

電力需給検証報告書（案）について

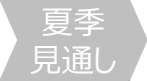
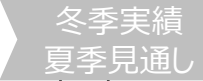

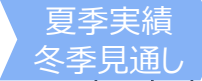
2023年10月16日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 2023年度夏季の電力需給実績、及び2023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、2023年度冬季見通しについては、9/22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

			2022年度 第4Q	2023年度 第1Q	2023年度 第2Q	2023年度 第3Q
電力需給検証	広域機関	・見通し ・実績	  ★ 国に報告		  ★ 国に報告	
	本委員会	内容の審議	報告	審議	報告	審議 本日

(1) 2023年度夏季の電力需給実績の検証

(2) 2023年度冬季の電力需給の見通し

(1) 2023年度夏季の電力需給実績の検証
 : 全国最大需要時の電力需給実績(7月27日 14~15時)

■ 今夏の全国最大需要は16,089万kW、予備率は14.4%であった。

エリア	実績					猛暑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 (内 電源 I´) 【万kW】	予備率
北海道	7月27日 (木)	14~15時 [16~17時]	433	508	17.2% [8.6%]	469	493 (12)	5.2%
東北			1,359	1,596	17.4% [7.2%]	1,397	1,469 (41)	5.2%
東京			5,432	6,038	11.2% [10.7%]	5,931	6,114 (139)	3.1%
中部			2,461	2,754	11.9% [9.7%]	2,612	2,868 (79)	9.8%
北陸			486	570	17.2% [12.0%]	520	571 (11)	9.8%
関西			2,708	3,032	12.0% [11.0%]	2,905	3,189 (81)	9.8%
中国			1,026	1,157	12.8% [9.6%]	1,094	1,201 (28)	9.8%
四国			488	612	25.5% [12.9%]	529	588 (13)	11.2%
九州			1,574	1,980	25.8% [19.8%]	1,646	1,807 (44)	9.8%
全国9エリア			15,967	18,247	14.3% [11.1%]	17,102	18,299 (448)	7.0%
沖縄 ^{※4}	122	167	36.5% [35.7%]	171	209 (7)	22.3%		
全国10エリア	16,089	18,414	14.4% [11.3%]	17,273	18,507 (455)	7.1%		

※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)

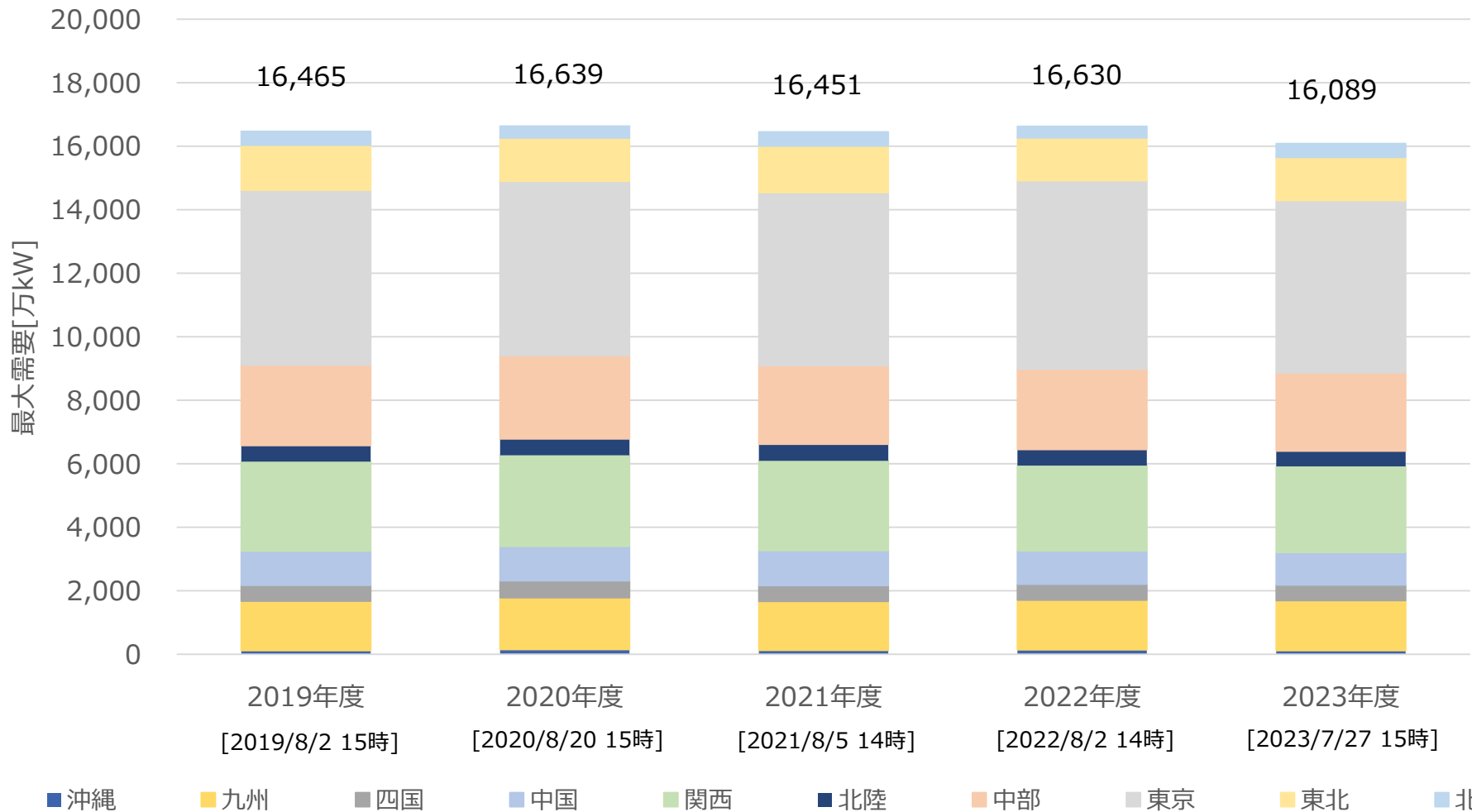
※3 前回の電力需給検証報告書(2023年5月)における2023年度夏季見通し。供給力および予備率は連系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※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) 2023年度夏季の電力需給実績の検証 : 2019~2023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、至近5年間で最も低い実績となった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日時

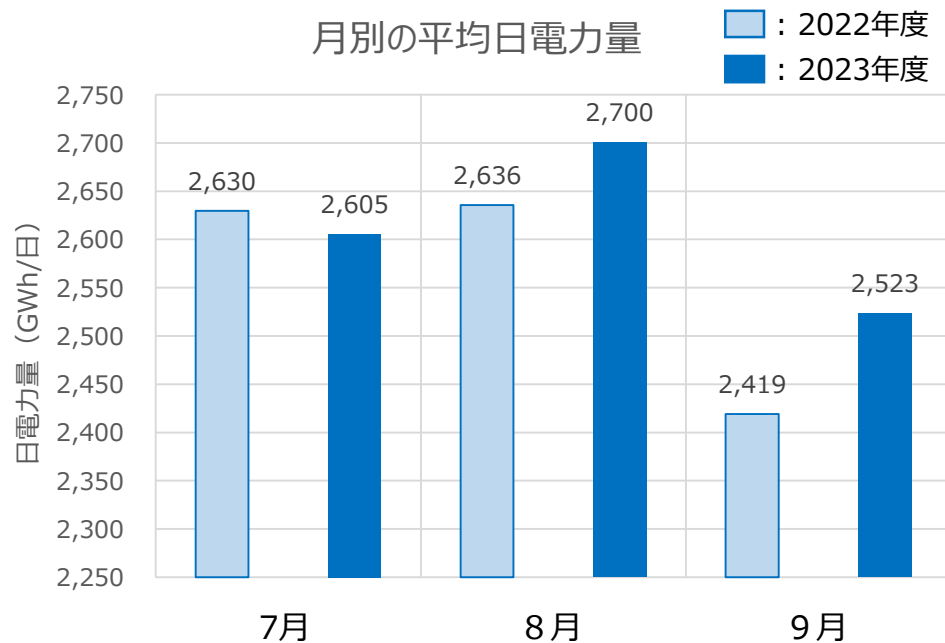
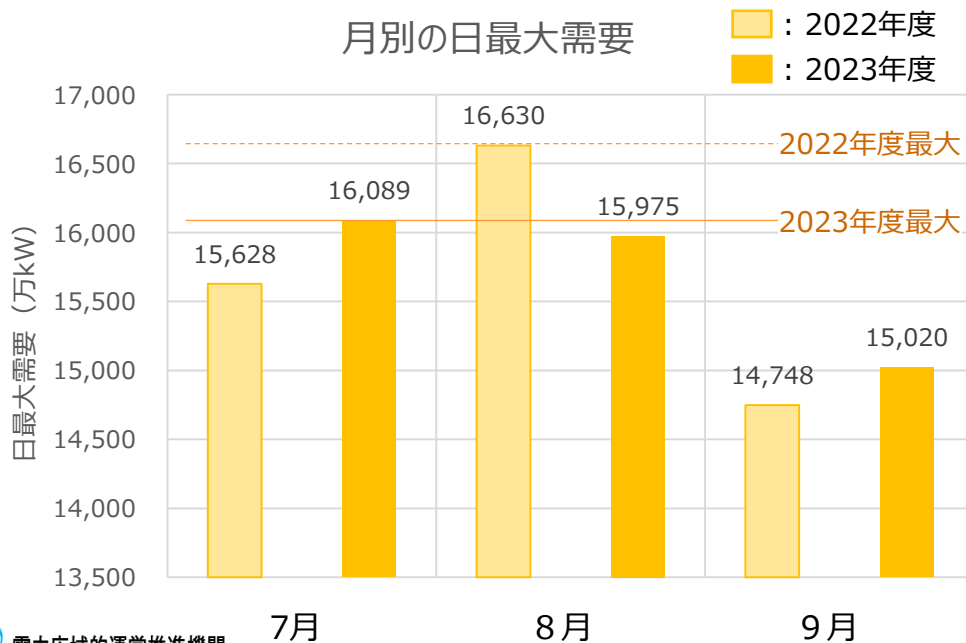
- 加重平均気温※は各月とも昨年を上回ったが、最大需要(kW)は8月が昨年を下回った。
- 一方、平均日電力量(kWh)では、8月と9月で昨年を上回った。

