

第3号議案

電力需給検証結果の取りまとめについて

(案)

2022年度夏季需給実績及び2022年度冬季需給見通しの検証結果について、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における審議の結果を踏まえ、別紙のとおり電力需給検証報告書として取りまとめ、本機関ウェブサイトにて公表する。

公表日：2022年10月26日（水）

以 上

【添付資料】

別紙 電力需給検証報告書

(参考)

電力需給検証については、2016年8月30日、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会第8回電力基本政策小委員会・基本政策分科会第16回電力需給検証小委員会合同会議において、本機関に作業の場が移管され、2016年度夏季の電力需給実績と冬季の電力需給見通し以降、本機関取りまとめの報告書を公表している。

電力需給検証報告書

2022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) 2022年度夏季の電力需給実績の検証
(参考) 東京エリアの2022年度夏季の最大需要分析
 - (3) 2022年度夏季の電力需給実績の検証のまとめ
 - (4) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (概要)
 - (5) 2022年度冬季の電力需給の見通し
 - (6) 2022年度冬季の電力需給の見通しのまとめ
(参考) 需給バランス算定手順
- 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) 2022年度夏季の電力需要実績
- (2) 2022年度夏季の電力供給力実績
- (3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方
- (4) 2022年度冬季の需要見通し
- (5) 2022年度冬季の供給力見通し

【参考資料】需給ひっ迫注意報発令日（6月27～30日）の全国需給実績について

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

- 2022年度夏季の電力需給実績
2022年度夏季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2022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) 2022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2日 13～14時)

■ 全国最大需要は8月2日13～14時に発生し、需要は16,330万kW、予備率は11.4%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	8月2日 (火)	13～14時 [17～18時]	362	423	16.8% [12.9%]	469	527 (10)	12.5%
東北			1,352	1,573	16.3% [0.1%]	1,420	1,483 (40)	4.4%
東京			5,930	6,449	8.8% [3.6%]	5,634	5,883 (95)	4.4%
中部			2,532	2,747	8.5% [7.4%]	2,619	2,734 (73)	4.4%
北陸			508	568	11.8% [16.3%]	510	532 (14)	4.4%
関西			2,690	3,055	13.6% [7.7%]	2,870	2,996 (81)	4.4%
中国			1,046	1,132	8.2% [8.2%]	1,091	1,139 (28)	4.4%
四国			501	595	18.8% [12.2%]	526	549 (13)	4.4%
九州			1,569	1,810	15.4% [9.5%]	1,631	1,703 (34)	4.4%
全国9エリア			16,488	18,352	11.3% [6.3%]	16,769	17,547 (388)	4.6%
沖縄	142	181	27.7% [22.1%]	162	199 (7)	22.3%		
全国10エリア	16,630	18,533	11.4% [6.5%]	16,931	17,746 (395)	4.8%		

※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 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(2022年6月)における2022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。

※ 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) 2022年度夏季の電力需給実績の検証 ：全国最大需要時の供給力実績(8月2日 13～14時)

- 全国最大需要時における10エリア合計の供給力について、2022年度夏季の実績（8月2日 13～14時）と今年6月の電力需給検証で想定した8月の供給力を比較した結果、+314万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定 ^{※6}	実績－想定	差の主な要因
全国合計	18,533	18,219	+ 314	
原子力	688	570	+ 118	高浜・大飯の補修工程見直しによる増
火力	10,820	11,122	▲ 302	計画外停止 ^{※1} ▲ 242(▲2.2%)
				需給停止 ^{※2} ▲ 191
				火力増出力 未実施分 ▲ 36
				その他 ^{※3} 167
水力	1,146	1,202	▲ 57	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	1,543	2,315	▲ 772	需給状況を考慮した日々の運用による減 (計画外停止 ▲55万kW含む)
太陽光 ^{※5}	4,183 [792]	1,942	+ 2,241 [▲1150]	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	107	53	+ 54	
地熱	24	34	▲ 10	
その他 ^{※4}	21	980	▲ 959	

※1 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242÷(実績10,820+計画外停止242+需給停止191)」より算出。

※2 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 補修差等を含む。

※4 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。

※5 括弧内の数値は17～18時の値。想定は太陽光と需要の相関を踏まえた追加供給力を加算。

※6 前回の電力需給検証報告書(2022年6月)における2022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。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022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保った。
- 東京・北陸・沖縄エリアにおいては猛暑H1需要を上回った。

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 ')	予備率
北海道	7月29日 (金)	16～17時 [15～16時]	400	440	9.8% [8.0%]	469	585 (10)	24.7%
東北	8月1日 (月)	14～15時 [17～18時]	1,377	1,483	7.7% [3.0%]	1,450	1,526 (40)	5.3%
東京	8月2日 (火)	13～14時 [16～17時]	5,930	6,449	8.8% [2.5%]	5,752	6,055 (95)	5.3%
東3エリア	—	—	7,707	8,372	8.6% [3.5%]	7,671	8,166 (146)	6.5%
中部	8月2日 (火)	14～15時 [16～17時]	2,550	2,739	7.4% [5.4%]	2,662	2,803 (73)	5.3%
北陸	8月1日 (月)	14～15時 [15～16時]	522	552	5.7% [5.7%]	518	546 (14)	5.3%
関西	8月3日 (水)	14～15時 [16～17時]	2,739	3,107	13.4% [8.2%]	2,917	3,071 (81)	5.3%
中国	8月3日 (水)	14～15時 [9～10時]	1,060	1,135	7.0% [7.0%]	1,109	1,168 (28)	5.3%
四国	8月3日 (水)	13～14時 [17～18時]	518	611	18.0% [12.2%]	526	559 (13)	6.3%
九州	8月2日 (火)	13～14時 [19～20時]	1,569	1,810	15.4% [7.1%]	1,658	1,745 (34)	5.3%
中西6エリア	—	—	8,958	9,953	11.1% [8.7%]	9,391	9,892 (242)	5.3%
全国9エリア	—	—	16,665	18,325	10.0% [6.3%]	17,062	18,058 (388)	5.8%
沖縄	8月26日 (金)	13～14時 [16～17時]	163	193	18.8% [14.9%]	162	204 (7)	25.6%
全国10エリア	—	—	16,828	18,518	10.0% [6.4%]	17,224	18,262 (395)	6.0%

※1 括弧内は、各エリアの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 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(2022年6月)における2022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。

※ 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) 2022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

- 需要実績は、東京・北陸・沖縄の3エリアで猛暑H1需要想定を上回ったが、他のエリアでは8月に気温が低かったことなどから猛暑H1想定を下回り、全国10エリア合計の夏季最大需要実績も猛暑H1想定を下回った。
- 東京エリアは最高気温が猛暑H1想定を下回っているにもかかわらず、最大需要が増加しているため、2022年度夏季の実績を踏まえ、猛暑H1想定に用いる気象要素を見直し、要因分析を行った。

(送電端 万kW)

エリア (万kW)	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
エリア最大需要 発生日時	—	7/29 17:00	8/1 15:00	8/2 14:00	—	8/2 15:00	8/1 15:00	8/3 15:00	8/3 15:00	8/3 14:00	8/2 14:00	—	8/26 14:00	—
需要想定 ^{※1}	7,671	469	1,450	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	17,062	162	17,224
需要実績 ^{※2}	7,707 (7,644)	400 (362)	1,377 (1,352)	5,930 (5,930)	8,958 (8,844)	2,550 (2,532)	522 (508)	2,739 (2,690)	1,060 (1,046)	518 (501)	1,569 (1,569)	16,665 (16,488)	163 (142)	16,828 (16,630)
差分	+ 36	▲ 69	▲ 73	+ 178	▲ 433	▲ 112	+ 4	▲ 178	▲ 49	▲ 8	▲ 89	▲ 397	+ 0	▲ 397
気温影響等	▲ 12	▲ 64	▲ 127	+ 179	▲ 513	▲ 99	▲ 3	▲ 217	▲ 54	▲ 31	▲ 109	▲ 525	▲ 4	▲ 529
DR ^{※3}	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0
その他	+ 48	▲ 4	+ 54	▲ 2	+ 80	▲ 13	+ 7	+ 39	+ 5	+ 23	+ 20	+ 128	+ 4	+ 133

<厳気象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2021年度並み、東北・東京エリアは2018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（2022年6月）における2022年度夏季見通し。不等時率を考慮していない値。

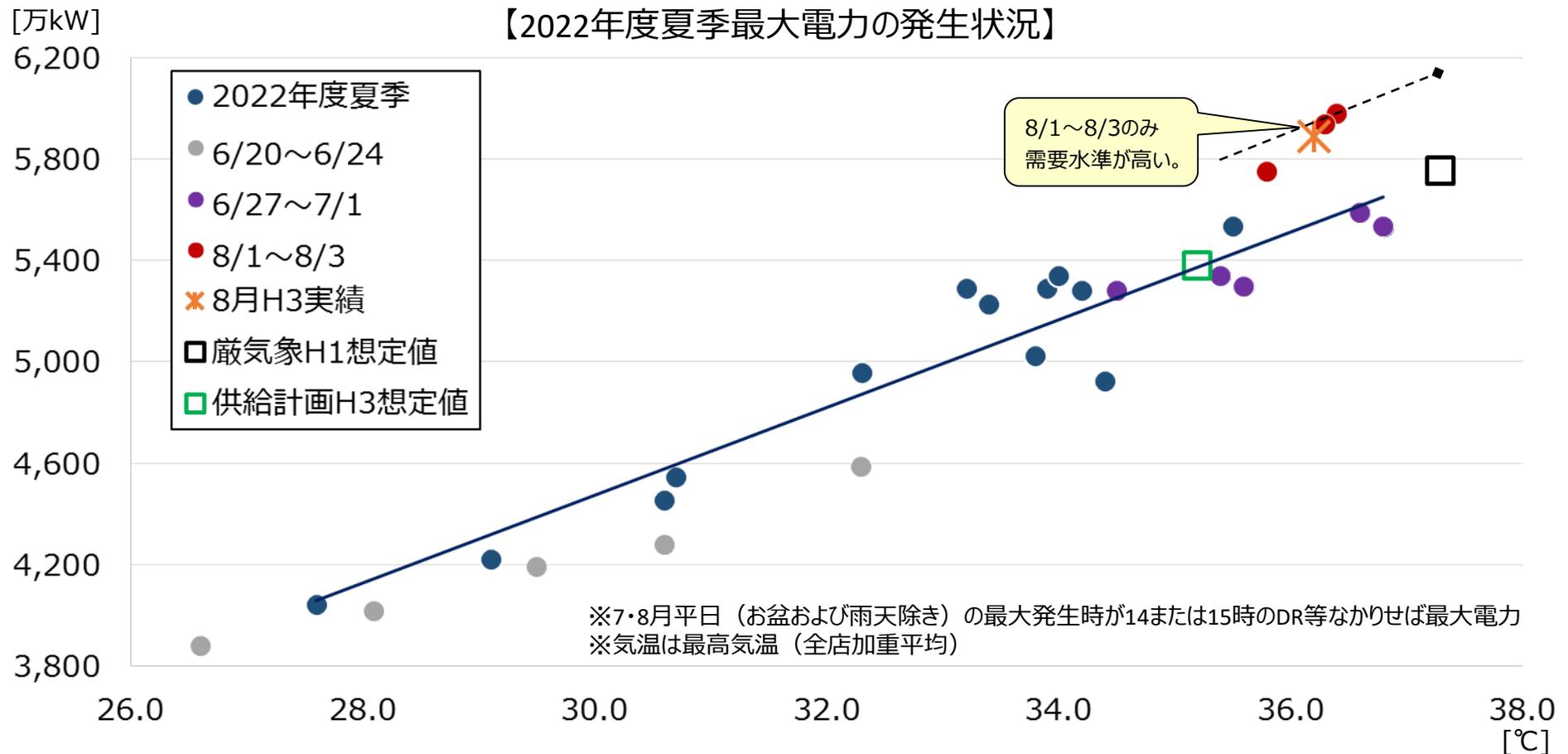
※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生日（2022年8月2日 13～14時）の需要実績値。

