

電力需給検証報告書

2021年5月
電力広域の運営推進機関

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) 2020年度冬季の電力需給実績の検証
 - (3) 2020年度冬季の電力需給実績の検証のまとめ
 - (4) 2021年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方（概要）
 - (5) 2021年度夏季の電力需給の見通し
 - (6) 2021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) 2020年度冬季の電力需要実績
- (2) 2020年度冬季の電力供給力実績
- (3) 2021年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方
- (4) 2021年度夏季の需要見通し
- (5) 2021年度夏季の供給力見通し

電力需給検証報告書の取りまとめ

- 2020年度冬季の電力需給実績
2020年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2021年度夏季の電力需給見通し
猛暑となった場合の需要の想定、及び安定的に見込める供給力の積み上げを行い、安定供給が可能かどうか、需給バランスを検証した。

電力需給検証[※]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	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

※ 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) 2020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8日 9～10時)

5

■ 全国計の最大需要は1月8日 9～10時に発生しており、需要15,607万kW、予備率9.0%であった。

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8日 (金)	9～10時 [17～18時]	522	605	15.9% [18.3%]	541	566 (77)	4.7%
東北			1,480	1,534	3.7% [3.9%]	1,455	1,500 (26)	3.0%
東京			4,813	5,606	16.5% [7.5%]	5,298	5,459 (70)	3.0%
中部			2,409	2,558	6.2% [5.2%]	2,353	2,480 (0)	5.4%
北陸			527	539	2.3% [2.3%]	530	558 (5)	5.4%
関西			2,545	2,651	4.2% [2.9%]	2,555	2,692 (122)	5.4%
中国			1,124	1,138	1.3% [1.3%]	1,097	1,156 (11)	5.4%
四国			493	510	3.5% [1.9%]	504	531 (12)	5.4%
九州			1,591	1,717	8.0% [4.9%]	1,567	1,651 (50)	5.4%
全国9エリア			15,504	16,859	8.7% [5.3%]	15,900	16,594 (373)	4.4%
沖縄			102	153	49.5% [39.5%]	116	158 (0)	35.5%
全国10エリア			15,607	17,012	9.0% [5.6%]	16,016	16,752 (373)	4.6%

※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。(2020年冬季実績は需給停止火力無し)

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(2020年10月)における2020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) 2020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8日 9～10時)

6

- 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、2020年度冬季の実績（1月8日 9～10時）と2020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、想定の▲187万kWであった。

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因	(送電端 万kW)
全国合計	17,012	17,199	▲ 187		
原子力	296	433	▲ 138	大飯の補修差による減 川内・玄海の定格熱出力一定運転による増 (計画外停止 ▲83万kW含む)	
火力	11,933	12,522	▲ 589	計画外停止※1 ▲ 576 (▲4.6%) 需給停止※2 0 火力増出力 未実施分 ▲ 40 その他※3 28 計画外停止等による減 (燃料制約による停止・抑制 ▲296万kW含む)	
水力	688	1,010	▲ 321	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲27万kW含む)	
揚水	1,560	1,976	▲ 415	需給状況を考慮した日々の運用による増 (計画外停止 ▲7万kW含む)	
太陽光	1,747 [4]※5	267	+ 1,480 [▲263]※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	211	188	+ 23		
地熱	38	31	+ 7	補修差等による増 (計画外停止 ▲0.2万kW含む)	
その他※4	539	772	▲ 233		

※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576÷（実績11,933+計画外停止576+需給停止0）」より算出。燃料制約も計画外停止として集約。

※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

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2020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の全国10エリアの合計需要は16,008万kW、予備率4.6%であった。
- 北海道・東北・中部・関西・中国・九州・沖縄エリアについては厳寒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19日 (火)	11～12時 [11～12時]	541	615	13.6% [13.6%]	541	584 (77)	7.9%
東北	1月8日 (金)	9～10時 [9～10時]	1,480	1,534	3.7% [3.7%]	1,460	1,539 (26)	5.4%
東京	1月12日 (火)	16～17時 [17～18時]	5,094	5,405	6.1% [5.5%]	5,313	5,602 (70)	5.4%
東3エリア	—	—	7,115	7,554	6.2% [6.0%]	7,314	7,725 (174)	5.6%
中部	1月8日 (金)	9～10時 [18～19時]	2,409	2,558	6.2% [4.7%]	2,383	2,546 (0)	6.9%
北陸	1月8日 (金)	10～11時 [18～19時]	534	546	2.2% [2.1%]	537	573 (5)	6.9%
関西	1月12日 (火)	10～11時 [9～10時]	2,595	2,635	1.5% [0.2%]	2,587	2,765 (122)	6.9%
中国	1月8日 (金)	9～10時 [7～8時]	1,124	1,138	1.3% [1.3%]	1,111	1,187 (11)	6.9%
四国	1月8日 (金)	18～19時 [17～18時]	507	519	2.3% [1.9%]	510	545 (12)	6.9%
九州	1月7日 (木)	18～19時 [18～19時]	1,606	1,645	2.4% [2.4%]	1,586	1,695 (50)	6.9%
中西6エリア	—	—	8,775	9,040	3.0% [3.6%]	8,713	9,312 (200)	6.9%
全国9エリア	—	—	15,890	16,593	4.4% [4.9%]	16,027	17,037 (373)	6.3%
沖縄	1月9日 (土)	18～19時 [18～19時]	119	156	31.3% [31.3%]	116	162 (0)	39.1%
全国10エリア	—	—	16,008	16,749	4.6% [5.1%]	16,143	17,199 (373)	6.5%

※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)

※3 前回の電力需給検証報告書(2020年10月)における2020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) 2020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

- 北海道・東北・中部・関西・中国・九州・沖縄の7エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、東京エリアでは事前の想定よりも穏やかな気象条件であったことが影響し、全国10エリア合計の冬季最大需要実績は、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
需要想定※1	7,314	541	1,460	5,313	8,713	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	16,027	116	16,143
需要実績※2	7,115 (6,815)	541 (522)	1,480 (1,480)	5,094 (4,813)	8,775 (8,689)	2,409 (2,409)	534 (527)	2,595 (2,545)	1,124 (1,124)	507 (493)	1,606 (1,591)	15,890 (15,504)	119 (102)	16,008 (15,607)
差分	▲ 199	+ 0	+ 20	▲ 219	+ 62	+ 27	▲ 3	+ 8	+ 13	▲ 3	+ 20	▲ 137	+ 2	▲ 135
気温影響	▲ 232	▲ 2	+ 19	▲ 250	+ 28	▲ 30	+ 7	▲ 8	▲ 6	+ 1	+ 64	▲ 204	▲ 0	▲ 205
DR※3	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	▲ 12	+ 0	▲ 8	▲ 3	▲ 1	▲ 1	+ 0	▲ 12	+ 0	▲ 12
その他	+ 33	+ 2	+ 1	+ 31	+ 46	+ 57	▲ 2	+ 19	+ 19	▲ 3	▲ 45	+ 79	+ 3	+ 82

<厳気象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2018年度並み、東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアは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（2020年10月）における2020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（2021年1月8日 9～10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。

- 全国最大需要時の実績は15,607万kWであり、予備率は9.0%であった。燃料制約を含む計画外停止は789万kW※1あり、予備率への影響は▲5.1%。なお、全国最大発生日の予備率最小断面の予備率は5.6%であった。
- 需給停止している発電機が無かったことも踏まえると、全国的に厳しい需給状況であった。
- 需要実績は、北海道・東北・中部・関西・中国・九州・沖縄の7エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、東京エリアでは事前の想定よりも穏やかな気象条件であったことが影響し、全国10エリア合計の冬季最大需要実績は、厳寒H1需要を下回った。
- 四国・九州エリアでは厳寒H1需要を想定する際に前提とした気象条件よりも厳しい気象条件となったため、今後の電力需給検証においては、2020年度冬季の気象条件を反映して想定するよう検討していく。
- なお、新型コロナウイルス感染再拡大に伴い、2度目の緊急事態宣言が発令された2021年1月の全国送電端電力量は、前年同月と比べて3.5%増加しており（速報値：気象補正後）、在宅率の高まりなど緊急事態宣言による影響が一定程度あったと考え得る。

