第 2 号議案

電力需給検証結果の取りまとめについて

（案）

2021 年度冬季需給実績及び 2022 年度夏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 6 月 1 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。

別紙

電力需給検証報告書

2022年5月
電力広域的運営推進機関

目次

電力需給検証報告書の取りまとめ
（１）電力需給検証の概要
（２）2021年度冬季の電力需給実績の検証
【参考】需要実績（kWh）について
（３）2021年度冬季の電力需給実績の検証のまとめ
（４）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（概要）
（５）2022年度夏季の電力需給の見通し
（６）2022年度夏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）2021年度冬季の電力需要実績
（２）2021年度冬季の電力供給力実績
（３）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方
（４）2022年度夏季の需要見通し
（５）2022年度夏季の供給力見通し

【参考資料】需給ひっ迫警報発令日の実績について

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

■ 2021年度冬季の電力需給実績
2021年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。

■ 2022年度夏季の電力需給見通し
猛暑となった場合の需要の想定、及び安定的に見込める供給力の積み上げを行い、安定供給が可能かどうか、需給バランスを検証した。なお、今夏に向けたkW公募については、現時点で落札量を見通すことが難しいことから、今回の見通しに反映していない。
また、明治用水頭首工の漏水に伴う碧南火力・武豊火力の出力制約などの影響については現時点で見通せておらず、今回の見通しには反映していない。

電力需給検証※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等を反映
電力需給バランスの検証	猛暑・厳寒H1需要に対して予備率3%の確保の確認 ※ 電力需給検証は、東日本大震災以降の電力需給に関する状況を踏まえ、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近３ケ月前を目安に、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かを検証するもの

※ 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）2021年度冬季の電力需給実績の検証
：全国最大需要時の電力需給実績(1月14日 9～10時)

■ 2021年度冬季の全国最大需要時において、各エリアとも予備率3%以上を確保し、安定供給を保った。

エリア	実績					厳寒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	1月14日（金）	9～10時[18～19時]	483	583	20.8%[25.6%]	536	582(74)	8.7%
東北			1,448	1,691	16.8%[12.4%]	1,445	1,570(48)	8.7%
東京			4,736	5,185	9.5%[10.5%]	5,332	5,504(120)	3.2%
中部			2,448	2,640	7.8%[6.3%]	2,341	2,483(53)	6.1%
北陸			532	590	11.0%[11.6%]	527	559(6)	6.1%
関西			2,540	2,716	7.0%[9.3%]	2,531	2,685(82)	6.1%
中国			1,044	1,127	7.9%[7.6%]	1,106	1,174(27)	6.1%
四国			453	496	9.6%[9.6%]	498	528(7)	6.1%
九州			1,344	1,653	23.0%[6.3%]	1,587	1,683(49)	6.1%
全国9エリア			15,027	16,682	11.0%[9.8%]	15,902	16,768(465)	5.4%
沖縄			91	150	64.8%[51.4%]	120	164(0)	36.7%
全国10エリア			15,118	16,833	11.3%[10.0%]	16,021	16,932(465)	5.7%

※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（2021年10月）における2021年度冬季見通し、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）2021年度冬季の電力需給実績の検証
：全国最大需要時の供給力実績(1月14日 9～10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、2021年度冬季の実績（1月14日 9～10時）と昨年10月の電力需給検証で想定した1月の供給力を比較した結果、▲405万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	16,833	17,237	▲ 405		
原子力	888	832	＋ 56		川内・玄海の定格熱出力一定運転による増
火力	11,383	11,886	▲ 503	計画外停止※1 ▲ 184（▲1.6%） 需給停止※2 ▲ 64 火力増出力未実施分 ▲ 107 その他※3 ▲ 148	計画外停止等による減
水力	844	999	▲ 155		出水状況および貯水池運用による減（計画外停止　▲6万kW含む）
揚水	1,433	1,975	▲ 542		需給状況を考慮した日々の運用による減（計画外停止　▲6万kW含む）
太陽光	1,731 [0]※5	255	＋ 1,476 [▲255]※5		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	271	209	＋ 62		
地熱	31	32	▲ 1		
その他※4	252	1,050	▲ 798		

※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184÷（実績11,383+計画外停止184+需給停止64）」より算出。計画外停止の数値は前回の電力需給検証報告書（2021年10月）の見通しとの差。
※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18～19時の値
※6　前回の電力需給検証報告書（2021年10月）における2021年度冬季見通し。供給力は計画外停止率を考慮していない値。
※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（２）2021年度冬季の電力需給実績の検証
：各エリア最大需要時の電力需給実績

■ 各エリアの最大需要発生時においても、各エリアとも予備率3%以上を確保し、安定供給を保った。
■ 東北・東京・中部・北陸エリアについては、事前に想定した厳寒H1需要を上回った。

エリア	実績					厳寒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	1月11日（火）	13～14時[11～12時]	501	599	19.6%[14.7%]	541	598(74)	10.5%
東北	1月18日（火）	9～10時[18～19時]	1,483	1,691	14.1%[8.1%]	1,459	1,613(48)	10.5%
東京	1月6日（木）	16～17時[8～9時]	5,374	5,606	4.3%[3.2%]	5,332	5,586(120)	4.8%
東3エリア	—	—	7,358	7,896	7.3%[5.8%]	7,331	7,796(242)	6.3%
中部	1月14日（金）	9～10時[18～19時]	2,448	2,640	7.8%[6.3%]	2,370	2,550(53)	7.6%
北陸	2月17日（木）	10～11時[9～10時]	549	592	7.9%[6.9%]	533	562(6)	5.4%
関西	1月14日（金）	9～10時[9～10時]	2,540	2,716	7.0%[7.0%]	2,562	2,756(82)	7.6%
中国	2月17日（木）	9～10時[18～19時]	1,071	1,192	11.2%[8.2%]	1,120	1,181(27)	5.4%
四国	2月17日（木）	9～10時[6～7時]	495	543	9.8%[9.8%]	504	531(7)	5.4%
九州	2月17日（木）	18～19時[18～19時]	1,470	1,546	5.1%[5.1%]	1,607	1,693(49)	5.4%
中西6エリア	—	—	8,572	9,229	7.7%[7.7%]	8,697	9,274(223)	6.6%
全国9エリア	—	—	15,930	17,125	7.5%[7.4%]	16,028	17,069(465)	6.5%
沖縄	1月13日（木）	18～19時[18～19時]	102	144	40.5%[40.5%]	120	168(0)	40.3%
全国10エリア	—	—	16,033	17,269	7.7%[7.6%]	16,148	17,237(465)	6.7%

※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（2021年10月）における2021年度冬季見通し、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）2021年度冬季の電力需給実績の検証
：各エリア最大需要時の需要実績

■ 需要実績は、東北・東京・中部・北陸の4エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、他のエリアでは厳寒想定気温よりも気温が高かったことなどから厳寒H1需要を下回った。

■ なお、東京エリアの需要については、DRや供給電圧調整を実施後の実績である。

（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	－	1/11 14:00	1/18 10:00	1/6 17:00	－	1/14 10:00	2/17 11:00	1/14 10:00	2/17 10:00	2/17 10:00	2/17 19:00	－	1/13 19:00	－
需要想定※1	7,331	541	1,459	5,332	8,697	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	16,028	120	16,148
需要実績※2	7,358 (6,667)	501 (483)	1,483 (1,448)	5,374 (4,736)	8,572 (8,360)	2,448 (2,448)	549 (532)	2,540 (2,540)	1,071 (1,044)	495 (453)	1,470 (1,344)	15,930 (15,027)	102 (91)	16,033 (15,118)
差分	＋ 27	▲ 39	＋ 24	＋ 42	▲ 124	＋ 78	＋ 16	▲ 23	▲ 49	▲ 10	▲ 136	▲ 98	▲ 17	▲ 115
気温影響	＋ 22	▲ 69	＋ 20	＋ 71	▲ 411	▲ 97	＋ 2	▲ 149	▲ 22	▲ 18	▲ 128	▲ 389	▲ 19	▲ 408
DR※3	▲ 52	＋ 0	＋ 0	▲ 52	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	▲ 52	＋ 0	▲ 52
その他	＋ 57	＋ 30	＋ 4	＋ 23 ※4	＋ 287	＋ 174	＋ 14	＋ 126	▲ 27	＋ 8	▲ 8	＋ 343	＋ 1	＋ 345

＜厳気象対象年度の設定＞
〇厳気象条件は、北海道は2018年度並み、東北・東京・中部・北陸・関西エリアは2017年度並み、四国・九州エリアは2020年度並み、沖縄エリアは2015年度並みとした。

※1　前回の電力需給検証報告書（2021年10月）における2021年度冬季見通し。不等時率を考慮していない値。
※2　括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2022年1月14日 9～10時）の需要実績値。
※3　電源Ⅰ´発動によるDRの影響。
※4　供給電圧調整、降雪影響などのその他気象影響を含む。

※　需要には太陽光自家消費分は含まない。
※　四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

【参考】需要実績（kWh）について
：送電端kWh、経済指標の実績動向

- 経済指標の前年同月比は、2020年5月を底に回復傾向が見られたが、2021年10月以降は、第３次産業活動指数が概ね回復傾向を維持している一方、鉱工業生産指数は、世界的な物流混乱に伴う国内製造業の生産調整等により、増加と減少を繰り返している状況である。
- 送電端kWh(気象補正後)も、前年同月比で2020年5月を底に回復傾向が見られたが、2021年10月以降は、上記の経済状況の影響などにより、増加率は限定的なものとなっている。

前年同月からの増減	送電端kWh（カッコ内は気象補正前）（増減率%）	第3次産業活動指数（主に業務用電力に影響）（増減ポイント）	鉱工業生産指数（主に産業用電力に影響）（増減ポイント）
2020年 4月	−3.4 (−3.6)	−13.9	−15.7
5月	−8.6 (−8.7)	−17.5	−26.5
6月	−5.9 (−2.3)	−8.5	−18.7
7月	−4.2 (−5.5)	−9.3	−17.0
8月	−3.8 (+1.0)	−8.7	−13.0
9月	−1.9 (−2.8)	−9.2	−9.6
10月	+1.6 (+3.1)	−1.4	−3.4
11月	+0.7 (+1.3)	−3.8	−4.1
12月	−0.8 (−1.2)	−3.8	−2.9
2021年 1月	−0.3 (+1.1)	−5.4	−4.9
2月	+0.8 (+8.5)	−5.2	−2.5
3月	−1.2 (+1.5)	+1.8	+3.8
4月	+0.6 (−0.4)	+8.7	+13.3
5月	+6.8 (+6.6)	+8.7	+15.0
6月	+5.8 (+1.8)	+3.3	+18.9
7月	+4.7 (+9.6)	+2.4	+10.0
8月	+4.7 (−5.1)	+0.4	+6.7
9月	+1.0 (−4.5)	−0.5	−2.4
10月	+2.3 (+3.8)	−0.4	−4.2
11月	+2.2 (+2.7)	+1.3	+4.6
12月	+0.7 (+0.3)	+1.4	+2.2
2022年 1月	+1.1 (+2.3)	+1.9	−0.7
2月	+2.1 (+9.8)	+0.1	+0.5
3月	+0.1 (+2.7)	−0.8	−1.8

（参考）経済指標の最新月の前月差

- 2022年3月の第３次産業活動指数は前月差 ＋1.3ポイント
- 2022年3月の鉱工業生産指数は前月差 ＋0.3ポイント

【参考】需要実績（kWh）について
：2021年度各エリア需要実績（kWh）の比較

- 2021年9月および10月の需要実績（kWh：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値と比較した。
- 9月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、▲1.6%～4.7%（気象補正有〔上段〕）である。
- 10月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、▲0.3%～4.4%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端　百万kWh）