※3 電源 I '発動によるDRの影響。

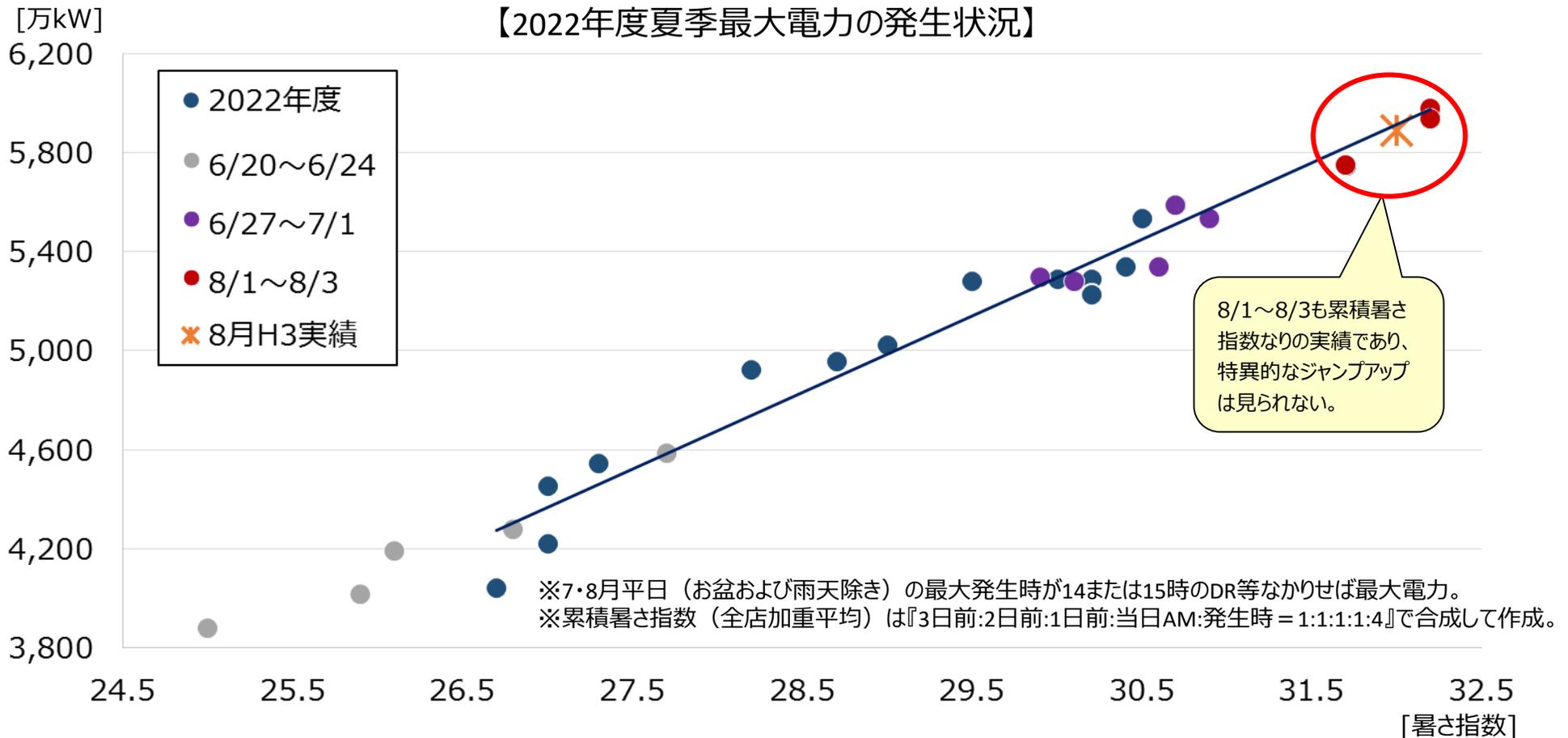
※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

- 東京エリアの2022年度夏季H1需要は、最高気温が猛暑H1気温の想定を下回っていたにもかかわらず、猛暑H1想定（5,752万kW）を上回り、5,930万kWとなった。
- 最大需要発生日の前後（8月1～3日）は6月30日および7月1日より最高気温が低いながら、最大需要は増加しており、最高気温との相関だけでは説明できない需要の上振れが発生している。



- 気温以外の影響として、熱中症警戒アラートの元になっている暑さ指数を確認したところ、H3需要発生日では2022年度が過去最高値になっていた。さらに暑さが継続する影響を加味した累積暑さ指数を用いて分析した結果、2022年度は最大需要との相関が高いことが確認された。このため、体感的な暑さが2022年度の需要上振れにつながったと考えられる。
- 2023年度夏季の最大需要想定に向けては引き続き、東京電力パワーグリッド殿と検討を進めてまいりたい。



- 気温は猛暑H1想定を下回っており、気温のみでは需要の上振れを説明できない。
- 東京エリアの猛暑H1需要想定と夏季最大需要実績の差分を累積暑さ指数を用いて再評価した結果、累積暑さ指数が至近10年で最も高かったため、需要実績が猛暑H1想定を上回っていると考えられる。

【気象考慮要素見直し前】

(送電端 万kW)

エリア最大需要 発生日時	8/2 14:00
需要想定	5,752
需要実績	5,930
気象考慮要素	最高気温 前3日平均気温
差分	+178
気温影響等	▲180
DR※1	+0
その他	+357

【気象考慮要素見直し後】

(送電端 万kW)

エリア最大需要 発生日時	8/2 14:00
需要想定	5,752
需要実績	5,930
気象考慮要素	最高気温 累積暑さ指数
差分	+178
気温影響等	+179
DR※1	+0
その他	▲2

※1 電源 I 発電によるDRの影響

※ 四捨五入の関係で差分が合わない場合がある

- 暑さ指数は、熱中症を予防することを目的として1954年にアメリカで提案された。人体と外気との熱のやり取りに着目した指標で、①湿度、②日射などの周辺の熱環境、③気温の3要素から算出する。
- 環境省と気象庁は、熱中症予防対策に資する情報発信として、暑さ指数に基づき、「熱中症警戒アラート」の運用を2020年から関東甲信地方で試行し、2021年度から全国で開始している。

【日常生活に関する指針】

温度基準 (WBGT)	注意すべき生活活動の目安	注意事項
危険 (31以上)	すべての生活活動でおこる危険性	高齢者においては安静状態でも発生する危険性が高い。外出はなるべく避け、涼しい室内に移動する。
厳重警戒 (28~31) ※1		外出時は炎天下を避け、室内では室温の上昇に注意する。
警戒 (25~28) ※2	中等度以上の生活活動でおこる危険性	運動や激しい作業をする際は定期的に充分に休息を取り入れる。
注意 (25未満)	強い生活活動でおこる危険性	一般に危険性は少ないが激しい運動や重労働時には発生する危険性がある。

※1 28以上31未満、※2 25以上28未満を示します。

【運動に関する指針】

気温 (参考)	暑さ指数 (WBGT)	熱中症予防運動指針
35℃以上	31以上	運動は原則中止 特別の場合以外は運動を中止する。特に子どもの場合には中止すべき。
31~35℃	28~31	厳重警戒 (激しい運動は中止) 熱中症の危険性が高いので、激しい運動や持久走など体温が上昇しやすい運動は避ける。10~20分おきに休憩をとり水分・塩分の補給を行う。暑さに弱い人※は運動を軽減または中止。
28~31℃	25~28	警戒 (積極的に休憩) 熱中症の危険が増すので、積極的に休憩をとり適宜、水分・塩分を補給する。激しい運動では、30分おきくらいに休憩をとる。
24~28℃	21~25	注意 (積極的に水分補給) 熱中症による死亡事故が発生する可能性がある。熱中症の兆候に注意するとともに、運動の合間に積極的に水分・塩分を補給する。
24℃未満	21未満	ほぼ安全 (適宜水分補給) 通常は熱中症の危険は小さいが、適宜水分・塩分の補給は必要である。市民マラソンなどではこの条件でも熱中症が発生するので注意。

熱中症警戒アラート
発表時の予防行動

熱中症警戒アラートは、熱中症の危険性が極めて高い暑熱環境になると予想される日の前日夕方または当日早朝に都道府県ごと⁽¹⁾に発表されます。発表されている日には、外出を控える、エアコンを使用する等の、熱中症の予防行動を積極的にとりましょう。

※北海道、鹿児島、沖縄は都府県単位

外出はできるだけ控え、暑さを避けましょう

- 熱中症を予防するためには暑さを避けることが最も重要です。
- 昼夜を問わず、エアコン等を使用して部屋の温度を調整しましょう。
- 不要不急の外出はできるだけ避けましょう。

熱中症のリスクが高い方に声をかけましょう

- 高齢者、子ども、持病のある方、肥満の方、障害者等は熱中症になりやすい方です。これらの熱中症のリスクが高い方には、身近な方から、夜間を含むエアコンの使用やこまめな水分補給等を行うよう、声をかけましょう。

熱中症警戒アラート 発表時の予防行動

普段以上に「熱中症予防行動」を実践しましょう

- のどが渇く前にこまめに水分補給しましょう。(1日あたり1.2Lが目安)
- 涼しい服装にしましょう。
- 屋外で人と十分な距離(2メートル以上)を確保できる場合は顔面マスクを必ずしましょう。

外での運動は、原則、中止/延期をしましょう

- 身の回りの暑さ指数 (WBGT) に応じて屋外やエアコン等が設置されていない屋内での運動は、原則、中止や延期をしましょう。

暑さ指数 (WBGT) を確認しましょう

- 身の回りの暑さ指数 (WBGT) を行動の目安にしましょう。
- 暑さ指数は時間帯や場所によって大きく異なるため、身の回りの暑さ指数を確認する熱中症予防情報サイトや各現場で測定して確認しましょう。

※環境省熱中症予防情報サイト: <https://www.wbgt.env.go.jp/>

熱中症とは

熱中症とは、暑い環境で体温の調節ができなくなった状態で、めまいや吐き気、頭痛、失神等様々な症状をきたし、最悪の場合は死に至る疾患です。誰でもなる可能性があり、運動中だけでなく、室内でも起こります。自覚がらしく予防できるようにしましょう。

暑さ指数 (WBGT) とは

暑さ指数 (WBGT) とは、気温、湿度、放射熱 (日差し等) からなる熱中症の危険性を示す指標で、「危険」「厳重警戒」「警戒」「注意」「ほぼ安全」の5段階があり、段階ごとに熱中症を予防するための生活や運動の目安が示されていますので、日常生活の参考にしましょう。

「熱中症警戒アラート」は環境省のLINE公式アカウントで確認することができます。

より詳しい情報は...
環境省 熱中症 熱害
環境省: <https://www.wbgt.env.go.jp/>
気象庁: <https://www.jma.go.jp/jma/kishou/know/kurashi/nettyu.html>

【出典】気象庁リーフレット「熱中症警戒アラート発表時の予防行動」
<https://www.jma.go.jp/jma/kishou/books/nettyuusyouboukouidou/index.html>

【出典】環境省熱中症予防情報サイト
<https://www.wbgt.env.go.jp/wbgt.php>

- 全国最大需要時の実績は、8月2日13時台の16,630万kWであり、予備率は11.4%と各エリアとも安定供給を確保した。なお、8月2日の予備率最小断面（17時台）の予備率は6.5%であった。
- 需要実績は、東京・北陸・沖縄の3エリアで事前に想定した猛暑H1需要を上回ったが、その他エリアでは猛暑H1需要を下回り、全国10エリア合計の夏季最大需要実績も猛暑H1需要を下回った。なお、東京エリアは、H1需要発生日の最高気温が猛暑H1想定を下回っていたことから、要因分析を実施した。今後は2023年度夏季の猛暑H1需要想定への反映について検討していく。

(余白)

(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（厳冬）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139社）
⇒ 2021年度の供給量が1.0億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75社）
⇒ 2022年度の供給計画における2022年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が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、並びに、発電機の補修調整及びkW公募等により追加確保した量も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（厳冬）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。
 - ✓ 供給力は、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、各エリアの予備率が均平化するように振替え
 - ✓ 供給力は、全エリアで計画外停止率
 - ✓ 需要は、エリア間の最大需要発生時の不等時性

発電機の補修停止時期の調整などによる供給力の確保

6

- 補修調整等による追加の供給力について、現時点（2021年12月時点）までに、東北から九州までのエリアで、8月には151万kW、2月には256万kWを確保した。

(単位：万kW)

エリア	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	42	-2	-46	18	24	18	-2	-2	18	-26	0	-2
東京	-186	-205	-195	96	7	139	-47	-91	59	228	177	186
中部	-108	-193	-52	37	5	107	-56	-34	-23	1	32	-86
北陸	-23	-23	-16	45	13	-4	14	14	5	-4	-4	-5
関西	-113	-76	149	75	55	10	-62	-36	-5	-54	12	75
中国	16	-10	-51	46	28	22	-8	-6	22	22	22	-7
四国	-11	-11	-11	3	3	3	-11	-11	23	89	-3	-70
九州	-11	-71	-105	20	16	-74	-11	-11	20	20	20	-11

※上表は、補修調整のほか、発電機の系統切替等による追加の供給力を考慮した増減を表す。

10月の暫定集計では調整中の補修計画が残っていたが、その後の調整結果を反映し2021年12月時点の数値に更新

- 2022年度冬季向けのkW応募の落札量は、東北・東京エリアで77.9万kW、中西6エリアで185.6万kWとなったことから、落札量を供給力として計上する。
- また、国の審議会の議論結果を踏まえ、事業者間の個別協議の結果、東北・東京エリアで52.6万kW確保可能となったことから、追加供給力として計上する。

予備率変化要因②kW公募の実施結果

- 2022年度冬季は6月30日時点で、全国8エリアで最低限必要な予備率3%を確保できておらず、予備率3%に対する不足分と、需要増大リスク等に備えた社会保険として、公募実施エリアのH1需要の1%分まで追加的に確保するため、**北海道、沖縄を除く8エリアの一般送配電事業者においてkW公募を実施した。**
- 西エリアは、**最大募集量190万kWに対し落札量が185.6万kW（うちDR8.9万kW）**と最大募集量に近い値の供給力が確保できた一方で、東エリアは**落札量が77.9万kW（うちDR1.1万kW）**と、**募集量103万kWを下回る結果**となった。
- 応札案件は東エリアが9件、西エリアが12件であり、落札案件はそれぞれ、東エリアが8件、西エリアが12件だった。落選となった案件の落選理由は**募集要綱で定める上限価格（非公表）を応札価格が上回っており、要件を満たさない**ためであった。