※1 火力発電以外の計画外停止、及び火力の燃料制約を含む

- 経済指標は2020年5月を底に回復傾向が見られたものの、依然として前年同月比マイナスが継続。
- 電力需要は2020年5月を底に回復傾向が見られ、2020年12月以降は前年同月比プラス。

前年同月比【%】

	送電端電力量 (カッコ内は気象補正前)	第3次産業活動指数	鉱工業生産指数
2020年 4月	−3.2(−3.6)	−13.5	−15.0
5月	−8.6(−8.7)	−17.4	−26.3
6月	−5.9(−2.3)	−8.3	−18.2
7月	−4.2(−5.5)	−8.9	−15.5
8月	−3.8(+1.0)	−8.5	−13.8
9月	−1.9(−2.8)	−8.6	−9.0
10月	−2.0(−3.4)	−1.4	−3.0
11月	−1.0(−1.8)	−3.8	−3.9
12月	+1.7(+3.7)	−3.5	−2.6
2021年 1月	+3.5(+7.8)	−5.4	−5.2
2月	+1.2(−1.1)	−5.0	−2.6

- 送電端電力量（気象補正後速報：前年同月比）は、5月▲8.6%を底に、12月は+1.7%、1月は+3.5%まで回復。

【参考】2020年度各エリア需要実績（電力量）の比較

- 2020年9月および10月の需要実績（電力量：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値で比較した。
- 9月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲3.2%～▲0.3%（気象補正有〔上段〕）である。
- 10月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲4.1%～1.0%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端 百万kWh）

エリア	9月電力量実績				10月電力量実績			
	①2020年度 実績	②2019年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)	①2020年度 実績	②2019年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)
北海道	2,152	2,186	▲ 34	▲ 1.6%	2,319	2,310	9	0.4%
	2,211	2,215	▲ 4	▲ 0.2%	2,303	2,310	▲ 7	▲ 0.3%
東北	5,854	6,048	▲ 194	▲ 3.2%	6,116	6,239	▲ 123	▲ 2.0%
	6,272	6,204	68	1.1%	6,121	6,233	▲ 112	▲ 1.8%
東京	21,767	22,295	▲ 528	▲ 2.4%	20,780	21,290	▲ 510	▲ 2.4%
	23,517	24,048	▲ 531	▲ 2.2%	20,969	21,754	▲ 785	▲ 3.6%
中部	10,647	10,915	▲ 268	▲ 2.5%	10,229	10,325	▲ 96	▲ 0.9%
	11,131	11,573	▲ 442	▲ 3.8%	10,244	10,530	▲ 286	▲ 2.7%
北陸	2,114	2,184	▲ 70	▲ 3.2%	2,156	2,167	▲ 11	▲ 0.5%
	2,252	2,299	▲ 47	▲ 2.0%	2,156	2,181	▲ 25	▲ 1.1%
関西	11,409	11,441	▲ 32	▲ 0.3%	10,594	10,790	▲ 196	▲ 1.8%
	11,789	12,206	▲ 417	▲ 3.4%	10,611	11,065	▲ 454	▲ 4.1%
中国	4,801	4,840	▲ 39	▲ 0.8%	4,470	4,663	▲ 193	▲ 4.1%
	4,918	5,022	▲ 104	▲ 2.1%	4,485	4,727	▲ 242	▲ 5.1%
四国	2,097	2,106	▲ 9	▲ 0.4%	1,976	2,051	▲ 75	▲ 3.7%
	2,171	2,256	▲ 85	▲ 3.8%	1,976	2,098	▲ 122	▲ 5.8%
九州	6,812	6,939	▲ 127	▲ 1.8%	6,267	6,413	▲ 146	▲ 2.3%
	6,810	7,332	▲ 522	▲ 7.1%	6,296	6,572	▲ 276	▲ 4.2%
沖縄	763	765	▲ 2	▲ 0.3%	674	667	7	1.0%
	766	787	▲ 21	▲ 2.7%	694	712	▲ 18	▲ 2.5%
全国10エリア	68,416	69,719	▲ 1,303	▲ 1.9%	65,581	66,915	▲ 1,334	▲ 2.0%
	71,837	73,942	▲ 2,105	▲ 2.8%	65,855	68,182	▲ 2,327	▲ 3.4%

※ 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、電気事業連合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】2020年度各エリア需要実績（電力量）の比較

- 2020年11月および12月の需要実績（電力量：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値で比較した。
- 11月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲4.6%～1.7%（気象補正有〔上段〕）である。
- 12月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲0.8%～4.8%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端 百万kWh）

エリア	11月電力量実績				12月電力量実績			
	①2020年度 実績	②2019年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)	①2020年度 実績	②2019年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)
北海道	2,594	2,550	44	1.7%	3,086	3,085	1	0.0%
	2,548	2,589	▲ 41	▲ 1.6%	3,122	3,071	51	1.7%
東北	6,535	6,669	▲ 134	▲ 2.0%	7,906	7,678	228	3.0%
	6,459	6,627	▲ 168	▲ 2.5%	8,047	7,593	454	6.0%
東京	21,553	21,776	▲ 223	▲ 1.0%	26,034	25,901	133	0.5%
	21,132	21,686	▲ 554	▲ 2.6%	25,928	25,372	556	2.2%
中部	10,286	10,289	▲ 3	▲ 0.0%	12,064	11,684	380	3.3%
	10,215	10,220	▲ 5	▲ 0.0%	11,970	11,420	550	4.8%
北陸	2,268	2,279	▲ 11	▲ 0.5%	2,760	2,633	127	4.8%
	2,255	2,272	▲ 17	▲ 0.7%	2,758	2,576	182	7.1%
関西	10,665	10,719	▲ 54	▲ 0.5%	12,852	12,595	257	2.0%
	10,637	10,740	▲ 103	▲ 1.0%	12,820	12,356	464	3.8%
中国	4,600	4,822	▲ 222	▲ 4.6%	5,562	5,608	▲ 46	▲ 0.8%
	4,570	4,801	▲ 231	▲ 4.8%	5,609	5,514	95	1.7%
四国	2,024	2,068	▲ 44	▲ 2.1%	2,455	2,425	30	1.2%
	2,012	2,068	▲ 56	▲ 2.7%	2,459	2,379	80	3.4%
九州	6,352	6,381	▲ 29	▲ 0.5%	7,783	7,592	191	2.5%
	6,343	6,369	▲ 26	▲ 0.4%	7,921	7,468	453	6.1%
沖縄	569	581	▲ 12	▲ 2.1%	596	575	21	3.7%
	605	599	6	1.0%	596	581	15	2.6%
全国10エリア	67,446	68,134	▲ 688	▲ 1.0%	81,098	79,776	1,322	1.7%
	66,776	67,971	▲ 1,195	▲ 1.8%	81,230	78,330	2,900	3.7%

※ 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、電気事業連合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】2020年度各エリア需要実績（電力量）の比較

- 2021年1月および2月の需要実績（電力量：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値で比較した。
- 1月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、1.8%～7.7%（気象補正有〔上段〕）である。
- 2月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲ 2.0%～3.2%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端 百万kWh）