※ 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

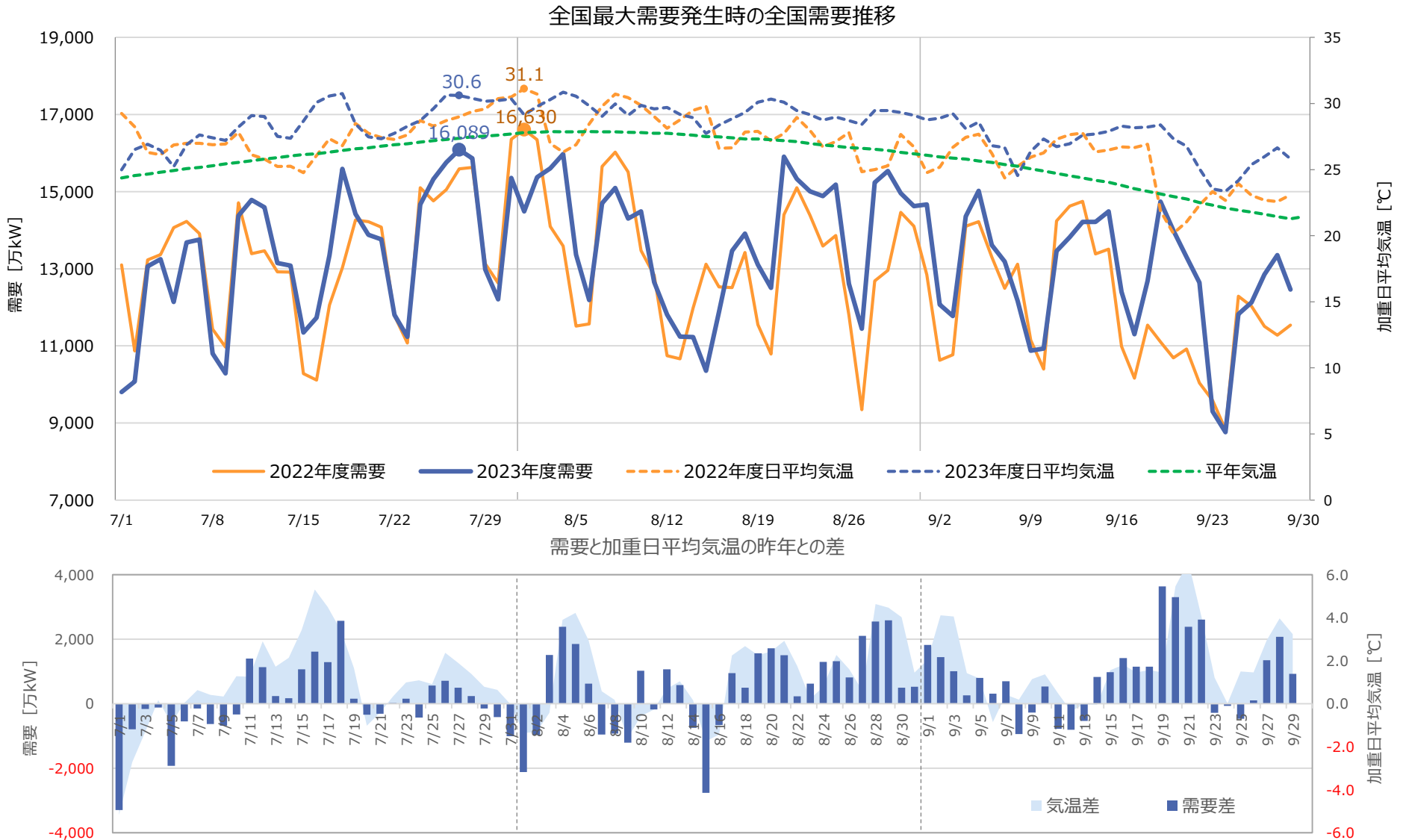
【各月の加重平均気温】

	7月	8月	9月
2023年度(A)	28.4	29.4	26.8
2022年度(B)	27.5	28.1	25.0
気温差(A-B)	+0.9	+1.3	+1.8

単位：℃



■ 8月・9月は多くの日で気温が昨年を上回り、需要増となった。



(1) 2023年度夏季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の供給力実績(7月27日 14～15時)

■ 10エリア合計の供給力について想定と実績を比較した結果、▲585万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	18,414	18,999	▲ 585	
原子力	966	927	+ 39	
火力	10,868	11,359	▲ 491	計画外停止 ^{※2} ▲ 521(▲4.5%) 需給停止 ^{※3} ▲ 63 火力増出力 未実施分 ▲ 70 その他 ^{※4} 163 計画外停止、需給停止等による減
水力	1,057	1,227	▲ 170	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲14万kW含む)
揚水 ^{※5}	1,430	2,377	▲ 947	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	3,806	1,797	+ 2,010	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量として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でいる)
風力	69	58	+ 11	
地熱	27	29	▲ 2	
その他 ^{※6}	191	1,225	▲ 1,035	

※1 前回の電力需給検証報告書（2023年5月）における2023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521÷（実績10,868+計画外停止521+需給停止63）」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およびkW公募電源の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 太陽光の発電量が減少する最小予備率時の需給実績を、最大需要時と比較した結果、需要は▲718万kW、供給力は▲1,300万kWの差であり、予備率は3.1%減の11.3%であった。

(送電端 万kW、%)

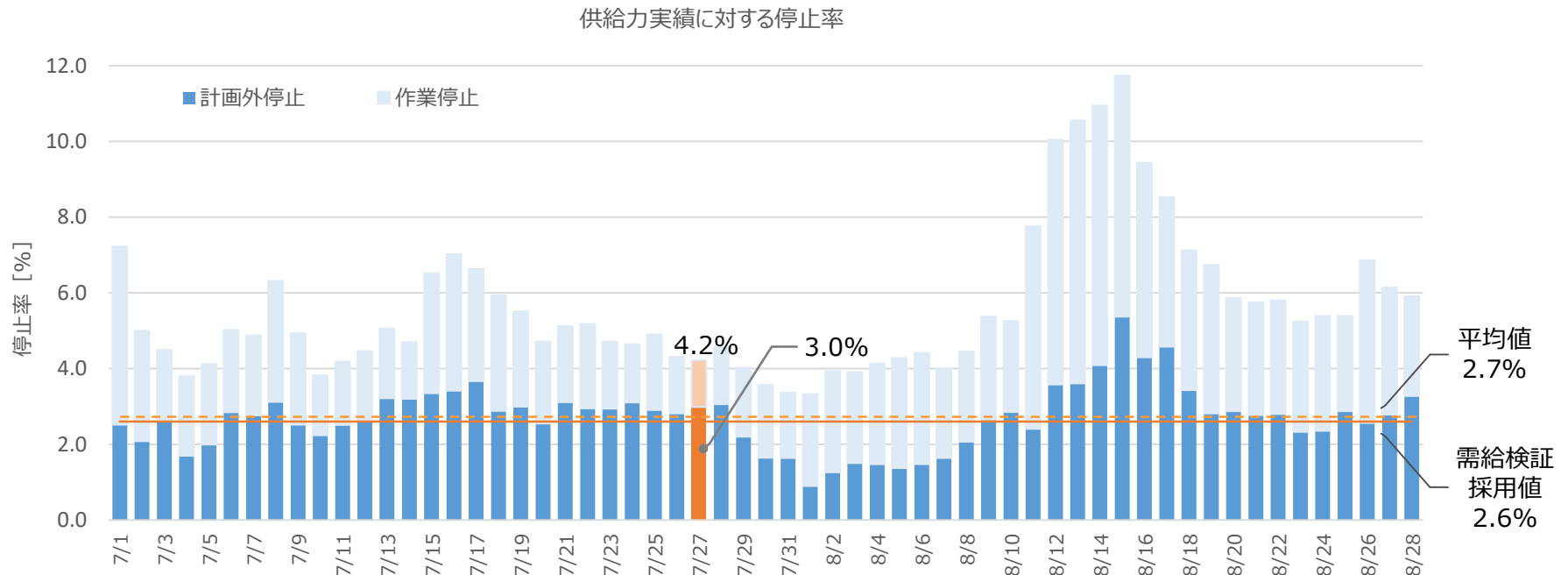
	16~17時	14~15時	(16~17時) - (14~15時)
需要	15,371	16,089	▲ 718
供給力	17,114	18,414	▲ 1,300
原子力	966	966	± 0
火力	10,856	10,868	▲ 12
水力	1,131	1,057	+ 74
揚水 ^{※1}	1,898	1,430	+ 468
太陽光	1,614	3,806	▲ 2,192
風力	61	69	▲ 8
地熱	27	27	± 0
その他 ^{※2}	561	191	+ 370
予備率	11.3	14.4	▲ 3.1

※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 (7月27日) で3.0%、平均で2.7%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 (2023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) 2023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 ^{※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 (内 電源 I ')	予備率
北海道	8月25日 (金)	11~12時 [19~20時]	488	541	10.9% [6.8%]	469	519 (12)	10.6%
東北	8月23日 (水)	14~15時 [15~16時]	1,449	1,660	14.5% [10.8%]	1,467	1,624 (41)	10.6%
東京	7月18日 (火)	14~15時 [16~17時]	5,525	5,847	5.8% [5.7%]	5,931	6,212 (139)	4.7%
中部	7月18日 (火)	14~15時 [18~19時]	2,465	2,764	12.1% [9.2%]	2,626	2,943 (79)	12.1%
北陸	8月3日 (木)	14~15時 [14~15時]	507	540	6.4% [6.4%]	523	597 (11)	14.3%
関西	7月27日 (木)	14~15時 [16~17時]	2,708	3,028	11.8% [10.7%]	2,920	3,273 (81)	12.1%
中国	7月28日 (金)	15~16時 [16~17時]	1,027	1,126	9.6% [9.0%]	1,100	1,233 (28)	12.1%
四国	8月21日 (月)	13~14時 [16~17時]	491	580	18.1% [9.9%]	529	625 (13)	18.1%
九州	8月21日 (月)	14~15時 [18~19時]	1,578	1,869	18.4% [8.4%]	1,654	1,891 (44)	14.3%
沖縄 ^{※4}	7月6日 (木)	13~14時 [16~17時]	159	196	23.4% [19.8%]	171	214 (7)	25.5%

※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(2023年5月)における最大需要実績発生月の2023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) 記載に一部訂正がありますので、次ページをご参照ください。

(訂正箇所)

- ・表内の「DR」という表現を修正
- ・数値欄括弧書きで、当該1日を通じた電源 I' としての最大発動指令値を追記

■ 北海

■ 他エリアは猛暑H1需要想定を下回った。これは気温影響等のほか、節電等の影響が考えられる。

(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	8/25 12:00	8/23 15:00	7/18 15:00	7/18 15:00	8/3 15:00	7/27 15:00	7/28 16:00	8/21 14:00	8/21 15:00	7/6 14:00	—
需要想定 ^{※1}	469	1,467	5,931	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	171	17,391
需要実績 ^{※2}	488 (433)	1,449 (1,359)	5,525 (5,432)	2,465 (2,461)	507 (486)	2,708 (2,708)	1,027 (1,026)	491 (488)	1,578 (1,574)	159 (122)	16,396 (16,089)
差分	+ 19	▲ 18	▲ 406	▲ 161	▲ 16	▲ 213	▲ 73	▲ 38	▲ 76	▲ 12	▲ 994
気温影響等	+ 15	▲ 11	▲ 160	▲ 136	▲ 11	▲ 97	▲ 25	▲ 20	▲ 100	▲ 13	▲ 558
DR ^{※3}	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0
その他	+ 4	▲ 7	▲ 247	▲ 26	▲ 4	▲ 116	▲ 48	▲ 18	+ 24	▲ 2	▲ 439

<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2021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・中国・四国エリアは2020年度並み、北陸エリアは2019年度並み、九州エリアは2013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（2023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、全国最大需要発生日（2023年7月27日 14～15時）の需要実績値。

※3 DRのうち、電源 I' として発動した値。

※ 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。

(1) 2023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

- 北海道エリアは8/25に猛暑H1需要想定を上回った。
- 他エリアは猛暑H1需要想定を下回った。これは気温影響等のほか、節電等の影響が考えられる。

(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	8/25 12:00	8/23 15:00	7/18 15:00	7/18 15:00	8/3 15:00	7/27 15:00	7/28 16:00	8/21 14:00	8/21 15:00	7/6 14:00	-
需要想定 ^{※1}	469	1,467	5,931	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	171	17,391
需要実績 ^{※2}	488 (433)	1,449 (1,359)	5,525 (5,432)	2,465 (2,461)	507 (486)	2,708 (2,708)	1,027 (1,026)	491 (488)	1,578 (1,574)	159 (122)	16,396 (16,089)
差分	+ 19	▲ 18	▲ 406	▲ 161	▲ 16	▲ 213	▲ 73	▲ 38	▲ 76	▲ 12	▲ 994
気温影響等	+ 15	▲ 11	▲ 160	▲ 136	▲ 11	▲ 97	▲ 25	▲ 20	▲ 100	▲ 13	▲ 558
電源 I ^{※3※4}	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (139)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (139)
その他	+ 4	▲ 7	▲ 247	▲ 26	▲ 4	▲ 116	▲ 48	▲ 18	+ 24	▲ 2	▲ 439