	募集量 (万kW)	応札量*1 (万kW)	落札量 (万kW)	最高落札額*2 (円/kW)	平均落札額*3 (円/kW)
東日本 エリア	103.0 (最大170.0)	130.5 (うちDR 1.1)	77.9 (うちDR 1.1)	30,696	25,972 (DR平均8,408)
西日本 エリア	99.0 (最大190.0)	185.6 (うちDR 8.9)	185.6 (うちDR 8.9)	25,557	6,810 (DR平均9,604)

※1：募集要綱に定める要件を満たさず、落選となった案件も含む

※2：評価用容量単価の最高額

※3：評価用容量単価の加重平均値

今後の対応について

- kW公募は、一般送配電事業者が調整力公募という形で調達しているもの。
- 電源Iの調整力公募では、落札量が募集量を下回る結果となった場合は、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づき、以下の対応のいずれかを状況に応じて判断し実施している。
 - イ) 募集期間を新たに設定して再募集
 - ロ) 不足量については短期契約の公募調達を別途実施
 - ハ) 特定の発電事業者等と個別に協議し契約を締結
- 電力需給の見通しが依然として厳しい今冬に向けた稼働を前提に考えると、イ、ロは発電事業者の稼働準備期間が著しく短くなり、応札できる電源がさらに限られる可能性が高いことから、今冬に向けての対応として、公募を実施した一般送配電事業者においてハの手続きを実施する（この場合の要件や費用回収方法等の考え方はkW公募要綱に準じるものとする）こととしてはどうか。
- その場合、電力・ガス取引監視等委員会においては、上記が、『一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方』に基づいた運用であったかについて、契約した電源等の容量（kW）、容量（kW）単価等を含め確認することとなる。
- また仮に、今後kW公募を実施する場合は、今回の事例も踏まえ、より適切な上限価格の設定となるよう見直すこととしてはどうか。

(5) 2022年度冬季の電力需給の見通し : 2022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、エリア間融通に加え、kW公募の落札電源および落選案件を供給力として見込むと、全てのエリアで予備率4%以上を確保できる見通し。
- 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、必要に応じて対策を講じる必要がある。

〈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')	7,021 (146)	592 (10)	1,471 (40)	4,958 (95)	9,078 (242)	2,452 (73)	548 (14)	2,657 (81)	1,191 (28)	543 (13)	1,688 (34)	16,099 (388)	166	16,265 (388)
最大需要電力	6,405	517	1,347	4,540	8,452	2,283	510	2,474	1,109	506	1,571	14,857	115	14,972
供給予備力	616	75	124	417	626	169	38	183	82	37	116	1,242	51	1,293
供給予備率	9.6	14.4	9.2	9.2	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	8.4	44.5	8.6
予備力3%確保 に対する余剰分	424	59	83	281	373	101	22	109	49	22	69	796	48	844
【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')	7,798 (146)	585 (10)	1,546 (40)	5,668 (95)	9,298 (242)	2,554 (73)	579 (14)	2,770 (81)	1,183 (28)	534 (13)	1,678 (34)	17,096 (388)	158	17,254 (388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,274	119	16,392
供給予備力	329	43	61	225	494	136	31	147	63	28	89	822	39	861
供給予備率	4.4	7.9	4.1	4.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.1	33.1	5.3
予備力3%確保 に対する余剰分	104	27	17	61	229	63	14	68	29	13	41	334	36	369
【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')	7,831 (146)	586 (10)	1,535 (40)	5,710 (95)	9,381 (242)	2,577 (73)	584 (14)	2,794 (81)	1,193 (28)	539 (13)	1,693 (34)	17,211 (388)	159	17,371 (388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,253	118	16,371
供給予備力	383	44	72	267	576	158	36	172	73	33	104	959	41	1,000
供給予備率	5.1	8.1	4.9	4.9	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	5.9	34.4	6.1
予備力3%確保 に対する余剰分	159	28	28	104	312	86	19	93	40	18	56	471	37	509
【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')	7,074 (146)	560 (10)	1,446 (40)	5,068 (95)	8,464 (2)	2,364 (73)	530 (14)	2,482 (81)	1,092 (28)	493 (13)	1,503 (34)	15,537 (388)	173	15,710 (388)
最大需要電力	6,339	499	1,296	4,544	7,588	2,119	475	2,225	979	442	1,348	13,927	110	14,038
供給予備力	734	61	150	524	876	245	55	257	113	51	156	1,610	62	1,672
供給予備率	11.6	12.1	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.6	56.6	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	544	46	111	388	648	181	41	190	84	38	115	1,192	59	1,251

※ 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、2022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) 2022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エリアは「**平年H3需要※の1%**」、沖縄エリアは「**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：2022年度供給計画の第1年度（2022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（2022年度）（送電端 万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	499	1,369	5,379	2,485	511	2,739	1,047	494	1,535	154
平年H3需要 ×1%	5	14	54	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）（送電端 万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	5	67				88				24
1月	5	67				88				24
2月	5	67				88				24
3月	5				156					24

○予備率3%に対する余剰分の供給力（送電端 万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	59	364				373				48
1月	27	78				229				36
2月	28	131				312				37
3月	46				1,147					59

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 新設火力の試運転は、安定運転のために必要な燃焼試験などの制限はあるが、実機検証時のトラブルがなければ実需給断面で追加供給力となりうる。
- また、石炭ガス化複合発電プラント（IGCC）は、ガス化炉関連設備の不具合対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。

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17日時点）
東京	勿来IGCC (火力)	52.5	ガス化炉関連設備の不具合で2022年8月19日から停止中。 対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。
	広野IGCC (火力)	54.3	ガス化炉関連設備の不具合で2022年8月5日から停止中。 対策の検討に時間を要しており、現時点では復旧を見通せていない。

2022年度冬季に試運転を実施する新設発電機※

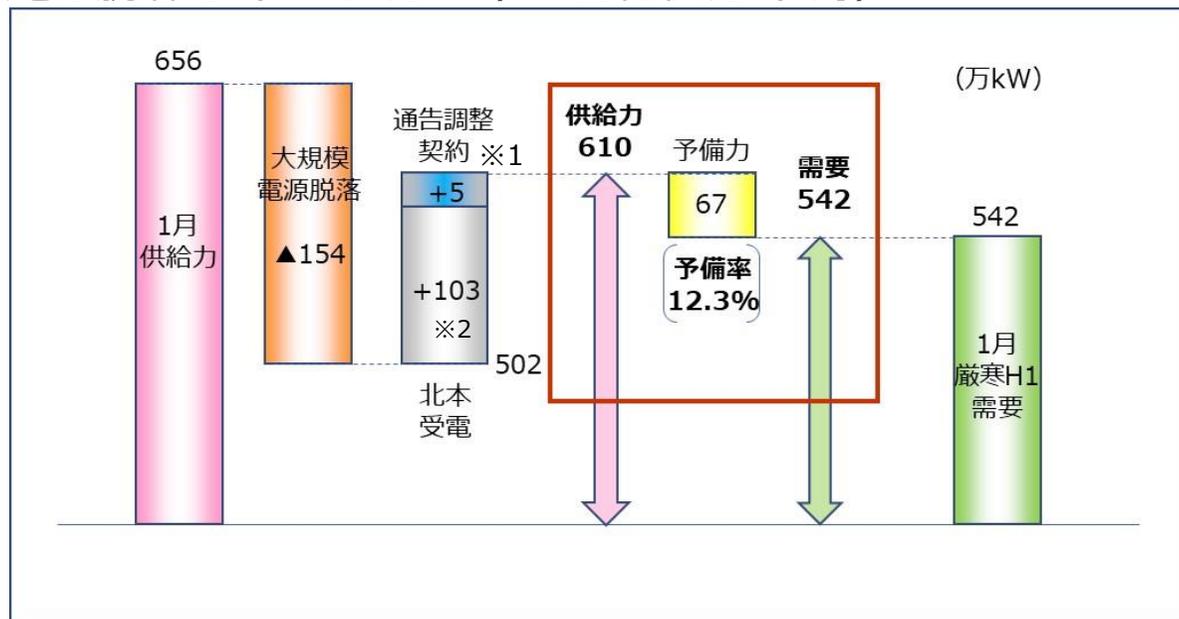
※ 試運転開始後においても、作業停止などにより試運転不可となる期間がある

エリア	発電所名・号機 (電源種別)	設備容量 (万kW)	2022年度						2023年度					
			9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月
東京	姉崎 (火力)	新1号 64.7	8月～試運転						2023年2月営業運転開始					
		新2号 64.7	12月～試運転						2023年4月営業運転開始					
		新3号 64.7	3月～試運転						2023年8月 営業運転開始					
	横須賀 (火力)	1号 65	9月～試運転						2023年6月 営業運転開始					
四国	西条 (火力)	1号 50	12月中旬～試運転						2023年6月 営業運転開始					

(5) 2022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）

■ 厳冬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3%以上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

月	予備率
12月	18.7%
1月	12.3%
2月	12.4%
3月	14.3%

※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2022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

※ 2022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

- 厳寒H1需要に対して、電源 I'、火力増出力運転、エリア間融通に加え、今冬向けのkW公募の落札電源および落選案件を供給力として見込んだ結果、全エリアで最低限必要となる予備率3%を上回る4%を確保できる見通しであるものの、発電機の計画外停止等による供給力の変化を注視する必要がある。
- 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、補修計画差等の供給力変化の可能性もあるため、需給状況を注視していく必要がある。また、近年の需給ひっ迫での経験を踏まえれば、揚水運用などにも注意が必要であり、実運用で明らかになった課題については、引き続き検討していく。
- 本機関としては、kWモニタリングなどにより需給状況の監視を強化し、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がある場合には、SNS等を通じて周知する。

(参考) 需給バランス算定手順

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-1 連系線活用・不等時性・計画外停止：未考慮

- 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の各エリアの需給バランスが初期データとなる。
- 北陸（1月、2月）、九州（12月、1月、2月、3月）エリアで予備率3%を下回っている。

＜電源 I 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 未活用、計画外停止率 未考慮、不等時性 未考慮＞ (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)	7,518 (146)	661 (10)	1,534 (40)	5,322 (95)	9,011 (242)	2,477 (73)	532 (14)	2,671 (81)	1,235 (28)	603 (13)	1,493 (34)	16,529 (388)	171	16,700 (388)
最大需要電力	6,547	517	1,380	4,650	8,558	2,312	516	2,505	1,123	512	1,591	15,105	115	15,221
供給予備力	971	144	155	672	453	165	15	167	113	91	▲98	1,423	56	1,479
供給予備率	14.8	27.8	11.2	14.5	5.3	7.2	3.0	6.6	10.0	17.8	▲6.2	9.4	48.4	9.7
予備力3%確保 に対する余剰分	774	128	113	533	196	96	0	91	79	76	▲146	970	52	1,022

【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)	7,871 (146)	656 (10)	1,602 (40)	5,613 (95)	9,356 (242)	2,538 (73)	520 (14)	2,805 (81)	1,287 (28)	607 (13)	1,600 (34)	17,228 (388)	162	17,390 (388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,915	2,449	555	2,655	1,134	512	1,609	16,384	119	16,503
供給予備力	402	114	118	170	442	89	▲35	149	152	95	▲9	844	43	887
供給予備率	5.4	20.9	8.0	3.1	5.0	3.6	▲6.3	5.6	13.4	18.6	▲0.6	5.1	36.6	5.4
予備力3%確保 に対する余剰分	178	97	74	7	175	15	▲52	70	118	80	▲57	352	40	392

【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)	7,905 (146)	656 (10)	1,570 (40)	5,680 (95)	9,441 (242)	2,540 (73)	524 (14)	2,958 (81)	1,266 (28)	579 (13)	1,574 (34)	17,346 (388)	163	17,510 (388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,915	2,449	555	2,655	1,134	512	1,609	16,363	118	16,481
供給予備力	457	114	107	237	527	91	▲31	303	132	67	▲35	984	45	1,029
供給予備率	6.1	21.0	7.3	4.4	5.9	3.7	▲5.6	11.4	11.6	13.1	▲2.2	6.0	38.0	6.2
予備力3%確保 に対する余剰分	234	97	63	74	259	18	▲48	223	98	52	▲84	493	41	534

【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)	7,453 (146)	623 (10)	1,547 (40)	5,283 (95)	8,500 (2)	2,354 (73)	520 (14)	2,622 (81)	1,150 (28)	521 (13)	1,333 (34)	15,952 (388)	177	16,129 (388)
最大需要電力	6,478	504	1,308	4,666	7,792	2,176	488	2,285	1,005	454	1,384	14,270	110	14,381
供給予備力	974	118	239	617	707	178	32	337	145	67	▲51	1,682	67	1,749
供給予備率	15.0	23.5	18.3	13.2	9.1	8.2	6.6	14.7	14.4	14.7	▲3.7	11.8	60.8	12.2
予備力3%確保 に対する余剰分	780	103	200	477	474	113	18	268	114	53	▲93	1,254	64	1,317