エリア	9月実績（kWh）				10月実績（kWh）			
	①2021年度実績	②2020年度実績	③差分（①－②）	変化率（③／②）	①2021年度実績	②2020年度実績	③差分（①－②）	変化率（③／②）
北海道	2,146	2,153	▲ 7	▲ 0.3%	2,306	2,301	5	0.2%
	2,148	2,211	▲ 63	▲ 2.8%	2,307	2,286	21	0.9%
東北	6,082	5,854	228	3.9%	6,303	6,142	161	2.6%
	6,041	6,272	▲ 231	▲ 3.7%	6,313	6,147	166	2.7%
東京	21,872	21,767	105	0.5%	21,365	20,780	585	2.8%
	21,339	23,517	▲ 2,178	▲ 9.3%	21,750	20,969	781	3.7%
中部	10,646	10,647	▲ 1	▲ 0.0%	10,167	10,200	▲ 33	▲ 0.3%
	10,596	11,131	▲ 535	▲ 4.8%	10,354	10,200	154	1.5%
北陸	2,192	2,115	77	3.6%	2,205	2,136	69	3.2%
	2,203	2,253	▲ 50	▲ 2.2%	2,231	2,136	95	4.4%
関西	11,616	11,409	207	1.8%	10,933	10,476	457	4.4%
	11,366	11,789	▲ 423	▲ 3.6%	11,143	10,461	682	6.5%
中国	4,722	4,801	▲ 79	▲ 1.6%	4,514	4,482	32	0.7%
	4,763	4,918	▲ 155	▲ 3.2%	4,652	4,497	155	3.4%
四国	2,101	2,097	4	0.2%	2,039	1,976	63	3.2%
	2,128	2,171	▲ 43	▲ 2.0%	2,076	1,976	100	5.1%
九州	6,933	6,812	121	1.8%	6,401	6,267	134	2.1%
	7,188	6,810	378	5.6%	6,635	6,296	339	5.4%
沖縄	799	763	36	4.7%	700	674	26	3.9%
	835	766	69	9.0%	720	694	26	3.7%
全国10エリア	69,109	68,418	691	1.0%	66,933	65,434	1,499	2.3%
	68,607	71,838	▲ 3,231	▲ 4.5%	68,181	65,662	2,519	3.8%

※　上段の実績は気象補正後の値。下段の実績は気象補正前の値。
※　実績値には速報値を含むため、数値は変わる可能性がある。
※　四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

※（出所）電力広域的運営推進機関において、送配電網協議会及び各エリアの一般送配電事業者の協力を受けて作成

【参考】需要実績（kWh）について
：2021年度各エリア需要実績（kWh）の比較

- 2021年11月および12月の需要実績（kWh：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値と比較した。
- 11月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、▲1.7%～4.4%（気象補正有〔上段〕）である。
- 12月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、▲3.0%～2.7%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端　百万kWh）

エリア	11月実績（kWh）				12月実績（kWh）			
	①2021年度実績	②2020年度実績	③差分（①－②）	変化率（③／②）	①2021年度実績	②2020年度実績	③差分（①－②）	変化率（③／②）
北海道	2,551	2,596	▲ 45	▲ 1.7%	3,088	3,091	▲ 3	▲ 0.1%
	2,481	2,550	▲ 69	▲ 2.7%	3,051	3,127	▲ 76	▲ 2.4%
東北	6,803	6,547	256	3.9%	8,073	7,940	133	1.7%
	6,644	6,472	172	2.7%	8,058	8,081	▲ 23	▲ 0.3%
東京	21,790	21,553	237	1.1%	26,205	26,034	171	0.7%
	21,719	21,132	587	2.8%	26,153	25,928	225	0.9%
中部	10,448	10,200	248	2.4%	12,141	11,978	163	1.4%
	10,480	10,133	347	3.4%	12,117	11,881	236	2.0%
北陸	2,347	2,249	98	4.4%	2,808	2,735	73	2.7%
	2,342	2,237	105	4.7%	2,802	2,733	69	2.5%
関西	10,917	10,609	308	2.9%	12,808	12,730	78	0.6%
	10,857	10,581	276	2.6%	12,782	12,698	84	0.7%
中国	4,778	4,656	122	2.6%	5,569	5,600	▲ 31	▲ 0.6%
	4,788	4,626	162	3.5%	5,549	5,647	▲ 98	▲ 1.7%
四国	2,095	2,024	71	3.5%	2,445	2,455	▲ 10	▲ 0.4%
	2,095	2,012	83	4.1%	2,439	2,459	▲ 20	▲ 0.8%
九州	6,520	6,352	168	2.6%	7,790	7,783	7	0.1%
	6,520	6,343	177	2.8%	7,790	7,921	▲ 131	▲ 1.7%
沖縄	580	569	11	1.9%	578	596	▲ 18	▲ 3.0%
	572	605	▲ 33	▲ 5.5%	578	596	▲ 18	▲ 3.0%
全国10エリア	68,829	67,355	1,474	2.2%	81,505	80,942	563	0.7%
	68,498	66,691	1,807	2.7%	81,318	81,071	247	0.3%

※　上段の実績は気象補正後の値。下段の実績は気象補正前の値。
※　実績値には速報値を含むため、数値は変わる可能性がある。
※　四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

※（出所）電力広域的運営推進機関において、送配電網協議会及び各エリアの一般送配電事業者の協力を受けて作成

【参考】需要実績（kWh）について
：2021年度各エリア需要実績（kWh）の比較

- 2022年1月および2月の需要実績（kWh：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値と比較した。
- 1月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、▲4.0%～2.0%（気象補正有〔上段〕）である。
- 2月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、▲1.6%～5.5%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端　百万kWh）

エリア	1月実績（kWh）				2月実績（kWh）			
	①2021年度実績	②2020年度実績	③差分（①－②）	変化率（③／②）	①2021年度実績	②2020年度実績	③差分（①－②）	変化率（③／②）
北海道	3,295	3,313	▲ 18	▲ 0.5%	2,914	2,928	▲ 14	▲ 0.5%
	3,280	3,353	▲ 73	▲ 2.2%	2,886	2,895	▲ 9	▲ 0.3%
東北	8,651	8,599	52	0.6%	7,821	7,809	12	0.2%
	8,786	8,731	55	0.6%	7,938	7,609	329	4.3%
東京	28,212	27,651	561	2.0%	25,154	24,426	728	3.0%
	28,627	27,508	1,119	4.1%	25,839	23,172	2,667	11.5%
中部	12,757	12,572	185	1.5%	11,786	11,549	237	2.1%
	12,956	12,535	421	3.4%	12,042	11,116	926	8.3%
北陸	2,941	2,949	▲ 8	▲ 0.3%	2,711	2,756	▲ 45	▲ 1.6%
	3,051	2,982	69	2.3%	2,839	2,592	247	9.5%
関西	13,803	13,592	211	1.6%	12,551	12,120	431	3.6%
	14,015	13,539	476	3.5%	12,928	11,504	1,424	12.4%
中国	5,878	5,956	▲ 78	▲ 1.3%	5,389	5,287	102	1.9%
	5,905	5,969	▲ 64	▲ 1.1%	5,551	5,020	531	10.6%
四国	2,615	2,630	▲ 15	▲ 0.6%	2,322	2,339	▲ 17	▲ 0.7%
	2,648	2,624	24	0.9%	2,410	2,212	198	8.9%
九州	8,198	8,160	38	0.5%	7,317	7,178	139	1.9%
	8,185	8,231	▲ 46	▲ 0.6%	7,622	6,786	837	12.3%
沖縄	583	607	▲ 24	▲ 4.0%	535	507	28	5.5%
	583	607	▲ 24	▲ 4.0%	535	510	25	4.9%
全国10エリア	86,933	86,029	904	1.1%	78,500	76,899	1,601	2.1%
	88,035	86,079	1,956	2.3%	80,590	73,416	7,174	9.8%

※　上段の実績は気象補正後の値。下段の実績は気象補正前の値。
※　実績値には速報値を含むため、数値は変わる可能性がある。
※　四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

※（出所）電力広域的運営推進機関において、送配電網協議会及び各エリアの一般送配電事業者の協力を受けて作成

【参考】需要実績（kWh）について
：2021年度各エリア需要実績（kWh）の比較

■ 2022年3月の需要実績（kWh：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値と比較した。

■ 3月の前年度同月の需要実績（kWh）からの変化率は、▲2.0%～2.9%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端　百万kWh）

エリア	3月実績（kWh）			
	①2021年度実績	②2020年度実績	③差分（①－②）	変化率（③／②）
北海道	2,940	2,953	▲ 13	▲ 0.4%
	2,818	2,815	3	0.1%
東北	7,654	7,814	▲ 160	▲ 2.0%
	7,491	7,350	141	1.9%
東京	24,247	24,089	158	0.7%
	23,571	22,809	762	3.3%
中部	11,669	11,743	▲ 74	▲ 0.6%
	11,387	11,145	242	2.2%
北陸	2,695	2,639	56	2.1%
	2,621	2,529	92	3.6%
関西	12,239	12,112	127	1.0%
	12,019	11,540	479	4.2%
中国	5,209	5,258	▲ 49	▲ 0.9%
	5,084	5,029	55	1.1%
四国	2,284	2,282	2	0.1%
	2,235	2,168	67	3.1%
九州	6,932	6,944	▲ 11	▲ 0.2%
	6,876	6,728	149	2.2%
沖縄	574	558	16	2.9%
	578	575	3	0.5%
全国10エリア	76,443	76,392	52	0.1%
	74,680	72,688	1,993	2.7%

※　上段の実績は気象補正後の値。下段の実績は気象補正前の値。
※　実績値には速報値を含むため、数値は変わる可能性がある。
※　四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

※（出所）電力広域的運営推進機関において、送配電網協議会及び各エリアの一般送配電事業者の協力を受けて作成

（３）2021年度冬季の電力需給実績の検証のまとめ

- 2021年度冬季の全国最大需要時の実績は、1月14日9時台の15,118万kWであり、計画外停止が229万kW※1（予備率影響：▲1.5%）あったが、予備率は11.3%と各エリアとも安定供給を確保した。なお、1月14日の予備率最小断面（18時台）の予備率は10.0%であった。
- 2021年度冬季のエリア最大需要実績は、東北・東京・中部・北陸の4エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、他のエリアでは厳寒想定よりも気温が高かったことなどから厳寒H1需要を下回った。
- また、東京エリアにおいては、3月22日には3月としては稀な寒気により高需要となったことや地震による火力電源の停止などから需給がひっ迫し、需給ひっ迫警報の発令、節電要請、DR発動及び供給電圧調整による需要対策を実施していることから、2022年度冬季に向け、これらの対策による需要減少を考慮した需要見通しの精査等について、事業者と協調を取り検討を進める。

※1　火力発電以外の計画外停止を含む。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(詳細はp34参照)を表している。

（４）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（概要）

（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夏季において過去10年間で最も厳気象（猛暑）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（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、及び旧一般電気事業者と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者）
    ⇒ 2021年度の上半期の供給量が0.5億kWh以上（全国の供給量の約99%以上をカバー）
  - ✓ 発電事業者（計77者）
    ⇒ 2022年度供給計画における2022年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力が10万kW以上（全国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者）
- 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との代替価値を供給力として見込む。なお、太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を計上している。
- kW公募については、現時点で落札量を見通すことが難しいことから計上していない。

（４）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（概要）

（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（猛暑）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、以下の要素を加味した。
  - ✓ 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供給力の振替えを行う。
  - ✓ 供給力は、全エリアであらかじめ計画外停止率を考慮する。
  - ✓ 需要は、エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮する。

（５）2022年度夏季の電力需給の見通し
：2022年度　夏季見通し

■ 猛暑H1需要に対して、供給力では電源Ⅰ´、火力増出力運転、エリア間融通を考慮した結果、7月の東北・東京・中部エリアの予備率は3.1%、北陸～九州エリアの予備率は3.8%となり、全ての期間・エリアで予備率3%以上を確保する見通しとなった。

■ なお、今夏に向けたkW公募については、現時点で落札量を見通すことが難しく、今回の見通しに計上していない。

〈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,%）

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,895	569	1,397	5,929	9,636	2,744	531	2,988	1,136	539	1,698	17,532	204	17,736
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	7,576	469	1,356	5,752	9,301	2,662	511	2,878	1,094	519	1,636	16,877	159	17,037
供給予備力	319	100	42	177	335	82	19	110	42	20	62	654	45	699
供給予備率	4.2	21.4	3.1	3.1	3.6	3.1	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.9	28.2	4.1
予備力3%確保に対する余剰分	92	86	1	5	56	2	4	23	9	4	13	148	40	188

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,893	527	1,483	5,883	9,654	2,734	532	2,996	1,139	549	1,703	17,547	199	17,746
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	7,523	469	1,420	5,634	9,246	2,619	510	2,870	1,091	526	1,631	16,769	162	16,931
供給予備力	370	58	63	249	408	116	23	127	48	23	72	778	36	814
供給予備率	4.9	12.5	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.6	22.3	4.8
予備力3%確保に対する余剰分	144	44	20	80	131	37	7	41	15	7	23	275	31	307

【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,380	512	1,404	5,464	8,775	2,610	483	2,616	1,037	522	1,507	16,154	192	16,346
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	6,921	415	1,330	5,176	8,312	2,472	458	2,478	983	494	1,427	15,234	160	15,394
供給予備力	459	97	74	288	462	137	25	138	55	27	79	921	32	952
供給予備率	6.6	23.3	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	6.0	19.7	6.2
予備力3%確保に対する余剰分	251	84	34	132	213	63	12	63	25	13	37	464	27	490