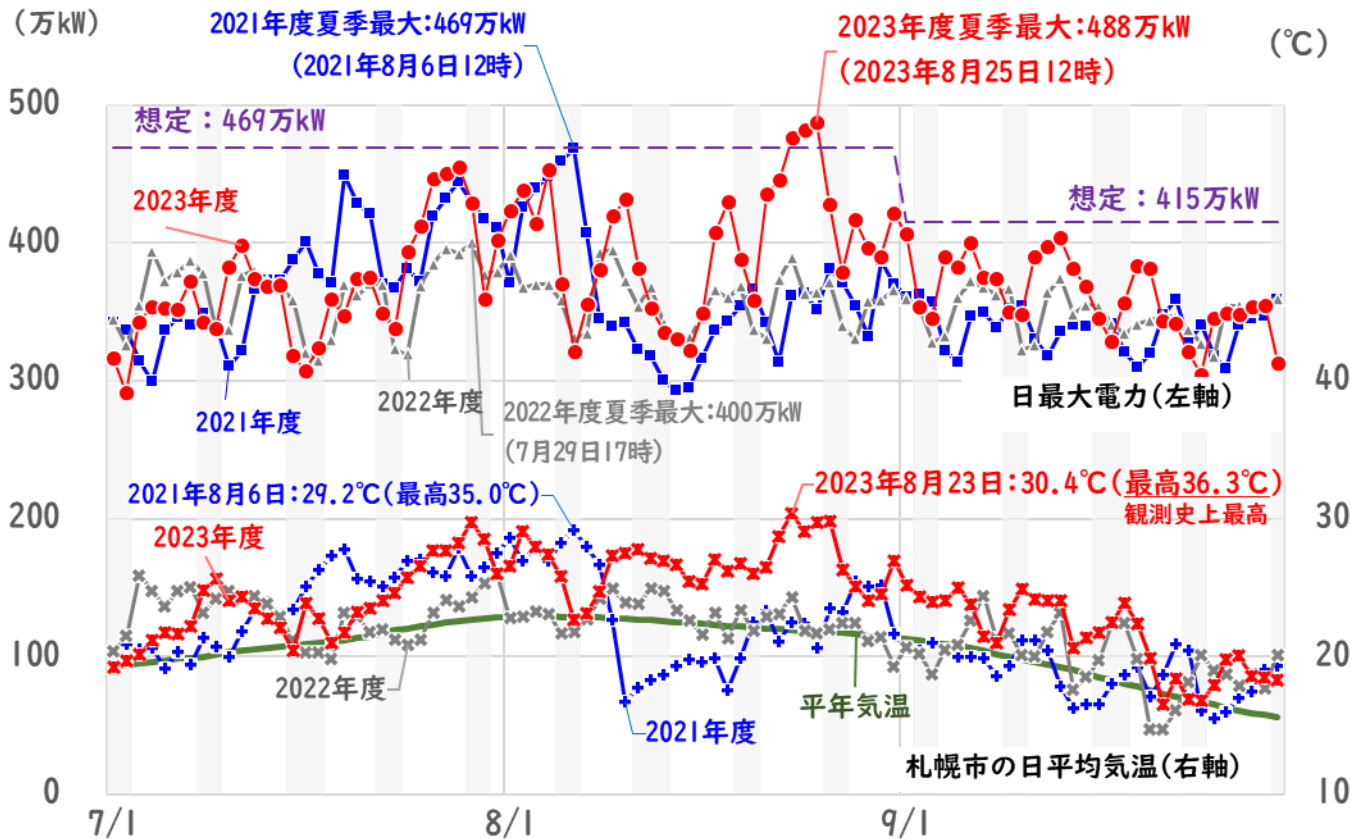
<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2021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・中国・四国エリアは2020年度並み、北陸エリアは2019年度並み、九州エリアは2013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（2023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、全国最大需要発生日（2023年7月27日 14～15時）の需要実績値。
 ※3 電源 I^{※3※4}のうち、最大需要発生日における需要側での発動指令実績値。（同時間帯で電源側での発動実績なし）
 ※4 括弧内の数値は、当該一日を通じた最大発動指令実績値。

※ 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、札幌市で8月23日に観測史上最高の気温(36.3℃)が観測される等、8月下旬が記録的な猛暑となり、8月25日に猛暑H1想定を上回る需要実績となった。



<札幌市の日平均気温> (°C)

		当年	平年	平年差
7月	上旬	22.0	19.8	+2.2
	中旬	22.6	20.8	+1.8
	下旬	26.6	22.5	+4.1
	月間	23.8	21.1	+2.7
8月	上旬	26.2	22.9	+3.3
	中旬	26.5	22.4	+4.1
	下旬	27.4	21.7	+5.7
	月間	26.7	22.3	+4.4
9月	上旬	23.7	20.8	+2.9
	中旬	22.5	18.7	+3.8
	下旬	18.2	16.4	+1.8
	月間	21.5	18.6	+2.9

- 東京エリアでは、猛暑H1想定を約400万kW下回った。これは、節電要請やテレワーク率の減少、気象影響等の複合的な理由が考えられる。

2022年度と2023年度夏季最大需要時の比較 (東京エリア)

- 2023年度夏季の最大需要は5,525万kW (7月18日) となり、昨夏の最大需要の5,930万kWと比較すると**405万kWの減少**となった。
- その要因としては、節電要請や新型コロナウイルス感染症の5類感染症移行に伴う、外出の増加によるエアコン・照明利用の減少、湿度や日射量の気象影響等が考えられる。

【2022年度と2023年度における夏の最大電力需要比較】

最大需要発生日時	需要	暑さ指数	最高気温 (東京エリア)
①2022/8/2 14時	5,930万kW	32.1	36.4℃
②2023/7/18 15時	5,525万kW	30.8	37.0℃
③差分 (①-②)	▲405万kW	▲1.3	+0.6℃

家庭 (▲250万kW程度)	業務 (▲60万kW程度)	産業 (▲90万kW程度)
・節電 (エアコン・照明の利用減等) ・テレワーク率の減少	・節電 (店舗の照明利用等)	・節電 ・生産活動の低下 <small>※2023年7月の鉱工業生産指数は前年同月比 ▲2.5ポイント</small>
湿度・日射量・気温 (暑さ指数) の低下		

※内訳の減少量は相互に関係するものもある。
※定量分析が困難なものは需要減少の要因のみ記載。

(出典) 東京電力PG提供データより資源エネルギー庁にて作成

- 全国最大需要時の実績は、7月27日14～15時の16,089万kWであり、至近5年間で見ると、最も低い実績となった。
- 予備率は、全国最大需要時が14.4%、最小予備率時は11.3%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、北海道エリアでは、8月下旬に猛暑H1想定を上回った。これは8月下旬の記録的な猛暑が一因と考えられる。
その他エリアでは猛暑H1想定を下回ったが、これは気温影響等のほか、節電等の影響が考えられる。
- 2024年度夏季の需給検証に向け、北海道エリアの猛暑H1想定は、北海道電力ネットワークとともに、今回実績を踏まえた想定とするよう検討していく。
また、節電等の効果については引き続き実績を蓄積しつつ、社会情勢等も考慮し慎重に見極めていく。

(1) 2023年度夏季の電力需給実績の検証

(2) 2023年度冬季の電力需給の見通し

(2) 2023年度冬季の電力需給の見通し ：2023年度冬季需給見通しの予備率の変化

- 1月・2月の北海道・東北・東京エリアの予備率は、新地2号の停止による供給力減少により、9/22見通し時の5%台から低下するが、安定供給に最低限必要な3%は上回る、4%台となる見通し
- 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）

(3/22)

(単位：%)

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	13.0	4.6	5.3	14.2
東北	13.0	4.6	5.3	14.2
東京	12.4	4.6	4.9	14.2
中部	12.4	9.4	8.9	14.2
北陸	12.4	9.4	8.9	14.2
関西	12.4	9.4	8.9	14.2
中国	12.4	9.4	8.9	14.2
四国	12.4	9.4	8.9	21.0
九州	12.4	9.4	8.9	14.2
沖縄	51.6	42.8	40.8	59.3

(9/22)

(単位：%)

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	13.1	5.2	5.7	13.7
東北	13.1	5.2	5.7	11.4
東京	12.3	5.2	5.7	11.2
中部	12.3	8.7	8.4	11.2
北陸	12.3	8.7	8.4	11.2
関西	12.3	8.7	8.4	11.2
中国	12.3	8.7	8.4	11.2
四国	12.3	8.7	8.4	18.9
九州	12.3	8.7	8.4	11.2
沖縄	49.9	41.3	39.2	57.5

(今回)

(単位：%)

エリア	12月	1月	2月	3月
北海道	11.4	4.0	4.4	13.7
東北	11.2	4.0	4.4	12.6
東京	11.2	4.0	4.4	12.6
中部	11.2	8.7	8.4	12.6
北陸	11.2	8.7	8.4	12.6
関西	11.2	8.7	8.4	12.6
中国	11.2	8.7	8.4	12.6
四国	11.2	8.7	8.4	18.9
九州	11.2	8.7	8.4	12.6
沖縄	49.9	41.3	39.2	57.5

(参考) 2023年度冬季の厳寒H1需要に対する需給見通し 電源 I'・火力増出力運転・連系線活用

(単位：万kW、%)

エリア		12月	1月	2月	3月
北海道	供給力	561	584	587	573
	需要	504	562	562	504
	予備率	11.4	4.0	4.4	13.7
	不足分	43	5	8	54
東北	供給力	1,571	1,568	1,545	1,439
	需要	1,413	1,509	1,479	1,277
	予備率	11.2	4.0	4.4	12.6
	不足分	116	14	21	123
東京	供給力	5,081	5,690	5,715	5,108
	需要	4,567	5,473	5,473	4,535
	予備率	11.2	4.0	4.4	12.6
	不足分	376	53	77	437
中部	供給力	2,473	2,648	2,639	2,386
	需要	2,223	2,435	2,435	2,118
	予備率	11.2	8.7	8.4	12.6
	不足分	183	139	131	204
北陸	供給力	558	604	602	530
	需要	502	555	555	471
	予備率	11.2	8.7	8.4	12.6
	不足分	41	32	30	45

エリア		12月	1月	2月	3月
関西	供給力	2,657	2,815	2,806	2,521
	需要	2,388	2,589	2,589	2,238
	予備率	11.2	8.7	8.4	12.6
	不足分	197	148	139	216
中国	供給力	1,199	1,214	1,211	1,090
	需要	1,078	1,117	1,117	968
	予備率	11.2	8.7	8.4	12.6
	不足分	89	64	60	93
四国	供給力	551	547	545	529
	需要	496	503	503	445
	予備率	11.2	8.7	8.4	18.9
	不足分	41	29	27	71
九州	供給力	1,674	1,724	1,719	1,509
	需要	1,505	1,586	1,586	1,340
	予備率	11.2	8.7	8.4	12.6
	不足分	124	91	85	129
沖縄	供給力	171	173	162	176
	需要	114	122	117	112
	予備率	49.9	41.3	39.2	57.5
	不足分	53	47	42	61

※予備率3%に満たない場合「不足分」を負値で記載

(2) 2023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。
- 1月の北海道～東京エリアで、稀頻度リスクに必要な供給力を2万kW下回る見通し。