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-2 不等時性の考慮

■ 最大需要発生の不等時性を考慮して需要を評価する。

- ✓ 不等時性の評価をするためのエリアのブロック化については、国の審議会※¹において今冬の供給力対策としてのkW公募が決定されたところを踏まえ、当該時点の需要値を基準として評価をするため、6月の本委員会※²時点のものとする。
- ✓ 「ブロックの合成最大需要実績」と、「ブロックを構成する各エリアの最大需要実績の合計」から、不等時性による需要の減少率（以下、需要減少率とする）を算出する
- ✓ 各エリアの厳気象H1需要の想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる

※¹ 第51回 電力・ガス基本政策小委員会（2022年6月30日） 資料3-1

※² 第74回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2022年6月28日） 資料1

各ブロックの需要減少率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	0%	▲2.36%		▲1.24%						0%
1月	0%	0%	0%	▲1.24%						
2月	0%	0%	0%	▲1.24%						
3月	▲0.94%		▲2.62%							

不等時性考慮前後の需要値（1月）

(万kW)

【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
考慮前	7,470	542	1,484	5,443	8,915	2,449	555	2,655	1,134	512	1,609	16,384	119	16,503
考慮後	7,470	542	1,484	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,274	119	16,392
差分	0	0	0	0	▲ 110	▲ 30	▲ 7	▲ 33	▲ 14	▲ 6	▲ 20	▲ 110	0	▲ 110

※ 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) 需給バランス算定手順 不等時性 (需要減少率) 考慮のバックデータ

各エリアの最大需要実績※ (2017年度冬季)

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	1/25	1/24	2/2	1/25	1/25	1/24	1/25	1/24	2/6	2/5
時間帯	10:00	18:00	11:00	18:00	10:00	19:00	10:00	19:00	19:00	20:00
需要※	525	1,462	5,293	2,378	541	2,560	1,103	508	1,575	110

ブロック化による需要減少率の例 (2017年度冬季)

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4	ブロック5 (参考)	補足
ブロック構成エリア	北海道・東北	東北・東京	東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州	中西6エリア (中部・北陸・関西・中国・四国・九州)	東3エリア (北海道・東北・東京)	—
日付	1/25	2/2	1/25	1/24	1/25	—
時間帯	10:00	10:00	19:00	19:00	19:00	—
合成最大需要※ (⑪)	1,968	6,596	13,593	8,557	7,076	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計 (⑫)	1,986 $\Sigma(①\sim②)$	6,755 $\Sigma(②\sim③)$	13,958 $\Sigma(③\sim⑨)$	8,665 $\Sigma(④\sim⑨)$	7,280 $\Sigma(①\sim③)$	最大の合計
差分 (⑬)	▲19	▲159	▲365	▲107	▲203	⑪ - ⑫
需要減少率	▲0.94 %	▲2.36 %	▲2.62 %	▲1.24 %	▲2.79 %	⑬ ÷ ⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I' を発動していた時間帯については、電源 I' のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乗せすることで補正

※ 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) 需給バランス算定手順

手順1-3 計画外停止の考慮

- 計画断面で計上した供給力は、実運用断面において計画外停止等により減少する可能性があるため、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価する。
- 電力需給検証で考慮する計画外停止率は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※1を採用し、全国の供給力から一律で控除する。

※1 2014～2016年度分の3か年実績から算定した値

(詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年3月5日) 資料4参照)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

計画外停止考慮前後の供給力(1月)

(万kW)

【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
考慮前	7,871	656	1,602	5,613	9,356	2,538	520	2,805	1,287	607	1,600	17,228	162	17,390
考慮後	7,667	639	1,561	5,467	9,113	2,472	506	2,732	1,253	592	1,559	16,780	158	16,938
差分	▲ 205	▲ 17	▲ 42	▲ 146	▲ 243	▲ 66	▲ 14	▲ 73	▲ 33	▲ 16	▲ 42	▲ 448	▲ 4	▲ 452

※ 予備率均平化前の供給力(手順1-1) (kW公募落札案件は除く)

※ 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) 需給バランス算定手順

手順1-4 連系線活用の考慮 (不等時性・計画外停止：考慮)

- 不等時性を考慮した需要 (手順1-2) および計画外停止を考慮した供給力 (手順1-3) において、連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

＜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	7,021	592	1,471	4,958	9,078	2,452	548	2,657	1,191	543	1,688	16,099	166	16,265
(内 電源 I)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	6,405	517	1,347	4,540	8,452	2,283	510	2,474	1,109	506	1,571	14,857	115	14,972
供給予備力	616	75	124	417	626	169	38	183	82	37	116	1,242	51	1,293
供給予備率	9.6	14.4	9.2	9.2	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	8.4	44.5	8.6
予備力3%確保 に対する余剰分	424	59	83	281	373	101	22	109	49	22	69	796	48	844

【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	7,668	585	1,520	5,562	9,112	2,503	567	2,714	1,159	523	1,645	16,780	158	16,938
(内 電源 I)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,274	119	16,392
供給予備力	198	43	36	119	308	85	19	92	39	18	56	506	39	545
供給予備率	2.7	7.9	2.4	2.2	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.5	3.1	33.1	3.3
予備力3%確保 に対する余剰分	▲26	27	▲9	▲44	44	12	3	13	6	3	8	18	36	53

【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,701	586	1,507	5,607	9,195	2,526	572	2,739	1,170	528	1,660	16,895	159	17,055
(内 電源 I)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,253	118	16,371
供給予備力	252	44	44	164	391	107	24	116	50	22	71	643	41	684
供給予備率	3.4	8.1	3.0	3.0	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.0	34.4	4.2
予備力3%確保 に対する余剰分	29	28	0	1	127	35	8	38	16	7	23	155	37	193

【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	7,074	560	1,446	5,068	8,464	2,364	530	2,482	1,092	493	1,503	15,537	173	15,710
(内 電源 I)					(2)			(2)				(2)		(2)
最大需要電力	6,339	499	1,296	4,544	7,588	2,119	475	2,225	979	442	1,348	13,927	110	14,038
供給予備力	734	61	150	524	876	245	55	257	113	51	156	1,610	62	1,672
供給予備率	11.6	12.1	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.6	56.6	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	544	46	111	388	648	181	41	190	84	38	115	1,192	59	1,251

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-5 最終的な評価結果

■ 前述の手順1-4に、kW公募量（東3エリア 131万kW、中西6エリア 186万kW、1月・2月）を追加し、改めて連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させる。

＜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	7,021	592	1,471	4,958	9,078	2,452	548	2,657	1,191	543	1,688	16,099	166	16,265
(内 電源 I)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	6,405	517	1,347	4,540	8,452	2,283	510	2,474	1,109	506	1,571	14,857	115	14,972
供給予備力	616	75	124	417	626	169	38	183	82	37	116	1,242	51	1,293
供給予備率	9.6	14.4	9.2	9.2	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	7.4	8.4	44.5	8.6
予備力3%確保 に対する余剰分	424	59	83	281	373	101	22	109	49	22	69	796	48	844
【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	7,798	585	1,546	5,668	9,298	2,554	579	2,770	1,183	534	1,678	17,096	158	17,254
(内 電源 I)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	7,470	542	1,484	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,274	119	16,392
供給予備力	329	43	61	225	494	136	31	147	63	28	89	822	39	861
供給予備率	4.4	7.9	4.1	4.1	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.1	33.1	5.3
予備力3%確保 に対する余剰分	104	27	17	61	229	63	14	68	29	13	41	334	36	369
【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	7,831	586	1,535	5,710	9,381	2,577	584	2,794	1,193	539	1,693	17,211	159	17,371
(内 電源 I)	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	7,448	542	1,463	5,443	8,804	2,419	548	2,623	1,120	506	1,589	16,253	118	16,371
供給予備力	383	44	72	267	576	158	36	172	73	33	104	959	41	1,000
供給予備率	5.1	8.1	4.9	4.9	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	6.5	5.9	34.4	6.1
予備力3%確保 に対する余剰分	159	28	28	104	312	86	19	93	40	18	56	471	37	509
【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	7,074	560	1,446	5,068	8,464	2,364	530	2,482	1,092	493	1,503	15,537	173	15,710
(内 電源 I)	(146)	(10)	(40)	(95)	(2)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)		(388)
最大需要電力	6,339	499	1,296	4,544	7,588	2,119	475	2,225	979	442	1,348	13,927	110	14,038
供給予備力	734	61	150	524	876	245	55	257	113	51	156	1,610	62	1,672
供給予備率	11.6	12.1	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.6	56.6	11.9
予備力3%確保 に対する余剰分	544	46	111	388	648	181	41	190	84	38	115	1,192	59	1,251

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
田山 幸彦 東京電力パワーグリッド株式会社 執行役員 系統運用部長
西田 篤史 関西電力送配電株式会社 執行役員 工務部・系統運用部担当
野村 京哉 電源開発株式会社 取締役 常務執行役員
増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 企画部長

(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
日野 由香里 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
吉瀬 周作 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室長
迫田 英晴 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)

(2022年8月現在)

○第77回委員会（2022年9月28日）

（議題）

- ・ 2022年度冬季需給見通しについて

○第78回委員会（2022年10月19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) 2022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)

■ 東京エリアについては、H3気温実績が前提とした厳気象対象年度を上回ったことなどから、今後の電力需給検証において夏季の見通しを検討する際には、2022年度夏季の実績を反映した条件とするよう検討していく。

猛暑H1想定方法		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
対象年度(至近10カ年)		感応度式※1 2021	感応度式※1 2018	感応度式※1 2018	H1/H3比率 2020	H1/H3比率 2019	H1/H3比率 2020	H1/H3比率 2020	H1/H3比率 2020	感応度式※1 2013	H1/H3比率 2017	
気象感応度 (万kW/℃, 万kW/pt, 万kW/%)	想定	4 8	44 11 3	150 45	66	12	92 20	25 12 3	15 5 1	55 22 - ※2	5 2	
	実績	4 2	41 4 3	185 44	76	15	99 24	32 11 3	21 5 1	55 7 2	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	・最高気温 ・前3日平均気温	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	・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	31.2℃ 25.3℃	33.0℃ 32.0℃ 53.0%	35.2℃ 29.1℃	84.3pt	83.3pt	36.1℃ 22.2℃	35.8℃ 35.2℃ 66.4%	34.9℃ 34.2℃ 49.7%	34.8℃ 34.0℃ - ※2	33.0℃ 29.6℃	
	実績	H1	28.9℃ 23.6℃	32.6℃ 33.4℃ 61.0%	36.4℃ 30.1℃	85.1pt	84.9pt	35.6℃ 21.9℃	35.6℃ 34.5℃ 67.5%	34.9℃ 33.9℃ 54.0%	35.1℃ 33.9℃ 69.5%	33.3℃ 30.6℃
		H3平均	29.4℃ 22.8℃	33.0℃ 31.9℃ 59.3%	36.2℃ 30.1℃	85.3pt	84.3pt	35.5℃ 22.1℃	35.6℃ 34.4℃ 67.0%	34.8℃ 34.0℃ 54.3%	34.7℃ 34.0℃ 70.4%	33.4℃ 30.5℃
H3需要 (万kW)	想定	417	1,306	5,379	2,485	495	2,739	1,047	494	1,535	154	
	実績	H1	400	1,377	5,930	2,550	522	2,739	1,060	518	1,569	163
		H3平均	397	1,359	5,854	2,521	513	2,716	1,052	511	1,563	162
H3想定気温(再掲) (℃,pt,%)		31.2℃ 25.3℃	33.0℃ 32.0℃ 53.0%	35.2℃ 29.1℃	84.3pt	83.3pt	36.1℃ 22.2℃	35.8℃ 35.2℃ 66.4%	34.9℃ 34.2℃ 49.7%	34.8℃ 34.0℃ - ※2	33.0℃ 29.6℃	
猛暑H3前提気温等 (℃,pt,%)		35.0℃ 27.7℃ ※1	36.8℃ 33.5℃ 40.1% ※1	37.3℃ 30.4℃ ※1	86.4pt	84.8pt	37.5℃ 22.1℃	36.7℃ 36.6℃ 67.6%	36.0℃ 36.1℃ 48.6%	36.5℃ 35.3℃ ※1	34.3℃ 30.6℃	
猛暑H3想定(万kW)		※1	※1	※1	2,624	513	2,865	1,098	519	※1	162	
H1/H3比率 (5カ年実績平均)		※1	※1	※1	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	※1	1.01	
猛暑H1想定(万kW)		469	1,450	5,752	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	162	
猛暑H1/H3比率(結果) (2022年度夏季想定)		1.12	1.11	1.07	1.07	1.05	1.07	1.06	1.06	1.08	1.06	
H1/H3比率 (2022年度夏季実績)		1.01	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.00	1.00	

※1 北海道、東北、東京、九州エリアは、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。

※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。

(1) 2022年度夏季の電力需要実績

：各エリア最大需要時の需要実績

- 需要実績は、東京・北陸・沖縄の3エリアで猛暑H1需要想定を上回ったが、他のエリアでは8月に気温が低かったことなどから猛暑H1想定を下回り、全国10エリア合計の夏季最大需要実績も猛暑H1想定を下回った。
- 東京エリアは最高気温が猛暑H1想定を下回っているにもかかわらず、最大需要が増加しているため、2022年度夏季の実績を踏まえ、猛暑H1想定に用いる気象要素を見直し、要因分析を行った。

(送電端 万kW)