※ 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年度夏季の電力需給の見通し：稀頻度リスク評価

■ 稀頻度リスクを考慮した必要供給力の確保状況について、沖縄を除く9エリアについては「平年H3需要※の1%」、沖縄エリアについては「エリア内単機最大ユニット」（24万kW）を基準とし、均平化したブロック毎に、予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。

■ 東北、東京、中部エリアで7月:84万kW、北陸～九州エリアで7月:9万kWが不足している状況である。

※ 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）

（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）

（万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	5	92			63					24
8月	5	156								24
9月	5	156								24

84万kWの不足
8-92=▲84万kW

6万kWの不足
54-63=▲9万kW

○予備率3%に対する余剰分の供給力

（万kW）

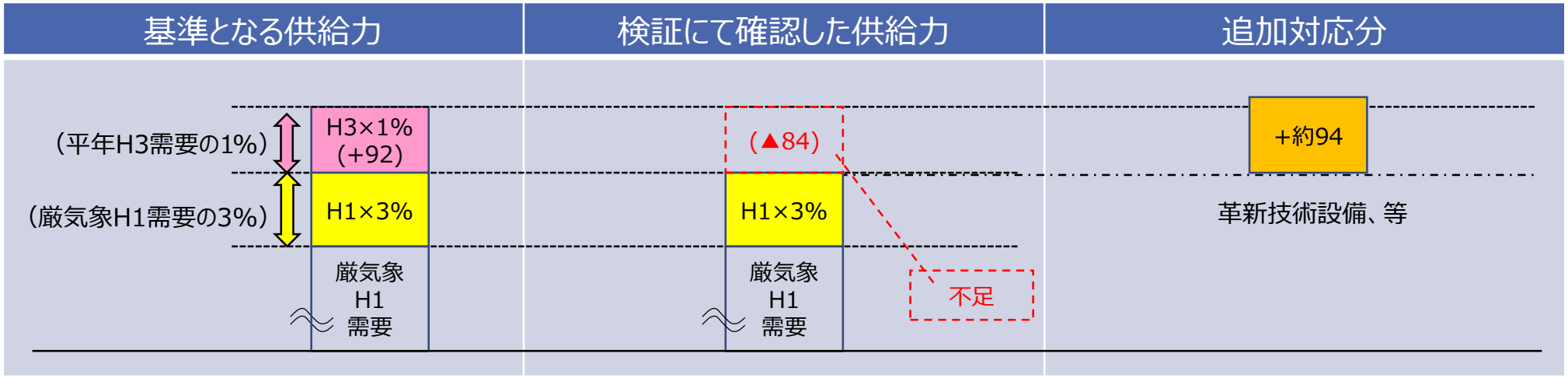
	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	86	8			54					40
8月	44	231								31
9月	84	379								27

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

（５）2022年度夏季の電力需給の見通し：稀頻度リスク分について

- 稀頻度リスクに必要な供給力を東北、東京、中部エリアで7月:84万kW、北陸～九州エリアで7月:9万kW下回る見通しであることから、追加供給力が必要となる。
- 対応策としては以下のとおりとなるが、kW公募について、全国的に最低限必要な予備率3%は確保されている中で、需給両面での不確実性を踏まえた不測の事態に備えた一種の社会保険として実施されることとなっており、今回の見通しに計上していないことから、本検証と比較して需給見通しが改善する要因が残されている。
  - 東京エリアの革新技術設備については、現時点では2台とも運転（約94万kW）の計画であり、設備トラブルなどが発生しなければ供給力となり得る。
  - 火力新設機についても、工程が順調に進捗すれば試運転出力が供給力となり得る。

（イメージ：東北～中部 7月）



（６）2022年度夏季の電力需給の見通しのまとめ

- 本検証の結果、猛暑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、を考慮した結果、7月の東北・東京・中部エリアの予備率は3.1%、北陸～九州エリアの予備率は3.8%となり、全ての期間・エリアで予備率3%以上を確保しているが、8エリアで予備率が3%台となる厳しい見通しとなった。
- なお、今夏に向けたkW公募について、全国的に最低限必要な予備率3%は確保されている中で、需給両面での不確実性を踏まえた不測の事態に備えた一種の社会保険として実施されることとなっている。
- このkW公募については、現時点で落札量を見通すことが難しく、今回の見通しに織り込んでいないことから、本検証と比較して需給見通しが改善する要因が残されている。
- 本機関としては、実需給断面までのkWモニタリングなどにより、気象予報を踏まえた需要想定や発電機の計画外停止状況への監視を強化し、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ていく。

（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。
- 東北（9月）、中部（7月）、関西（7月、8月、9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,%）

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,130	609	1,474	6,047	9,869	2,672	593	2,803	1,369	710	1,724	17,999	210	18,209
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	7,576	469	1,356	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	16,968	159	17,127
供給予備力	554	140	119	295	478	9	74	▲115	259	184	66	1,032	50	1,082
供給予備率	7.3	29.8	8.8	5.1	5.1	0.3	14.4	▲3.9	23.4	34.9	4.0	6.1	31.6	6.3
予備力3%確保に対する余剰分	326	126	78	123	196	▲71	59	▲202	226	168	16	523	46	568

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	8,114	574	1,528	6,012	9,902	2,789	599	2,725	1,344	716	1,729	18,015	204	18,219
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	7,671	469	1,450	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	17,062	162	17,224
供給予備力	443	106	78	260	510	126	80	▲192	234	190	71	954	42	995
供給予備率	5.8	22.5	5.4	4.5	5.4	4.7	15.5	▲6.6	21.1	36.2	4.3	5.6	25.6	5.8
予備力3%確保に対する余剰分	213	91	35	87	229	46	65	▲280	201	174	21	442	37	478

【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,615	560	1,389	5,665	8,970	2,620	545	2,387	1,208	670	1,540	16,585	197	16,782
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	7,039	415	1,354	5,270	8,437	2,517	464	2,512	996	501	1,447	15,476	160	15,636
供給予備力	576	145	35	395	533	103	82	▲125	212	169	93	1,109	37	1,146
供給予備率	8.2	34.9	2.6	7.5	6.3	4.1	17.6	▲5.0	21.3	33.7	6.4	7.2	22.9	7.3
予備力3%確保に対する余剰分	365	133	▲5	237	280	27	68	▲200	182	154	50	645	32	677

（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、 国の審議会において今夏の供給力対策としてのkW公募が決定されたとこを踏まえ、当該時点の需要値を基準として評価をするため、4月の本委員会時点のものとする。
- ✓ 「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需要想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる。

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
7月	0%	0%	0%	0%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	0%
8月	0%	▲2.05%	▲2.05%	▲1.64%	▲1.64%	▲1.64%	▲1.64%	0%	▲1.64%	0%
9月	0%	▲1.78%	▲1.78%	▲1.78%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	▲1.34%	0%

不等時性考慮前後の需要値（8月）

（万kW）

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	7,671	469	1,450	5,752	9,391	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	17,062	162	17,224
考慮後	7,523	469	1,420	5,634	9,246	2,619	510	2,870	1,091	526	1,631	16,769	162	16,931
差分	▲ 148	0	▲ 30	▲ 118	▲ 145	▲ 44	▲ 9	▲ 48	▲ 18	0	▲ 27	▲ 293	0	▲ 293

（参考）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※（2018年度夏季）

（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	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/18	7/23	7/24	7/26	8/9
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	16:00	17:00	17:00	15:00	17:00
需要※	442	1,426	5,653	2,622	520	2,866	1,108	536	1,601	143

ブロック化による需要減少率の例（2018年度夏季）

（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	北陸・関西・中国・四国・九州	東北・東京	中部・北陸・関西・中国・九州	東北・東京・中部	全国９エリア	－
日付	7/19	8/2	8/6	8/2	8/3	－
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	－
合成最大需要※（⑪）	6,542	6,934	8,573	9,528	16,338	合成の最大
各エリアの最大需要※の合計（⑫）	6,631 Σ(⑤～⑨)	7,080 Σ(②～③)	8,716 Σ(④～⑦、⑨)	9,701 Σ(②～④)	16,774 Σ(①～⑨)	最大の合計
差分（⑬）	▲89	▲146	▲143	▲173	▲437	⑪－⑫
需要減少率	▲1.34 %	▲2.05 %	▲1.64 %	▲1.78 %	▲2.60 %	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のうち、一定程度は計画外停止等を要因に実運用断面では供給力に見込めなくなることが考えられるため、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は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除する。

※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　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）
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（8月）

（万kW）

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	8,114	574	1,528	6,012	9,902	2,789	599	2,725	1,344	716	1,729	18,015	204	18,219
考慮後	7,903	559	1,488	5,855	9,644	2,716	583	2,654	1,309	698	1,684	17,547	199	17,746
差分	▲ 211	▲ 15	▲ 40	▲ 156	▲ 257	▲ 73	▲ 16	▲ 71	▲ 35	▲ 19	▲ 45	▲ 468	▲ 5	▲ 474

▲2.6%

※ 予備率均平化前の供給力（手順1-1）

（参考）夏季の計画外停止率実績（2017年度～2021年度）

	2017年度 夏季	2018年度 夏季	2019年度 夏季	2020年度 夏季	2021年度 夏季	平均
計画外停止率実績※	2.3%	2.9%	3.0%	2.5%	1.5%	2.4%

※ 当該年度の全国最大需要発生時の供給力実績に対する7月～8月の計画外停止平均値(火力以外も含む)の割合

（参考）需給バランス算定手順
手順1-4　最終的な評価結果（再掲）

■ 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,%）

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,895	569	1,397	5,929	9,636	2,744	531	2,988	1,136	539	1,698	17,532	204	17,736
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	7,576	469	1,356	5,752	9,301	2,662	511	2,878	1,094	519	1,636	16,877	159	17,037
供給予備力	319	100	42	177	335	82	19	110	42	20	62	654	45	699
供給予備率	4.2	21.4	3.1	3.1	3.6	3.1	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.9	28.2	4.1
予備力3%確保に対する余剰分	92	86	1	5	56	2	4	23	9	4	13	148	40	188

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,893	527	1,483	5,883	9,654	2,734	532	2,996	1,139	549	1,703	17,547	199	17,746
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	7,523	469	1,420	5,634	9,246	2,619	510	2,870	1,091	526	1,631	16,769	162	16,931
供給予備力	370	58	63	249	408	116	23	127	48	23	72	778	36	814
供給予備率	4.9	12.5	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.6	22.3	4.8
予備力3%確保に対する余剰分	144	44	20	80	131	37	7	41	15	7	23	275	31	307

【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,380	512	1,404	5,464	8,775	2,610	483	2,616	1,037	522	1,507	16,154	192	16,346
（内 電源Ⅰ´）	(146)	(10)	(40)	(95)	(242)	(73)	(14)	(81)	(28)	(13)	(34)	(388)	(7)	(395)
最大需要電力	6,921	415	1,330	5,176	8,312	2,472	458	2,478	983	494	1,427	15,234	160	15,394
供給予備力	459	97	74	288	462	137	25	138	55	27	79	921	32	952
供給予備率	6.6	23.3	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	6.0	19.7	6.2
予備力3%確保に対する余剰分	251	84	34	132	213	63	12	63	25	13	37	464	27	490

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　委員名簿

委員長

大橋　弘	東京大学 副学長 大学院経済学研究科 教授

（敬称略）

委員

秋元　圭吾	公益財団法人地球環境産業技術研究機構　システム研究グループリーダー・主席研究員
安藤　至大	日本大学　経済学部　教授
小宮山　涼一	東京大学大学院　工学系研究科　准教授
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　兼　首都圏支店長
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　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）

田中　勇己	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
下村　貴裕	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　秀晴	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5月現在）

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会　審議経過

○第71回委員会（2022年3月22日）
（議題）
・2021年度夏季の猛暑H1需要発生時の電力需給見通しについての概要（案）

○第72回委員会（2022年4月12日）
（議題）
・2022年度の需給見通しと供給力対策について

○第73回委員会（2022年5月25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）2021年度冬季の電力需要実績
：厳寒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（2017年度）を上回ったことから、今後の電力需給検証において冬季の見通しを検討する際には、2021年度冬季の実績を反映した条件で検討していく。

