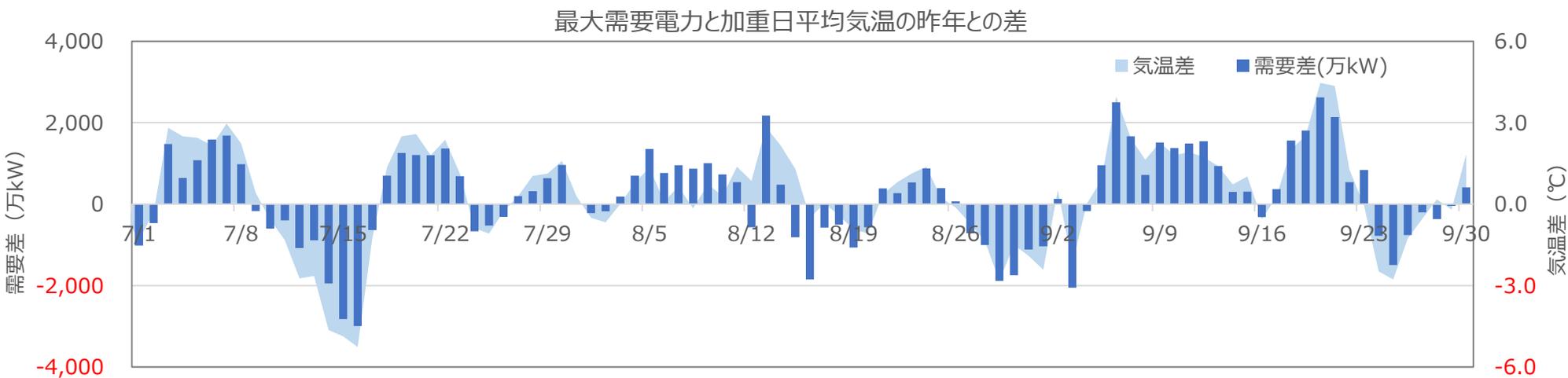
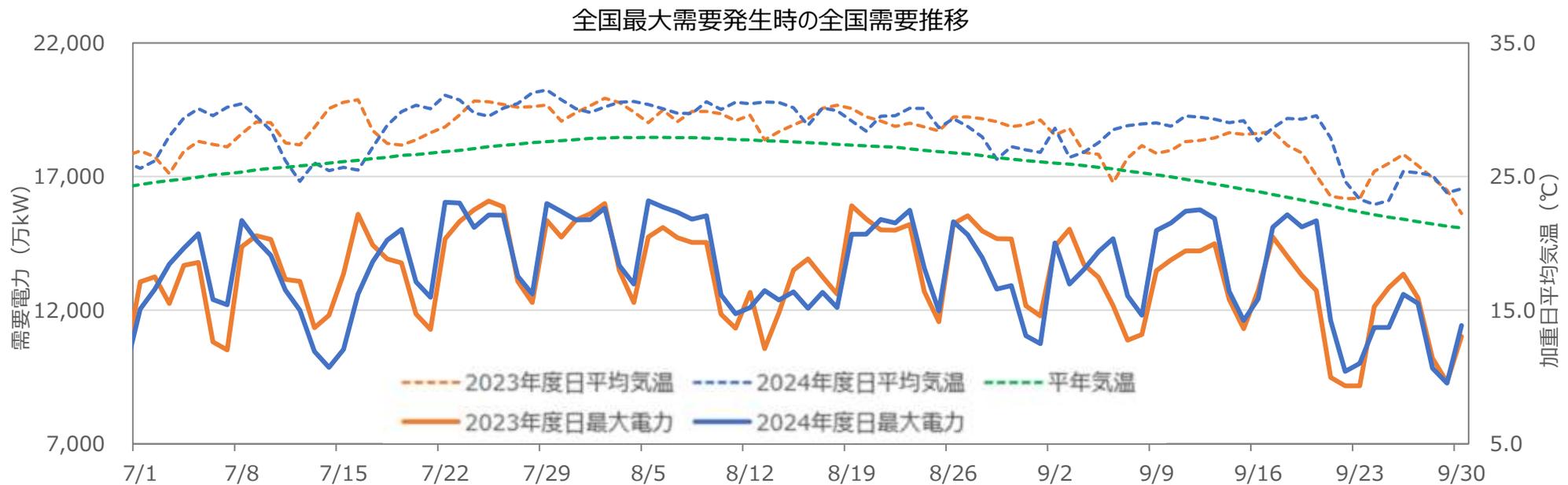
【各月の最大需要電力】



【各月の平均日電力量 (平日)】



■ 9月は中旬過ぎまで8月並みの高気温が続き、昨年を上回る需要となった。



## (2) 2024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大需要時の供給力実績(8月5日 13～14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、▲1,859万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定 <sup>※1</sup>	実績－想定	差の主な要因
全国合計	18,118	19,977	▲ 1,859	
原子力	875	873	+ 2	
火力	11,193	12,024	▲ 831	計画外停止 <sup>※2</sup> ▲ 215(▲1.8%) 需給停止 <sup>※3</sup> ▲ 414 火力増出力未実施分 ▲ 45 その他 <sup>※4</sup> ▲ 157 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	985	1,210	▲ 224	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲12万kW含む)
揚水 <sup>※5</sup>	1,087	1,547	▲ 460	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	3,794	3,555	+ 239	
風力	30	63	▲ 33	
地熱	23	26	▲ 3	
その他 <sup>※6</sup>	131	679	▲ 548	