エリア (万kW)	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
エリア最大需要 発生日時	—	7/29 17:00	8/1 15:00	8/2 14:00	—	8/2 15:00	8/1 15:00	8/3 15:00	8/3 15:00	8/3 14:00	8/2 14:00	—	8/26 14:00	—
需要想定 ^{※1}	7,671	469	1,450	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	17,062	162	17,224
需要実績 ^{※2}	7,707 (7,644)	400 (362)	1,377 (1,352)	5,930 (5,930)	8,958 (8,844)	2,550 (2,532)	522 (508)	2,739 (2,690)	1,060 (1,046)	518 (501)	1,569 (1,569)	16,665 (16,488)	163 (142)	16,828 (16,630)
差分	+ 36	▲ 69	▲ 73	+ 178	▲ 433	▲ 112	+ 4	▲ 178	▲ 49	▲ 8	▲ 89	▲ 397	+ 0	▲ 397
気温影響等	▲ 12	▲ 64	▲ 127	+ 179	▲ 513	▲ 99	▲ 3	▲ 217	▲ 54	▲ 31	▲ 109	▲ 525	▲ 4	▲ 529
DR ^{※3}	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0
その他	+ 48	▲ 4	+ 54	▲ 2	+ 80	▲ 13	+ 7	+ 39	+ 5	+ 23	+ 20	+ 128	+ 4	+ 133

<厳気象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2021年度並み、東北・東京エリアは2018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（2022年6月）における2022年度夏季見通し。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（2022年8月2日 13～14時）の需要実績値。

※3 電源 I '発動によるDRの影響。

※ 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) 2022年度夏季の電力需要実績 ：需要増減の主な要因

■ 気温影響 ▲529万kW

東京・北陸・沖縄の3エリアで事前に想定した猛暑H1需要を上回ったが、他7エリアでは想定よりも下回ったこともあり、全国10エリア合計の夏季最大需要実績は、猛暑H1需要想定を下回る結果となった。

東京エリアは気象影響がH1想定を下回っているため、気象要素の分析を行った。その結果を2023年度夏季のH1需要想定に反映させるよう検討していく。

■ DR + 0

2022年度夏季の各エリア最大需要発生時に電源 I ' 発動はなし。

■ その他 +133万kW

気象影響を除いた残差によるもの。

	実績－想定 (万kW) ※1	差の主な要因
合計	▲ 397	—
気温影響等※2	▲ 529	多くのエリアで今夏気温が想定気温を下回ったことによる影響
DR※3	+ 0	
その他	+ 133	気象影響を除いた残差

※1 実績は10エリアそれぞれの最大需要発生時における需要実績値の合計。想定は10エリアそれぞれの猛暑H1需要（DR考慮前）の合計。

※2 気温影響には日平均気温以外の考慮要素による影響量等を含む。

※3 電源 I ' 発動によるDRの影響量
北海道・東北・東京・中部エリアはエリア最大需要日に電源 I ' を発動しているが、最大需要発生時間帯では発動していない。

※ 需要には太陽光自家消費で賄われた分は含まない。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度夏季の電力供給力実績

：全国最大需要時の供給力実績(8月2日 13～14時)

- 全国最大需要時における10エリア合計の供給力について、2022年度夏季の実績（8月2日 13～14時）と今年6月の電力需給検証で想定した8月の供給力を比較した結果、+314万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定 ^{※6}	実績－想定	差の主な要因
全国合計	18,533	18,219	+ 314	
原子力	688	570	+ 118	高浜・大飯の補修工程見直しによる増
火力	10,820	11,122	▲ 302	計画外停止 ^{※1} ▲ 242(▲2.2%)
				需給停止 ^{※2} ▲ 191
				火力増出力 未実施分 ▲ 36
				その他 ^{※3} 167
水力	1,146	1,202	▲ 57	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	1,543	2,315	▲ 772	需給状況を考慮した日々の運用による減 (計画外停止 ▲55万kW含む)
太陽光 ^{※5}	4,183 [792]	1,942	+ 2,241 [▲1150]	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	107	53	+ 54	
地熱	24	34	▲ 10	
その他 ^{※4}	21	980	▲ 959	

※1 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242÷(実績10,820+計画外停止242+需給停止191)」より算出。

※2 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 補修差等を含む。

※4 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。

※5 括弧内の数値は17～18時の値。想定は太陽光と需要の相関を踏まえた追加供給力を加算。

※6 前回の電力需給検証報告書(2022年6月)における2022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。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度夏季の電力供給力実績 ：火力計画外停止・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461万kWであり、当該日の予備率に与える影響（▲2.8%）は昨夏（▲2.7%）より多い結果となった。
- 老朽火力を2022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、2022年度夏季（7月～8月）実績について発電事業者75社よりデータを収集したところ、発電電力量は121億kWh、設備利用率は24.4%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
最大値	808	8月18日	▲4.9%
平均値	570	—	▲3.4%
全国最大需要時の実績値	461	8月2日	▲2.8%

全国最大需要	日時		最大需要（万kW）	供給力（万kW）	予備率
	8月2日	13時～14時	16,630	18,533	11.4%

	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）	182件	35件	9件	夏季（7月～8月）	121	24.4

※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 2022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) 2022年度夏季の電力供給力実績：原子力供給力実績

- 全国最大需要時（8月2日 13時～14時）における原子力供給力の合計は688万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570万kWを118万kW上回った。
- 主な要因は、高浜3号（83万kW）の稼働、および大飯3号（32.8万kW）の補修差、伊方3号の定格熱出力一定運転による増加（2.4万kW）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
原子力 供給力 (万kW)	①想定※1	0	0	0	0	570	0	0	193	0	85	292	570	0	570
	②実績	0	0	0	0	688	0	0	309	0	88	292	688	0	688
	差分 (②-①)	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 118	+ 0	+ 0	+ 116	+ 0	+ 2	+ 0	+ 118	+ 0	+ 118

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

(2) 2022年度夏季の電力供給力実績 ：火力供給力・火力増出力実績

- 全国最大需要時（8月2日 13時～14時）における火力供給力の合計は10,786万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11,052万kWを266万kW下回った。
- 全国最大需要時（8月2日 13時～14時）における火力増出力の合計は34万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70万kWを36万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
火力 供給力 (万kW)	①想定 ^{※1}	5,151	359	1,402	3,390	5,710	1,703	393	1,449	644	457	1,064	10,862	191	11,052
	②実績	5,020	289	1,232	3,499	5,604	1,567	396	1,489	656	461	1,034	10,624	162	10,786
	差分 (②-①)	▲ 132	▲ 70	▲ 171	+ 109	▲ 106	▲ 136	+ 4	+ 40	+ 13	+ 4	▲ 30	▲ 237	▲ 29	▲ 266

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	30	26	7	5	1	5	2	5	70	0	70
	②実績	31	0	1	30	3	0	0	0	3	0	0	34	0	34
	差分 (②-①)	▲ 13	▲ 0	▲ 12	▲ 0	▲ 23	▲ 7	▲ 5	▲ 1	▲ 2	▲ 2	▲ 5	▲ 36	+ 0	▲ 36

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

(2) 2022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2日 13時～14時）における水力供給力の合計は1,146万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1,202万kWを57万kW下回った。
- 全国最大需要時（8月2日 13時～14時）における揚水供給力の合計は1,543万kWであり、前回の電力需給検証における8月の想定値である2,315万kWを772万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}	431	56	136	238	772	164	162	274	38	56	77	1,202	0	1,202
	②実績	412	64	128	221	733	155	135	282	15	58	89	1,146	0	1,146
	差分 (②-①)	▲ 18	+ 8	▲ 8	▲ 17	▲ 39	▲ 10	▲ 27	+ 8	▲ 23	+ 2	+ 11	▲ 57	+ 0	▲ 57

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}	1,093	79	23	991	1,222	397	10	332	196	68	218	2,315	0	2,315
	②実績	1,045	36	23	986	498	105	0	259	16	25	92	1,543	0	1,543
	差分 (②-①)	▲ 48	▲ 43	▲ 0	▲ 5	▲ 724	▲ 292	▲ 10	▲ 73	▲ 180	▲ 43	▲ 126	▲ 772	+ 0	▲ 772

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

(2) 2022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2日 13時～14時）における太陽光供給力の合計は4,183万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1,942万kWを2,241万kW上回った。
- 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でいた。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324万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	770	23	221	525	1,165	371	53	260	200	114	167	1,935	7	1,942
	②最大需要日 の実績	1,567	64	376	1,127	2,592	707	88	437	410	206	745	4,159	24	4,183
	差分	+797	+40	+155	+602	+1,427	+336	+35	+177	+210	+92	+578	+2,224	+17	+2,241
調整係数 (%)	①調整係数	-	7.8	24.7	25.3	-	24.2	31.7	27.1	26.9	32.1	12.7	-	17.1	-
	②最大需要日 の実績比率	-	30.2	49.9	81.9	-	67.1	72.0	71.9	68.9	66.7	66.4	-	65.1	-
	差分	-	+22.4	+25.2	+56.6	-	+42.9	+40.3	+44.8	+42.0	+34.6	+53.7	-	+48.0	-

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

(2) 2022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2日 13時～14時）における風力供給力の合計は107万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53万kWを55万kW上回った。
- 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、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でいた。

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
風力 供給力 (万kW)	①想定※1	29	6	19	3	24	5	1	6	3	4	4	52	0	53
	②最大需要日 の実績	85	13	65	8	22	7	1	1	1	6	6	107	0	107
	差分	+ 57	+ 7	+ 45	+ 5	▲ 2	+ 1	▲ 1	▲ 4	▲ 3	+ 2	+ 2	+ 55	0	+ 55
調整係数 (%)	①調整係数	-	11.3	10.7	4.7	-	12.1	7.5	12.2	8.9	14.5	6.7	-	14.7	-
	②最大需要日 の実績比率	-	22.2	36.3	18.6	-	17.8	4.3	6.3	1.7	25.7	10.1	-	14.0	-
	差分	-	+ 10.9	+ 25.6	+ 13.9	-	+ 5.7	▲ 3.2	▲ 5.9	▲ 7.2	+ 11.2	+ 3.4	-	▲ 0.7	-

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

(2) 2022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2日 13時～14時）における地熱供給力の合計は24万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34万kWを10万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	18	1	17	0	17	0	0	0	0	0	17	34	0	34
	②最大需要 日の実績	12	0	12	0	12	0	0	0	0	0	12	24	0	24
	差分	▲ 5	▲ 1	▲ 5	+ 0	▲ 5	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	▲ 5	▲ 10	+ 0	▲ 10

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

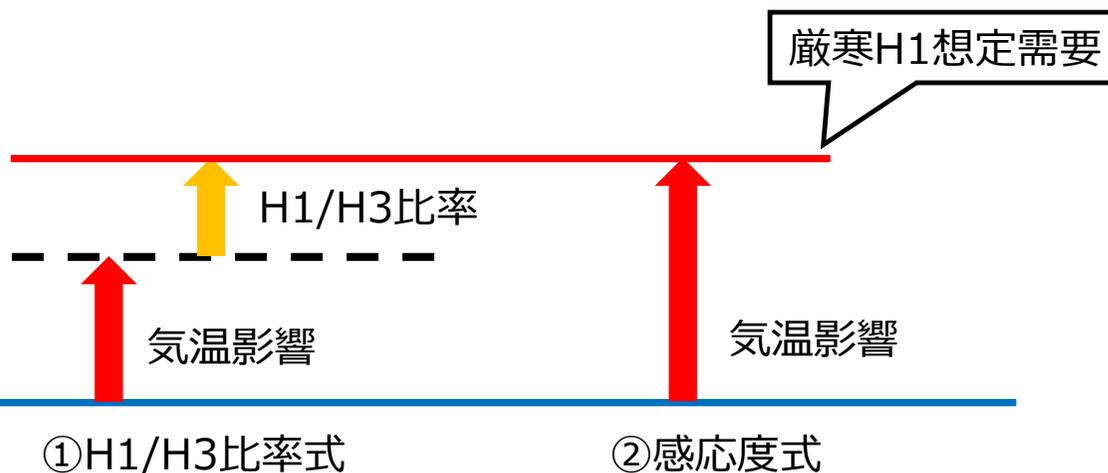
※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ：需要想定イメージ

- 供給計画の需要想定をベースに、これまでの冬季の電力需給検証と同様に、気温が低くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も厳寒だった年度並みの気象を前提とした需要（厳寒H1需要）を想定する（図1）。具体的には、北海道エリアについては2018年度並み、東北・中部・関西・中国エリアについては2017年度並み、東京エリアについては2021年度並み、北陸・四国・九州エリアは2020年度並み、沖縄エリアについては2015年度並みを想定する。