※ 平年H3需要：2023年度供給計画の第1年度（2023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（2023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	498	1,369	5,499	2,455	518	2,741	1,043	497	1,537	161
平年H3需要 ×1%	5	14	55	25	5	27	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	5	157								24	
1月	5	74						88			24
2月	5	74						88			24
3月	5	152						5		24	

○予備率3%に対する余剰分の供給力

2万kW不足
72-74 = ▲ 2万kW

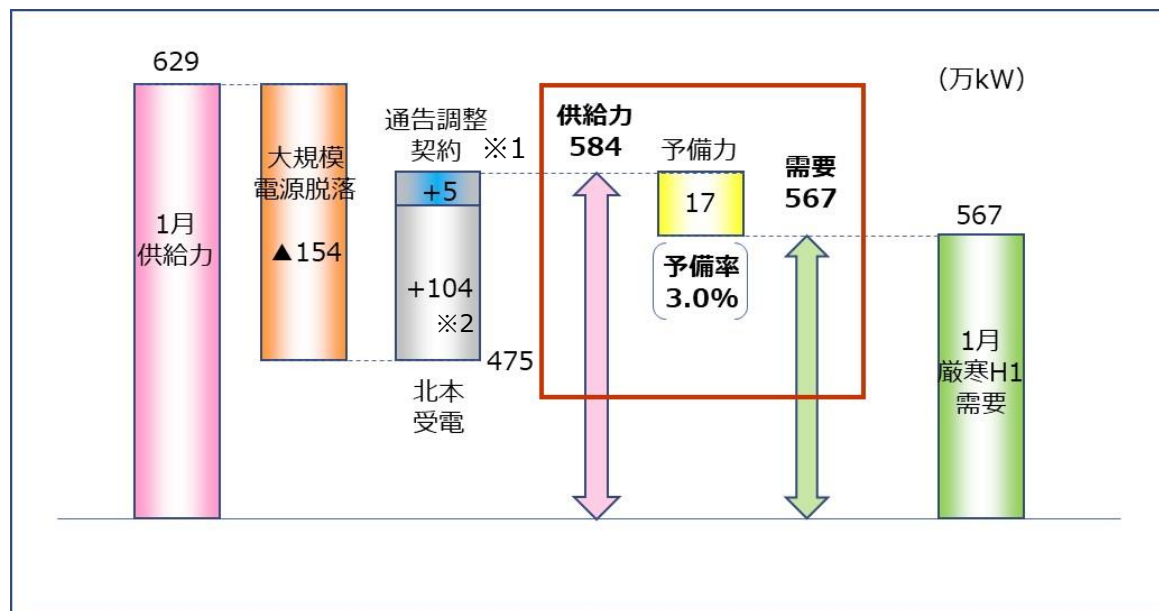
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
12月	43	1,168								53	
1月	5	72						503			47
2月	5	106						472			42
3月	54	1,247						71		61	

※ 四捨五入の関係で合計値が合致しないことがある

(2) 2023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、154万kWの大規模電源脱落（N-2以上の事象）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需要に対して最も厳しい1月でも3%の予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況（1月）



各月の予備率状況

	予備率
12月	16.6%
1月	3.0%
2月	5.8%
3月	17.9%

※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2023年度供給計画計上分）

※2 北本連系線設備潮流は本州向きの想定であるが、北海道エリアが需給ひっ迫時は送電を取り止め、運用容量まで受電することが想定されることから、北本連系設備の運用容量を超過している。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

※ 2023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、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた154万kWの大規模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

- 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。
- また、大規模な不具合対策工事を実施中の石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）については、供給力に織り込まれていないものの、2024年2月に定格運転を予定しているものは、実需給断面で稼働できれば追加供給力となりうる。

2023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)	2023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	横須賀 (火力)	2号		5月 ~ 試運転										2024年2月 営業運転開始予定
	五井 (火力)	1号												2024年3月 試運転開始予定

※ 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

石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	運転状況（10月5日時点）
東京	勿来IGCC (火力)	52.5	現在、2024年1月末まで大規模対策工事を実施中。以降は定格運転予定。
	広野IGCC (火力)	54.3	現在、2024年3月末まで大規模対策工事を実施中。以降は定格運転予定。

- 9/22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、厳寒H1需要に対して、供給力では電源 I'、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%を上回る、4%以上となる見通し。
- 実需給断面において、新設発電機の試運転や石炭ガス化複合発電プラント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、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、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需給対策を講じるとともに、需給ひっ迫の可能性のある場合には、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）

2023年10月

電力需給検証報告書の取りまとめ

(1) 電力需給検証の概要

(2) 2023年度夏季の電力需給実績の検証

(参考) 2022年度と比較した今夏の全国電力需要動向

(参考) 全国最大需要日における最小予備率時の需給実績

(参考) 2023年度夏季の発電所停止状況

(参考) 北海道エリアの2023年度夏季の最大需要

(参考) 東京エリアの2023年度夏季の最大需要

(3) 2023年度夏季の電力需給実績の検証のまとめ

(4) 2023年度冬季の電力需給見通しの基本的な考え方（概要）

(5) 2023年度冬季の電力需給の見通し

(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

(6) 2023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) 2023年度夏季の電力需要実績

(2) 2023年度夏季の電力供給力実績

(3) 2023年度冬季の需要見通し

(4) 2023年度冬季の供給力見通し

(1) 電力需給検証の概要

- 2023年度夏季の電力需給実績
2023年度夏季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2023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、エリアにおける小売電気事業者の供給力及び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公募調達調整力等を反映
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>

※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) 2023年度夏季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の電力需給実績(7月27日 14～15時)

■ 今夏の全国最大需要は16,089万kW、予備率は14.4%であった。

エリア	実績					猛暑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 (内 電源 I ') 【万kW】	予備率
北海道	7月27日 (木)	14～15時 [16～17時]	433	508	17.2% [8.6%]	469	493 (12)	5.2%
東北			1,359	1,596	17.4% [7.2%]	1,397	1,469 (41)	5.2%
東京			5,432	6,038	11.2% [10.7%]	5,931	6,114 (139)	3.1%
中部			2,461	2,754	11.9% [9.7%]	2,612	2,868 (79)	9.8%
北陸			486	570	17.2% [12.0%]	520	571 (11)	9.8%
関西			2,708	3,032	12.0% [11.0%]	2,905	3,189 (81)	9.8%
中国			1,026	1,157	12.8% [9.6%]	1,094	1,201 (28)	9.8%
四国			488	612	25.5% [12.9%]	529	588 (13)	11.2%
九州			1,574	1,980	25.8% [19.8%]	1,646	1,807 (44)	9.8%
全国9エリア			15,967	18,247	14.3% [11.1%]	17,102	18,299 (448)	7.0%
沖縄 ^{※4}	122	167	36.5% [35.7%]	171	209 (7)	22.3%		
全国10エリア	16,089	18,414	14.4% [11.3%]	17,273	18,507 (455)	7.1%		

※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)

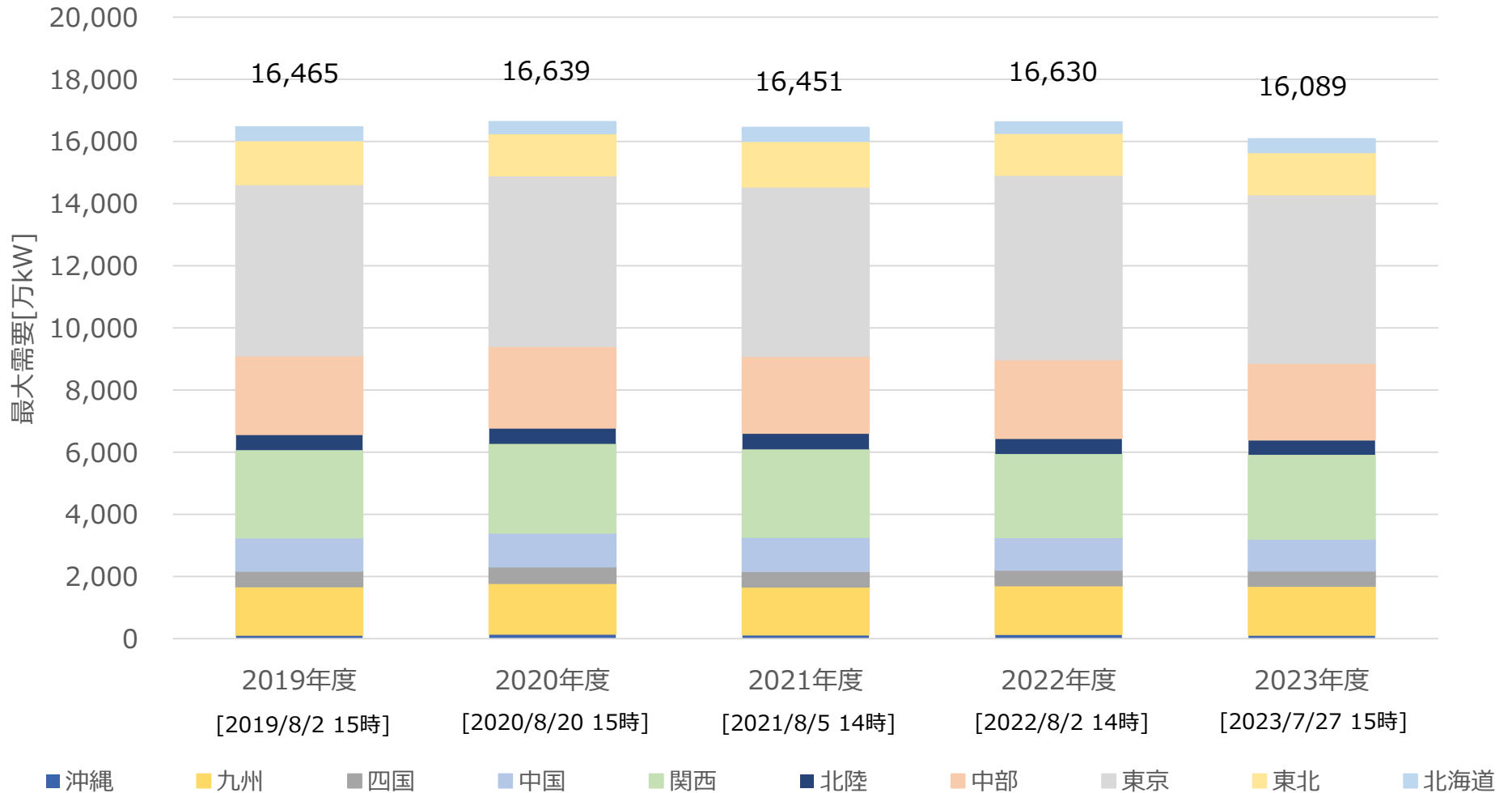
※3 前回の電力需給検証報告書(2023年5月)における2023年度夏季見通し。供給力および予備率は連系線活用後(予備率均平化後)の値。不等時率・計画外停止率を考慮した値。

※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) 2023年度夏季の電力需給実績の検証 ：2019～2023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、至近5年間で最も低い実績となった。