			北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
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	2017	2017	2017	2017	2017	2020	2020	2015
気象感応度（万kW/℃, 万kW/pt）	想定		-8 11	-30	-85 -44	-34	-11	-51	-22	-8	-35	-4
	実績		-6 11	-25	-79 -31	-37	-9	-63	-21	-9	-34	-2
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	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
H3気温（℃,pt）	想定		-5.6℃ 0.44mm	-1.7℃	2.7℃ 4.6℃	1.3℃	0.1℃	2.8℃	2.0℃	6.5℃	3.5℃	14.5℃
	実績	H1	-1.3℃ 0.50mm	-1.9℃	0.3℃ 4.5℃	2.0℃	0.5℃	3.6℃	0.3℃	5.4℃	2.4℃	14.7℃
	実績	H3平均	-4.8℃ 0.42mm	-0.7℃	2.1℃ 3.6℃	2.2℃	1.1℃	3.2℃	1.7℃	8.2℃	3.0℃	15.6℃
H3需要（万kW）	想定		497	1,350	4,773	2,285	489	2,431	1,025	453	1,451	101
	実績	H1	501	1,483	5,374	2,448	549	2,540	1,071	495	1,470	102
	実績	H3平均	500	1,464	5,180	2,404	526	2,532	1,039	470	1,453	100
H3想定気温（再掲）（℃）			-5.6℃ 0.44mm	-1.7℃	2.7℃ 4.6℃	1.3℃	0.1℃	2.8℃	2.0℃	6.5℃	3.5℃	14.5℃
厳寒H3前提気温等			・-11.5℃ ・0mm （厳寒H1前提） ※1	-4.4℃	・1.8℃ ・3.0℃ （厳寒H1前提） ※1	-0.5℃	-1.6℃	1.0℃	-0.5℃	4.4℃	-1.0℃ （厳寒H1前提） ※1	10.7℃
厳寒H3想定（万kW）			※1	1,444	※1	2,347	523	2,523	1,100	493	※1	118
H1/H3比率（5か年実績平均）			※1	1.01	※1	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	※1	1.02
厳寒H1想定（万kW）			541	1,459	5,332	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	120
厳寒H1/H3比率（結果）（2021年度冬季想定）			1.09	1.08	1.06	1.04	1.09	1.05	1.09	1.11	1.11	1.19
H1/H3比率（2021年度冬季実績）			1.00	1.01	1.04	1.02	1.04	1.00	1.03	1.05	1.01	1.02

※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年平均）の差分から直接気象影響を算出。
※　四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

（１）2021年度冬季の電力需要実績
：各エリア最大需要時の需要実績

■ 需要実績は、東北・東京・中部・北陸の4エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、他のエリアでは厳寒想定気温よりも気温が高かったことなどから厳寒H1需要を下回った。

■ なお、東京エリアの需要については、DRや供給電圧調整を実施後の実績である。

（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	－	1/11 14:00	1/18 10:00	1/6 17:00	－	1/14 10:00	2/17 11:00	1/14 10:00	2/17 10:00	2/17 10:00	2/17 19:00	－	1/13 19:00	－
需要想定※1	7,331	541	1,459	5,332	8,697	2,370	533	2,562	1,120	504	1,607	16,028	120	16,148
需要実績※2	7,358 (6,667)	501 (483)	1,483 (1,448)	5,374 (4,736)	8,572 (8,360)	2,448 (2,448)	549 (532)	2,540 (2,540)	1,071 (1,044)	495 (453)	1,470 (1,344)	15,930 (15,027)	102 (91)	16,033 (15,118)
差分	＋ 27	▲ 39	＋ 24	＋ 42	▲ 124	＋ 78	＋ 16	▲ 23	▲ 49	▲ 10	▲ 136	▲ 98	▲ 17	▲ 115
気温影響	＋ 22	▲ 69	＋ 20	＋ 71	▲ 411	▲ 97	＋ 2	▲ 149	▲ 22	▲ 18	▲ 128	▲ 389	▲ 19	▲ 408
DR※3	▲ 52	＋ 0	＋ 0	▲ 52	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	▲ 52	＋ 0	▲ 52
その他	＋ 57	＋ 30	＋ 4	＋ 23 ※4	＋ 287	＋ 174	＋ 14	＋ 126	▲ 27	＋ 8	▲ 8	＋ 343	＋ 1	＋ 345

＜厳気象対象年度の設定＞
〇厳気象条件は、北海道は2018年度並み、東北・東京・中部・北陸・関西エリアは2017年度並み、四国・九州エリアは2020年度並み、沖縄エリアは2015年度並みとした。

※1　前回の電力需給検証報告書（2021年10月）における2021年度冬季見通し。不等時率を考慮していない値。
※2　括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2022年1月14日 9～10時）の需要実績値。
※3　電源Ｉ´発動によるDRの影響。
※4　供給電圧調整、降雪影響などのその他気象影響を含む。

※　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）2021年度冬季の電力需要実績
：需要増減の主な要因

■ 気温影響　▲408万kW

東北・東京・中部・北陸の4エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、他6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1-2月最大需要実績は、厳寒H1需要を下回る結果となった。

■ DR　▲52万kW

1/6に東京エリアで発動した電源Ⅰ'のうち、ネガワット分の実績影響により需要を押し下げた影響によるもの。

■ その他　+345万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	▲ 115	―
気温影響※2	▲ 408	多くのエリアで今冬気温が想定の気温を上回ったことによる影響
DR※3	▲ 52	
その他※4	＋ 345	気象影響を除いた残差

※1　実績は10エリアの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エリアそれぞれの厳寒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
※4　供給電圧調整、降雪影響などのその他気象影響を含む。
※　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）2021年度冬季の電力供給力実績
：全国最大需要時の供給力実績(1月14日 9～10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、2021年度冬季の実績（1月14日 9～10時）と昨年10月の電力需給検証で想定した1月の供給力を比較した結果、▲405万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	16,833	17,237	▲ 405		
原子力	888	832	＋ 56		川内・玄海の定格熱出力一定運転による増
火力	11,383	11,886	▲ 503	計画外停止※1 ▲ 184（▲1.6%） 需給停止※2 ▲ 64 火力増出力未実施分 ▲ 107 その他※3 ▲ 148	計画外停止等による減
水力	844	999	▲ 155		出水状況および貯水池運用による減（計画外停止　▲6万kW含む）
揚水	1,433	1,975	▲ 542		需給状況を考慮した日々の運用による減（計画外停止　▲6万kW含む）
太陽光	1,731 [0]※5	255	＋ 1,476 [▲255]※5		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	271	209	＋ 62		
地熱	31	32	▲ 1		
その他※4	252	1,050	▲ 798		

※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184÷（実績11,383+計画外停止184+需給停止64）」より算出。計画外停止の数値は前回の電力需給検証報告書（2021年10月）の見通しとの差。
※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18～19時の値
※6　前回の電力需給検証報告書（2021年10月）における2021年度冬季見通し。供給力は計画外停止率を考慮していない値。
※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（２）2021年度冬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229万kWであり、当該日の予備率に与える影響（▲1.5%）は昨冬（▲5.1%）から減少した結果となった。
- 老朽火力を2021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、2021年度冬季（1月～2月）実績について発電事業者75者よりデータを収集したところ、発電電力量は154億kWh、設備利用率は31.2%であった。

1月～2月における計画外停止※1	全国計（万kW）	発生日	全国最大需要日に発生した場合の予備率への影響
最大値	313	1月23日	▲2.1%
平均値	177	—	▲1.2%
全国最大需要時の実績値	229	1月14日	▲1.5%

全国最大需要	日時	最大需要（万kW）	供給力（万kW）	予備率
	1月14日 10時	15,118	16,833	11.3%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象※3
冬季（1月～2月）	208件	41件	9件

	老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率※4 [%]
冬季（1月～2月）	154	31.2

※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 2021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）2021年度冬季の電力供給力実績：原子力供給力実績

■ 全国最大需要時（1月14日 9時～10時）における原子力供給力 の合計は888万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である832万kWを56万kW上回った。

■ 増加の主な要因は、川内・玄海の定格熱出力一定運転によるもの。

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	832	0	0	392	0	85	355	832	0	832
	②実績	0	0	0	0	888	0	0	392	0	85	410	888	0	888
	差分（②-①）	＋０	＋０	＋０	＋０	＋５６	＋０	＋０	＋０	＋０	＋０	＋５６	＋５６	＋０	＋５６

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（２）2021年度冬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（1月14日 9時～10時）における火力供給力の合計は11,375万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である11,770万kWを395万kW下回った。

■ 全国最大需要時（1月14日 9時～10時）における火力増出力実績は8万kWであり、前回の電力需給検証で確認した1月の増出力可能量116万kWを108万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	5,477	391	1,517	3,569	6,122	1,927	401	1,590	706	474	1,024	11,599	171	11,770
	②実績	5,430	384	1,469	3,576	5,800	1,658	401	1,490	734	460	1,056	11,229	146	11,375
	差分（②-①）	▲ 47	▲ 7	▲ 47	＋ 7	▲ 322	▲ 269	＋ 0	▲ 100	＋ 27	▲ 13	＋ 32	▲ 370	▲ 25	▲ 395

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	57	5	16	35	59	8	7	13	19	2	11	116	0	116
	②実績	5	0	3	3	3	0	0	0	3	0	0	8	0	8
	差分（②-①）	▲ 52	▲ 5	▲ 14	▲ 32	▲ 56	▲ 8	▲ 7	▲ 13	▲ 16	▲ 2	▲ 11	▲ 108	＋ 0	▲ 108

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（２）2021年度冬季の電力供給力実績
：水力供給力・揚水供給力実績

■ 全国最大需要時（1月14日 9時～10時）における水力供給力の合計は844万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である999万kWを156万kW下回った。

■ 全国最大需要時（1月14日 9時～10時）における揚水供給力の合計は1,433万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である1,975万kWを542万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	376	50	137	189	623	114	153	213	33	31	80	999	0	999
	②実績	350	51	128	170	494	94	126	187	21	20	46	844	0	844
	差分（②-①）	▲ 26	＋ 2	▲ 9	▲ 19	▲ 130	▲ 20	▲ 27	▲ 26	▲ 12	▲ 10	▲ 33	▲ 156	＋ 0	▲ 156

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	942	74	46	821	1,034	329	5	311	151	61	176	1,975	0	1,975
	②実績	576	67	46	463	857	272	5	275	81	25	199	1,433	0	1,433
	差分（②-①）	▲ 366	▲ 8	▲ 0	▲ 358	▲ 176	▲ 58	＋ 0	▲ 36	▲ 70	▲ 36	＋ 23	▲ 542	＋ 0	▲ 542

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（２）2021年度冬季の電力供給力実績：太陽光供給力実績

- 全国最大需要時（1月14日 9時～10時）における太陽光供給力の合計は1,731万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である255万kWを1,475万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、沖縄エリアについては従来と同様に、各月の需要の大きい上位3日における太陽光出力（日射量から推計した発電出力）を過去20年分推計し、このうち、下位5日の平均値を、太陽光発電の安定的に見込める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
太陽光供給力（万kW）	①想定※1	69	3	28	39	186	65	2	32	34	19	33	255	0	255
	②最大需要日の実績	835	31	129	675	890	209	7	132	138	96	308	1,725	6	1,731
	差分	+766	+ 28	+101	+636	+704	+143	+5	+99	+104	+77	+274	+1,470	+6	+1,475
調整係数（%）※沖縄は出力比率	①調整係数	-	1.3	3.9	2.4	-	6.6	2.1	5.1	5.5	6.7	3.0	-	0.0	-
	②最大需要日の実績比率	-	16.0	18.2	38.6	-	20.7	7.3	19.9	25.4	32.1	28.7	-	15.8	-
	差分	-	+ 14.7	+ 14.3	+ 36.2	-	+ 14.1	+ 5.2	+ 14.8	+ 19.9	+ 25.4	+ 25.7	-	+ 15.8	-

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（２）2021年度冬季の電力供給力実績：風力供給力実績

■ 全国最大需要時（1月14日 9時～10時）における風力供給力 の合計は271万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である209万kWを63万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。また、沖縄エリアについては従来と同様に、把握可能な期間（過去8年間）の出力実績値を集計し、月ごとに出力が低かった下位5日の平均値を安定的に見込める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	138	15	110	13	71	16	5	12	9	13	16	209	0	209
	②最大需要日の実績	187	39	122	26	84	22	9	11	8	16	18	271	0	271
	差分	＋ 49	＋ 24	＋ 13	＋ 12	＋ 13	＋ 6	5	▲ 1	▲ 1	＋ 4	＋ 1	＋ 62	0	＋ 63
調整係数（%）※沖縄は出力比率	①調整係数	-	27.6	51.6	28.1	-	33.9	25.3	34.6	24.4	46.4	25.2	-	0.4	-
	②最大需要日の実績比率	-	67.4	68.3	60.2	-	56.5	54.9	54.9	23.0	68.9	27.8	-	18.5	-
	差分	-	＋ 39.8	＋ 16.7	＋ 32.1	-	＋ 22.6	＋ 29.6	＋ 20.3	▲ 1.4	＋ 22.5	＋ 2.6	-	＋ 18.1	-