● 供給計画をベースとする需要想定イメージ

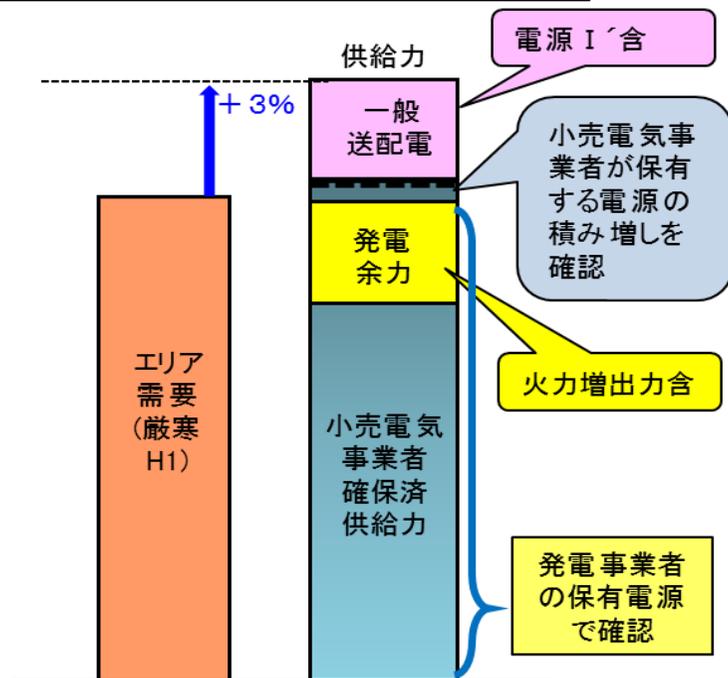
ベース需要（H3需要）
過去5～10年の需要実績（気温補正後）や負荷率等から平均的なH3需要を想定



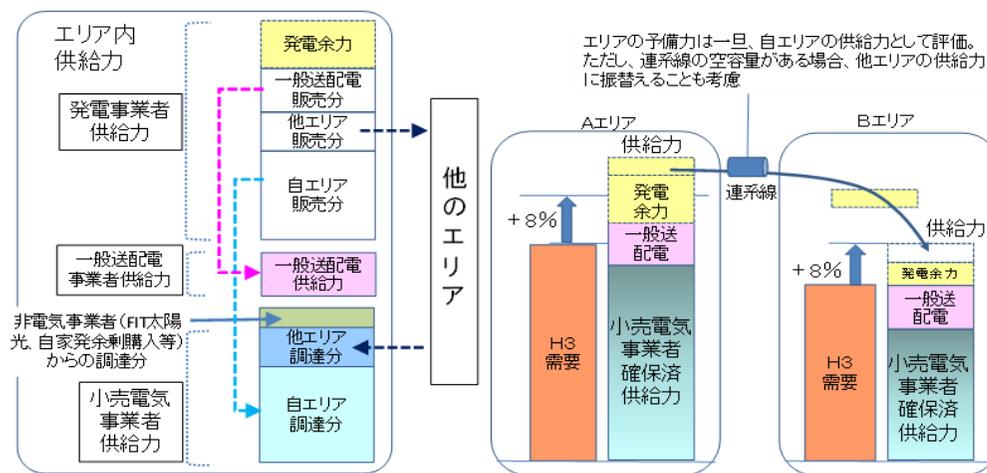
(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ：供給力の計上方法

- エリア内の供給力は、小売電気事業者及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、kW公募等により確保した追加供給力分を加えた量を供給力として見込むこととする。
- 保安の観点から必要な定期点検やその他の作業により停止しているものは供給力として見込まない。
- 小売電気事業者及び発電事業者が保有する電源は発電所所在エリア内の供給力として計上し、相对契約等で連系線を介した取引がある場合は、その分を取引先エリアの供給力として振替える。
- 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、各エリアの予備率が均平化するように供給力を振り替えて評価する。

厳寒H1需要想定時の供給力積み上げ



【参考】供給計画における供給力積み上げ

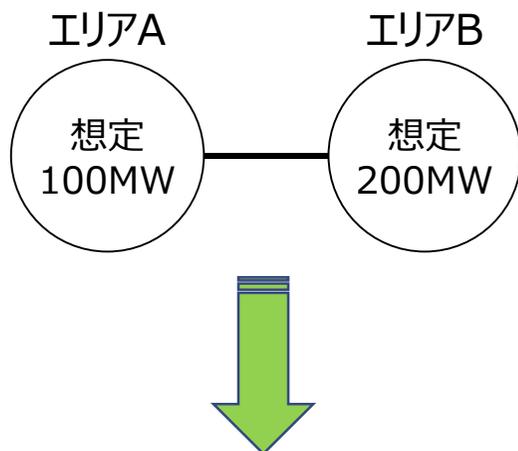


(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ：不等時性

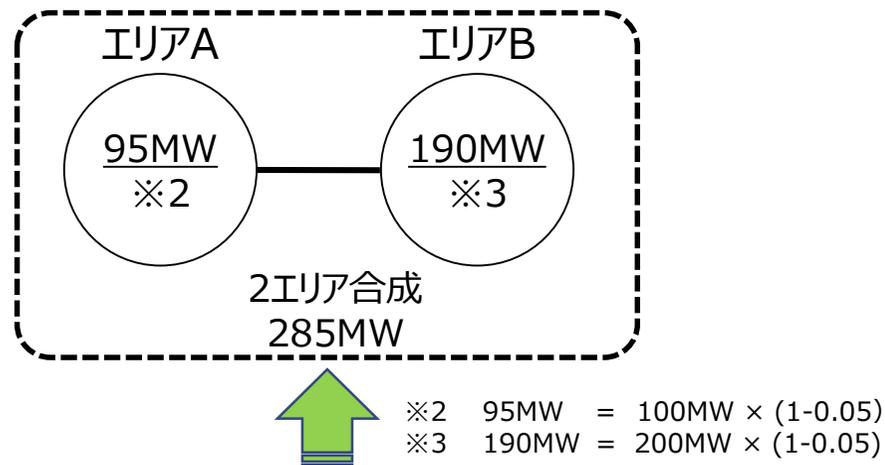
- 2018年度以前は、すべてのエリアで厳気象H1需要が同時発生することを前提に検証してきたが、過去の最大需要の実績より、各エリアで最大需要を記録する日時が必ずしも一致していない点（不等時性）を考慮して需給バランスを検証する。
- この不等時性を考慮する際には、対象となる複数エリアで同時間帯の需要を想定する必要があるが、これまでの各エリアの厳気象H1需要を継続的に活用する観点から、①～③の方法で考慮する。
 - ① ブロックの設定
 - ・ 不等時性を考慮するエリアのまとめ（以下、「ブロック」とする）を設定する。ブロックについては予め決めておくのではなく、需給バランスに係るデータ集約後、エリア間の供給力移動（予備率均平化）を実施して連系線制約の顕在化の有無を確認して決定する。
 - ② 需要減少率の算定
 - ・ 「ブロックの最大需要」と「ブロックを構成する各エリアの最大需要の合計」より、ブロックとして見た需要とエリア単位で見た需要の合計との差を算出し、その差分の比率（以下、「需要減少率」とする）をブロックごとに求める。
 - ③ 不等時性考慮後の厳気象H1想定需要
 - ・ ブロックを構成する各エリアの厳気象H1想定需要に、ブロックの需要減少率分だけ需要を割り引く。

(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ： 不等時性考慮のイメージ

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定



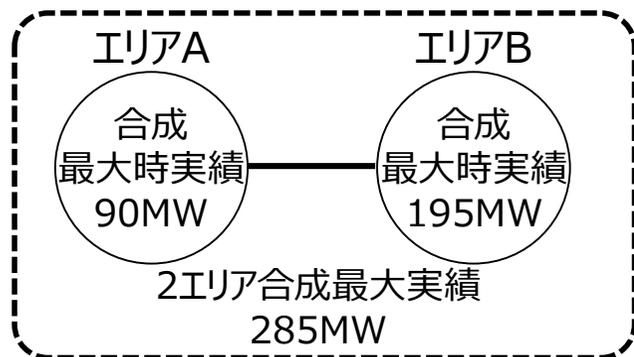
【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に (1-需要減少率) を乗じて算出



$$\begin{aligned} \text{※2} \quad 95\text{MW} &= 100\text{MW} \times (1-0.05) \\ \text{※3} \quad 190\text{MW} &= 200\text{MW} \times (1-0.05) \end{aligned}$$

【ステップ2】需要減少率を算出 (※1)

⇒ A・Bの2エリア合計の最大需要実績 (合成最大需要実績) と、A・Bそれぞれのエリアの最大需要実績の合計より算出



※1

$$\text{需要減少率} = 1 - \left[\frac{\text{ブロックの合成最大需要実績}}{\text{各エリアの最大需要実績の合計}} \right]$$

左図の場合、需要減少率は

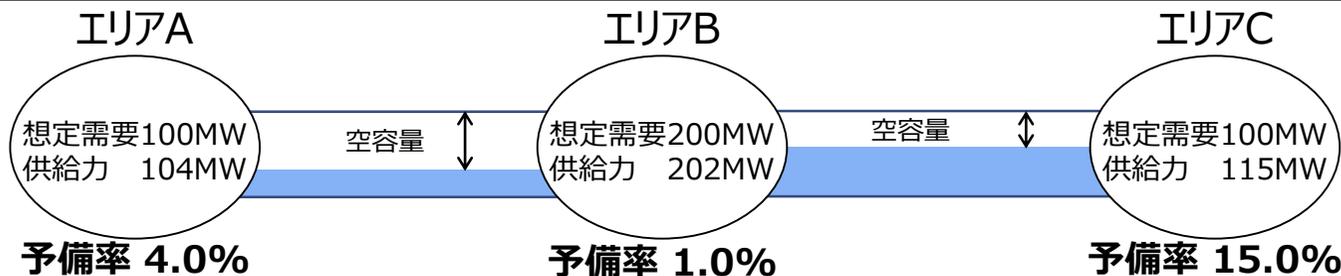
$$1 - (90 + 195) / (100 + 200) = 0.05$$

※ エリアA単独の最大需要実績は100MW
エリアB単独の最大需要実績は200MW

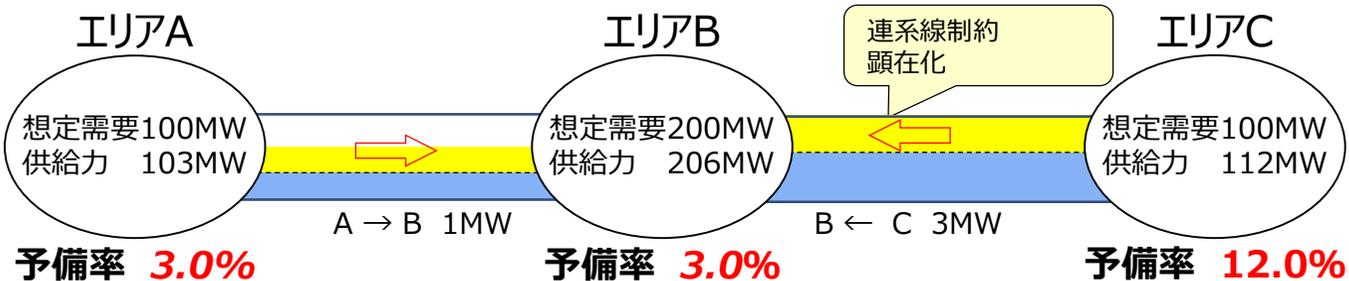
(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ：ブロック分けのイメージ

【ステップ1】 各エリア不等時性・連系線活用を考慮せず※1 需給バランスを集約

※1 契約等に基づく、事業者計画分は考慮

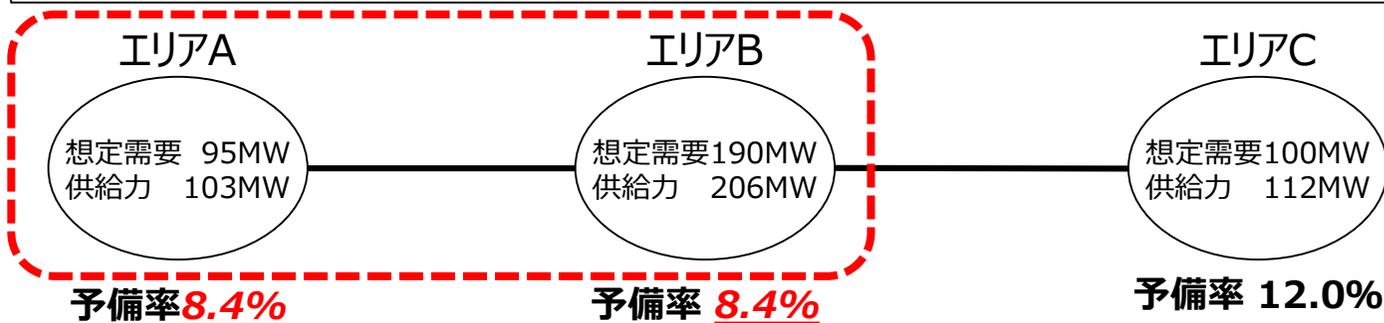


【ステップ2】 各エリア連系線を活用して予備率を均平化



【ステップ3】 連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化し、不等時性を考慮※2

※2 仮に、ステップ3でブロックABの予備率がエリアCを上回る場合には、再度、ABCのブロック化などの別案について検討する。



- ・エリアCからのこれ以上の応援が期待できないことから、A,Bエリアをブロックとして、評価。
- ・エリアA,Bをブロックとした場合の需要減少率が0.05であれば、均平化後の予備率が3.0%から8.4%となる。

【不等時性考慮】

エリアA 想定需要 $100\text{MW} \times (1 - 0.05) = 95\text{MW}$

エリアB 想定需要 $200\text{MW} \times (1 - 0.05) = 190\text{MW}$

(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ：計画外停止率

- 計画段階で計上した供給力は、実運用段階で計画外停止等により減少する可能性が考えられる。そのため、供給力はあらかじめ計画外停止による減少分（2.6%）を考慮して評価する。