エリア	1月電力量実績				2月電力量実績			
	①2020年度 実績	②2019年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)	①2020年度 実績	②2019年度 実績	③差分 (①－②)	変化率 (③／②)
北海道	3,317	3,191	126	3.9%	2,927	2,987	▲ 60	▲ 2.0%
	3,353	3,138	215	6.9%	2,894	2,945	▲ 51	▲ 1.7%
東北	8,563	8,019	544	6.8%	7,742	7,727	15	0.2%
	8,695	7,716	979	12.7%	7,542	7,409	133	1.8%
東京	27,651	27,157	494	1.8%	24,765	24,267	498	2.1%
	27,508	26,051	1,457	5.6%	23,511	23,764	▲ 253	▲ 1.1%
中部	12,768	12,295	473	3.8%	11,685	11,323	362	3.2%
	12,606	11,696	910	7.8%	11,179	11,333	▲ 154	▲ 1.4%
北陸	2,969	2,756	213	7.7%	2,761	2,719	42	1.5%
	3,002	2,628	374	14.2%	2,597	2,589	8	0.3%
関西	13,643	13,055	588	4.5%	12,267	12,224	43	0.4%
	13,590	12,548	1,042	8.3%	11,651	11,723	▲ 72	▲ 0.6%
中国	5,913	5,759	154	2.7%	5,235	5,245	▲ 10	▲ 0.2%
	5,926	5,506	420	7.6%	4,968	5,251	▲ 283	▲ 5.4%
四国	2,630	2,531	99	3.9%	2,339	2,296	43	1.9%
	2,624	2,410	214	8.9%	2,212	2,217	▲ 5	▲ 0.2%
九州	8,160	7,994	166	2.1%	7,178	7,167	11	0.2%
	8,231	7,610	621	8.2%	6,786	6,909	▲ 123	▲ 1.8%
沖縄	607	573	34	5.9%	515	510	5	1.0%
	607	573	34	5.9%	515	534	▲ 19	▲ 3.6%
全国10エリア	86,221	83,330	2,891	3.5%	77,414	76,465	949	1.2%
	86,142	79,876	6,266	7.8%	73,855	74,674	▲ 819	▲ 1.1%

※ 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、電気事業連合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

(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129者）
⇒ 2020年度上半期の供給量が0.5億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74者）
⇒ 2021年度の供給計画における2021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代替価値を供給力として見込む。
- 尚、前回（2021年3月23日）報告以降の電源脱落や補修調整結果を反映した。

(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) 2021年度夏季の電力需給の見通し : 2021年度 夏季見通し

17

- 猛暑H1需要に対して、電源Ⅰ'・火力増出力運転・連系線の活用・不等時性を考慮した結果、予備率は3%以上となった。

〈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 (内 電源Ⅰ')	7,603 (184)	514 (16)	1,339 (48)	5,750 (120)	9,497 (223)	2,672 (53)	524 (6)	2,937 (82)	1,119 (27)	532 (7)	1,713 (49)	17,100 (407)	201 (11)	17,302 (418)
最大需要電力	7,278	442	1,291	5,544	9,157	2,576	505	2,832	1,079	513	1,652	16,435	155	16,590
供給予備力	325	72	48	206	340	96	19	105	40	19	61	666	46	712
供給予備率	4.5	16.2	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	4.1	29.9	4.3
予備力3%確保 に対する不足分	107	58	9	40	66	18	4	20	8	4	12	173	42	214
【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 (内 電源Ⅰ')	7,773 (184)	548 (16)	1,469 (48)	5,756 (120)	9,610 (223)	2,693 (53)	528 (6)	2,960 (82)	1,128 (27)	537 (7)	1,764 (49)	17,383 (407)	210 (11)	17,593 (418)
最大需要電力	7,401	442	1,415	5,544	9,209	2,594	509	2,851	1,087	517	1,652	16,609	160	16,769
供給予備力	372	106	54	212	402	99	19	109	42	20	112	774	50	824
供給予備率	5.0	23.9	3.8	3.8	4.4	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	6.8	4.7	31.6	4.9
予備力3%確保 に対する不足分	150	93	12	46	125	22	4	24	9	4	63	276	46	321
【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 (内 電源Ⅰ')	7,232 (184)	552 (16)	1,382 (48)	5,298 (120)	8,954 (223)	2,635 (53)	485 (6)	2,583 (82)	1,047 (27)	526 (7)	1,679 (49)	16,186 (407)	210 (11)	16,396 (418)
最大需要電力	6,817	421	1,323	5,073	8,280	2,491	454	2,419	980	493	1,443	15,097	155	15,252
供給予備力	415	131	59	225	674	144	31	164	66	33	236	1,089	55	1,144
供給予備率	6.1	31.2	4.4	4.4	8.1	5.8	6.8	6.8	6.8	6.8	16.4	7.2	35.5	7.5
予備力3%確保 に対する不足分	210	119	19	73	426	69	17	91	37	19	193	636	50	686

- ※ 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、2021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) 2021年度夏季の電力需給の見通し

18

：電源I'・火力増出力：考慮、連系線活用等：未考慮

- 連系線活用等を考慮しない場合には、東京・中部・関西（7月、8月）エリアで予備率3%を下回るだけでなく、関西エリアの供給力は最大需要電力に満たない状況である。

〈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	7,863	593	1,462	5,808	9,694	2,631	574	2,791	1,304	606	1,788	17,557	207	17,764
(内 電源 I')	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	7,420	442	1,318	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,734	155	16,889
供給予備力	443	151	144	148	380	1	58	▲100	202	82	136	823	52	875
供給予備率	6.0	34.2	10.9	2.6	4.1	0.0	11.3	▲3.5	18.4	15.7	8.3	4.9	33.4	5.2
予備力3%確保 に対する不足分	220	138	104	▲22	101	▲78	43	▲187	169	66	87	321	47	368

【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	7,970	625	1,531	5,814	9,877	2,670	553	2,814	1,358	617	1,865	17,847	216	18,063
(内 電源 I')	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	7,546	442	1,444	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,860	160	17,019
供給予備力	424	183	86	154	564	40	38	▲77	256	93	213	987	56	1,043
供給予備率	5.6	41.4	6.0	2.7	6.1	1.5	7.3	▲2.7	23.3	17.8	12.9	5.9	35.1	6.1
予備力3%確保 に対する不足分	197	170	43	▲16	285	▲38	22	▲164	223	77	164	482	51	533

【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	7,386	600	1,398	5,387	9,232	2,588	551	2,559	1,182	587	1,765	16,618	215	16,833
(内 電源 I')	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	6,951	421	1,351	5,179	8,325	2,491	459	2,444	991	498	1,443	15,276	155	15,431
供給予備力	435	179	47	208	907	98	92	114	192	89	322	1,342	61	1,402
供給予備率	6.3	42.6	3.5	4.0	10.9	3.9	20.0	4.7	19.4	18.0	22.3	8.8	39.1	9.1
予備力3%確保 に対する不足分	226	167	7	53	657	23	78	41	162	75	279	884	56	940

(5) 2021年度夏季の電力需給の見通し ：稀頻度リスク評価

19

- 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。
- 7月東北～九州エリアで40万kW不足、8月東北～四国エリアで19万kW不足している状況である。

※ 平年H3需要：2021年度供給計画の第1年度（2021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（2021年度）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
平年H3需要	497	1,350	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	150
平年H3需要 ×1%	5	14	53	25	5	27	10	5	15	2

○稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	5	154							15	24
8月	5	139							15	24
9月	5	67		25		47			15	24

○予備率3%に対する余剰分の供給力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	58	114							63	42
8月	93	120							193	46
9月	119	92		69		164			193	50

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

19万kWの不足
120-139=▲19万kW

40万kWの不足
114-154=▲40万kW

(5) 2021年度夏季の電力需給の見通し

: 東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアの稀頻度リスク分について

20

- 東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアの7月・8月（九州以外）の見通しについて
 - ・ 稀頻度リスクを考慮すると、7月に40万kW、8月に19万kWの追加対応力が必要となる。
- ⇒ 追加対応力（約41万kW、約43万kW）により対応できる見通しであるが、予断を許さない状況。