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（２）2021年度冬季の電力供給力実績：地熱供給力実績

■ 全国最大需要時（1月14日 9時～10時）における地熱供給力の合計は31万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である32万kWと同程度であった。

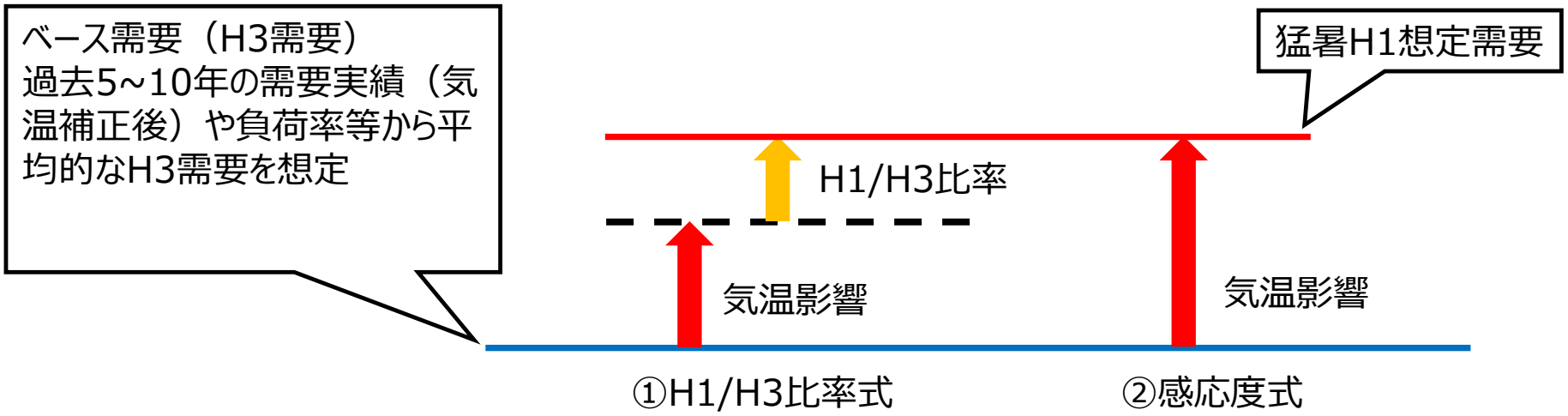
エリア		東３エリア	北海道	東北	東京	中西６エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国９エリア	沖縄	全国１０エリア
地熱供給力（万kW）	①想定※1	15	1	14	0	16	0	0	0	0	0	16	32	0	32
	②最大需要日の実績	16	1	14	0	16	0	0	0	0	0	16	31	0	31
	差分	＋０	＋０	＋０	＋０	▲１	＋０	＋０	＋０	＋０	＋０	▲１	▲０	＋０	▲０

※1 前回の電力需給検証における1月の想定値。
※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（３）2022年度夏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、これまでの夏季の電力需給検証と同様に、気温が高くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も猛暑だった年度並みの気象を前提とした需要（猛暑H1需要）を想定する（図1）。具体的には、北海道については 2021 年度並み、東北・東京エリアについては 2018 年度並み、中部・関西・中国・四国エリアについては 2020 年度並み、北陸エリアについては 2019 年度並み、九州エリアについては 2013 年度並み、沖縄エリアについては 2017年度並みを想定する。

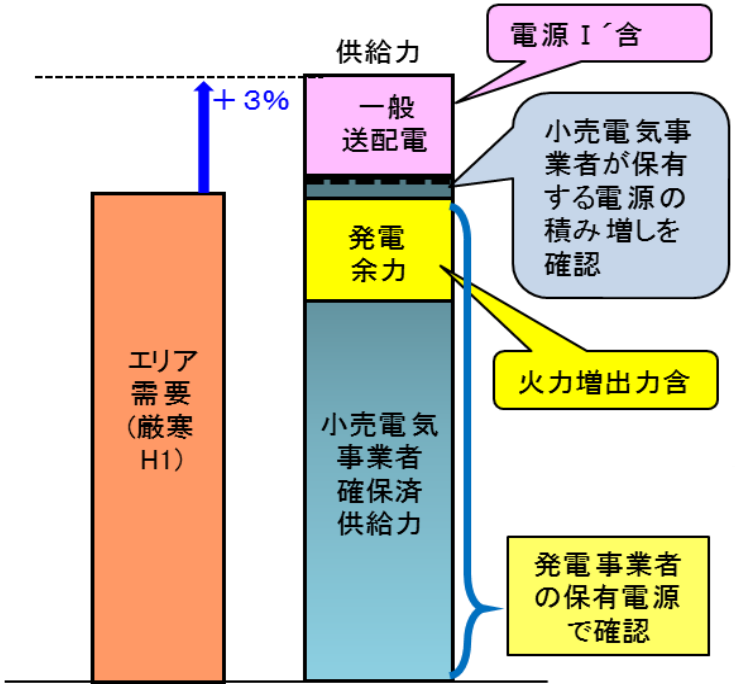
●供給計画をベースとする需要想定イメージ



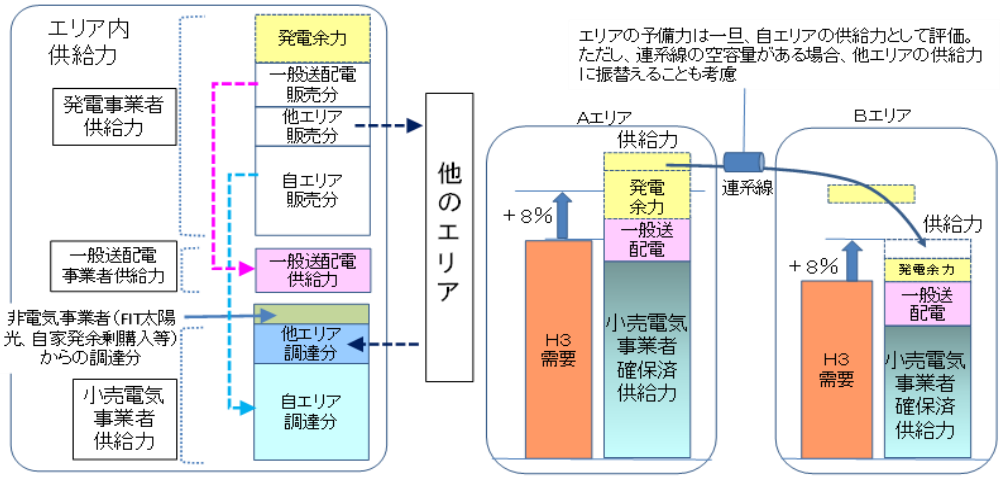
（３）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（供給力の計上方法）

- ■ 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連系エリア内の供給力として計上し、相対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年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（不等時性）

- 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。
- なお、①のブロックの設定について、今回は実施せず、国の審議会において今夏の供給力対策としてのkW公募が決定されたことを踏まえ、当該時点の需要値を基準として評価をするため、4月の本委員会時点のものとした。

① ブロックの設定

- 不等時性を考慮するエリアのまとまり（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

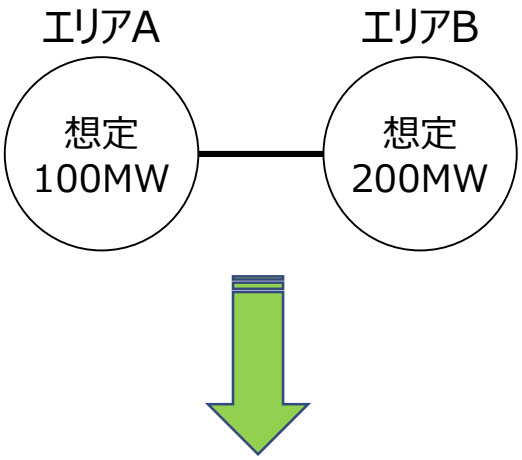
- 「ブロックの最大需要」と「ブロックを構成する各エリアの最大需要の合計」より、ブロックとして見た需要とエリア単位で見た需要の合計との差を算出し、その差分の比率（以下、「需要減少率」とする）をブロックごとに求める。

③ 不等時性考慮後の厳気象H1想定需要

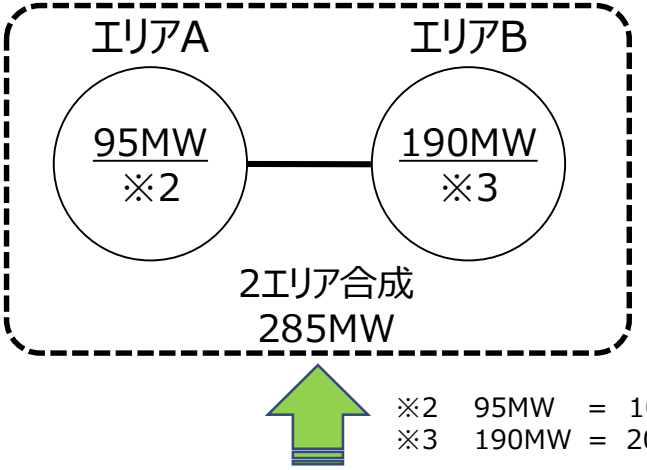
- ブロックを構成する各エリアの厳気象H1想定需要に、ブロックの需要減少率分だけ需要を割り引く。

（３）2022年度夏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

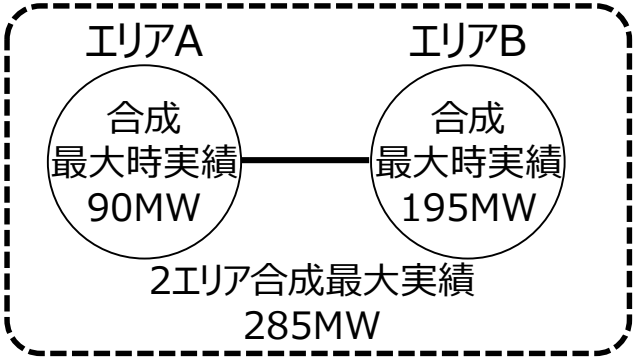


【ステップ３】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に（1-需要減少率）を乗じて算出



※2　95MW　＝　100MW × (1-0.05)
※3　190MW　＝　200MW × (1-0.05)

【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

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

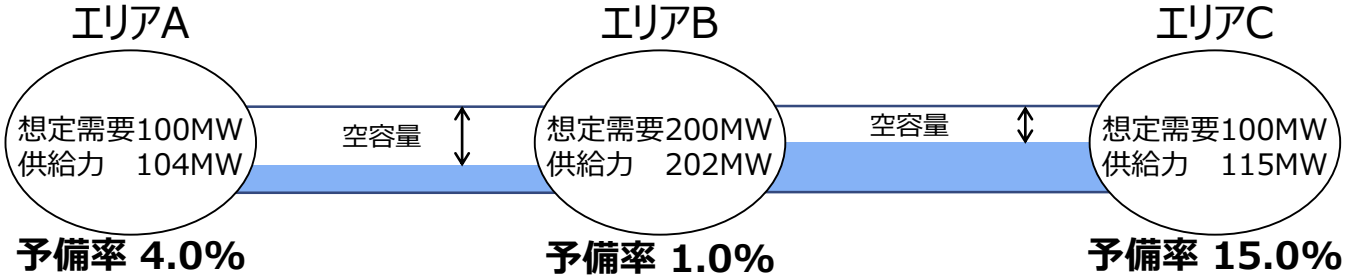
左図の場合、需要減少率は

1-（90＋195）/（100+200）＝ 0.05

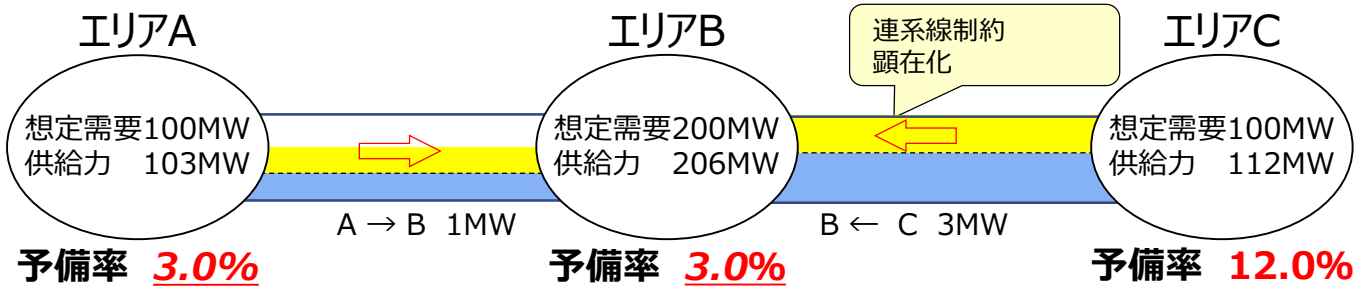
※　エリアA単独の最大需要実績は100MW
　　エリアB単独の最大需要実績は200MW