(参考) 計画外停止率について

47

- 2018年度夏季の需給検証で見込んだ供給力の電源種別の比率は、火力70%、揚水12%、水力（揚水以外）6%、太陽光7%、原子力1%、風力・地熱他※4%であり、火力発電がほとんどを占めている。供給力合計17,896万kWに対し、仮に、2.6%を適用した場合の供給力減少量は、465万kWとなる。
- なお、過去の全国最大需要日においては、太陽光や風力発電の実績が想定より大きくなる傾向が見られることから、今後、その扱いについて検討していく。

※ 電源種別不明分を含む。

計画外停止率

		2017年度 調査結果
水力	自流式・調整池式	3.7%
	貯水式	0.7%
	揚水	1.0%
	火力	2.6%
	原子力	2.6%
再生 エネ	風力	-
	太陽光	-
	地熱	2.6%

※EUE算定に対応した計画外停止率の調査結果
（火力・水力については2014～2016年度の3カ年実績から算定。
原子力、地熱については、火力値を準用。）

※詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果（2018.3.5）参照

過去の全国最大需要時の計画外停止の状況

季節	年度	計画外停止※1 (万kW)	供給力合計の 実績－想定※2 (万kW)
夏季	2018	▲500	+891 (+1,336)
	2017	▲164	+970 (+1,064)
冬季	2017	▲465	▲56 (+143)
	2016	▲304	▲167 (+106)

※1 火力以外も含む。

※2 火力需給停止分は供給力に含む。また（ ）内は太陽光・風力の実績と想定との差分。
電力需給検証報告書(2017年4月、10月、2018年5月、11月)をもとに作成

(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ：電源 I'

- 電源 I' はあらかじめ供給力として見込む。
- 電源 I' については電源分・ディマンドリスポンス (DR) 分ともに供給力側でカウントとする。

電源 I' の主な確保目的

6

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、国からの特別な要請に基づく節電に期待する（場合によっては計画停電に至る）といった状況に陥らないようにすることを主な目的とした供給力等として、原則、一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する※¹。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段として、公募のうえ確保する。

※¹ この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

電源Ⅰ'必要量

7

- 各エリアの電源Ⅰ'必要量は次式による。

<沖縄以外のエリア>

$$\text{電源Ⅰ'} = \text{最大3日平均電力} \times 3\%$$

<沖縄エリア>

$$\begin{aligned} \text{電源Ⅰ'} &= \text{最大3日平均電力} \times 5.2\% \\ &= 70\text{MW} \end{aligned}$$

- ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2021年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 2022年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、最大3日平均電力を2022年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
- ※ 次年度に電源Ⅰまたは電源Ⅱとして契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源Ⅰ'の募集量から控除できる。

※ 算定においては、離島分を除いて算定する

(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ：夏季と冬季の電源 I ' 必要量算定イメージ

供給信頼度評価の見直しを踏まえた
全体としての電源 I ' の必要量の考え方について

検討の方向性

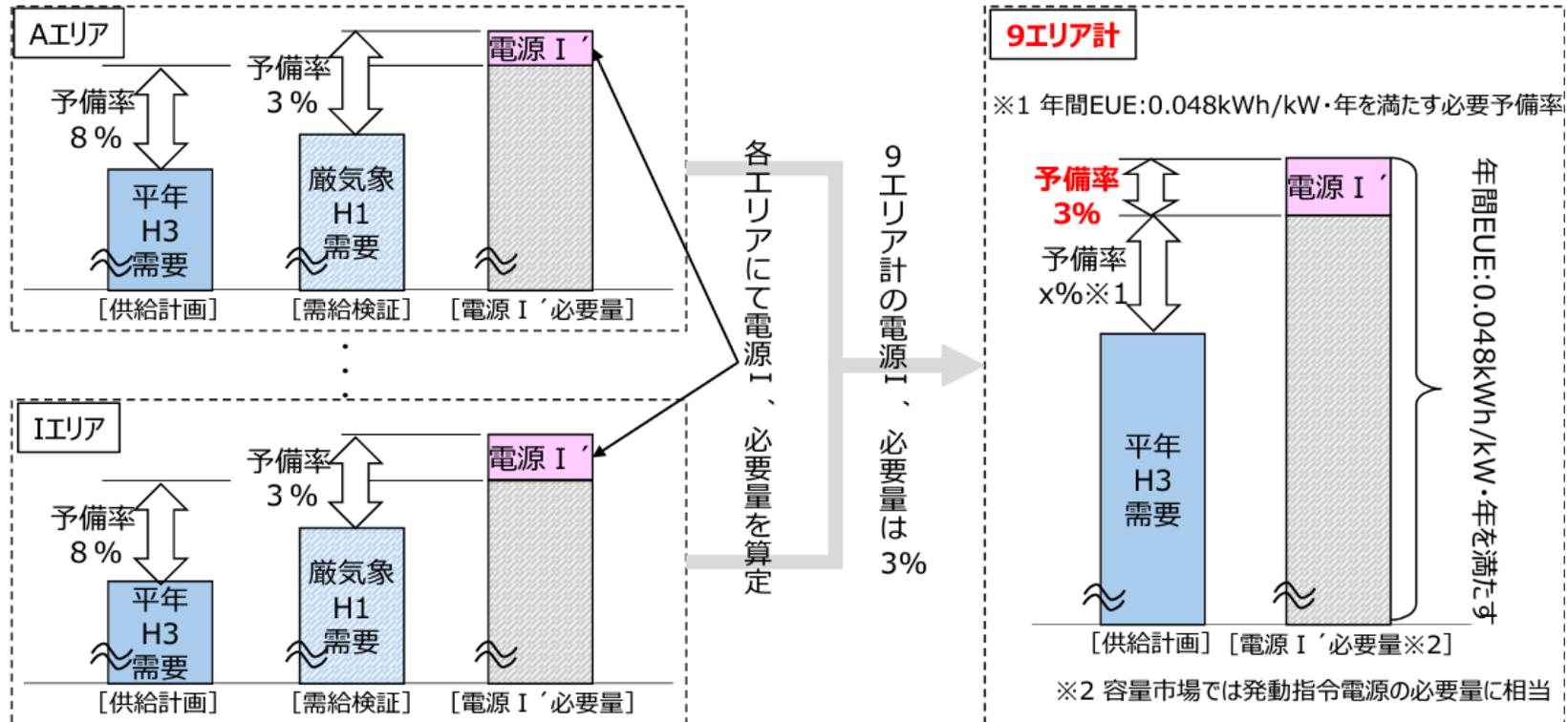
全体の電源 I ' の必要量をどう考えるか

各エリアの電源 I ' の必要量をどう考えるか

【P.17】

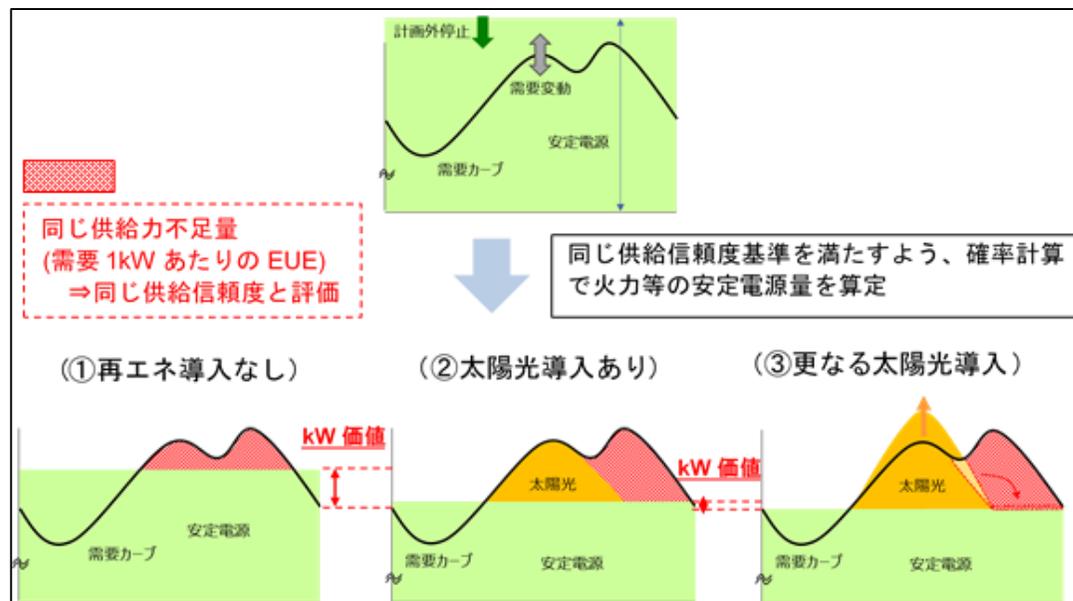
第60回委員会 資料4

- これまでの調整力公募では、電源 I ' の必要量については、各エリアのH3需要およびH1需要等を踏まえてエリア毎に算定していたところ。他方で、容量市場においては、電源 I ' 相当の発動指令電源を3%として、年間EUE基準を踏まえた供給信頼度を満たす範囲で、必要供給力を全国(9エリア)で調達している。
- 供給信頼度評価方法を、各エリアのピーク時の予備率評価から、年間EUE基準を踏まえた評価に見直したことを踏まえ、**電源 I ' の必要量としては、年間EUE基準を満たす範囲にて全国(9エリア計)で3%となる**と考えられるか。

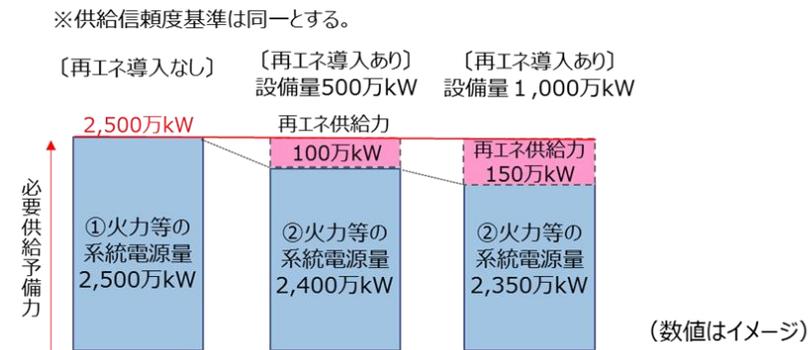


：再エネ供給力のEUE算定による火力等の安定電源代替価値について

- 従来、冬季は、最大需要発生時に予備率が低くなり、需給が厳しくなる傾向であった。そのため、再エネ供給力は、これまで過去発電実績データを基とする「L5値」を用いて評価していた。しかし、近年は、再生可能エネルギーの普及に伴い、太陽光発電の供給力が減少する夕刻から夜間の点灯ピーク帯の方が、予備率が厳しい現状にある。したがって、2020年度より最大需要発生時だけではなく、8760時間(365日×24時間)を対象に適切な評価ができる手法（EUE算定）に変更した。その手法では、再生可能エネルギーを火力等の安定電源に代替したkW価値を求める「調整係数」によって評価を行う。2022年度冬季についても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いる。
- 太陽光、風力、自流式水力の再エネ供給力(kW価値)評価は、各月の再エネ導入なしと導入ありの各々の必要供給力の差として算出している。算出結果は調整係数として、本機関ホームページで公表している。



【再エネ供給力の評価イメージ】



再エネ導入設備量1,000万kWのときの調整係数：15%

(150万kW/1,000万kW=0.15)

○ 調整係数は本機関で公表

○ 設備量×調整係数として供給力を算出

3 稀頻度リスク対応として必要な供給力の算定

60

- 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。
 - a. 単機最大ユニット脱落
 - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - c. N-1送電線故障
- 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、総じて平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないかと。
- なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいては別途検討することでどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