※1 前回の電力需給検証報告書(2024年5月)における2024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215÷(実績11,193+計画外停止215+需給停止414)」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(8月5日 16～17時)

37

- 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▲1,623万kWの差であり、予備率は0.7%減の11.8%であった。

(送電端 万kW、%)

	実績	想定	実績－想定
需要	15,320	16,660	▲ 1,340
供給力	17,134	18,757	▲ 1,623
原子力	874	873	+ 1
火力	11,393	12,024	▲ 631
水力	1,123	1,210	▲ 87
揚水 <sup>※1</sup>	1,951	2,306	▲ 355
太陽光	1,183	1,244	▲ 61
風力	37	63	▲ 27
地熱	23	26	▲ 3
その他 <sup>※2</sup>	550	1,011	▲ 460
予備率	11.8	12.6	▲ 0.7

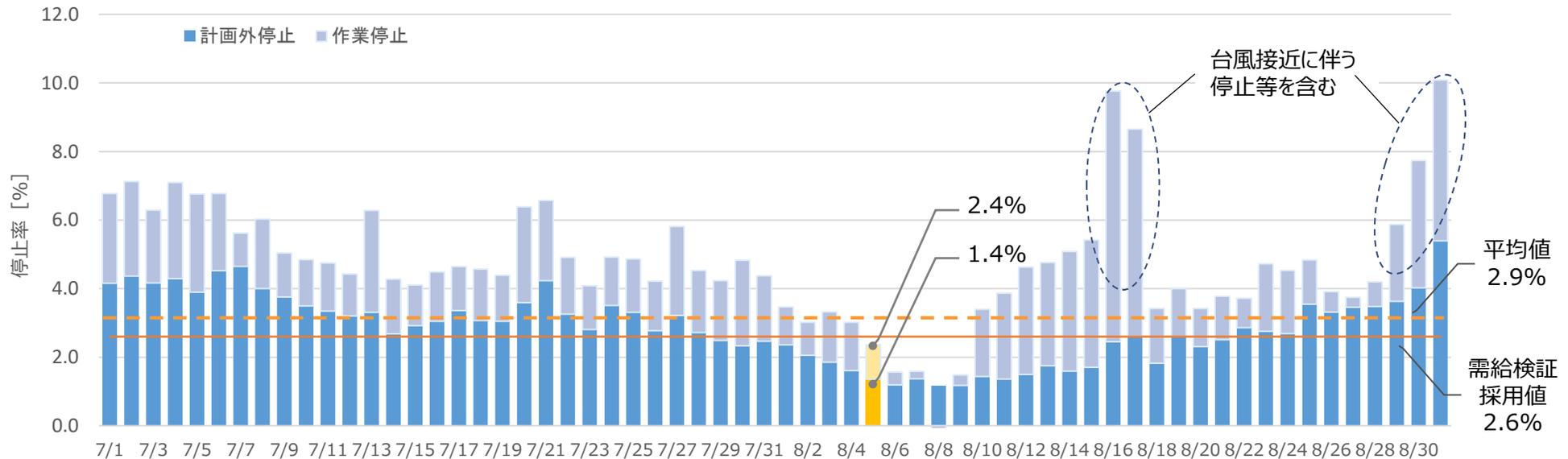
※1 揚水実績は24時間予備率一定となるように算出。広域予備率Web公表システムと値が異なる。

※2 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 計画外停止率は最大需要発生日 (8月5日) で1.4%、平均で2.9%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2.4%であった。
- 計画外停止率については、引き続きデータを収集していき、検証を行っていく。

供給力実績に対する停止率



※ 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) 2024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					猛暑H1想定 <sup>※3</sup>		
	最大需要日	時間 <sup>※1</sup>	最大需要 【万kW】	供給力 <sup>※2</sup> 【万kW】	予備率 <sup>※1</sup>	最大需要 【万kW】	供給力 【万kW】	予備率
北海道	7月23日(火)	11～12時 [16～17時]	439	477	8.8% [6.5%]	486	520	7.1%
東北	8月23日(金)	14～15時 [16～17時]	1,359	1,594	17.3% [11.3%]	1,415	1,561	10.3%
東京	7月29日(月)	14～15時 [16～17時]	5,699	6,279	10.2% [10.3%]	5,891	6,308	7.1%
中部	8月5日(月)	14～15時 [16～17時]	2,521	2,723	8.0% [11.3%]	2,570	2,952	14.9%
北陸	8月23日(金)	13～14時 [16～17時]	511	534	4.5% [5.4%]	499	573	14.9%
関西	8月2日(金)	14～15時 [16～17時]	2,772	3,013	8.7% [8.6%]	2,822	3,242	14.9%
中国	8月6日(火)	14～15時 [16～17時]	1,064	1,150	8.1% [8.1%]	1,078	1,238	14.9%
四国	8月5日(月)	13～14時 [16～17時]	505	610	20.9% [20.5%]	510	586	14.9%
九州	8月5日(月)	13～14時 [16～17時]	1,703	1,967	15.5% [6.5%]	1,615	1,967	21.8%
沖縄 <sup>※4</sup>	7月19日(金)	14～15時 [16～17時]	168	188	12.3% [19.1%]	170	223	31.1%