（３）2022年度夏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）

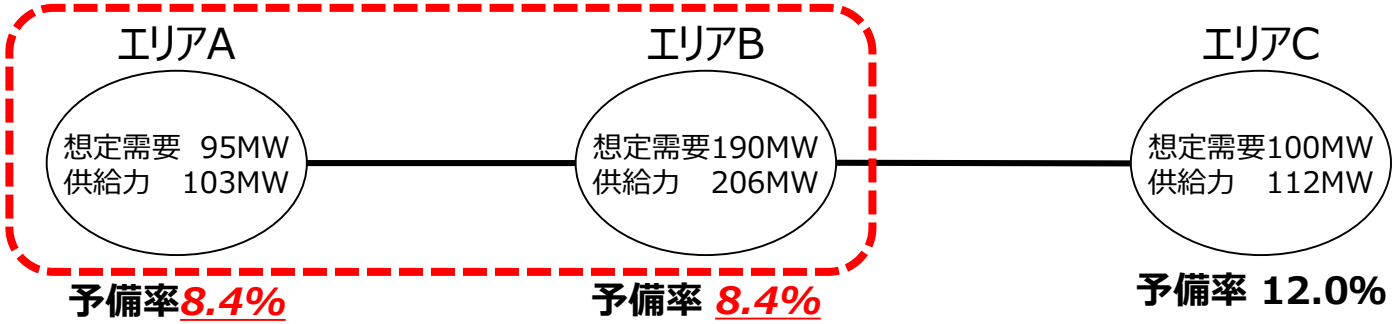
【ステップ１】 各エリア不等時性・連系線活用を考慮せず※１需給バランスを集約



【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



【不等時性考慮】
エリアA　想定需要100MW×(1-0.05)=95MW　　エリアB　想定需要200MW×(1-0.05)=190MW

※1　契約等に基づく、事業者計画分は考慮

※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。

（３）2022年度夏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のうち、計画外停止等を要因に、実運用段階で供給力として見込めなくな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%）を考慮する。

（参考）計画外停止率について

■ 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）	供給力合計の実績ー想定※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

※ 第2回 電力レジリエンス等に関する小委員会（2019年1月22日）
資料2 更なる供給力等の対応力確保策 抜粋

（３）2022年度夏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）分ともに供給力側に計上する。

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

電力広域的運営推進機関
OCCTO

※　第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年6月18日）
資料5　2022年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について　抜粋

（３）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（電源Ⅰ´必要量）

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＞

電源Ⅰ´＝最大3日平均電力×3%

＜沖縄エリア＞

電源Ⅰ´＝最大3日平均電力×5.2%

＝70MW

※ 「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

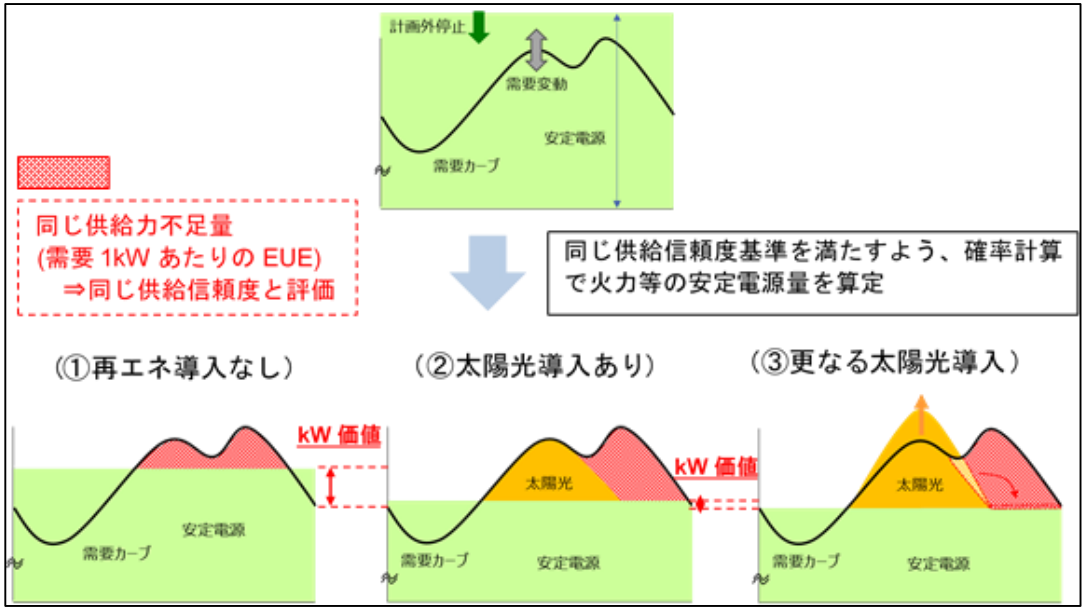
電力広域的運営推進機関

※ 第62回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年6月18日）
資料5 2022年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について 抜粋

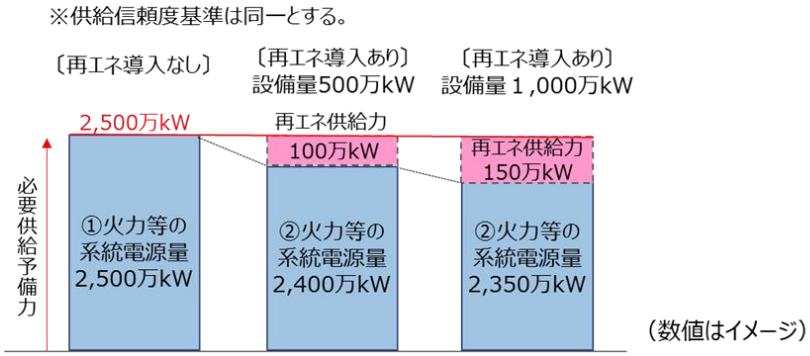
（３）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（再エネ供給力のEUE算定による火力等の安定電源代替価値について）

■ 従来、夏季は、最大需要発生時（15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8月15時の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年度夏季に関しても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】

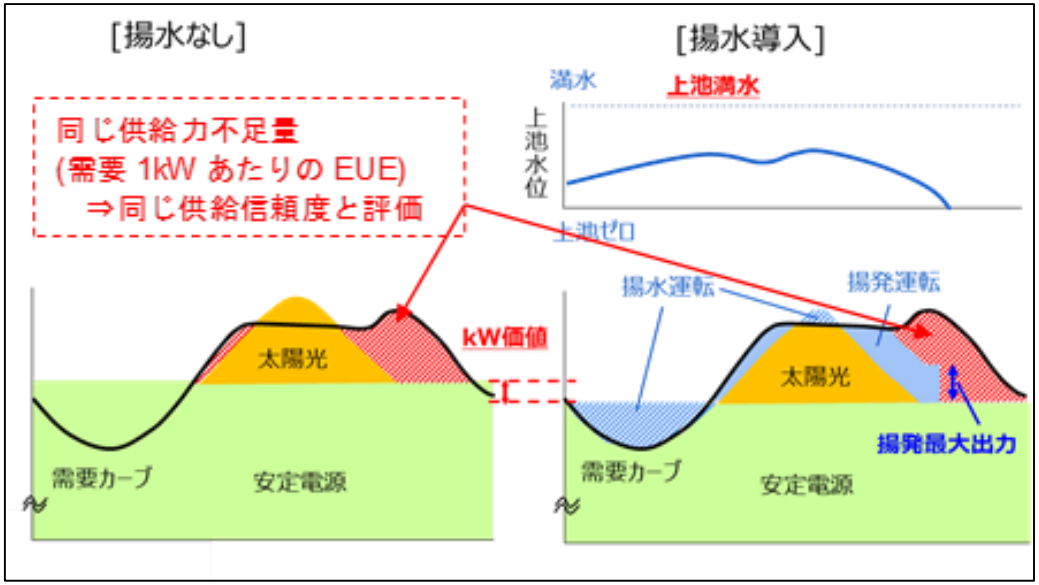


再エネ導入設備量1,000万kWのときの調整係数：15%
（150万kW/1,000万kW=0.15）
○ 調整係数は本機関で公表
○ 設備量×調整係数として供給力を算出

※第32回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018.9.7） 資料4 抜粋

（３）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（揚水供給力のEUE算定による火力等の安定電源代替価値について）

- 揚水発電所の供給力評価についても、再エネ同様、火力等の安定電源代替価値として算出している。
- 揚水供給力は需給ひっ迫時において設備を供給力として最大限活用することを前提としており、揚水導入ありと揚水なしの場合で同じ停電量(EUE)となる安定電源の代替量が揚水供給力(kW価値)評価となる。
- 揚水発電所は、上池容量に応じて運転継続時間（運用容量で連続運転可能な時間）が異なっており、その上池容量制約によって揚水の安定電源代替価値は異なると推定される。
- そのため、揚水供給力(kW価値)評価の算定に当たっては、運転継続時間毎に応じた上池容量を設定し、揚水導入なしと揚水導入ありにて、同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力(kW価値)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。

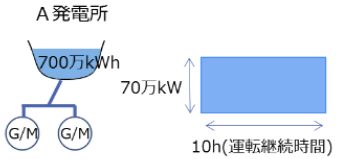


【運転継続時間毎の揚水供給力(kW価値)評価方法】

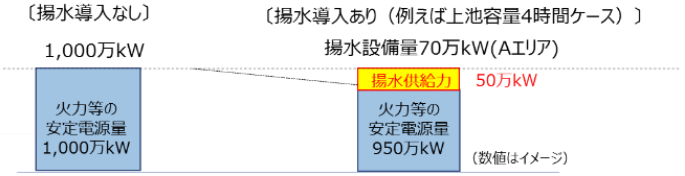
① 各エリアの揚水発電出力に運転継続時間（4,6,8,10時間等）を乗じて上池容量を設定

エリア	発電出力(万kW)	上池容量(万kWh)			
		4時間	6時間	8時間	10時間
A	70	280	420	560	700
B	80	320	480	640	800
C	90	360	540	720	900

（数値はイメージ）



② 設定した運転継続時間毎の上池容量において、揚水導入なしケースと揚水導入ありケースにて同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力として算定



揚水設備量70万kWのときの調整係数：71%
（50万kW/70万kW=0.71）
○　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

※第43回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019.9.30）　資料２　抜粋

（３）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力の計上方法）

■ 需給緩和幅については、15時の供給力に加算する計上方法とし、9エリアトータルで評価した324万kWを、需要比率で各エリアに按分してはどうか。

	（案１）	（案２）
需給緩和幅の計上方法	供給力に加算 （15時ベースの評価）	需要から差し引き （17時ベースの評価）

- 需給緩和幅は17時の需要減少幅をベースに計算したものであり、需要から差し引く案2とする方が分かりやすい
- 予備率の増加幅は、両案とも同程度であるが、案1の方が案2よりも若干小さい
- 猛暑H1需要ベースの需給バランスとしては、需要最大断面での評価とする必要があることから、案1を採用

追加供給力の評価方法（案）

- 2022猛暑H1想定の9エリア合計：17,061万kWの1.9%、324万kWを、15時における9エリア合計の追加供給力とする
- 324万kWを需要比率で各エリアに按分する

（単位：万kW）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
追加供給力	9	28	109	51	10	55	21	10	31

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

（３）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力の適用）

■ 太陽光と需要との相関などを踏まえた追加供給力については、適用月を太陽光と需要に正相関のある夏季7～8月、適用評価を確定論的手法の予備率評価である需給検証、月別予備率の補完的確認としたい。

適用月

7月	8月	9月
今回の評価結果（9エリアで＋324万kW）を適用		適用せず
• 7月後半は太陽光発電・ロードカーブともに8月と同様の傾向となることから、7月についても8月と同じ追加供給力を適用		• 太陽光と需要の相関は7・8月と比較して小さい

適用評価

	評価方法
需給検証（H1需要）	• 今回検討した評価手法を適用
月別予備率の補完的確認（H3需要）	• 需給検証と同様に最大需要断面における予備率評価であることから、需給検証と同じ評価手法※を採用

※追加供給力については、9エリア合計のH3需要1.9%で評価

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

（３）2022年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（稀頻度リスク①）

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。
- 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、対応が出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、早急に確保するべき供給力として、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）