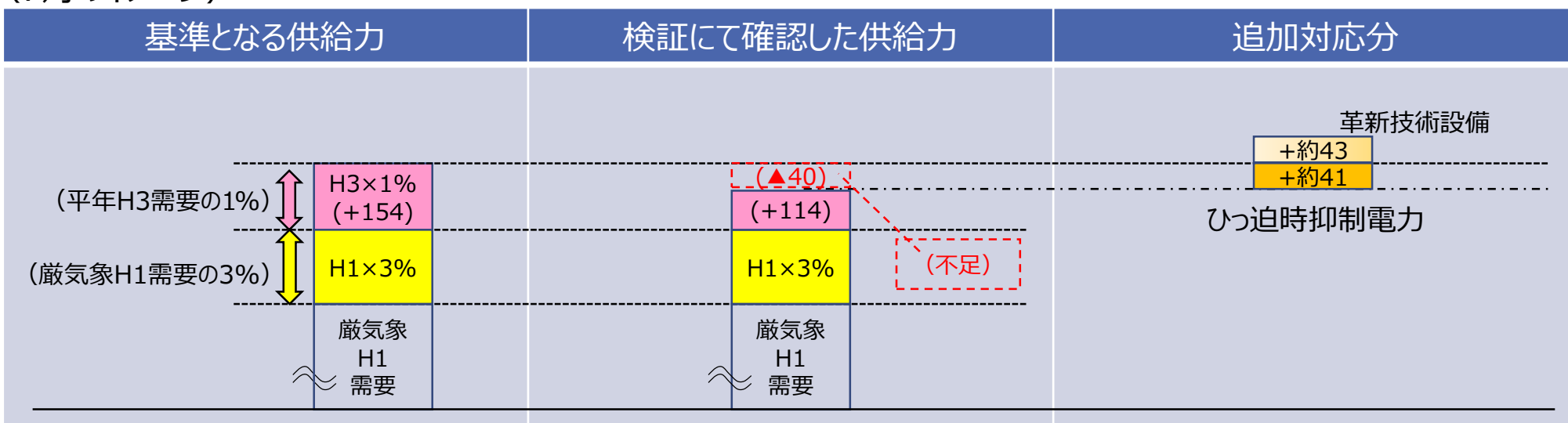
【追加対応】

○小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力※」（約41万kW）

※ 随時調整契約やDR等により、需給ひっ迫時等に一定の需要抑制効果が見込める電力

尚、革新技术設備（約43万kW）については、稼働していれば供給力となることからひっ迫時抑制電力が不要となる。

(7月のイメージ)



- 本検証の結果、猛暑H 1 需要に対するkWの確保という観点でのクライテリアは満たすことが確認できた。
- ただし、供給計画で確認している広域的な予備率で8%を下回ったこと、2020年度冬季の需給ひっ迫の経験を踏まえれば、ピーク対応を評価したH 1 需要のkWバランスだけで、供給力が十分に確保できたと判断することは早計。
- 夏季まで限られた時間のなかで、電源トラブル等により需給バランスが悪化する場合に備え、情報発信のあり方について広域機関にて検討していく。

<確認結果概要>

- ✓ 猛暑H1需要に対して、連系線活用等を考慮しない場合には東京・中部・関西（7月、8月）エリアで予備率3%を下回るだけでなく、関西エリアの供給力は最大需要電力に満たない。
- ✓ 電源 I '・火力増出力運転・連系線を活用し、不等時性を考慮し、予備率は3%以上となる。

<参考情報>

- 別途評価を実施しているH 3 の需給バランスでは東北から四国まで広域で予備率8%を下回っている。
- また、供給計画とりまとめ以降にも電源トラブルが発生している。

(余白)

(参考) 需給バランス算定手順

(参考) 需給バランス算定手順

24

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。
- 東京・中部・関西（7月、8月）エリアで予備率3%を下回る。

〈電源 I´ 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 未活用〉

(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	7,863	593	1,462	5,808	9,694	2,631	574	2,791	1,304	606	1,788	17,557	207	17,764
(内 電源 I´)	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	7,420	442	1,318	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,734	155	16,889
供給予備力	443	151	144	148	380	1	58	▲100	202	82	136	823	52	875
供給予備率	6.0	34.2	10.9	2.6	4.1	0.0	11.3	▲3.5	18.4	15.7	8.3	4.9	33.4	5.2
予備力3%確保 に対する不足分	220	138	104	▲22	101	▲78	43	▲187	169	66	87	321	47	368

【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	7,970	625	1,531	5,814	9,877	2,670	553	2,814	1,358	617	1,865	17,847	216	18,063
(内 電源 I´)	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	7,546	442	1,444	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,860	160	17,019
供給予備力	424	183	86	154	564	40	38	▲77	256	93	213	987	56	1,043
供給予備率	5.6	41.4	6.0	2.7	6.1	1.5	7.3	▲2.7	23.3	17.8	12.9	5.9	35.1	6.1
予備力3%確保 に対する不足分	197	170	43	▲16	285	▲38	22	▲164	223	77	164	482	51	533

【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	7,386	600	1,398	5,387	9,232	2,588	551	2,559	1,182	587	1,765	16,618	215	16,833
(内 電源 I´)	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	6,951	421	1,351	5,179	8,325	2,491	459	2,444	991	498	1,443	15,276	155	15,431
供給予備力	435	179	47	208	907	98	92	114	192	89	322	1,342	61	1,402
供給予備率	6.3	42.6	3.5	4.0	10.9	3.9	20.0	4.7	19.4	18.0	22.3	8.8	39.1	9.1
予備力3%確保 に対する不足分	226	167	7	53	657	23	78	41	162	75	279	884	56	940

(参考) 需給バランス算定手順

25

手順1-2 連系線活用の考慮 (不等時性・計画外停止：未考慮)

- 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。
- 全国9エリアで予備率を均平化しようと供給力を移動しても、北海道東北間連系線（北本連系線）、東京中部間連系設備（FC）、中部関西間連系線（三重東近江幹線）、中部北陸間連系設備（南福光BTB）、中国九州間連系線（関門連系線）で十分な空容量が無く、その結果、エリアにより予備率の値が異なる状況となる。

〈電源 I 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用〉

(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	7,817	529	1,376	5,911	9,740	2,746	538	3,019	1,151	547	1,738	17,557	207	17,764
(内 電源 I)	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	7,420	442	1,318	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,734	155	16,889
供給予備力	397	87	58	251	427	117	23	128	49	23	87	823	52	875
供給予備率	5.3	19.7	4.4	4.4	4.6	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	5.3	4.9	33.4	5.2
予備力3%確保 に対する不足分	174	74	19	81	147	38	7	42	16	8	37	321	47	368
【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	7,990	564	1,509	5,916	9,857	2,761	541	3,035	1,157	550	1,812	17,847	216	18,063
(内 電源 I)	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	7,546	442	1,444	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,860	160	17,019
供給予備力	444	122	65	256	544	132	26	145	55	26	161	987	56	1,043
供給予備率	5.9	27.6	4.5	4.5	5.8	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	9.7	5.9	35.1	6.1
予備力3%確保 に対する不足分	217	109	22	86	265	53	10	58	22	10	111	482	51	533
【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	7,424	568	1,418	5,438	9,194	2,702	498	2,653	1,075	541	1,725	16,618	215	16,833
(内 電源 I)	(184)	(16)	(48)	(120)	(223)	(53)	(6)	(82)	(27)	(7)	(49)	(407)	(11)	(418)
最大需要電力	6,951	421	1,351	5,179	8,325	2,491	459	2,444	991	498	1,443	15,276	155	15,431
供給予備力	473	147	67	259	869	211	39	209	85	43	282	1,342	61	1,402
供給予備率	6.8	34.9	5.0	5.0	10.4	8.5	8.6	8.6	8.6	8.6	19.6	8.8	39.1	9.1
予備力3%確保 に対する不足分	264	134	27	103	619	136	26	136	55	28	239	884	56	940

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-3 不等時性の考慮

26

- 最大需要発生 の不等時性を考慮して需要を評価する。
 - ✓ 前述の手順1-2における連系線活用（予備率の均平化）の結果より、各月でブロック化するエリアを判定（連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化）
 - ✓ 「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

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%	▲2.04							0%	0 %
8月		▲2.05		▲1.37						
9月				0 %	▲1.03					

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	7,546	442	1,444	5,660	9,313	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	16,860	160	17,019
考慮後	7,401	442	1,415	5,544	9,209	2,594	509	2,851	1,087	517	1,652	16,609	160	16,769
差分	▲ 146	0	▲ 30	▲ 116	▲ 105	▲ 36	▲ 7	▲ 40	▲ 15	▲ 7	0	▲ 250	0	▲ 250