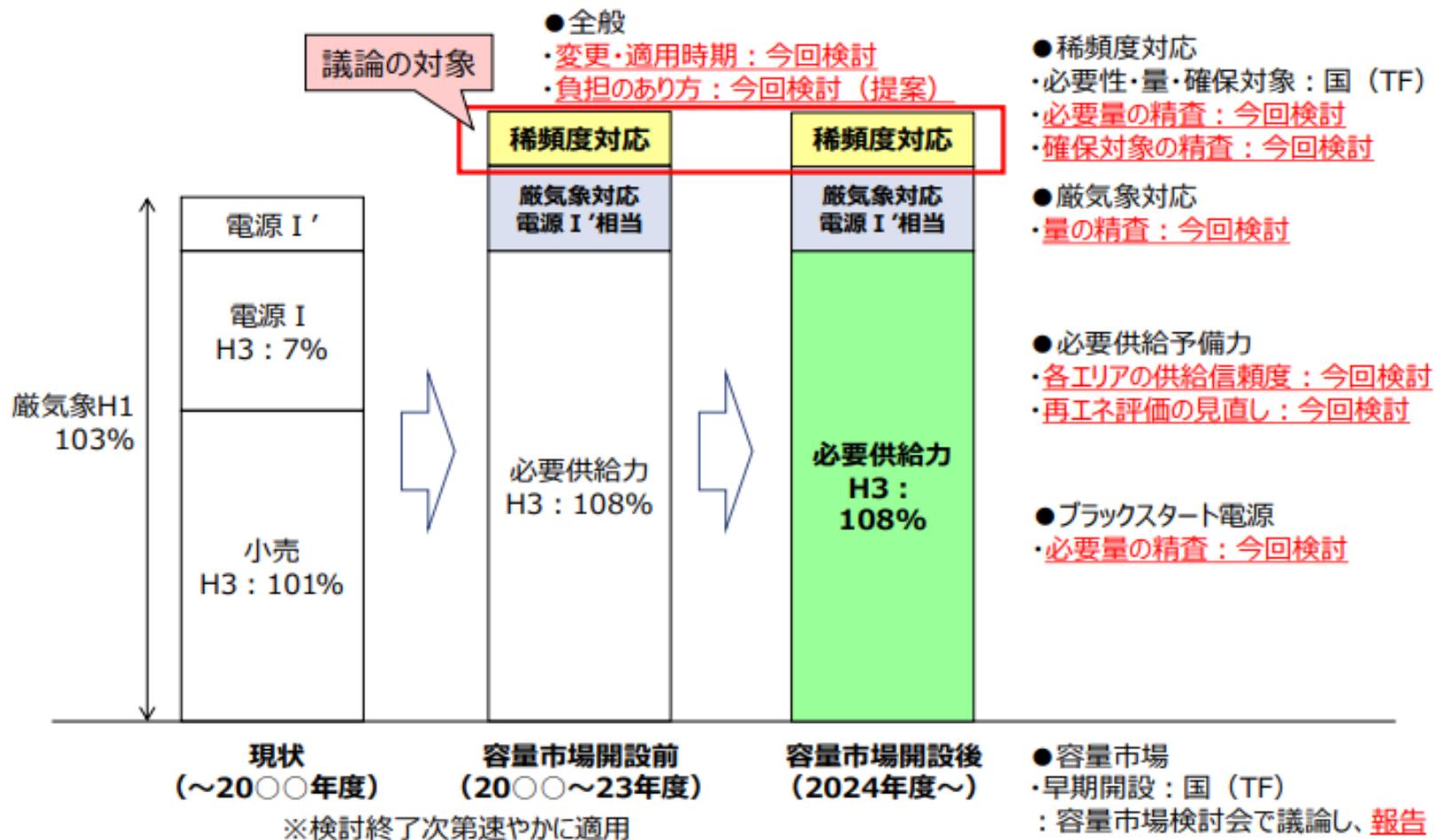
『むしろ世の中としては、なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が来ているのだろうと思うが、現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのかということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

(3) 2022年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 ：稀頻度リスク②

本日の議論の対象 (② 更なる供給力等の対応力確保策の検討)

出所) 第1回電力レジリエンス等に関する小委員会 (2018年12月18日) 資料3-2をもとに作成
https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_01_shiryuu.html

(2) 本小委員会での審議内容



(余白)

(4) 2022年度冬季の需要見通し

: 2022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。

2022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	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式※1	H1/H3比率
対象年度 (至近10か年)	2018	2017	2021	2017	2020	2017	2017	2020	2020	2015
気温感応度 (万kW/℃,万kW/mm)	-8 11	-30	-79 -31	-34	-10	-51	-22	-8	-35	-4
気象考慮要素	・日平均気温 ・降水量	日平均気温	・最大発生時気温 ・前3日平均気温	日平均気温 (最大3日日平均気温実績)	日平均気温 (最大3日日平均気温)	日平均気温	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)	-5.6℃ 0.47mm	-1.6℃	2.6℃ 4.8℃	1.3℃	0.2℃	3.0℃	2.1℃	6.8℃	3.2℃	14.6℃
供給計画 H3需要 (万kW)	499	1,369	4,765	2,342	511	2,515	1,040	461	1,464	102
厳寒H3 前提気温等 (℃,mm)	-11.5℃ 0mm ※1	-4.4℃	4.5℃ 0.3℃ ※1	-0.5℃	-1.6℃	1℃	-0.5℃	4.4℃	-1.0℃ ※1	10.7℃
厳寒H3需要 (万kW)	※1	1,467	※1	2,404	545	2,617	1,110	503	※1	116
算定に用いた H1/H3比率	※1	1.01	※1	1.02	1.02	1.01	1.02	1.02	※1	1.02
厳寒H1需要 (万kW)	542	1,484	5,443	2,449	555	2,655	1,134	512	1,609	119
厳寒H1/H3比率 (結果)	1.09	1.08	1.14	1.05	1.09	1.06	1.09	1.11	1.10	1.16

※1 北海道、東京、九州エリアは、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。

- 原子力発電については、3エリア854万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,976万kW（1月）を見込む。
 - ① 長期停止から再稼働している火力発電
東日本大震災以降に行われてきた長期停止火力発電設備の再稼働分として、2022年度冬季は1エリア1機を供給力として見込む。
 - ② 緊急設置電源について
東日本大震災以降導入されてきた緊急設置電源は、2022年度冬季（1月）は関西エリアで6万kW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。2022年冬季（1月）は9エリア110万kWが可能であることを確認した。
- 水力発電については、9エリア1,008万kW（1月）を見込む。
- 揚水発電については、9エリア2,027万kW（1月）を供給力として見込む。
- 再生可能エネルギー（太陽光・風力・地熱）については、10エリアで537万kWを見込む。
 - ① 太陽光発電
10エリア321万kW（1月）を見込む。
 - ② 風力発電
10エリア179万kW（1月）を見込む。
 - ③ 地熱発電
3エリア37万kW（1月）を見込む。
- 2022年度冬季追加供給力公募および事業者との個別協議による供給力について、東日本エリアで131万kW、西日本エリアで186万kWを見込むこととする。

(5) 2022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、供給力に見込むこととする。
- 原子力発電については、3エリア854万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,976万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。2022年冬季（1月）は9エリア110万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	470	0	85	299	0	854

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)	437	1,568	3,643	1,814	401	1,567	807	465	1,114	162	11,976

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)	6	16	34	7	9	15	6	5	11	0	110

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(5) 2022年度冬季の供給力見通し ：長期停止から再稼働している火力

- 東日本大震災以降に行われてきた長期停止火力発電設備の再稼働分として、2022年度冬季は1エリア1機を供給力として見込む。

長期停止から再稼働している火力

エリア	発電所・号機	定格出力	種別	運転年数
中部	知多第二2号GT	15万kW	LNG	26年
	合計	15万kW		

(5) 2022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1,008万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点検を織り込み、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)		52	125	192	118	148	241	31	46	55	-	1,008
内訳	自流式 (万kW)	31	116	159	111	45	160	31	33	46	-	731
	貯水池式 (万kW)	20	10	33	7	103	81	0	13	9	-	276
調整係数(%)		26.8	37.4	35.1	25.7	32.7	33.5	31.5	22.9	20.8	-	-

※ 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「2022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・L5出力比率一覧表」参照。
https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/202111_choseikeisu_l5_ichiran.pdf

(5) 2022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2,027万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)	80	46	1,140	410	11	513	211	68	229	-	2,709
揚水供給力 (万kW)	78	36	891	341	11	283	153	36	197	-	2,027
【参考】調整係数(%) (運転継続時間8h)	93.2	93.7	86.3	89.3	94.8	89.3	92.9	93.7	93.1	-	-
【参考】調整係数(%) (運転継続時間4h)	72.4	83.0	56.5	66.1	79.9	64.4	75.8	80.1	77.0	-	-

※ 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「2022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・L5出力比率一覧表」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/202111_choseikeisu_I5_ichiran.pdf

(5) 2022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321万kW（1月）を見込む。
- 風力については、10エリア179万kW（1月）を見込む。
- 地熱については、3エリア37万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	49	61	80	4	35	38	21	29	1	321
調整係数(%)	1.2	6.0	3.6	7.8	3.0	5.0	5.9	6.8	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)	16	87	11	14	4	10	9	12	16	1	179
調整係数(%)	23.9	44.1	23.6	32.8	24.2	33.1	24.4	43.3	24.6	39.8	-

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力 (万kW)	1	17	0	0	0	0	0	0	18	0	37

※ 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「2022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・L5出力比率一覧表」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/202111_choseikeisu_I5_ichiran.pdf

【参考資料】電力需給ひっ迫注意報発令日（6月27～30日）の
全国需給実績について

(1) 電力需給ひっ迫注意報発令期間中の全国最大需要発生時間帯の 67 電力需給実績(6月30日 14~15時)

- 6月27日～6月30日は記録的な暑さにより需要が増加し、東京エリアの予備率が5%を下回ることが想定されたことから、電力需給ひっ迫注意報が発令された。注意報発令中の全国最大需要発生時間帯は、全エリアで予備率8%を確保していた。
- また、全国予備率最小断面においても、予備率5%を確保していた。

エリア	実績				
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}
北海道	6月30日 (木)	14~15時 [18~19時]	329	436	32.3% [14.1%]
東北			1,256	1,477	17.6% [9.9%]
東京			5,487	6,008	9.5% [7.1%]
中部			2,450	2,670	9.0% [9.0%]
北陸			491	537	9.2% [9.8%]
関西			2,605	2,821	8.3% [5.1%]
中国			962	1,088	13.1% [8.5%]
四国			473	593	25.5% [12.7%]
九州			1,490	1,762	18.3% [7.5%]
全国9エリア			15,543	17,393	11.9% [7.8%]
沖縄			136	186	36.9% [28.1%]
全国10エリア			15,679	17,579	12.1% [8.0%]

※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 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)

※ 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) 電力需給ひっ迫注意報発令中のエリア最大需要発生時間帯の電力需給実績

- 需給ひっ迫注意報発令中（6月27日～6月30日）のエリア最大需要発生時間帯では全エリアで予備率8%以上を確保していたが、エリア最小予備率時間帯では、東京エリアの最小予備率が3%を下回り、追加供給対策および節電効果により安定運用を維持した。

エリア	実績				
	最大需要日	時間※1	最大需要【万kW】	供給力※2【万kW】	予備率※1
北海道	6月28日(火)	11～12時 [9～10時]	354	398	12.4% [8.9%]
東北	6月29日(水)	14～15時 [17～18時]	1,259	1,478	17.4% [8.8%]
東京	6月30日(木)	14～15時 [8～9時]	5,487	6,008	9.5% [2.8%]
東3エリア	—	—	7,100	7,884	11.0% [7.7%]
中部	6月30日(木)	14～15時 [16～17時]	2,450	2,670	9.0% [8.7%]
北陸	6月30日(木)	14～15時 [13～14時]	491	537	9.2% [8.9%]
関西	6月30日(木)	14～15時 [17～18時]	2,605	2,821	8.3% [4.2%]
中国	6月30日(木)	13～14時 [18～19時]	965	1,085	12.4% [8.5%]
四国	6月30日(木)	14～15時 [18～19時]	473	593	25.5% [12.7%]
九州	6月30日(木)	14～15時 [19～20時]	1,490	1,762	18.3% [6.9%]
中西6エリア	—	—	8,474	9,468	11.7% [7.7%]
全国9エリア	—	—	15,574	17,352	11.4% [8.3%]
沖縄	6月27日(月)	15～16時 [19～20時]	153	188	23.1% [20.7%]
全国10エリア	—	—	15,726	17,540	11.5% [8.5%]

※1 括弧内は、各エリアの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 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）

※ 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。

(3) 電力需給ひっ迫注意報発令中のエリア最大需要発生時間帯の 需要実績

- 需要実績は、6月下旬の記録的な暑さにより、全国的に夏季重負荷期並みの高需要となった。
- 東京エリアは6月27日～6月30日の需給状況が厳しく、電力需給ひっ迫注意報が発令されたが、追加供給力対策および節電効果により、安定運用を維持した。

	エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	全国 10エリア
6月 ※1	需要実績[万kW]	357	1,259	5,487	2,450	491	2,605	965	473	1,490	150	15,678
	最高気温[℃]※2	22.0	34.4	36.4	37.9	37.2	34.9	33.6	34.6	34.8	32.3	
	発生日	6月29日	6月30日	6月30日	6月30日	6月29日	6月30日	6月30日	6月30日	6月30日	6月27日	6月30日
	7月H1比	0.89	0.95	0.99	0.99	0.99	0.96	0.97	0.94	0.96	0.93	0.99
	8月H1比	0.90	0.91	0.93	0.96	0.94	0.95	0.91	0.91	0.95	0.92	0.94
7月	需要実績[万kW]	400	1,326	5,546	2,471	497	2,704	994	501	1,553	161	15,897
	最高気温[℃]※2	28.9	29.2	37.0	38.4	33.3	37.0	36.4	35.9	35.7	33.2	
	発生日	7月29日	7月29日	7月1日	7月1日	7月29日	7月26日	7月1日	7月26日	7月28日	7月22日	7月1日
8月	需要実績[万kW]	395	1,377	5,930	2,550	522	2,739	1,060	518	1,567	163	16,630
	最高気温[℃]※2	30.5	33.4	35.9	37.5	35.8	35.8	35.2	36.9	36.9	33.3	
	発生日	8月9日	8月1日	8月2日	8月2日	8月1日	8月3日	8月3日	8月3日	8月3日	8月2日	8月26日

※1 6月は電力需給ひっ迫注意報発令期間（6月27日～6月30日）

※2 最高気温は札幌、仙台、東京、名古屋、富山、大阪、広島、高松、福岡、那覇の値。
気象庁HP <https://www.data.jma.go.jp/obd/stats/etrn/index.php>

※ 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。