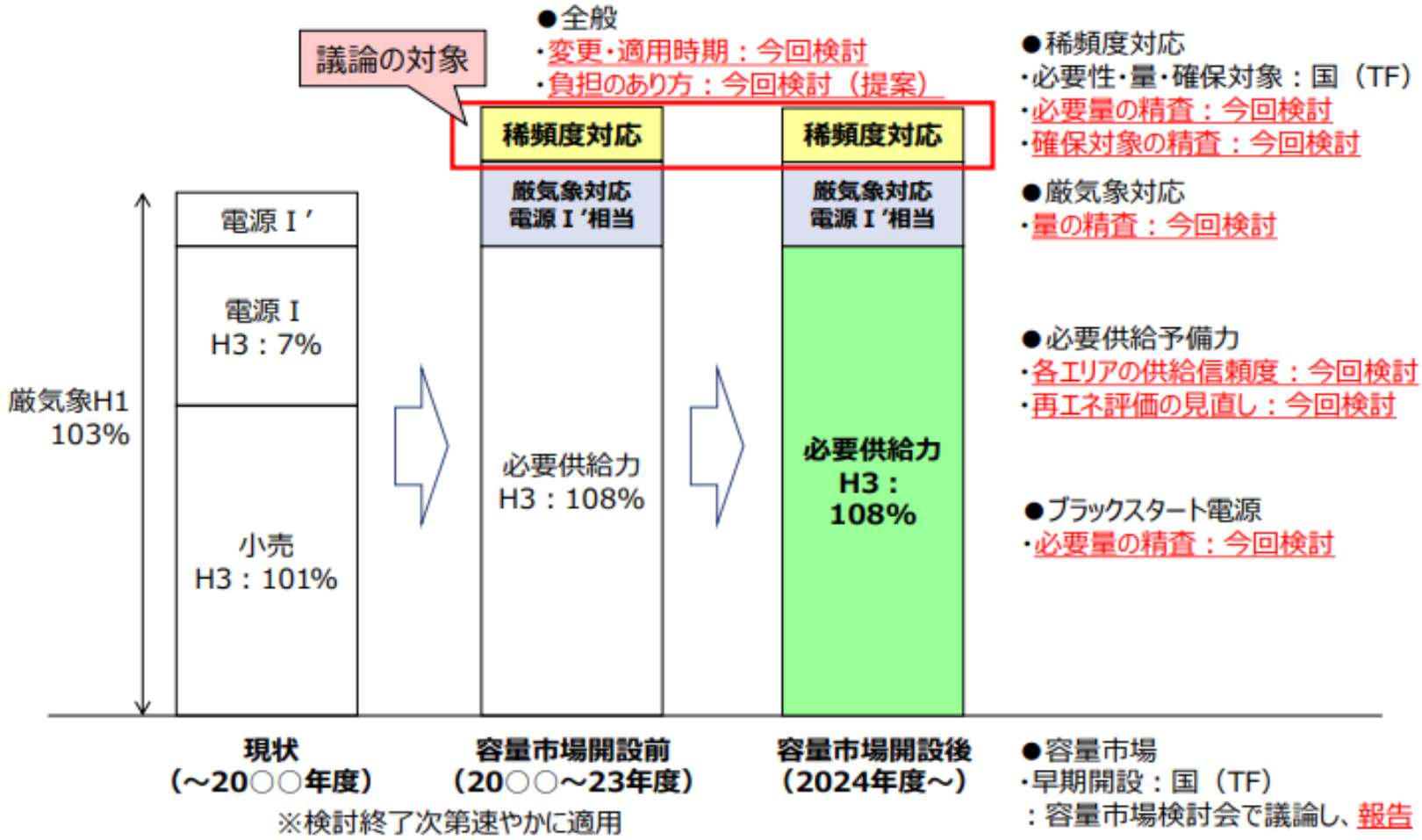
※　第4回　電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.3.5）　資料2　更なる供給力等の対応力確保策の検討　抜粋

（３）2022年度夏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_shiryou.html

（２）本小委員会での審議内容



※　第4回　電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.3.5）　資料2　更なる供給力等の対応力確保策の検討　抜粋

（４）2022年度夏季の需要見通し
：2022年度夏季（8月）の需要見通し（エリア毎の詳細）

■ 供給計画におけるH3需要に対する厳気象時の気温影響及びH1/H3比率等を考慮し、猛暑H1需要を想定した。

2022年度夏季	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	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	14-15時	11-12時
猛暑H1 想定方法	感応度式※1	感応度式※1	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）	2021	2018	2018	2020	2019	2020	2020	2020	2013	2017
気温感応度 （万kW/℃,万kW/mm）	4 8	44 11 3	150 45	66	12	92 20	25 12 3	15 5 1	55 22	5 2
気象考慮要素	・最高気温 ・前3日 平均気温	・最高気温 ・前2日最高 気温平均 ・最小湿度	・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	・最高気温 ・前3日 平均気温
供給計画 H3前提気温等	・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℃	・33.0℃ ・29.6℃
供給計画 H3需要	417	1,306	5,379	2,485	495	2,739	1,047	494	1,535	154
猛暑H3 前提気温等	・35.0℃ ・27.7℃ （猛暑H1前提） ※1	・36.8℃ ・33.5℃ ・40.1%	・37.3℃ ・30.4℃ （猛暑H1前提） ※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℃	・34.3℃ ・30.6℃
猛暑H3需要	※1	※1	※1	2,624	513	2,865	1,098	519	※1	162
算定に用いた H1/H3比率	※1	※1	※1	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	※1	1.01
猛暑H1需要	469	1,450	5,752	2,662	518	2,917	1,109	526	1,658	162
猛暑H1/H3比率 （結果）	1.12	1.11	1.07	1.07	1.05	1.07	1.06	1.06	1.08	1.06

※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8月のケースを記載。
※　四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。
※　H3需要とは、各一般送配電事業者が送配電等業務指針及び需要想定要領に基づき、需要の時系列傾向または経済指標を反映した回帰式を用いつつ、節電や省エネルギーの進展、必要に応じ地域特性や個別需要家の動向等を考慮して想定したものである。

（５）2022年度夏季の供給力見通し：供給力の想定

- 原子力発電については、3エリア570万kW（8月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,076万kW（8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年度夏季は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年度夏季（8月）は関西エリアで5万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年夏季（8月）は10エリア67万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1,202万kW（8月）を見込む。
- 揚水発電については、9エリア2,315万kW（8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2,029万kWを見込む。
  ① 太陽光発電
  10エリア1,942万kW（8月）を見込む。
  ② 風力発電
  10エリア53万kW（8月）を見込む。
  ③ 地熱発電
  3エリア34万kW（8月）を見込む。

（５）2022年度夏季の供給力見通し：原子力供給力と火力供給力

- 保安の観点から必要な定期点検やその他の作業による停止を考慮する（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働するものとして、供給力として見込むこととする。
- 原子力発電については、3エリア570万kW（8月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,076kW（8月）を見込む。
- 火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2022年夏季（8月）は9エリア67万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	193	0	85	292	-	570

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)	359	1,402	3,390	1,703	393	1,449	644	457	1,064	214	11,076

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)	1	11	29	7	5	1	5	2	5	0	67

（５）2022年度夏季の供給力見通し
：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年度夏季は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	25年
合計		15万kW		

（５）2022年度夏季の供給力見通し：水力供給力

- 水力発電については、9エリア1,202万kW（8月）を見込む。
- 水力発電には、貯水池式と自流式があり、その合計値を供給力として見込む。
- 貯水池式については、補修停止等を見込んだ発電可能量を見込む。
- 自流式については、降雨等によって出水量が日々変化するため、EUE算定による火力等の安定電源との代替価値を供給力として見込む。
- なお、水力発電についても火力発電と同様に、保安の観点から必要な定期検査を織り込み、その他は稼働するものとして供給力に見込むこととする。

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
水力供給力(万kW)		56	136	238	164	162	274	38	56	77	-	1,202
内訳	自流式(万kW)	36	126	205	152	58	190	38	41	52	-	898
	貯水式(万kW)	20	10	33	12	104	84	0	16	26	-	305
調整係数(%)		28.8	38.1	36.5	26.3	34.2	33.8	33.7	23.2	20.8	-	-

※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
※　従来L5を用いて供給力を算出していた自流式水力発電所の供給力については調整係数を用いて算出

（５）2022年度夏季の供給力見通し：揚水供給力

■ 揚水発電については、9エリア2,315万kW（8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)	80	71	1,065	418	11	455	211	68	229	-	2,607
揚水供給力 (万kW)	79	23	991	397	10	332	196	68	218	-	2,315
【参考】調整係数(%) (運転継続時間8h)	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	-	-
【参考】調整係数(%) (運転継続時間4h)	82.5	89.1	72.1	79.3	93.3	82.5	90.3	91.4	84.4	-	-

※ 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 「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年度夏季の供給力見通し：太陽光供給力

- 10エリア1,942kW（8月）を見込む。
- 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、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
太陽光供給力(万kW)	23	221	525	371	53	260	200	114	167	7	1,942
調整係数(%)	7.8	24.7	25.3	24.2	31.7	27.1	26.9	32.1	12.7	17.1	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
※ 太陽光と需要の相関などを踏まえた追加供給力を加算。
【出典】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
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2021/files/chousei_69_01.pdf

（５）2022年度夏季の供給力見通し：風力供給力

- 10エリア53万kW（8月）を見込む。
- 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
風力供給力(万kW)	6	19	3	5	1	6	3	4	4	0	53
調整係数(%)	11.3	10.7	4.7	12.1	7.5	12.2	8.9	14.5	6.7	14.7	-

※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（５）2022年度夏季の供給力見通し：地熱供給力

■　3エリア34万kW（8月）を見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力(万kW)	1	17	0	0	0	0	0	0	17	0	34

※　四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（余白）

【参考資料】需給ひっ迫警報発令日の実績について

（１）需給ひっ迫警報発令日の全国最大需要発生時間帯の電力需給実績(3月22日 10～11時)

■ 需給ひっ迫警報発令日（3月22日）の全国最大需要発生時間帯では、寒気に伴う需要増加や福島県沖地震による複数の発電機の停止により、東北・東京エリアの予備率が3%以下となった。

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	3月22日　（火）	10～11時 [9～10時]	406	499	23.0% [27.0%]
東北			1,238	1,225	-1.0% [-2.1%]
東京			4,461	4,389	-1.6% [1.7%]
中部			2,016	2,177	8.0% [4.1%]
北陸			431	452	4.9% [1.2%]
関西			2,108	2,320	10.1% [8.0%]
中国			804	878	9.2% [4.5%]
四国			385	448	16.2% [14.3%]
九州			1,054	1,279	21.3% [10.2%]
全国9エリア			12,902	13,667	5.9% [4.8%]
沖縄			90	139	54.2% [48.1%]
全国10エリア			12,992	13,807	6.3% [5.1%]

※1　予備率がマイナスとなっているエリアについても、揚水式水力を運転計画以上に発電することなどにより、安定供給を確保している。また、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）需給ひっ迫警報発令日のエリア最大需要発生時間帯の電力需給実績

- 需給ひっ迫警報発令日（3月22日）のエリア最大需要発生時間帯では、寒波による需要増加や福島県沖の地震による複数の発電機の停止により、東北・東京エリアの予備率が3%以下となった。
- 北陸エリアについては、当日想定からの太陽光の減少および需要の増加により予備率が3%以下となった。

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	3月22日（火）	18～19時 [13～14時]	428	507	18.3% [17.6%]
東北	3月22日（火）	11～12時 [9～10時]	1,249	1,261	1.0% [-2.1%]
東京	3月22日（火）	13～14時 [14～15時]	4,534	4,252	-6.2% [-7.0%]
東3エリア	—	—	6,210	6,019	-3.1% [-1.9%]
中部	3月22日（火）	9～10時 [9～10時]	2,018	2,101	4.1% [4.1%]
北陸	3月22日（火）	9～10時 [9～10時]	431	437	1.2% [1.2%]
関西	3月22日（火）	10～11時 [8～9時]	2,108	2,320	10.1% [4.6%]
中国	3月22日（火）	9～10時 [9～10時]	841	879	4.5% [4.5%]
四国	3月22日（火）	10～11時 [9～10時]	385	448	16.2% [14.3%]
九州	3月22日（火）	9～10時 [8～9時]	1,096	1,208	10.2% [9.1%]
中西6エリア	—	—	6,880	7,392	7.5% [6.8%]
全国9エリア	—	—	13,090	13,412	2.5% [4.8%]
沖縄	3月22日（火）	9～10時 [9～10時]	92	135	45.7% [48.1%]
全国10エリア	—	—	13,182	13,546	2.8% [5.1%]