※ 括弧内は全国最大需要発生日時

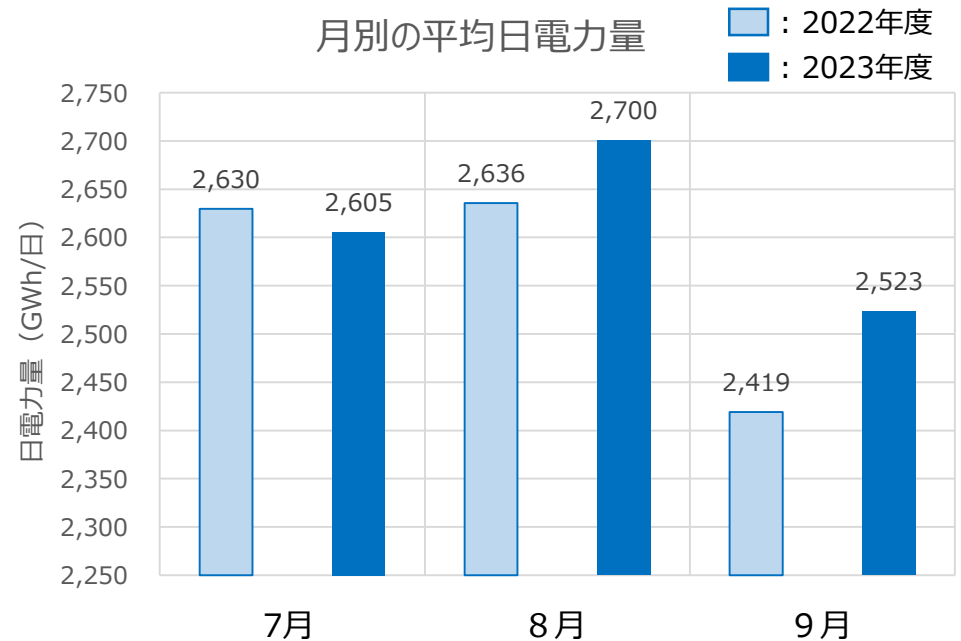
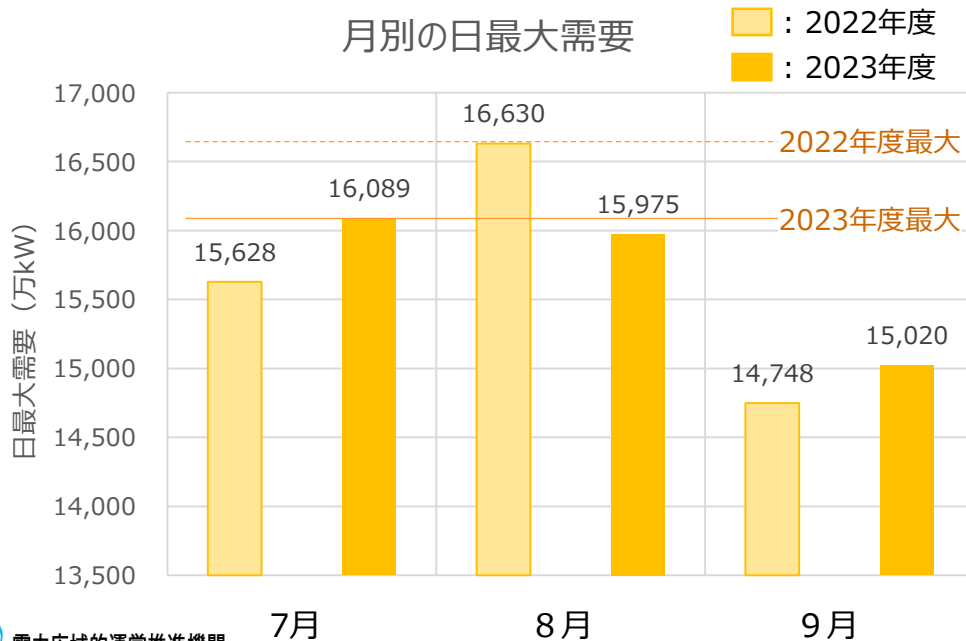
- 加重平均気温※は各月とも昨年を上回ったが、最大需要(kW)は8月が昨年を下回った。
- 一方、平均日電力量(kWh)では、8月と9月で昨年を上回った。

※ 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

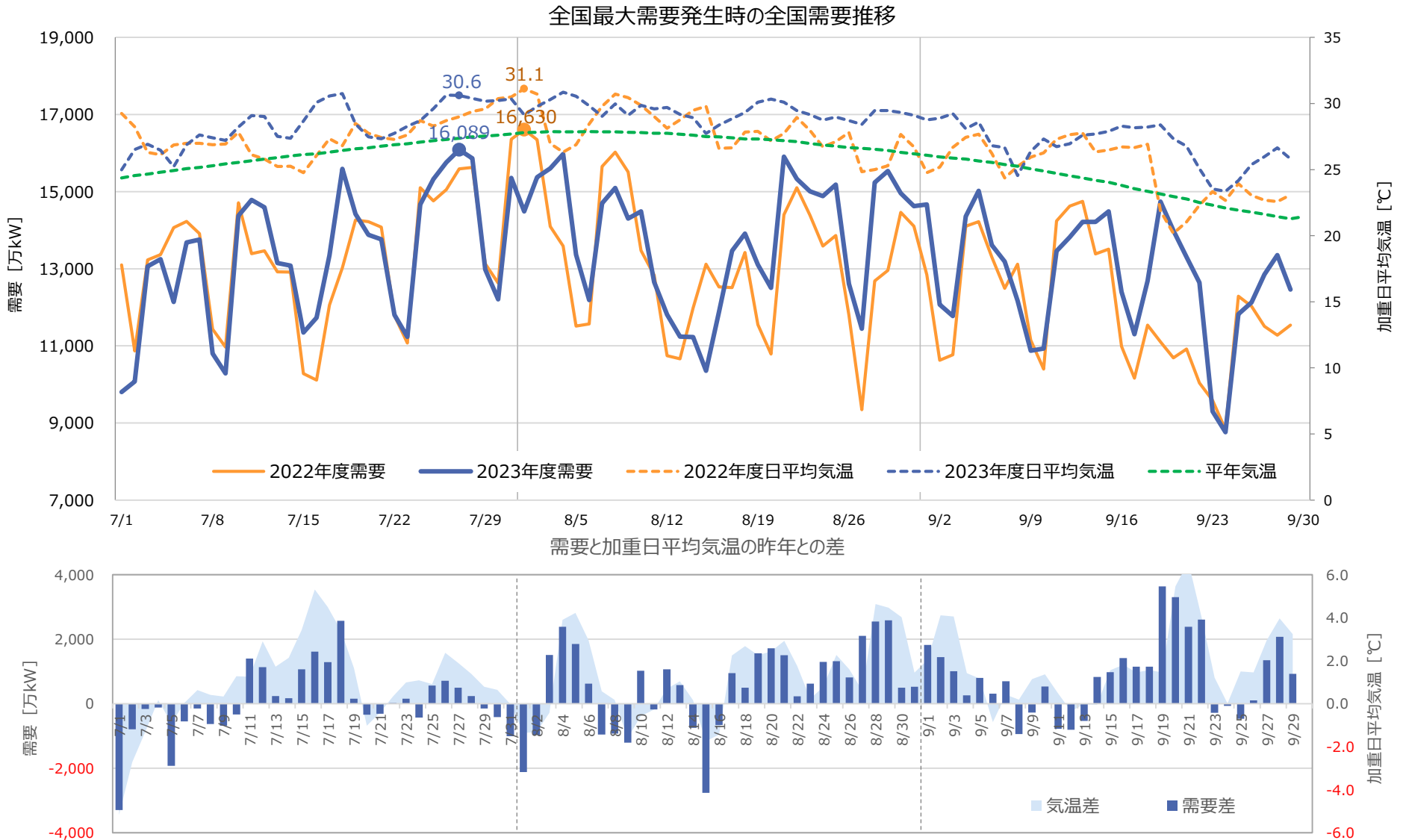
【各月の加重平均気温】

	7月	8月	9月
2023年度(A)	28.4	29.4	26.8
2022年度(B)	27.5	28.1	25.0
気温差(A-B)	+0.9	+1.3	+1.8

単位：℃



■ 8月・9月は多くの日で気温が昨年を上回り、需要増となった。



(1) 2023年度夏季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の供給力実績(7月27日 14～15時)

■ 10エリア合計の供給力について想定と実績を比較した結果、▲585万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	18,414	18,999	▲ 585	
原子力	966	927	+ 39	
火力	10,868	11,359	▲ 491	計画外停止 ^{※2} ▲ 521(▲4.5%) 需給停止 ^{※3} ▲ 63 火力増出力 未実施分 ▲ 70 その他 ^{※4} 163 計画外停止、需給停止等による減
水力	1,057	1,227	▲ 170	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲14万kW含む)
揚水 ^{※5}	1,430	2,377	▲ 947	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	3,806	1,797	+ 2,010	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量として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でいる)
風力	69	58	+ 11	
地熱	27	29	▲ 2	
その他 ^{※6}	191	1,225	▲ 1,035	

※1 前回の電力需給検証報告書(2023年5月)における2023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521÷(実績10,868+計画外停止521+需給停止63)」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およびkW公募電源の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 太陽光の発電量が減少する最小予備率時の需給実績を、最大需要時と比較した結果、需要は▲718万kW、供給力は▲1,300万kWの差であり、予備率は3.1%減の11.3%であった。

(送電端 万kW、%)

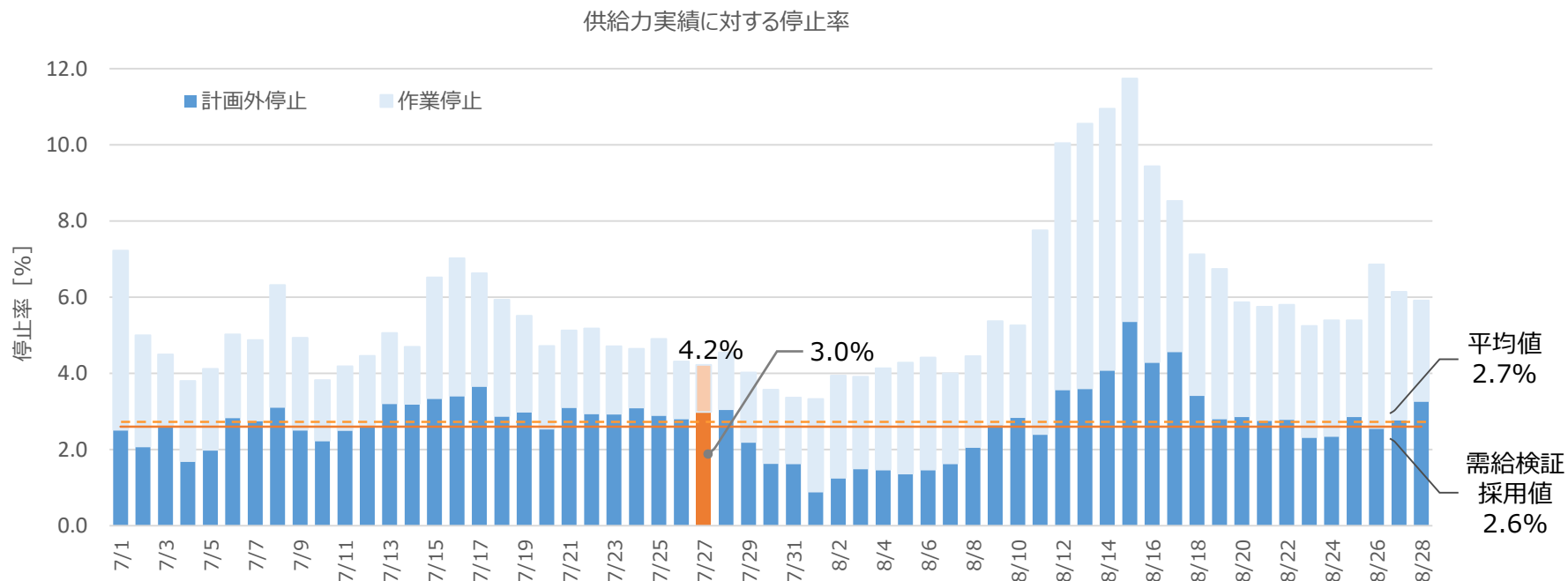
	16~17時	14~15時	(16~17時) - (14~15時)
需要	15,371	16,089	▲ 718
供給力	17,114	18,414	▲ 1,300
原子力	966	966	± 0
火力	10,856	10,868	▲ 12
水力	1,131	1,057	+ 74
揚水 ^{※1}	1,898	1,430	+ 468
太陽光	1,614	3,806	▲ 2,192
風力	61	69	▲ 8
地熱	27	27	± 0
その他 ^{※2}	561	191	+ 370
予備率	11.3	14.4	▲ 3.1