※1 括弧内は、各エリアの最大需要日における最小予備率時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 前回の電力需給検証報告書(2024年5月)における最大需要実績発生月の2024年度夏季見通し。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

■ 北陸・九州エリアにおいて、猛暑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	8/23 15:00	7/29 15:00	8/5 15:00	8/23 14:00	8/2 15:00	8/6 15:00	8/5 14:00	8/5 14:00	7/19 15:00	-
需要想定 <sup>※1</sup>	486	1,415	5,891	2,570	499	2,822	1,078	510	1,615	170	17,055
需要実績 <sup>※2</sup>	439 (368)	1,359 (1,292)	5,699 (5,435)	2,521 (2,499)	511 (463)	2,772 (2,649)	1,064 (1,031)	505 (505)	1,703 (1,703)	168 (151)	16,739 (16,095)
差分	▲ 47	▲ 56	▲ 192	▲ 49	+ 12	▲ 50	▲ 14	▲ 6	+ 89	▲ 2	▲ 316
気温影響等	▲ 55	▲ 75	+ 47	+ 54	+ 6	▲ 62	▲ 24	+ 1	+ 44	▲ 0	▲ 66
発動指令電源 <sup>※3※4</sup>	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (▲58)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (▲58)
その他	+ 8	+ 20	▲ 239	▲ 103	+ 6	+ 12	+ 10	▲ 6	+ 44	▲ 2	▲ 250

### <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2018年度並み、東京エリアは2022年度並み、中部・関西・四国・九州エリアは2020年度並み、北陸エリアは2019年度並み、中国エリアは2021年度並み、沖縄エリアは2017年度並みとした。

※1 前回の電力需給検証報告書（2024年5月）における猛暑H1想定。不等時率を考慮していない値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2024年8月5日 13～14時）の需要実績値。