※1　予備率がマイナスとなっているエリアについても、揚水式水力を運転計画以上に発電することなどにより、安定供給を確保している。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）需給ひっ迫警報発令日のエリア最大需要発生時間帯の需要実績

■ 需要実績は、全エリアで事前に想定した3月の厳寒H1需要を下回った。東京エリアについても、節電やDR・供給電圧調整の効果により3月の厳寒H1需要を下回った。

（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	－	3/22 19:00	3/22 12:00	3/22 14:00	－	3/22 10:00	3/22 10:00	3/22 11:00	3/22 10:00	3/22 11:00	3/22 10:00	－	3/22 10:00	－
需要想定	6,466	503	1,317	4,646	7,721	2,165	477	2,256	994	446	1,384	14,187	111	14,299
需要実績※2	6,210 (6,104)	428 (406)	1,249 (1,238)	4,534 (4,461)	6,880 (6,798)	2,018 (2,016)	431 (431)	2,108 (2,108)	841 (804)	385 (385)	1,096 (1,054)	13,090 (12,902)	92 (90)	13,182 (12,992)
差分	▲ 255	▲ 75	▲ 68	▲ 112	▲ 842	▲ 147	▲ 46	▲ 148	▲ 153	▲ 61	▲ 287	▲ 1097	▲ 19	▲ 1116
気温影響	▲ 206	▲ 71	▲ 106	▲ 29	▲ 878	▲ 153	▲ 46	▲ 154	▲ 216	▲ 62	▲ 246	▲ 1083	▲ 24	▲ 1107
DR※3	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0	＋ 0
供給電圧調整	▲ 34	-	-	▲ 34	＋ 0	-	-	-	-	-	-	▲ 34	-	▲ 34
その他	▲ 16	▲ 4	＋ 38	▲ 50	＋ 36	＋ 6	＋ 1	＋ 7	＋ 63	＋ 2	▲ 42	＋ 20	＋ 5	＋ 25

＜厳気象対象年度の設定＞
〇厳気象条件は、北海道・四国・九州エリアは2020年度並み、東北・北陸エリアは2013年度並み、 東京エリアは2010年度並み、中部・関西・中国エリアは2017年度並み、沖縄エリアは2015年度並みとした。

※1　前回の電力需給検証報告書（2021年10月）における2021年度冬季見通し。不等時率を考慮していない値。
※2　括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2022年3月22日 10～11時）の需要実績値。
※3　電源Ｉ´発動によるDRの影響。

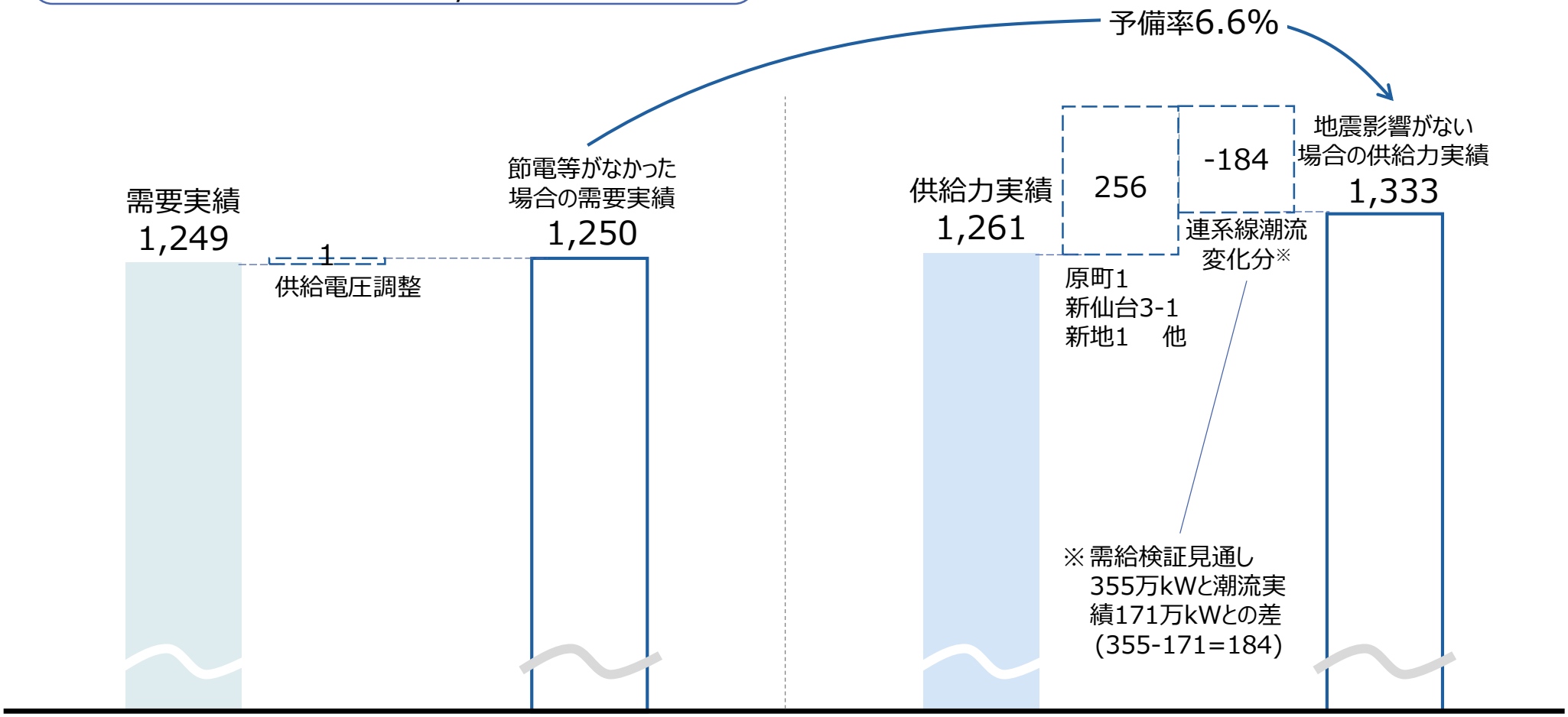
※　需要には太陽光自家消費分は含まない。
※　四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

（４）東北エリアの3/22の需給実績の評価

- 東北エリアの3月22日の需要は、供給電圧調整を考慮しても1,250万kWと3月の厳寒H1需要を67万kW下回っていたものと評価され、地震による供給力減少がなければ、予備率3%を確保できたものと評価される。
- 需給ひっ迫にあたっては様々な需給対策がとられているが、 本評価では主要な要因を考慮した。

東北エリアの今冬実績（3/22、11時台）

（単位：万kW）

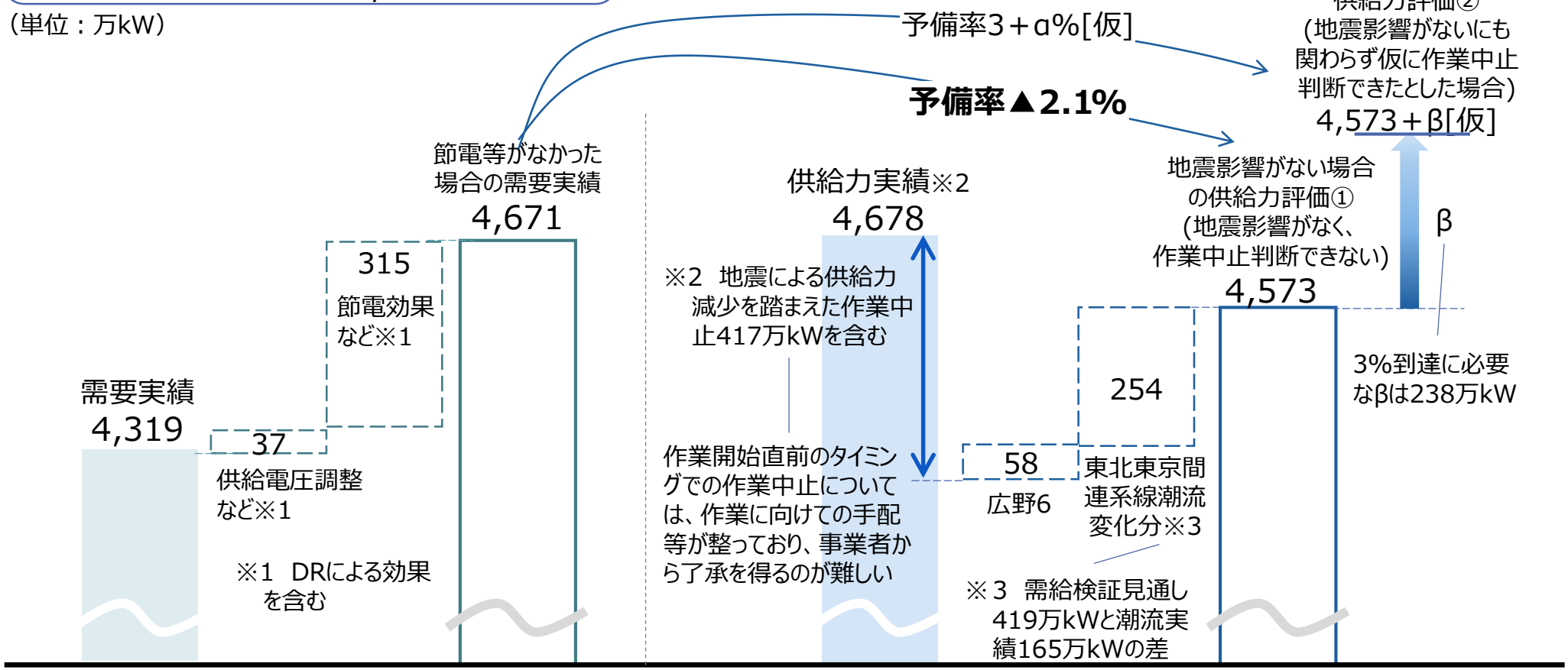


（５）東京エリアの3/22の需給実績の評価【地震なかりせば評価】

- 東京エリアの3月22日の需要は、3月としては稀な寒気により節電等がなければ4,671万kWと3月の厳寒H1需要を25万kW上回っていたと評価される。
- 他方で、供給力に関しては、3月後半は電源等の補修停止計画の開始時期であるところ、地震の影響を踏まえ、予めその補修計画を最大限中止することで供給力を確保したが、本来こうした判断を行うことは難しく、供給力対策として日頃から期待できるものではない。
- 今後、東京電力PGと連携のうえ、今回の事象を踏まえた課題等について整理していくこととしたい。

東京エリアの今冬実績（3/22、17時台）

（単位：万kW）



（５）東京エリアの3/22の需給実績の評価【厳気象なかりせば評価】

■ 週間想定では東京エリアの3/22の需要は4,087万kWと平年並みを想定していた。他方で、3月後半は電源等の補修停止計画の開始時期であり、3/16地震後の電源等の計画外停止による供給力不足の影響を踏まえ、連休前の3/18時点で補修計画中止判断により417万kWの供給力を追加確保することで、7%以上の予備率を確保していたと考えられる。

第47回 電力・ガス基本政策小委員会(2022年4月12日)資料3-1抜粋

3/22需給見通しの変化

15

3/16地震による供給力不足の影響を踏まえた補修計画中止判断により417万kWの供給力を追加確保することで、7%以上の予備率を確保していた

■ 3/22の天候の予測の変化に応じて需給バランスを策定し、必要な対策を講じて必要予備率を確保。3/20に電源トラブルが発生し、発動可能な全て追加供給力対策等の実施を判断。

		週間バランス想定	3/18想定	3/19想定	3/20想定	3/21想定		3/22 当日想定
想定タイミング		3/16 16時	16時	19時	14時	9時	16時	
最高気温［℃］		10.6	9.3	9.4	3.8	3.9	3.8	3.5
最低気温［℃］		4.8	6.5	6.7	3.1	3.9	2.0	3.5
日射量		4～5割程度	1～2割程度	2割程度	1~2割程度	1~2割程度	1~2割程度	1~2割程度
想定需要※1［万kW］		4,087	4,208	4,300	4,694	4734	4,840	4,848
予備率※1［%］		11.5	7.5	7.4	2.2 ※電源トラブル有	1.7	▲7.8※2 (2.5)	▲8.5※2
追加需給対策［万kW］	追加供給力対策量	417	417	417	539	539	539	539
	追加供給力対策内容	-	作業中止	同左	左記に加え、火力OP 電源Ⅰ′ 電源Ⅲ焚増 自家発焚増 供給電圧調整	同左	同左	同左
	節電お願い	-	-	-	相談のみ	相談のみ	500	500
	計画停電	-	-	-	-	-	-	-

※1 最大需要発生時の想定需要、及び予備率