(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

27

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	東北・東京	東北・東京・中部・北陸・ 関西・中国・四国	中部・北陸・ 関西・中国・四国	北陸・関西・中 国・四国	全国 9 エリア	—
日付	8/2	7/23	7/23	7/23	8/3	—
時間帯	15:00	15:00	15:00	17:00	15:00	—
合成最大需要※ (⑪)	6,934	14,430	7,547	4,978	16,338	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計 (⑫)	7,080 Σ(②～③)	14,731 Σ(②～⑧)	7,651 Σ(④～⑧)	5,030 Σ(⑤～⑧)	16,774 Σ(①～⑨)	最大の合計
差分 (⑬)	▲145	▲301	▲105	▲52	▲437	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.05 %	▲2.04 %	▲1.37 %	▲1.03	▲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1-4 計画外停止の考慮

28

- 計画断面で計上した供給力のうち、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率は、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、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	7,970	625	1,531	5,814	9,877	2,670	553	2,814	1,358	617	1,865	17,847	216	18,063
考慮後	7,763	609	1,491	5,663	9,621	2,601	539	2,741	1,323	601	1,816	17,383	210	17,593
差分	▲ 207	▲ 16	▲ 40	▲ 151	▲ 257	▲ 69	▲ 14	▲ 73	▲ 35	▲ 16	▲ 48	▲ 464	▲ 6	▲ 470

※ 予備率均平化前の供給力(手順1-1)

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-5 最終的な評価結果【再掲】

29

- 不等時性を考慮した需要（手順1-3）および計画外停止を考慮した供給力（手順1-4）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 (内 電源Ⅰ')	7,603 (184)	514 (16)	1,339 (48)	5,750 (120)	9,497 (223)	2,672 (53)	524 (6)	2,937 (82)	1,119 (27)	532 (7)	1,713 (49)	17,101 (407)	201 (11)	17,302 (418)
最大需要電力	7,278	442	1,291	5,544	9,157	2,576	505	2,832	1,079	513	1,652	16,435	155	16,590
供給予備力	326	72	48	206	340	96	19	105	40	19	61	666	46	712
供給予備率	4.5	16.2	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	3.7	4.1	29.9	4.3
予備力3%確保 に対する不足分	107	58	9	40	66	18	4	20	8	4	12	173	42	214
【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 (内 電源Ⅰ')	7,773 (184)	548 (16)	1,469 (48)	5,756 (120)	9,610 (223)	2,693 (53)	528 (6)	2,960 (82)	1,128 (27)	537 (7)	1,764 (49)	17,383 (407)	210 (11)	17,593 (418)
最大需要電力	7,401	442	1,415	5,544	9,209	2,594	509	2,851	1,087	517	1,652	16,609	160	16,769
供給予備力	372	106	54	212	402	99	19	109	42	20	112	774	50	824
供給予備率	5.0	23.9	3.8	3.8	4.4	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	6.8	4.7	31.6	4.9
予備力3%確保 に対する不足分	150	93	12	46	125	22	4	24	9	4	63	276	46	321
【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 (内 電源Ⅰ')	7,232 (184)	552 (16)	1,382 (48)	5,298 (120)	8,954 (223)	2,635 (53)	485 (6)	2,583 (82)	1,047 (27)	526 (7)	1,679 (49)	16,186 (407)	210 (11)	16,396 (418)
最大需要電力	6,817	421	1,323	5,073	8,280	2,491	454	2,419	980	493	1,443	15,097	155	15,252
供給予備力	415	131	59	225	674	144	31	164	66	33	236	1,089	55	1,144
供給予備率	6.1	31.2	4.4	4.4	8.1	5.8	6.8	6.8	6.8	6.8	16.4	7.2	35.5	7.5
予備力3%確保 に対する不足分	210	119	19	73	426	69	17	91	37	19	193	636	50	686

〔補足〕8月の東北・東京エリア、中部～四国エリアの予備率について

上表において、8月の東北・東京エリアの予備率は中部～四国エリアと結果的には同じ値である。これは、計画外停止の考慮により供給力を減じたことで、予備率均平化による中部～四国エリアから東北・東京エリアへ移動させる供給力が減少し、その結果、連系線を通る潮流も減少したためである（連系線制約も顕在化していない）。しかし、ここで再度、東北・東京エリアも含めた東北～四国エリアでブロック化をして、中部～四国エリアの需要を減じると、その分だけ中部～四国エリアに余力が生まれ、再度均平化しようとする中部～四国エリアから移動させる供給力が増え、連系線制約が顕在化する。つまり、連系線の空容量と均平化前の需給バランスの状況によっては、連系線制約とブロック化で無限ループとなることもある。そのため、最初に決めたブロック化（手順1-3）で固定して評価している。

(余白)

委員長

大橋 弘

東京大学大学院 公共政策大学院 院長（敬称略）

委員（中立者）

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

大久保 昌利

関西電力送配電株式会社 執行役員 工務部担当、系統運用部担当

田山 幸彦

東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部長

野村 京哉

電源開発株式会社 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

白井 俊行

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

森本 将史

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・五十音順）

（2021年4月現在）

○第59回委員会（2020年3月23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60回委員会（2021年4月30日）

（議題）

- ・電力需給検証報告書について

【参考資料】電力需給検証詳細データ

(1) 2020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）

34

■ 四国・九州エリアについては、前提とした厳気象対象年度（2017年度）と同等以上の気象条件となった。

			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	H1/H3比率	H1/H3比率
対象年度（至近10カ年）			2018	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015
気象感応度 (万kW/℃, 万kW/pt)	想定		・-8 ・11	・-24	・-85 ・-44	・-34	・-11	・-51	・-19	・-8	・-27 ・-11	・-3
	実績		・-7 ・16	・-30	・-74 ・-33	・-33	・-10	・-55	・-24	・-8	・-35 ・- ※2	・-4
気象考慮要素			・日平均気温 ・降水量	・日平均気温	・最大時発生気温 ・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	・日最高気温 ・前5日 最高気温平均	・日平均気温
H3気温 (℃,pt)	想定		・-5.9℃ ・0.4℃	・-1.7℃	・2.6℃ ・4.3℃	・1.3℃	・0.1℃	・2.8℃	・1.8℃	・6.8℃	・6.1℃ ・9.8℃	・14.5℃
	実績	H1	・-7.2℃ ・2.3℃	・-4.4℃	・3.7℃ ・2.0℃	・0℃	・-0.7℃	・3.2℃	・-2.3℃	・3.1℃	・-0.6℃ ・- ※2	・11.6℃
		H3平均	・-6.9℃ ・0.8℃	・-2.7℃	・3.0℃ ・5.4℃	・2.2℃	・0.5℃	・2.2℃	・0.2℃	・4.4℃	・0.3℃ ・- ※2	・12.2℃
H3需要 (万kW)	想定		500	1,369	4,775	2,297	492	2,459	1,033	459	1,493	103
	実績	H1	541	1,480	5,094	2,409	534	2,595	1,124	507	1,606	119
		H3平均	536	1,457	4,975	2,363	522	2,544	1,094	500	1,576	115
H3想定気温（再掲） (℃)			・-5.9℃ ・0.4℃	・-1.7℃	・2.6℃ ・4.3℃	・1.3℃	・0.1℃	・2.8℃	・1.8℃	・6.8℃	・6.1℃ ・9.8℃	・14.5℃
厳寒H3前提気温等			・-11.5℃ ・0.0℃ (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℃	・4.7℃	・3.9℃ ・8.1℃	・10.7℃
厳寒H3想定（万kW）			※1	1,447	※1	2,359	529	2,551	1,090	500	1,570	114
H1/H3比率 (5カ年実績平均)			※1	1.01	※1	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	1.02
厳寒H1想定（万kW）			541	1,460	5,313	2,382	537	2,587	1,111	510	1,586	116
厳寒H1/H3比率（結果） (2020年度冬季想定)			1.08	1.07	1.11	1.04	1.09	1.05	1.08	1.11	1.06	1.14
H1/H3比率 (2020年度冬季実績)			1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.03	1.01	1.02	1.03

※1 北海道、東京エリアは、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。

※2 九州エリアの気象要素については、想定は最高気温を使用していたものの、今年度冬季H1発生日の気温は午後から急低下しており、最高気温を使用すると気象影響量が過小に算出される可能性があるため、実績には最大電力発生時の気温を使用した。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