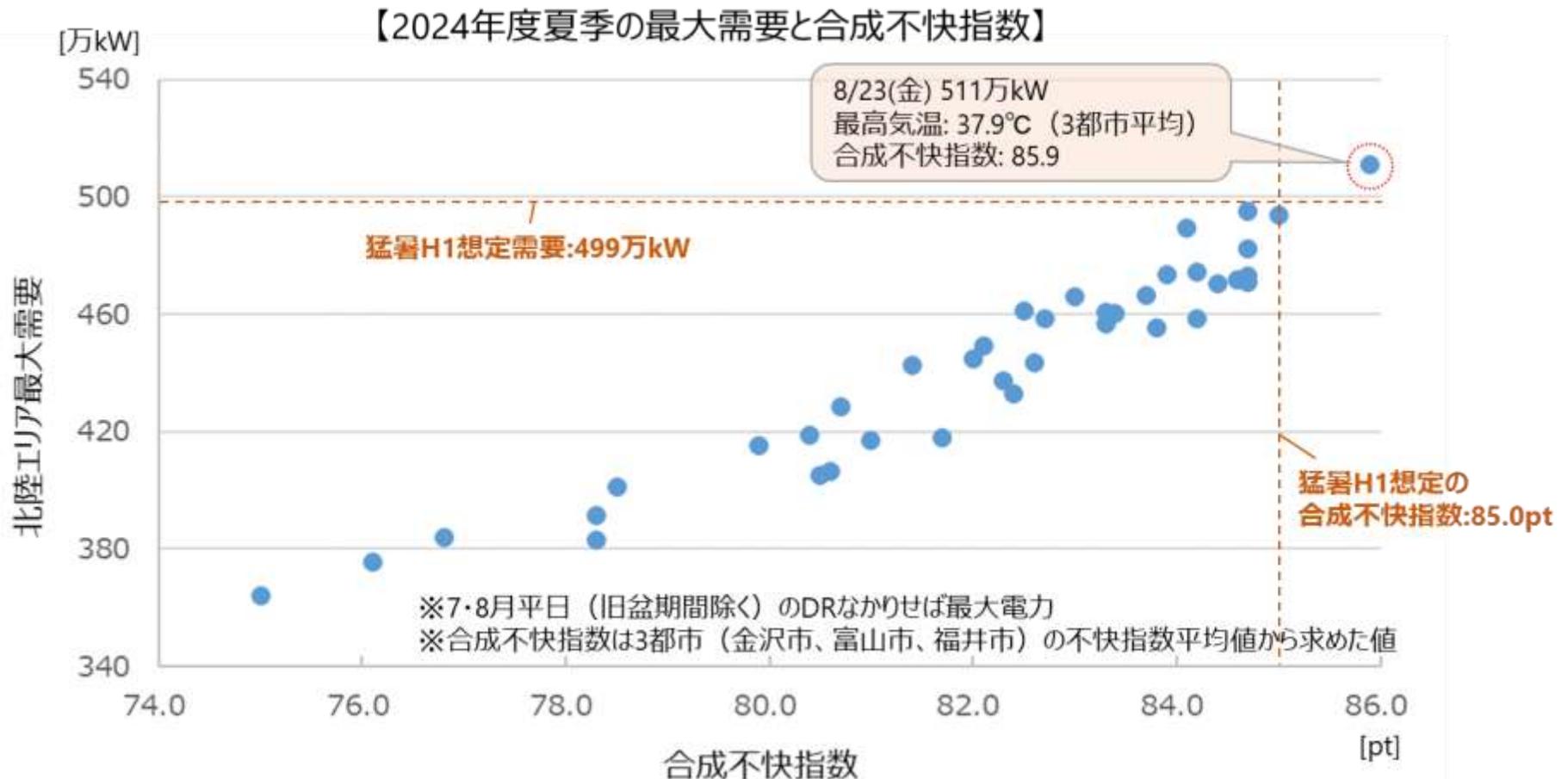
※3 発動指令電源のうち、最大需要発生時における需要側での期待容量。

※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。

- 北陸エリアでは、特に8月下旬において猛暑となり、富山市では8月23日に観測史上3番目に高い気温（39.2℃）が観測される中、猛暑H1想定を上回る需要実績となった。
- 北陸では、当日不快指数と前5日不快指数の合成不快指数を元に猛暑H1需要を想定しているが、8月23日においては想定に用いた蔽気象年度（2019年度）を上回る合成不快指数が記録された。



■ 九州エリアでは、7月下旬から8月中旬にかけて高気温が続き、8月4日（日）には、最高気温 36.6℃を記録。また、8月1日（木）からは、厳気象条件(最高気温:35.7℃)を5日間連続して超過するなど、過去に類を見ない猛暑となり、8月5日（月）14時に1,703万kWを記録。



(注) エリア最高気温は主要都市の日最高気温を人口と需要で加重平均して算定

(出典) 九州電力送配電提供資料

## (参考) 各エリアにおける猛暑H1想定の超過日数

- エリア別では、九州エリアで猛暑H1想定を超えた日が26日間あった。
- 月別では、9月に北海道・東北・沖縄を除く7エリアで猛暑H1想定を超える需要が発生した。

## 7～9月における猛暑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	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8月	0	0	0	0	1	0	0	0	11	0	12
9月	0	0	4	3	2	9	1	1	15	0	35
合計	0	0	4	3	3	9	1	1	26	0	47

※ 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

## (参考) 9月の各エリア最大需要と猛暑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	402	1,271	5,390	2,459	490	2,689	1,045	485	1,643	152
H1想定	416	1,344	5,237	2,414	482	2,555	1,042	485	1,419	160
差	▲14	▲73	+153	+45	+8	+134	+3	+0	+225	▲8

- 全国最大需要時の実績は、8月5日13~14時の16,095万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12.2%、最小予備率時は11.8%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、北陸エリアと九州エリアにおいて、8月に猛暑H1想定を上回った。また、9月に7エリアで猛暑H1想定を超える需要が発生した。
- 2025年度夏季の需給検証に向け、8月・9月で猛暑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（厳寒）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81社)
    - ⇒ 2024年度の供給計画における2024年度の年度末電源構成に基づく、火力およびバイオマス発電出力合計が10万kW以上  
(全エリアの火力の設備量の約95%以上をカバー)
  - ✓ 一般送配電事業者 (計10社)
- エリア内の供給力は、発電事業者が保有する供給力と一般送配電事業者の供給力 (調整力、離島供給力) を合計したものに、発動指令電源及び火力増出力分を加えた量を供給力として見込む。
- 再エネ・揚水の供給力は以下の通り評価する。
  - ✓ 太陽光 : 過去10年程度の各月最大3日需要日において、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) 2024年度冬季の電力需給の見通し : 2024年度 冬季見通し (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,%)

【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	7,465	593	1,690	5,182	9,365	2,576	556	2,682	1,214	571	1,766	16,830	169	16,999
最大需要電力	5,903	469	1,336	4,097	8,098	2,230	481	2,323	1,051	483	1,529	14,000	114	14,114
供給予備力	1,563	124	354	1,085	1,267	346	75	360	163	87	237	2,830	55	2,885
供給予備率	26.5	26.5	26.5	26.5	15.6	15.5	15.5	15.5	15.5	18.1	15.5	20.2	48.5	20.4
予備力3%確保 に対する余剰分	1,385	110	314	962	1,024	279	60	290	131	73	191	2,410	52	2,462

【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	8,116	617	1,624	5,875	9,446	2,642	578	2,734	1,174	566	1,752	17,562	165	17,726
最大需要電力	7,290	554	1,459	5,277	8,460	2,373	519	2,456	1,055	483	1,574	15,750	122	15,873
供給予備力	825	63	165	598	986	269	59	278	119	83	178	1,811	42	1,854
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	11.7	11.3	11.3	11.3	11.3	17.1	11.3	11.5	34.5	11.7
予備力3%確保 に対する余剰分	607	46	121	439	732	198	43	204	88	68	131	1,339	39	1,377