※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 (7月27日) で3.0%、平均で2.7%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 (2023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) 2023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 ^{※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 (内 電源 I ')	予備率
北海道	8月25日 (金)	11~12時 [19~20時]	488	541	10.9% [6.8%]	469	519 (12)	10.6%
東北	8月23日 (水)	14~15時 [15~16時]	1,449	1,660	14.5% [10.8%]	1,467	1,624 (41)	10.6%
東京	7月18日 (火)	14~15時 [16~17時]	5,525	5,847	5.8% [5.7%]	5,931	6,212 (139)	4.7%
中部	7月18日 (火)	14~15時 [18~19時]	2,465	2,764	12.1% [9.2%]	2,626	2,943 (79)	12.1%
北陸	8月3日 (木)	14~15時 [14~15時]	507	540	6.4% [6.4%]	523	597 (11)	14.3%
関西	7月27日 (木)	14~15時 [16~17時]	2,708	3,028	11.8% [10.7%]	2,920	3,273 (81)	12.1%
中国	7月28日 (金)	15~16時 [16~17時]	1,027	1,126	9.6% [9.0%]	1,100	1,233 (28)	12.1%
四国	8月21日 (月)	13~14時 [16~17時]	491	580	18.1% [9.9%]	529	625 (13)	18.1%
九州	8月21日 (月)	14~15時 [18~19時]	1,578	1,869	18.4% [8.4%]	1,654	1,891 (44)	14.3%
沖縄 ^{※4}	7月6日 (木)	13~14時 [16~17時]	159	196	23.4% [19.8%]	171	214 (7)	25.5%

※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(2023年5月)における最大需要実績発生月の2023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) 記載に一部訂正がありますので、次ページをご参照ください。

(訂正箇所)

- ・表内の「DR」という表現を修正
- ・数値欄括弧書きで、当該1日を通じた電源 I' としての最大発動指令値を追記

■ 北海

■ 他エリアは猛暑H1需要想定を下回った。これは気温影響等のほか、節電等の影響が考えられる。

(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	8/25 12:00	8/23 15:00	7/18 15:00	7/18 15:00	8/3 15:00	7/27 15:00	7/28 16:00	8/21 14:00	8/21 15:00	7/6 14:00	—
需要想定 ^{※1}	469	1,467	5,931	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	171	17,391
需要実績 ^{※2}	488 (433)	1,449 (1,359)	5,525 (5,432)	2,465 (2,461)	507 (486)	2,708 (2,708)	1,027 (1,026)	491 (488)	1,578 (1,574)	159 (122)	16,396 (16,089)
差分	+ 19	▲ 18	▲ 406	▲ 161	▲ 16	▲ 213	▲ 73	▲ 38	▲ 76	▲ 12	▲ 994
気温影響等	+ 15	▲ 11	▲ 160	▲ 136	▲ 11	▲ 97	▲ 25	▲ 20	▲ 100	▲ 13	▲ 558
DR ^{※3}	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0
その他	+ 4	▲ 7	▲ 247	▲ 26	▲ 4	▲ 116	▲ 48	▲ 18	+ 24	▲ 2	▲ 439

<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2021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・中国・四国エリアは2020年度並み、北陸エリアは2019年度並み、九州エリアは2013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（2023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、全国最大需要発生日（2023年7月27日 14～15時）の需要実績値。

※3 DRのうち、電源 I' として発動した値。

※ 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。

(2) 2023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

- 北海道エリアは8/25に猛暑H1需要想定を上回った。
- 他エリアは猛暑H1需要想定を下回った。これは気温影響等のほか、節電等の影響が考えられる。

(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	8/25 12:00	8/23 15:00	7/18 15:00	7/18 15:00	8/3 15:00	7/27 15:00	7/28 16:00	8/21 14:00	8/21 15:00	7/6 14:00	-
需要想定 ^{※1}	469	1,467	5,931	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	171	17,391
需要実績 ^{※2}	488 (433)	1,449 (1,359)	5,525 (5,432)	2,465 (2,461)	507 (486)	2,708 (2,708)	1,027 (1,026)	491 (488)	1,578 (1,574)	159 (122)	16,396 (16,089)
差分	+ 19	▲ 18	▲ 406	▲ 161	▲ 16	▲ 213	▲ 73	▲ 38	▲ 76	▲ 12	▲ 994
気温影響等	+ 15	▲ 11	▲ 160	▲ 136	▲ 11	▲ 97	▲ 25	▲ 20	▲ 100	▲ 13	▲ 558
電源 I ^{※3※4}	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (139)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (0)	+ 0 (139)
その他	+ 4	▲ 7	▲ 247	▲ 26	▲ 4	▲ 116	▲ 48	▲ 18	+ 24	▲ 2	▲ 439

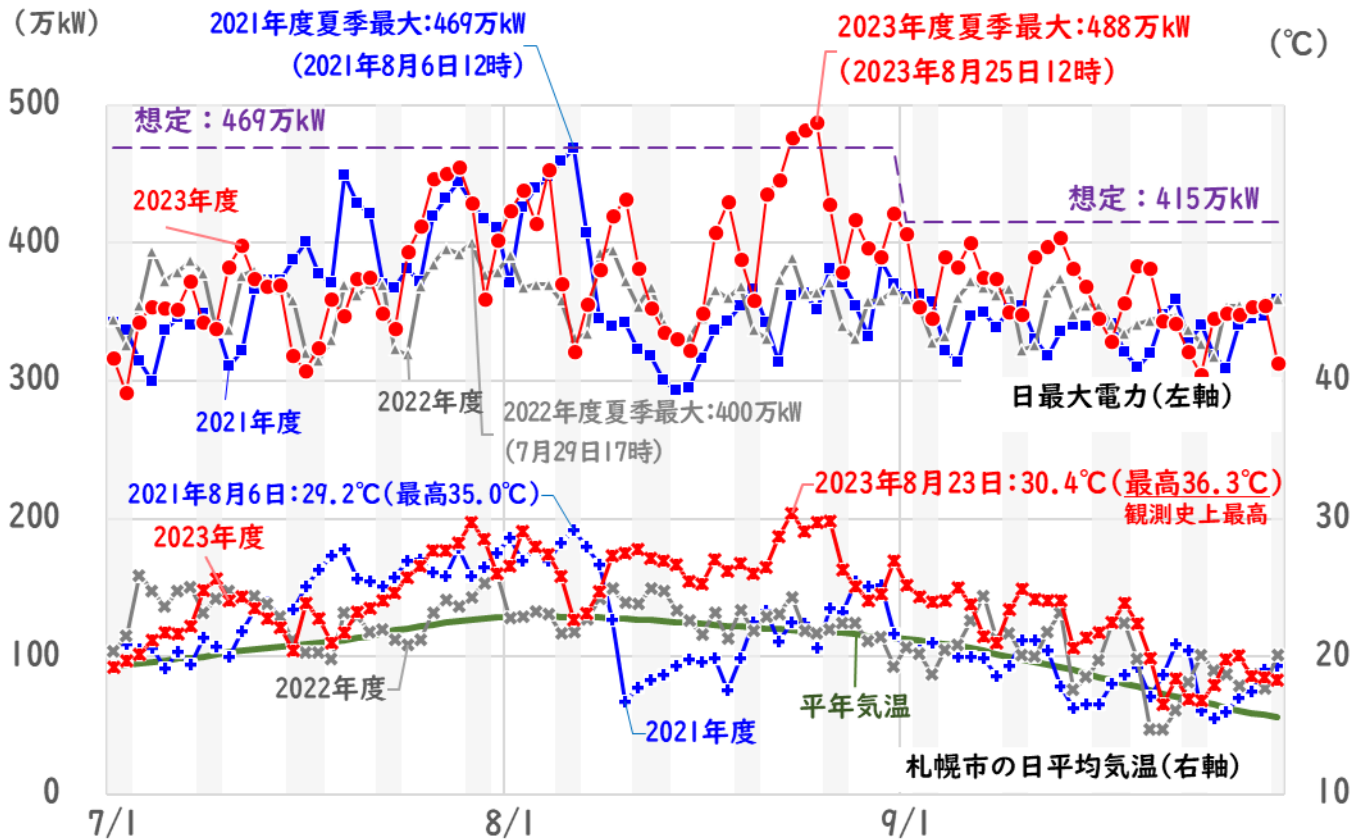
<厳気象対象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2021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・中国・四国エリアは2020年度並み、北陸エリアは2019年度並み、九州エリアは2013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（2023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、全国最大需要発生日（2023年7月27日 14～15時）の需要実績値。
 ※3 電源 I'のうち、最大需要発生日における需要側での発動指令実績値。（同時間帯で電源側での発動実績なし）
 ※4 括弧内の数値は、当該一日を通じた最大発動指令実績値。

※ 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、札幌市で8月23日に観測史上最高の気温(36.3℃)が観測される等、8月下旬が記録的な猛暑となり、8月25日に猛暑H1想定を上回る需要実績となった。



<札幌市の日平均気温> (°C)

		当年	平年	平年差
7月	月上旬	22.0	19.8	+2.2
	月中旬	22.6	20.8	+1.8
	月下旬	26.6	22.5	+4.1
	月間	23.8	21.1	+2.7
8月	月上旬	26.2	22.9	+3.3
	月中旬	26.5	22.4	+4.1
	月下旬	27.4	21.7	+5.7
	月間	26.7	22.3	+4.4
9月	月上旬	23.7	20.8	+2.9
	月中旬	22.5	18.7	+3.8
	月下旬	18.2	16.4	+1.8
	月間	21.5	18.6	+2.9

- 東京エリアでは、猛暑H1想定を約400万kW下回った。これは、節電要請やテレワーク率の減少、気象影響等の複合的な理由が考えられる。

2022年度と2023年度夏季最大需要時の比較 (東京エリア)

- 2023年度夏季の最大需要は5,525万kW (7月18日) となり、昨夏の最大需要の5,930万kWと比較すると**405万kWの減少**となった。
- その要因としては、節電要請や新型コロナウイルス感染症の5類感染症移行に伴う、外出の増加によるエアコン・照明利用の減少、湿度や日射量の気象影響等が考えられる。

【2022年度と2023年度における夏の最大電力需要比較】

最大需要発生日時	需要	暑さ指数	最高気温 (東京エリア)
①2022/8/2 14時	5,930万kW	32.1	36.4℃
②2023/7/18 15時	5,525万kW	30.8	37.0℃
③差分 (①-②)	▲405万kW	▲1.3	+0.6℃

家庭 (▲250万kW程度)	業務 (▲60万kW程度)	産業 (▲90万kW程度)
・節電 (エアコン・照明の利用減等) ・テレワーク率の減少	・節電 (店舗の照明利用等)	・節電 ・生産活動の低下 <small>※2023年7月の鉱工業生産指数は前年同月比 ▲2.5ポイント</small>
湿度・日射量・気温 (暑さ指数) の低下		