(1) 2020年度冬季の電力需要実績 ：【再掲】各エリア最大需要時の需要実績

- 北海道・東北・中部・関西・中国・九州・沖縄の7エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、東京エリアでは事前の想定よりも穏やかな気象条件であったことが影響し、全国10エリア合計の冬季最大需要実績は、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
需要想定※1	7,314	541	1,460	5,313	8,713	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	16,027	116	16,143
需要実績※2	7,115 (6,815)	541 (522)	1,480 (1,480)	5,094 (4,813)	8,775 (8,689)	2,409 (2,409)	534 (527)	2,595 (2,545)	1,124 (1,124)	507 (493)	1,606 (1,591)	15,890 (15,504)	119 (102)	16,008 (15,607)
差分	▲ 199	+ 0	+ 20	▲ 219	+ 62	+ 27	▲ 3	+ 8	+ 13	▲ 3	+ 20	▲ 137	+ 2	▲ 135
気温影響	▲ 232	▲ 2	+ 19	▲ 250	+ 28	▲ 30	+ 7	▲ 8	▲ 6	+ 1	+ 64	▲ 204	▲ 0	▲ 205
DR※3	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	▲ 12	+ 0	▲ 8	▲ 3	▲ 1	▲ 1	+ 0	▲ 12	+ 0	▲ 12
その他	+ 33	+ 2	+ 1	+ 31	+ 46	+ 57	▲ 2	+ 19	+ 19	▲ 3	▲ 45	+ 79	+ 3	+ 82

<厳気象年度の設定>

○厳気象条件は、北海道エリアは2018年度並み、東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアは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（2020年10月）における2020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（2021年1月8日 9～10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) 2020年度冬季の電力需要実績 ：需要増減の主な要因

36

■ 気温影響 ▲205万kW

北海道・東北・中部・関西・中国・九州・沖縄の7エリアで事前に想定した厳寒H1需要を上回ったが、東京エリアでは事前の想定よりも穏やかな気象条件であったことが影響し、全国10エリア合計の冬季最大需要実績は、厳寒H1需要を下回る結果となった。

■ DR ▲12

2020年度冬季の各エリア最大需要発生時に電源 I ' の発動があった。

■ その他 +82万kW

家庭用電力量増、新規お客さまの需要増、その他影響による。

	実績－想定 (万kW) ※1	差の主な要因
合計	▲ 135	—
気温影響※2	▲ 205	東京エリアでは事前の想定よりも穏やかな気象条件であったことが影響
DR※3	▲ 12	—
その他	+ 82	家庭用電力量増（テレワーク影響等） 新規お客さまの需要増 その他

※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

※ 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) 2020年度冬季の電力供給力実績 ：【再掲】全国最大需要時の供給力実績(1月8日 9～10時)

37

- 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、2020年度冬季の実績（1月8日 9～10時）と2020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、想定の▲187万kWであった。

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因	(送電端 万kW)
全国合計	17,012	17,199	▲ 187		
原子力	296	433	▲ 138	大飯の補修差による減 川内・玄海の定格熱出力一定運転による増 (計画外停止 ▲83万kW含む)	
火力	11,933	12,522	▲ 589	計画外停止※1 ▲ 576 (▲4.6%) 需給停止※2 0 火力増出力 未実施分 ▲ 40 その他※3 28 計画外停止等による減 (燃料制約による停止・抑制 ▲296万kW含む)	
水力	688	1,010	▲ 321	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲27万kW含む)	
揚水	1,560	1,976	▲ 415	需給状況を考慮した日々の運用による増 (計画外停止 ▲7万kW含む)	
太陽光	1,747 [4]※5	267	+ 1,480 [▲263]※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	211	188	+ 23		
地熱	38	31	+ 7	補修差等による増 (計画外停止 ▲0.2万kW含む)	
その他※4	539	772	▲ 233		

※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576÷（実績11,933+計画外停止576+需給停止0）」より算出。燃料制約も計画外停止として集約。

※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

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2020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

38

- 全国最大需要時における計画外停止（燃料制約・火力以外も含む）は789万kWであり、当該日の予備率に与える影響（▲5.1%）は昨冬（▲1.9%）より多い結果となった。
- 老朽火力を2020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、2020年度冬季（1月～2月）実績について発電事業者74者よりデータを収集したところ、発電電力量は132億kWh、設備利用率は19.4%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	2189	1月16日	▲14.0%
平均値	940	—	▲6.0%
全国最大需要時の実績値	789	1月8日	▲5.1%

全国最大需要	日時	最大需要（万kW）	供給力（万kW）	予備率
	1月8日 10時	15,607	17,012	9.0%

	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）	284件	86件	15件

	老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率※4 [%]
冬季（1月～2月）	132	19.4

※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 2020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。

$$\text{設備利用率} [\%] = \frac{\text{発電電力量 (発電端)} [\text{kWh}]}{\text{定格出力 (発電端)} [\text{kW}] \times \text{暦日数} \times 24 [\text{h}]} \times 100$$

(2) 2020年度冬季の電力供給力実績：原子力供給力実績

39

- 全国最大需要時（1月8日 9時～10時）における原子力供給力の合計は296万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433万kWを138万kW下回った。

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
原子力 供給力 (万kW)	①想定※1	0	0	0	0	433	0	0	154	0	0	279	433	0	433
	②実績	0	0	0	0	296	0	0	0	0	0	296	296	0	296
	差分 (②-①)	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	▲ 138	+ 0	+ 0	▲ 154	+ 0	+ 0	+ 17	▲ 138	+ 0	▲ 138

※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) 2020年度冬季の電力供給力実績 ：火力供給力・火力増出力実績

40

- 全国最大需要時（1月8日 9時～10時）における火力供給力 の合計は11,871万kWであり、前回の電力需給検証における1月の想定値である12,420万kWを549万kW下回った。
- 全国最大需要時（1月8日 9時～10時）における火力増出力 の合計は62万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102万kWを40万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	5,786	457	1,521	3,809	6,465	2,016	397	1,648	750	527	1,127	12,252	168	12,420
	②実績	5,556	447	1,602	3,506	6,160	1,952	389	1,691	733	429	966	11,716	155	11,871
	差分 (②-①)	▲ 231	▲ 9	+ 81	▲ 302	▲ 305	▲ 64	▲ 8	+ 43	▲ 17	▲ 97	▲ 161	▲ 535	▲ 14	▲ 549

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	53	6	14	33	49	8	6	9	13	6	7	102	0	102
	②実績	24	11	9	4	38	0	3	16	17	0	3	62	0	62
	差分 (②-①)	▲ 28	+ 6	▲ 5	▲ 28	▲ 11	▲ 8	▲ 3	+ 7	+ 3	▲ 6	▲ 5	▲ 40	+ 0	▲ 40

※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) 2020年度冬季の電力供給力実績 ：水力供給力・揚水供給力実績

41

- 全国最大需要時（1月8日 9時～10時）における水力供給力の合計は679万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1,010万kWを330万kW下回った。
- 全国最大需要時（1月8日 9時～10時）における揚水供給力の合計は1,560万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1,976万kWを415万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	373	50	133	190	637	117	142	232	34	42	70	1,010	0	1,010
	②実績	260	44	116	100	428	54	109	172	19	18	55	688	0	688
	差分 (②-①)	▲ 112	▲ 6	▲ 16	▲ 90	▲ 209	▲ 63	▲ 34	▲ 59	▲ 15	▲ 24	▲ 15	▲ 321	+ 0	▲ 321

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	970	75	71	824	1,005	322	10	269	169	64	171	1,976	0	1,976
	②実績	901	61	65	775	659	237	10	116	92	6	197	1,560	0	1,560
	差分 (②-①)	▲ 69	▲ 14	▲ 6	▲ 49	▲ 346	▲ 85	+ 0	▲ 152	▲ 78	▲ 58	+ 26	▲ 415	+ 0	▲ 415

※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) 2020年度冬季の電力供給力実績：太陽光供給力実績