【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	8,186	625	1,610	5,951	9,762	2,717	594	2,812	1,207	631	1,801	17,948	160	18,108
最大需要電力	7,246	553	1,425	5,268	8,566	2,405	526	2,489	1,069	483	1,595	15,813	114	15,927
供給予備力	940	72	185	683	1,196	312	68	323	139	147	207	2,135	46	2,181
供給予備率	13.0	13.0	13.0	13.0	14.0	13.0	13.0	13.0	13.0	30.5	13.0	13.5	40.4	13.7
予備力3%確保 に対する余剰分	722	55	142	525	939	240	52	248	107	133	159	1,661	43	1,704

【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	7,765	568	1,522	5,674	8,941	2,578	539	2,630	1,108	527	1,559	16,706	158	16,863
最大需要電力	6,317	506	1,229	4,582	7,211	2,081	435	2,124	895	417	1,259	13,528	112	13,640
供給予備力	1,448	62	293	1,092	1,730	496	104	506	213	110	300	3,177	46	3,223
供給予備率	22.9	12.3	23.8	23.8	24.0	23.8	23.8	23.8	23.8	26.3	23.8	23.5	40.9	23.6
予備力3%確保 に対する余剰分	1,258	47	256	955	1,513	434	91	443	186	97	262	2,772	42	2,814

# (5) 2024年度冬季の電力需給の見通し : 2024年度 冬季見通し (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,%)

【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	7,687	596	1,650	5,441	9,084	2,458	520	2,631	1,161	578	1,735	16,771	169	16,940
最大需要電力	6,211	481	1,333	4,397	7,858	2,127	450	2,277	1,005	497	1,502	14,070	114	14,184
供給予備力	1,476	114	317	1,044	1,225	331	70	354	156	81	233	2,701	55	2,756
供給予備率	23.8	23.8	23.8	23.8	15.6	15.5	15.5	15.5	15.5	16.3	15.5	19.2	48.5	19.4
予備力3%確保 に対する余剰分	1,289	100	277	913	990	267	57	286	126	66	188	2,279	52	2,331

【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	7,824	568	1,544	5,712	9,138	2,500	533	2,688	1,155	582	1,681	16,962	165	17,126
最大需要電力	7,010	509	1,383	5,118	8,163	2,240	478	2,408	1,035	497	1,506	15,173	122	15,295
供給予備力	814	59	161	594	975	260	55	280	120	85	175	1,789	42	1,831
供給予備率	11.6	11.6	11.6	11.6	11.9	11.6	11.6	11.6	11.6	17.2	11.6	11.8	34.5	12.0
予備力3%確保 に対する余剰分	604	44	119	441	730	193	41	207	89	70	130	1,334	39	1,372

【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	7,876	578	1,489	5,809	9,331	2,524	542	2,733	1,174	647	1,709	17,207	160	17,366
最大需要電力	6,938	509	1,311	5,118	8,147	2,224	478	2,408	1,035	497	1,506	15,085	114	15,199
供給予備力	938	69	177	692	1,184	300	65	325	140	150	203	2,122	46	2,168
供給予備率	13.5	13.5	13.5	13.5	14.5	13.5	13.5	13.5	13.5	30.2	13.5	14.1	40.4	14.3
予備力3%確保 に対する余剰分	729	54	138	538	940	234	50	253	109	135	158	1,669	43	1,712

【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	7,653	531	1,402	5,720	8,526	2,441	514	2,484	1,112	501	1,474	16,179	158	16,337
最大需要電力	6,308	469	1,149	4,689	6,919	1,984	417	2,019	903	397	1,198	13,226	112	13,338
供給予備力	1,345	62	253	1,031	1,608	457	96	465	208	104	276	2,953	46	2,998
供給予備率	21.3	13.1	22.0	22.0	23.2	23.0	23.0	23.0	23.0	26.3	23.0	22.3	40.9	22.5
予備力3%確保 に対する余剰分	1,156	48	218	890	1,400	398	84	405	181	92	240	2,556	42	2,598

# (5) 2024年度冬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：2024年度供給計画の第1年度（2024年度）における各エリアの各月最大3日平均電力（H3需要）の最大需要

## ○平年H3需要（2024年度）

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

## ○稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	72		81				5			24
1月	154						5			24
2月	154						5			24
3月	5	148					5			24