※内訳の減少量は相互に関係するものもある。
※定量分析が困難なものは需要減少の要因のみ記載。

(出典) 東京電力PG提供データより資源エネルギー庁にて作成

- 全国最大需要時の実績は、7月27日14~15時の16,089万kWであり、至近5年間で見ると、最も低い実績となった。
- 予備率は、全国最大需要時が14.4%、最小予備率時は11.3%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、北海道エリアでは、8月下旬に猛暑H1想定を上回った。これは8月下旬の記録的な猛暑が一因と考えられる。
その他エリアでは猛暑H1想定を下回ったが、これは気温影響等のほか、節電等の影響が考えられる。
- 2024年度夏季の需給検証に向け、北海道エリアの猛暑H1想定は、北海道電力ネットワークとともに、今回実績を踏まえた想定とするよう検討していく。
また、節電等の効果については引き続き実績を蓄積しつつ、社会情勢等も考慮し慎重に見極めていく。

(1) 需要

- エリア別の最大電力需要（送電端）とする。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに冬季において過去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（厳気象H1需要）を一般送配電事業者にて想定する。

(2) 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。
 - ✓ 小売電気事業者（計129社）
⇒ 2022年度年間の供給量が0.8億kWh以上（全エリアの供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計79社）
⇒ 2023年度の供給計画における2023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、小売電気事業者および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、電源 I' 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、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。

(3) 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（厳気象H1需要）に対し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

(5) 2023年度冬季の電力需給の見通し : 2023年度 冬季見通し

- 厳寒H1需要に対して、電源 I'、火力増出力運転、エリア間融通を見込むと、全エリアで安定供給に最低限必要となる予備率3%以上を確保できる見通しとなった。
- 各月とも、安定供給に最低限必要な予備率3%は上回っているものの、今後の発電機の計画外停止等の供給力変化を注視し、必要に応じて国や一般送配電事業者と連携し追加対策を検討していく。

〈電源 I' 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 (内 電源 I')	7,213 (191)	561 (12)	1,571 (41)	5,081 (139)	9,112 (256)	2,473 (79)	558 (11)	2,657 (81)	1,199 (28)	551 (13)	1,674 (44)	16,325 (448)	171	16,496 (448)
最大需要電力	6,483	504	1,413	4,567	8,191	2,223	502	2,388	1,078	496	1,505	14,675	114	14,789
供給予備力	730	58	159	513	921	250	56	268	121	56	169	1,650	57	1,707
供給予備率	11.3	11.4	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	11.2	49.9	11.5
予備率3%確保 に対する余剰分	535	43	116	376	675	183	41	197	89	41	124	1,210	53	1,264
【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 (内 電源 I')	7,842 (191)	584 (12)	1,568 (41)	5,690 (139)	9,551 (256)	2,648 (79)	604 (11)	2,815 (81)	1,214 (28)	547 (13)	1,724 (44)	17,394 (448)	173	17,566 (448)
最大需要電力	7,544	562	1,509	5,473	8,785	2,435	555	2,589	1,117	503	1,586	16,329	122	16,451
供給予備力	299	22	60	217	766	212	48	226	97	44	138	1,065	50	1,115
供給予備率	4.0	4.0	4.0	4.0	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	8.7	6.5	41.3	6.8
予備率3%確保 に対する余剰分	72	5	14	53	503	139	32	148	64	29	91	575	47	622
【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 (内 電源 I')	7,846 (191)	587 (12)	1,545 (41)	5,715 (139)	9,521 (256)	2,639 (79)	602 (11)	2,806 (81)	1,211 (28)	545 (13)	1,719 (44)	17,367 (448)	162	17,530 (448)
最大需要電力	7,514	562	1,479	5,473	8,785	2,435	555	2,589	1,117	503	1,586	16,299	117	16,416
供給予備力	332	25	65	242	736	204	47	217	94	42	133	1,068	46	1,113
供給予備率	4.4	4.4	4.4	4.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	8.4	6.6	39.2	6.8
予備率3%確保 に対する余剰分	106	8	21	77	472	131	30	139	60	27	85	579	42	621
【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 (内 電源 I')	7,120 (191)	573 (12)	1,439 (41)	5,108 (139)	8,565 (2)	2,386 (79)	530 (11)	2,521 (81)	1,090 (28)	529 (13)	1,509 (44)	15,684 (448)	176	15,860 (448)
最大需要電力	6,316	504	1,277	4,535	7,579	2,118	471	2,238	968	445	1,340	13,896	112	14,007
供給予備力	803	69	161	573	985	268	59	283	122	84	169	1,789	64	1,853
供給予備率	12.7	13.7	12.6	12.6	13.0	12.6	12.6	12.6	12.6	18.9	12.6	12.9	57.5	13.2
予備率3%確保 に対する余剰分	614	54	123	437	758	204	45	216	93	71	129	1,372	61	1,433

※ 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
 ※ 連系線の空容量は、2023年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定

※ 電源 I' の供給力は、電源分・DR分ともに供給力として計上
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2023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。
- 1月の北海道～東京エリアで、稀頻度リスクに必要な供給力を2万kW下回る見通し。

※ 平年H3需要：2023年度供給計画の第1年度（2023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（2023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	498	1,369	5,499	2,455	518	2,741	1,043	497	1,537	161
平年H3需要 ×1%	5	14	55	25	5	27	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	5	157									24
1月	5	74		88							24
2月	5	74		88							24
3月	5	152							5		24

○予備率3%に対する余剰分の供給力

2万kW不足
72-74 = ▲ 2万kW

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
12月	43	1,168									53
1月	5	72		503							47
2月	5	106		472							42
3月	54	1,247							71		61

- 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。
- また、大規模な不具合対策工事を実施中の石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）については、供給力に織り込まれていないものの、2024年2月に定格運転を予定しているものは、実需給断面で稼働できれば追加供給力となりうる。

2023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)	2023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	横須賀 (火力)	2号		5月 ~ 試運転										2024年2月 営業運転開始予定
	五井 (火力)	1号												2024年3月 試運転開始予定

※ 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

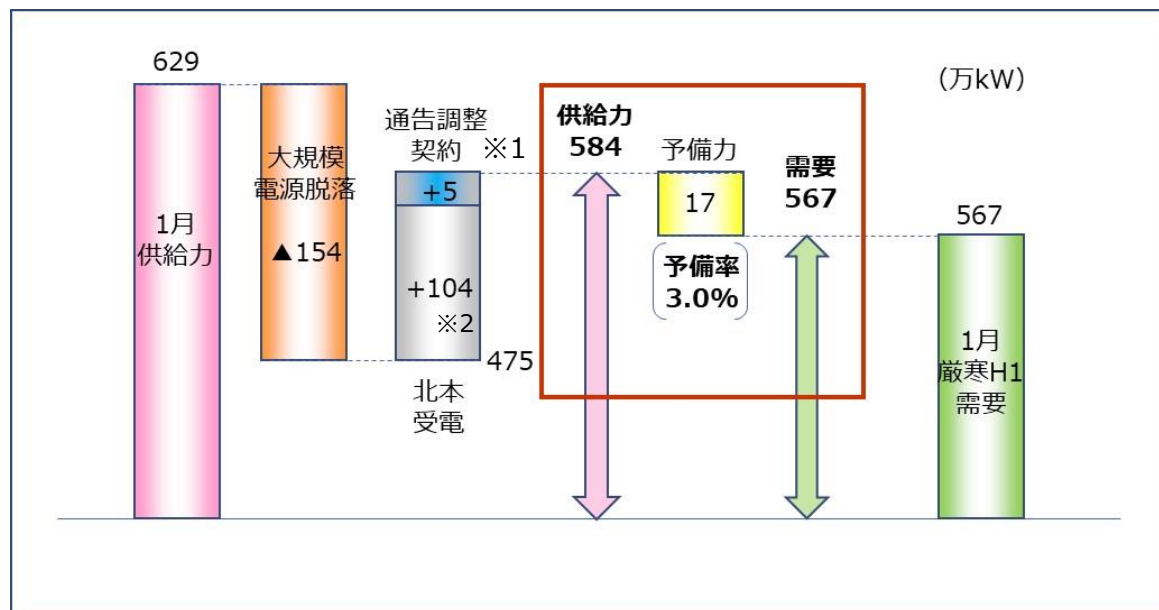
石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	運転状況（10月5日時点）
東京	勿来IGCC (火力)	52.5	現在、2024年1月末まで大規模対策工事を実施中。以降は定格運転予定。
	広野IGCC (火力)	54.3	現在、2024年3月末まで大規模対策工事を実施中。以降は定格運転予定。

(5) 2023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、154万kWの大規模電源脱落（N-2以上の事象）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需要に対して最も厳しい1月でも3%の予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況（1月）



各月の予備率状況

各月	予備率
12月	16.6%
1月	3.0%
2月	5.8%
3月	17.9%

※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2023年度供給計画計上分）

※2 北本連系線設備潮流は本州向きの想定であるが、北海道エリアが需給ひっ迫時は送電を取り止め、運用容量まで受電することが想定されることから、北本連系設備の運用容量を超過している。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

※ 2023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、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた154万kWの大規模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

- 9/22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、厳寒H1需要に対して、供給力では電源 I'、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%を上回る、4%以上となる見通し。
- 実需給断面において、新設発電機の試運転や石炭ガス化複合発電プラント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、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、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需給対策を講じるとともに、需給ひっ迫の可能性のある場合には、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)

鍋島 学

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

稲邑 拓馬

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)

(2023年9月現在)

○第84回委員会（2023年3月22日）

（議題）

- ・2023年度の厳気象H1需要時の需給見通しについて

○第90回委員会（2023年9月22日）

（議題）

- ・2023年度冬季需給見通しについて

○第91回委員会（2023年10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) 2023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※1	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※1	感応度式※1
対象年度 (至近10力年)		2021	2018	2022	2020	2019	2020	2020	2020	2013	2017
気象感応度 (万kW/℃, 万kW/pt 万kW/%)	想定	4 8	43 8 3	197 91	71	17	92 20	27 10 2	15 5 1	55 22 -※2	5 2
	実績	7 6	39 8 3	164 91	53	17	95 5	28 11 1	23 1 2	59 7 1	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日露点温度	・当日最高気温 ・前3日最高気温平均 ・当日平均湿度	・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 (℃,pt,%)	想定	31.1℃ 25.2℃	33.2℃ 32.4℃ 53.1%	30.7℃ 35.4℃	84.3pt	83.4pt	36.1℃ 22.3℃	35.9℃ 35.1℃ 66.6%	34.9℃ 34.2℃ 50.3%	34.9℃ 34.0℃	33.1℃ 29.7℃
	H1	34.7℃ 29.4℃	35.8℃ 34.7℃ 53.9%	30.8℃ 37.0℃	84.8pt	84.4pt	37.0℃ 21.8℃	36.3℃ 35.5℃ 65.1%	35.5℃ 33.4℃ 46.5%	34.7℃ 32.8℃	32.6℃ 29.6℃
	H3平均	35.3℃ 28.3℃	35.6℃ 34.8℃ 52.6%	31.0℃ 36.5℃	85.2pt	84.7pt	36.9℃ 23.3℃	36.1℃ 35.0℃ 65.8%	34.9℃ 33.4℃ 51.9%	34.9℃ 33.6℃	33.2℃ 29.9℃
H3需要 (万kW)	想定	416	1,338	5,499	2,455	495	2,741	1,043	497	1,537	161
	H1	488	1,449	5,525	2,465	507	2,708	1,027	491	1,578	159
	H3平均	482	1,444	5,492	2,459	504	2,692	1,026	484	1,575	158
猛暑H3前提気温等 (℃,pt,%)		35.0℃ 27.7℃ ※1	36.8℃ 33.5℃ 40.1% ※1	32.1℃ 36.4℃ ※1	86.7pt ※1	85.0pt ※1	38.1℃ 22.1℃ ※1	36.7℃ 36.6℃ 67.6%	36.0℃ 36.1℃ 48.6%	36.5℃ 35.3℃ ※1	35.0℃ 30.9℃ ※1
猛暑H3想定 (万kW)		-	-	-	-	-	-	1,090	521	-	-
H1/H3比率 (5か年実績平均)		-	-	-	-	-	-	1.01	1.02	-	-
猛暑H1想定 (万kW)		469	1,467	5,931	2,626	523	2,920	1,100	529	1,654	171
猛暑H1/H3比率 (結果) (2023年度夏季想定)		-	-	-	-	-	-	1.05	1.06	-	-
H1/H3比率 (2023年度夏季実績)		1.01	1.00	1.01	1.00	1.01	1.01	1.00	1.01	1.00	1.01