42

- 全国最大需要時（1月8日 9時～10時）における太陽光供給力の合計は1,747万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267万kWを1,480万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、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
太陽光 供給力 (万kW)	①想定※1	61	3	23	34	206	74	2	39	36	22	34	267	0	267
	②最大需要日 の実績	736	3	56	676	1,010	418	3	174	125	78	213	1,746	1	1,747
	差分	+675	▲ 0	+33	+642	+804	+344	+1	+135	+90	+56	+178	+1,479	+1	+1,480
調整係数 (%) ※沖縄は出 力比率	①調整係数	-	1.6	3.6	2.3	-	8.0	1.7	6.1	6.0	8.3	3.4	-	0.0	-
	②最大需要日 の実績比率	-	1.8	9.2	42.4	-	45.2	2.7	31.0	22.6	26.8	22.7	-	2.2	-
	差分	-	+ 0.2	+ 5.6	+ 40.1	-	+ 37.2	+ 1.0	+ 24.9	+ 16.6	+ 18.5	+ 19.3	-	+ 2.2	-

※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) 2020年度冬季の電力供給力実績：風力供給力実績

43

- 全国最大需要時（1月8日 9時～10時）における風力供給力の合計は211万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188万kWを23万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、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、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	119	13	93	12	68	13	4	13	9	13	16	186	2	188
	②最大需要日 の実績	131	33	81	17	79	21	4	10	17	12	15	210	1	211
	差分	+ 12	+ 20	▲ 12	+ 4	+ 12	+ 8	▲ 0	▲ 3	+ 8	▲ 0	▲ 1	+ 24	-1	+ 23
調整係数 (%) ※沖縄は出 力比率	①調整係数	-	27.0	49.3	26.6	-	29.9	23.6	34.4	25.2	45.3	25.7	-	0.4	-
	②最大需要日 の実績比率	-	62.1	50.2	38.5	-	57.0	21.9	46.2	46.7	53.2	25.0	-	45.4	-
	差分	-	+ 35.1	+ 0.9	+ 11.9	-	+ 27.1	▲ 1.7	+ 11.8	+ 21.5	+ 7.9	▲ 0.7	-	+ 45.0	-

※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。

(2) 2020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8日 9時～10時）における地熱供給力の合計は38万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31万kWを7万kW上回った。

エリア		東3 エリア	北海道	東北	東京	中西6 エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
地熱 供給力 (万kW)	①想定※1	16	2	15	0	15	0	0	0	0	0	15	31	0	31
	②最大需要日 の実績	20	1	19	0	18	0	0	0	0	0	18	38	0	38
	差分	+ 4	+ 0	+ 4	+ 0	+ 2	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 0	+ 2	+ 7	+ 0	+ 7

※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。

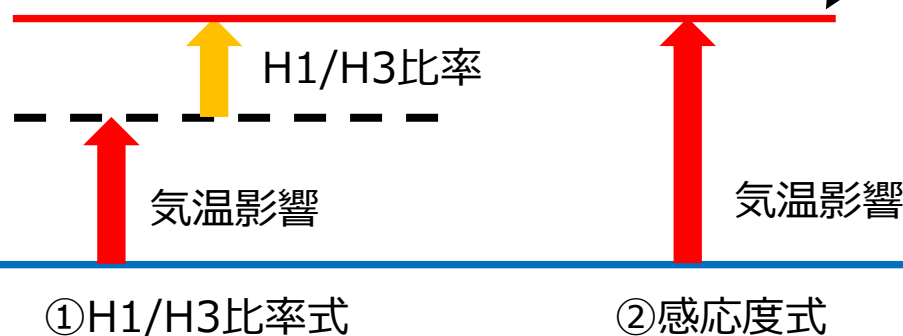
(3) 2021年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方 (需要想定イメージ)

45

- 供給計画のH3需要をベースに、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。具体的には、北海道・北陸エリアについては2019年度並み、東北・東京エリアについては2020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、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

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

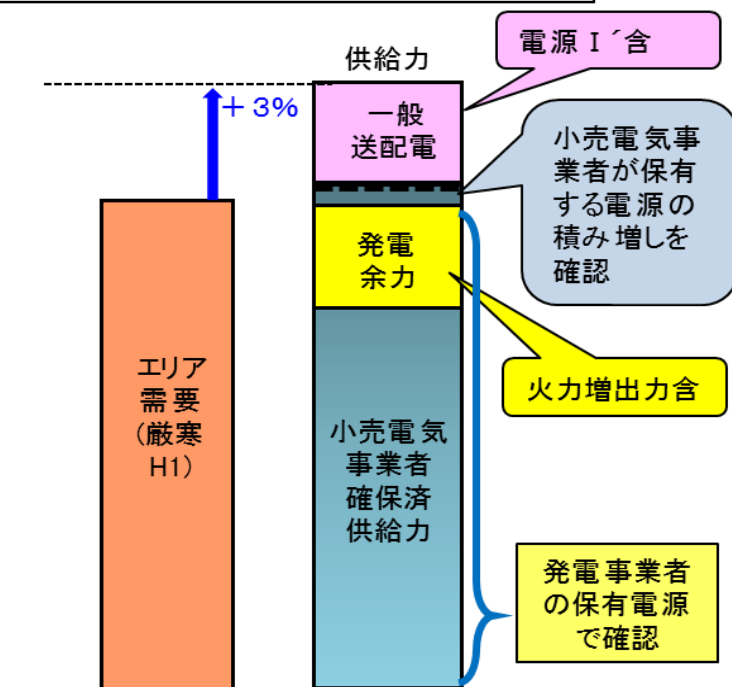


(3) 2021年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方 (供給力の計上方法)

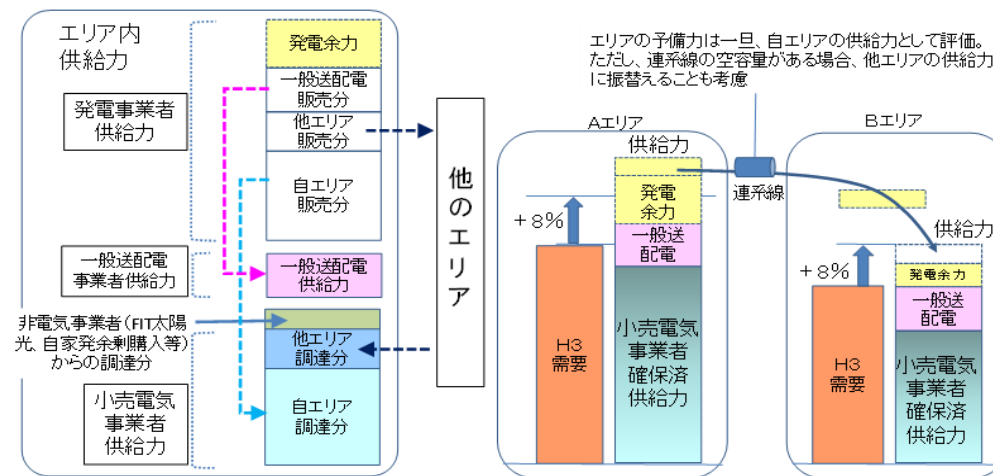
46

- 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所在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



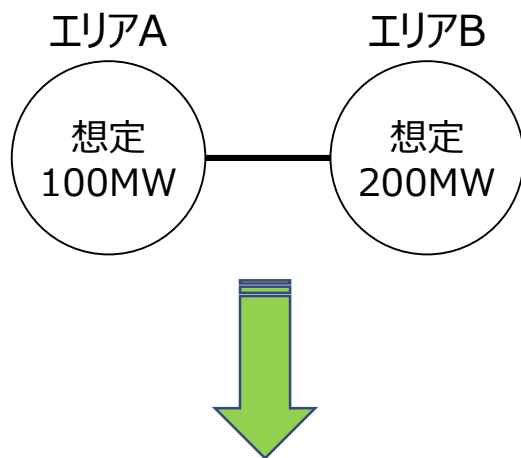
(3) 2021年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方 (不等時性)