## ○予備率3%に対する余剰分の供給力

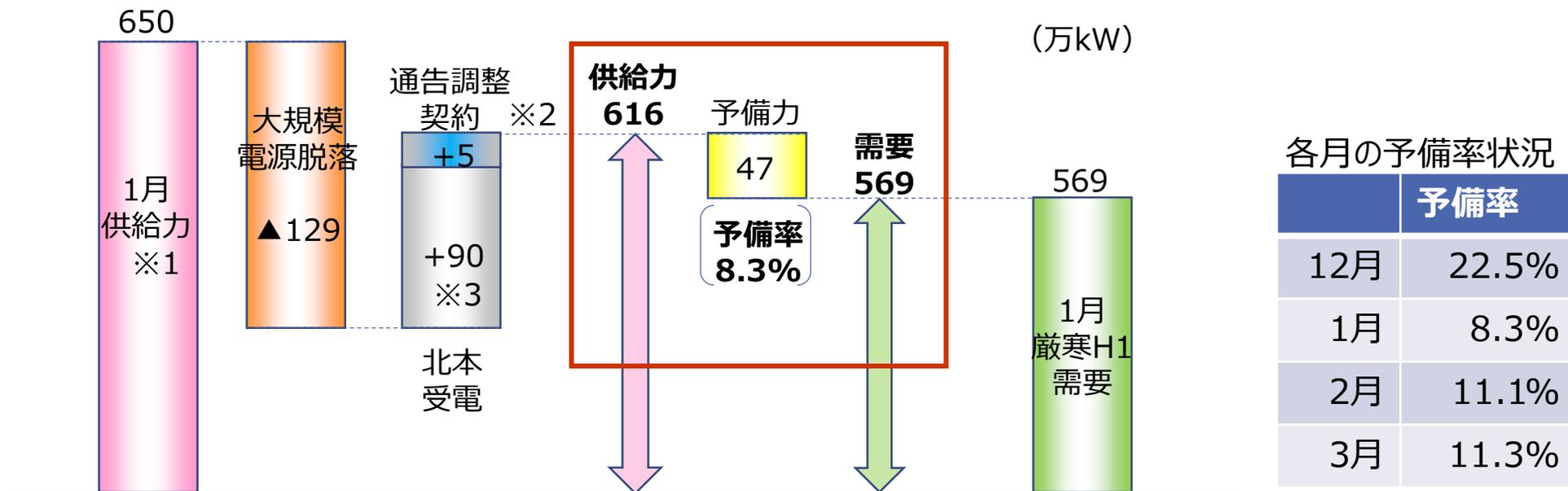
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	1,385		951				73			52
1月	1,271						68			39
2月	1,528						133			43
3月	47	2,627					97			42

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある。

# (5) 2024年度冬季の電力需給の見通し ：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、厳寒H1需要に対して8.3%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）



※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（2024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。

※ 2024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」に見直すこととしてはどうか。**
- 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。

- 東北エリアの女川2号と中国エリアの島根2号が再稼働に向けて準備中。
- 新設火力における試運転では、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。

再稼働に向けて準備中の発電機

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2024年度												
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東北	女川 (原子力) 2号	82.5										11月頃 再稼働予定			
中国	島根 (原子力) 2号	82.0										12月下旬 再稼働予定			

2024年度冬季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)	2024年度												
			4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	
東京	五井 (火力) 3号	78.0										10月 ~ 試運転開始予定			2025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

- 厳寒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、再稼働準備中の原子力や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

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

筑紫 正宏

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長 兼 電力産業・市場室長

中富 大輔

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長

(敬称略)

(2024年9月現在)

○第96回委員会（2024年3月19日）

（議題）

- ・2024年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

○第102回委員会（2024年10月23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年度夏季の電力需要実績

## : 猛暑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	
猛暑H1想定方法		感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	感応度式	H1/H3比率※1	感応度式	感応度式	
対象年度 (至近10カ年)		2023	2018	2022	2020	2019	2020	2021	2020	2020	2017	
気象感応度 (万kW/℃, 万kW/pt, 万kW/%)	想定	7 6	43 5 3	197 91	67	17	92 20	35	15 5 1	55 22 -※2	5 2	
	実績	7 4	39 10 3	165 87	50	13	85 32	35	15 4 1	60 13 4	6 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日露点湿度	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 ・日平均湿度	・最高気温 ・前3日平均気温	
H3気温等	想定	31.1℃ 25.2℃	33.4℃ 32.7℃ 53.4%	30.9℃ 35.5℃	84.3pt	83.6pt	36.1℃ 22.5℃	35.0℃	34.9℃ 34.0℃ 50.6%	34.8℃ 33.9℃ -※2	33.0℃ 29.9℃	
	実績	H1	31.4℃ 27.9℃	34.6℃ 30.7℃ 57.6%	31.8℃ 37.5℃	87.5pt	85.9pt	37.2℃ 23.1℃	35.4℃	35.5℃ 36.0℃ 52.8%	36.2℃ 36.0℃ 73.7%	36.0℃ 31.5℃
		H3平均	32.7℃ 25.4℃	33.0℃ 31.6℃ 58.5%	31.7℃ 36.6℃	87.0pt	85.0pt	36.7℃ 23.6℃	35.7℃	35.9℃ 36.0℃ 52.4%	36.2℃ 35.7℃ 70.3%	34.7℃ 31.1℃
H3需要 (万kW)	想定	418	1,301	5,395	2,409	475	2,647	1,039	478	1,538	157	
	実績	H1	439	1,359	5,699	2,521	511	2,772	1,064	505	1,703	168
		H3平均	435	1,308	5,575	2,467	498	2,736	1,053	500	1,685	167
H3想定気温等 (再掲)		31.1℃ 25.2℃	33.4℃ 32.7℃ 53.4%	30.9℃ 35.5℃	84.3pt	83.6pt	36.1℃ 22.5℃	35.0℃	34.9℃ 34.0℃ 50.6%	34.8℃ 33.9℃ -※2	33.0℃ 29.9℃	
猛暑H1前提気温等		34.7℃ 29.4℃	36.8℃ 33.5℃ 40.1%	32.1℃ 36.4℃	86.7pt	85.0pt	38.1℃ 22.1℃	36.1℃	36.0℃ 36.1℃ 48.6% ※1	35.7℃ 35.1℃	35.0℃ 30.9℃	
猛暑H3想定 (万kW)		-	-	-	-	-	-	-	503	-	-	
H1/H3比率 (5カ年実績平均)		-	-	-	-	-	-	-	1.01	-	-	
猛暑H1想定 (万kW)		486	1,415	5,891	2,570	499	2,822	1,078	510	1,615	170	
猛暑H1/H3比率 (結果) (2024年度夏季想定)		-	-	-	-	-	-	-	1.07	-	-	
H1/H3比率 (2024年度夏季実績)		1.01	1.04	1.02	1.02	1.03	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	