※1 北海道、東北、東京、関西、九州、沖縄エリアは、猛暑設定年のH1発生日の気象条件と供給計画想定値（過去10年平均）の差分から直接気象影響を算出。2023年度夏季からは中部、北陸、関西、沖縄エリアは感応度式に変更。

※2 九州エリアの気象要素については、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) 2023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549万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲3.4%であった。
- 老朽火力を2023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、2023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101億kWh、設備利用率は25.0%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	549	7月27日	▲3.4%
最大値	990	8月15日	▲6.2%
平均値	503	—	▲3.1%

全国最大需要	日時		最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率
	7月27日	14時～15時	16,089	18,414	14.4%

	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）	250件	43件	11件	夏季（7月～8月）	101	25.0

※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 2023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) 2023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（7月27日 14～15時）における原子力供給力の合計は966万kWであり、前回の電力需給検証における7月の想定値である927万kWを39万kW上回った。
- 火力供給力の合計は10,865万kWであり、前回の電力需給検証における7月の想定値である11,286万kWを421万kW下回った。
- 火力増出力実績は3万kWであり、前回の電力需給検証で確認した7月の増出力可能量73万kWを70万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	927	0	0	470	0	85	372	927	0	927
	②実績	0	0	0	0	966	0	0	470	0	88	408	966	0	966
	差分 (②-①)	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 39	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 3	+ 36	+ 39	+ 0	+ 39
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	5,170	273	1,546	3,351	5,916	1,783	394	1,429	732	491	1,086	11,086	199	11,286
	②実績	5,042	274	1,423	3,344	5,656	1,653	394	1,452	707	526	925	10,698	167	10,865
	差分 (②-①)	▲ 129	+ 1	▲ 123	▲ 7	▲ 260	▲ 130	▲ 0	+ 23	▲ 25	+ 34	▲ 161	▲ 388	▲ 33	▲ 421
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	44	1	13	31	29	9	8	1	5	2	3	73	0	73
	②実績	0	0	0	0	3	0	0	0	3	0	0	3	0	3
	差分 (②-①)	▲ 44	▲ 1	▲ 13	▲ 30	▲ 26	▲ 9	▲ 8	▲ 1	▲ 3	▲ 2	▲ 3	▲ 70	+ 0	▲ 70

※1 前回の電力需給検証における7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) 2023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（7月27日 14～15時）における水力供給力の合計は1,057万kWであり、前回の電力需給検証における7月の想定値である1,227万kWを170万kW下回った。
- 揚水供給力の合計は1,430万kWであり、前回の電力需給検証における7月の想定値である2,377万kWを947万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}	444	59	142	243	783	178	131	295	44	58	77	1,227	0	1,227
	②実績	358	39	126	193	699	153	130	288	24	51	53	1,057	0	1,057
	差分 (②-①)	▲ 86	▲ 20	▲ 16	▲ 50	▲ 84	▲ 25	▲ 0	▲ 7	▲ 20	▲ 7	▲ 24	▲ 170	+ 0	▲ 170
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}	1,132	70	46	1,016	1,246	365	11	411	199	68	192	2,377	0	2,377
	②実績	807	21	46	741	623	272	0	144	70	34	103	1,430	0	1,430
	差分 (②-①)	▲ 324	▲ 49	▲ 0	▲ 275	▲ 623	▲ 93	▲ 11	▲ 267	▲ 129	▲ 34	▲ 89	▲ 947	+ 0	▲ 947

※1 前回の電力需給検証における7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) 2023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（7月27日 14～15時）における太陽光供給力の合計は3,806万kWであり、前回の電力需給検証における7月の想定値である1,797万kWを2,010万kW上回った。
- なお、太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないことから、事前の想定においては、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。また、太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力（9エリア合計で327万kW※）を加算している。

※詳細は、第69回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022年1月19日）資料1 参照

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf

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	724	25	183	516	1,066	310	47	231	209	109	161	1,789	7	1,797
	②最大需要日 の実績	1,539	121	428	991	2,260	591	91	323	399	204	653	3,800	7	3,806
	差分	+815	+96	+245	+475	+1,195	+281	+44	+92	+191	+95	+492	+2,010	▲1	+2,010
調整係数(%)	①調整係数	-	7.4	18.8	22.3	-	24.0	29.5	25.0	27.8	31.9	11.3	-	17.2	-
	②最大需要日 の実績比率	-	55.0	52.3	51.6	-	52.8	73.8	50.9	64.7	63.4	55.3	-	17.3	-
	差分	-	+47.6	+33.5	+29.3	-	+28.8	+44.3	+25.9	+36.9	+31.5	+44.0	-	+0.1	-

※1 前回の電力需給検証における7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) 2023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（7月27日 14～15時）における風力供給力の合計は69万kWであり、前回の電力需給検証における7月の想定値である58万kWを11万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	39	10	22	6	19	6	2	2	3	3	4	58	0	58
	②最大需要日 の実績	60	14	44	2	8	2	0	1	0	1	3	68	1	69
	差分	+ 22	+ 4	+ 22	▲ 4	▲ 11	▲ 4	▲ 1	▲ 1	▲ 2	▲ 1	▲ 1	+ 11	1	+ 11
調整係数(%)	①調整係数	-	12.1	9.4	15.3	-	13.5	9.4	8.5	7.8	9.6	6.2	-	20.3	-
	②最大需要日 の実績比率	-	18.1	22.0	4.7	-	6.2	1.8	0.5	0.0	4.7	4.9	-	70.0	-
	差分	-	+ 6.0	+ 12.6	▲ 10.6	-	▲ 7.3	▲ 7.6	▲ 8.0	▲ 7.8	▲ 4.9	▲ 1.3	-	+ 49.7	-

※1 前回の電力需給検証における7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) 2023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（7月27日 14～15時）における地熱供給力の合計は27万kWであり、前回の電力需給検証における7月の想定値である29万kWを2万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	14	0	13	0	15	0	0	0	0	0	15	29	0	29
	②最大需要日の 実績	13	0	13	0	14	0	0	0	0	0	14	27	0	27
	差分	▲1	▲0	▲0	+0	▲2	+0	+0	+0	+0	+0	▲2	▲2	+0	▲2

※1 前回の電力需給検証における7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) 2023年度冬季の需要見通し

: 2023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。

2023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	17-18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※1	H1/H3比率	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	感応度式※1	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※1	感応度式※1
対象年度 (至近10か年)	2022	2017	2021	2022	2022	2017	2017	2020	2020	2015
気温感応度 (万kW/℃,万kW/mm)	-8 11	-30	-79 -31	-40	-10	-35 -23	-22	-8	-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	日最高気温	最大発生時気温	日平均気温
供給計画 H3前提気温等 (℃/mm)	-5.5℃ 0.47mm	-1.3℃	2.7℃ 4.8℃	1.3℃	0.2℃	3.7℃ 2.8℃	2.1℃	6.8℃	3.4℃	14.6℃
供給計画 H3需要 (万kW)	498	1,369	4,884	2,342	518	2,518	1,037	458	1,454	109
厳寒H3 前提気温等 (℃,mm)	-11℃ 0.38mm ※1	-4.4℃	0.3℃ 4.5℃ ※1	-1.1℃ ※1	-3℃ ※1	2.9℃ -0.4℃ ※1	-0.5℃	4.4℃	-1℃ ※1	9.2℃ ※1
厳寒H3需要 (万kW)	-	1,493	-	-	-	-	1,107	500	-	-
算定に用いた H1/H3比率	-	1.02	-	-	-	-	1.02	1.02	-	-
厳寒H1需要 (万kW)	567	1,523	5,473	2,466	562	2,621	1,131	509	1,606	122
厳寒H1/H3比率 (結果)	1.14	1.11	1.12	1.05	1.09	1.04	1.09	1.11	1.10	1.13

※1 北海道、東京、中部、北陸、関西、九州、沖縄エリアは、厳寒設定年のH1発生日の気象条件と供給計画想定値（過去10か年平均）の差分から直接気象影響量を算出。

※ 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) 2023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870万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア12,431万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。2023年冬季（1月）は10エリア124万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	486	0	85	298	－	870

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)	409	1,507	3,836	1,952	401	1,699	815	529	1,112	171	12,431

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
火力の増出力 (万kW)	5	16	53	10	9	12	4	5	10	0	124

※ 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) 2023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951万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	162	108	135	235	31	34	74	-	951
内訳	自流式 (万kW)	32	111	136	99	157	31	20	48	-	678
	貯水池式 (万kW)	21	10	26	9	77	0	14	26	-	274
調整係数(%)	26.9	38.2	33.1	25.2	33.2	33.5	32.3	24.9	22.1	-	-

※ 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「2023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/2023_choseikeisu_ichiran.xlsx

(4) 2023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、9エリア2,202万kW（1月）を供給力として見込む。
- 揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する。このことを考慮して、発電所毎の上池水位のkWh制約（揚水の運転継続時間）を考慮した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。

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
定格出力 (万kW)	79	46	1,132	410	11	510	211	68	229	-	2,697
揚水供給力 (万kW)	70	46	920	356	10	347	183	65	205	-	2,202
【参考】調整係数(%) (運転継続時間8h)	93.8	95.5	90.2	87.8	96.1	91.9	95.8	95.6	96.2	-	-
【参考】調整係数(%) (運転継続時間4h)	73.1	86.2	59.7	61.8	84.0	67.9	81.0	84.7	80.4	-	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※ 揚水発電では、発電所毎の運転継続時間により使用する調整係数が異なる。表中には参考で運転継続時間 8時間、4時間の場合の2パターンを記載している。

※ 調整係数の詳細な数値は、本機関HP「2023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/2023_choseikeisu_ichiran.xlsx

(4) 2023年度冬季の供給力見通し ：太陽光供給力と風力供給力と地熱供給力

- 太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないこと、また、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。
- 太陽光については、10エリア275万kW（1月）を見込む。
- 風力については、10エリア208万kW（1月）を見込む。
- 地熱については、3エリア32万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
太陽光供給力 (万kW)	3	43	44	69	3	30	33	20	30	1	275
調整係数(%)	1.3	5.0	2.4	6.4	2.5	4.1	4.7	6.2	2.6	3.4	-

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
風力供給力 (万kW)	26	106	8	15	5	8	10	13	17	1	208
調整係数(%)	24.2	41.7	21.4	34.7	26.5	35.9	26.8	46.3	23.7	39.3	-

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	-	-	-	-	-	-	16	-	32

※ 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「2023年度供給計画で用いる太陽光・風力・直流式水力・揚水式水力のエリア別調整係数」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/2023_choseikeisu_ichiran.xlsx