※1 四国エリアは、H1/H3比率にて算出。

※2 九州エリアの気象要素は、想定は当日最高気温と前5日最高気温平均を採用しているが、実績は日平均湿度も追加して気象影響を算定。

※ 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247万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲1.5%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年度夏季（7月～8月）実績について発電事業者79社よりデータを収集したところ、発電電力量は141億kWh、設備利用率は29.9%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	247	8月5日	▲1.5%
最大値	977	8月31日	▲6.1%
平均値	523	—	▲3.3%

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	13時～14時	16,095	18,118	12.6%

	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）	376件	64件		13件	夏季（7月～8月）

※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年度夏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（8月5日 13～14時）における原子力供給力の合計は875万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873万kWを2万kW上回った。
- 火力供給力の合計は11,174万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11,960万kWを786万kW下回った。
- 火力増出力実績は19万kWであり、前回の電力需給検証で確認した8月の増出力可能量64万kWを45万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
原子力 供給力 (万kW)	①想定※1	0	0	0	0	873	0	0	554	0	0	319	873	0	873
	②実績	0	0	0	0	875	0	0	557	0	0	317	875	0	875
	差分 (②-①)	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 2	+ 0	+ 0	+ 3	+ 0	+ 0	▲ 1	+ 2	+ 0	+ 2
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	5,788	364	1,522	3,902	5,962	1,846	332	1,570	742	451	1,021	11,750	210	11,960
	②実績	5,466	332	1,369	3,764	5,533	1,679	396	1,232	804	405	1,017	10,998	176	11,174
	差分 (②-①)	▲ 322	▲ 32	▲ 153	▲ 137	▲ 429	▲ 167	+ 65	▲ 339	+ 62	▲ 46	▲ 4	▲ 751	▲ 34	▲ 786
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	43	0	11	32	21	7	5	1	4	2	4	64	0	64
	②実績	19	0	0	19	0	0	0	0	0	0	0	19	0	19
	差分 (②-①)	▲ 24	▲ 0	▲ 11	▲ 12	▲ 21	▲ 7	▲ 5	▲ 1	▲ 4	▲ 2	▲ 4	▲ 45	+ 0	▲ 45

※1 前回の電力需給検証における8月13～14時の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

## (2) 2024年度夏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（8月5日 13～14時）における水力供給力の合計は985万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1,210万kWを224万kW下回った。
- 揚水供給力の合計は1,087万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1,547万kWを460万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 <sup>※1</sup>	423	65	131	227	786	167	165	279	37	59	79	1,210	0	1,210
	②実績	355	39	108	209	630	156	125	231	20	49	50	985	0	985
	差分 (②-①)	▲ 68	▲ 26	▲ 23	▲ 18	▲ 156	▲ 12	▲ 41	▲ 48	▲ 17	▲ 10	▲ 29	▲ 224	+ 0	▲ 224

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 <sup>※1</sup>	777	58	46	673	770	289	0	328	105	49	0	1,547	0	1,547
	②実績	617	0	0	617	470	219	0	159	0	32	59	1,087	0	1,087
	差分 (②-①)	▲ 160	▲ 58	▲ 46	▲ 56	▲ 300	▲ 70	+ 0	▲ 168	▲ 105	▲ 17	+ 59	▲ 460	+ 0	▲ 460

※1 前回の電力需給検証における8月13～14時の想定値。

※ 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 13～14時）における太陽光供給力の合計は3,794万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3,555万kWを239万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	1,287	56	342	889	2,249	556	68	291	411	197	725	3,536	19	3,555
	②最大需要日 の実績	1,254	88	352	814	2,529	693	73	385	462	163	754	3,783	11	3,794
	差分	▲ 33	+ 32	+10	▲ 75	+280	+137	+4	+93	+51	▲ 34	+29	+247	▲ 9	+239

※1 前回の電力需給検証における8月13～14時の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

## (2) 2024年度夏季の電力供給力実績 ：風力供給力実績

- 全国最大需要時（8月5日 13～14時）における風力供給力の合計は30万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63万kWを33万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	40	12	25	2	23	7	2	3	4	4	5	63	0	63
	②最大需要日 の実績	23	11	11	1	7	1	0	2	2	0	1	30	1	30
	差分	▲ 17	▲ 2	▲ 14	▲ 1	▲ 17	▲ 5	▲ 1	▲ 1	▲ 2	▲ 3	▲ 4	▲ 33	0	▲ 33
調整係数(%)	①調整係数	-	9.8	12.0	6.7	-	12.4	8.9	12.2	9.5	9.1	7.8	-	15.6	-
	②最大需要日 の実績比率	-	8.5	5.2	3.0	-	3.2	4.8	8.8	4.8	0.0	1.9	-	46.3	-
	差分	-	▲ 1.3	▲ 6.8	▲ 3.7	-	▲ 9.2	▲ 4.1	▲ 3.4	▲ 4.6	▲ 9.1	▲ 5.9	-	+ 30.7	-

※1 前回の電力需給検証における8月13～14時の想定値。

※ 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 13～14時）における地熱供給力の合計は23万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26万kWを3万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	10	1	9	0	16	0	0	0	0	0	16	26	0	26
	②最大需要日の実績	9	0	8	0	15	0	0	0	0	0	14	23	0	23
	差分	▲2	▲1	▲1	+0	▲2	+0	+0	+0	+0	+0	+0	▲2	▲3	+0

※1 前回の電力需給検証における8月13～14時の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

# (3) 2024年度冬季の需要見通し

## : 2024年度冬季（1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及びH1/H3比率等を考慮し、厳寒H1需要を想定した。

2024年度冬季	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
想定時間帯	17-18時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	18-19時	18-19時	19-20時
厳寒H1 想定方法	感応度式	H1/H3比率※1	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	2017	2021	2022	2022	2017	2015	2020	2022	2015
気温感応度 (万kW/℃,万kW/mm)	-8 11	-32	-79 -31	-41	-10	-35 -23	-19	-10	-35	-3
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	-5.6℃ 0.5℃	-1.4℃	2.5℃ 4.7℃	1.3℃	0.4℃	3.8℃ 3.0℃	1.7℃	3.3℃	3.0℃	14.5℃
供給計画 H3需要 (万kW)	501	1,335	4,752	2,314	487	2,411	995	459	1,448	104
厳寒H1 前提気温等	-11.0℃ 0.38℃	-4.4℃ ※1	0.3℃ 4.5℃	-1.1℃	-3.0℃	2.9℃ -0.4℃	-3.0℃	-0.5℃	-1.9℃	9.2℃
厳寒H3需要 (万kW)	-	1,461	-	-	-	-	-	-	-	-
算定に用いた H1/H3比率	-	1.026	-	-	-	-	-	-	-	-
厳寒H1需要 (万kW)	569	1,498	5,419	2,437	533	2,522	1,083	497	1,616	122
厳寒H1/H3比率 (結果)	1.14	1.12	1.14	1.05	1.09	1.05	1.09	1.08	1.12	1.17

※1 東北エリアは、H1/H3比率にて算出。

※ 想定需要の10エリア計が最大となる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) 2024年度冬季の供給力見通し ：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、3エリア936万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア12,643万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。2024年冬季（1月）は10エリア114万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	437	0	85	414	－	936

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)	395	1,516	4,305	1,821	401	1,655	824	486	1,073	167	12,643

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	16	55	7	9	8	4	3	8	0	114

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。  
 ※ 広域機関から追加的な報告を求めた事業者からの提出データ合計値を記載。

## (4) 2024年度冬季の供給力見通し ：水力供給力

- 水力発電については、9エリア1,003万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)	53	121	171	107	153	248	31	46	75	-	1,003	
内訳	自流式 (万kW)	31	111	151	99	83	164	31	33	49	-	751
	貯水池式 (万kW)	22	9	20	8	70	83	0	13	26	-	251
調整係数(%)	24.7	38.9	31.2	22.8	32.7	32.4	31.4	25.1	21.1	-	-	

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 広域機関から追加的な報告を求めた事業者からの提出データ合計値を記載。

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

[https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2024\\_choseikeisu\\_ichiran\\_r1.xlsx](https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2024_choseikeisu_ichiran_r1.xlsx)

## (4) 2024年度冬季の供給力見通し ：揚水供給力

- 揚水発電については、8エリア1,754万kW（最大需要時）、1,570万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]	79	46	684	339	-	352	131	30	93	-	1,754
揚水供給力 [最小予備率時]	67	46	565	278	-	296	105	55	158	-	1,570

※1 一般送配電事業者にて余力活用契約を締結している揚水を対象

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

## (4) 2024年度冬季の供給力見通し ：太陽光供給力

- 太陽光については、10エリア669万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]	7	40	206	134	3	65	82	14	116	0	669
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) 2024年度冬季の供給力見通し ：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212万kW（1月）を見込む。
- 地熱については、3エリア34万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)	28	103	8	17	5	7	14	13	15	1	212
調整係数(%)	22.2	44.4	24.9	32.6	26.3	32.0	26.3	42.9	22.2	41.4	-

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	14	-	-	-	-	-	-	18	-	34

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

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

[https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2024\\_choseikeisu\\_ichiran\\_r1.xlsx](https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2024_choseikeisu_ichiran_r1.xlsx)