- 従来は、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。

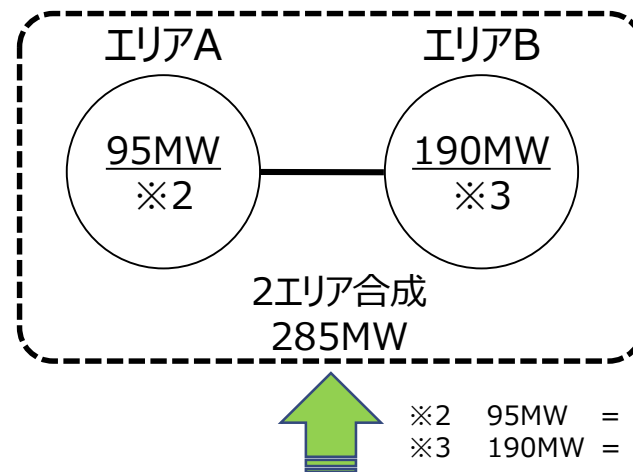
(3) 2021年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方 (不等時性考慮のイメージ)

48

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定



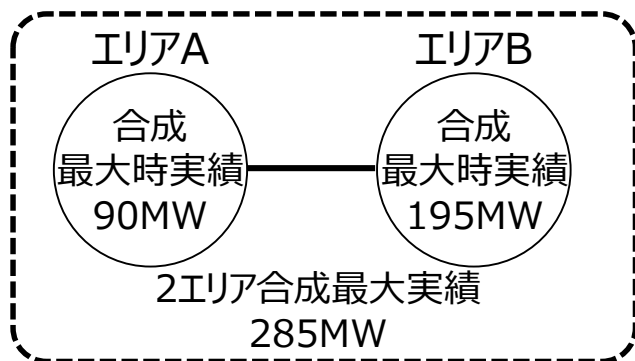
【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に (1-需要減少率) を乗じて算出



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

【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

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

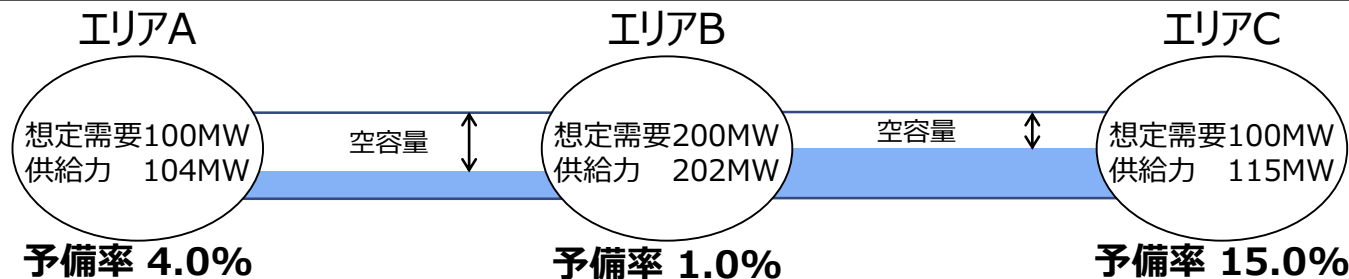
※ エリアA単独の最大需要実績は100MW
エリアB単独の最大需要実績は200MW

(3) 2021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)

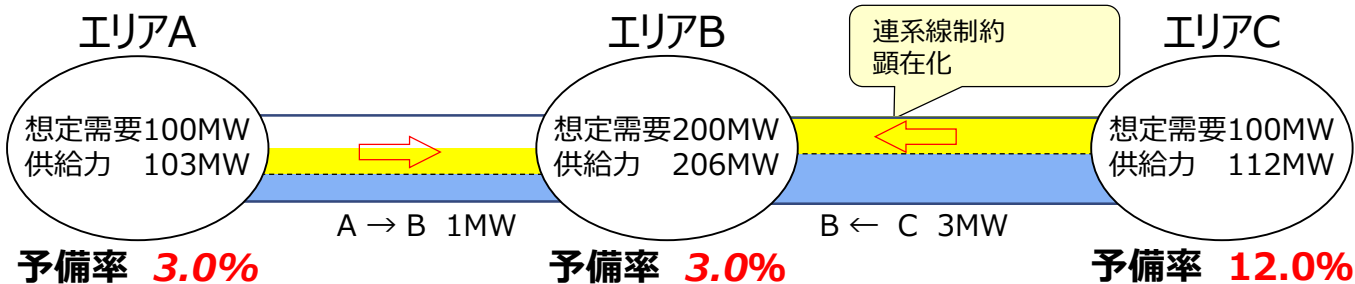
49

【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

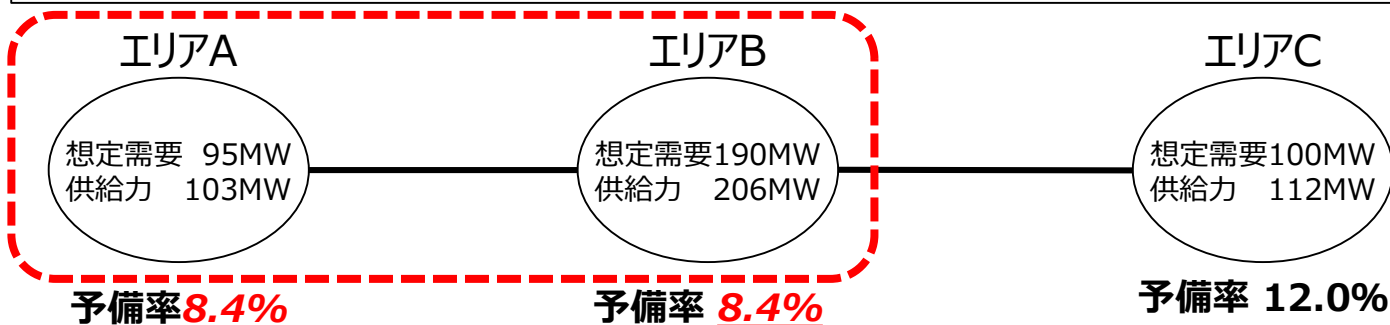


【ステップ2】 各エリア連系線を活用して予備率を均平化



【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。



【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 $200\text{MW} \times (1 - 0.05) = 190\text{MW}$

- ・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) 2021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)

50

- 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 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) 2021年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源 I ')

51

- 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pons (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

4

- 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

(3) 2021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①)

52

電源Ⅰ'必要量(1)

5

- 電源Ⅰ'必要量は夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定し、いずれか大きい方を電源Ⅰ'必要量とする。

$$\text{電源Ⅰ'} = \text{厳気象H1需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大3日平均電力} \times 101\% + \text{電源Ⅰ必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- ただし、最大3日平均電力（以下、「H3需要」という）が最大ではない季節（夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季）については、以下のとおり算定する。
 - a. H3需要が最大となる季節のH3需要×101%に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
 - b. 評価した供給力が当該季節のH3需要×101%を上回る場合は、上式の「最大3日平均電力×101%」をその値に置き換える。
 - c. 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
 - (a) 計画停止量の差
 - (b) 再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）および揚水の供給力の差
※調整係数を用いる（沖縄エリア以外）
 - (c) ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は8月、冬季は1月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

(3) 2021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②)

53

電源 I ' 必要量 (2)

6

- 上式の各値は以下による。
 - a. 厳気象 H 1 需要は国の電力需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。
 - b. 最大需要発生 of 不等時性を考慮した 需要減少率 として以下の値を用いる。
 - 東京 : 夏季 2.43%、冬季 2.64%
 - 北海道・東北・中部・北陸・関西・中国・四国・九州 : 夏季2.60%、冬季2.64%
 - 東京エリアの夏季において、中西エリアからの供給力移動できる量として、10万kWを電源 I ' の募集量から控除する。
 - c. 厳気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して 3% とする。
 - d. 最大 3 日平均電力 (H 3 需要) については、以下の需要を用いる。
 - H3 需要については 2020 年度供給計画の第 2 年度の想定需要を用いることを原則とする。
 - 2021 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、H3 需要を 2021 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。
 - e. 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための 計画外停止率 として、火力発電の計画外停止率 2.6% を用いる。
 - f. 稀頻度リスク分 は、H3 需要が最大となる季節の H3 需要の 1% とする。
※ 北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。
- 沖縄エリアは独立系統であることから、需要減少率は 0% とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

(3) 2021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③)

54

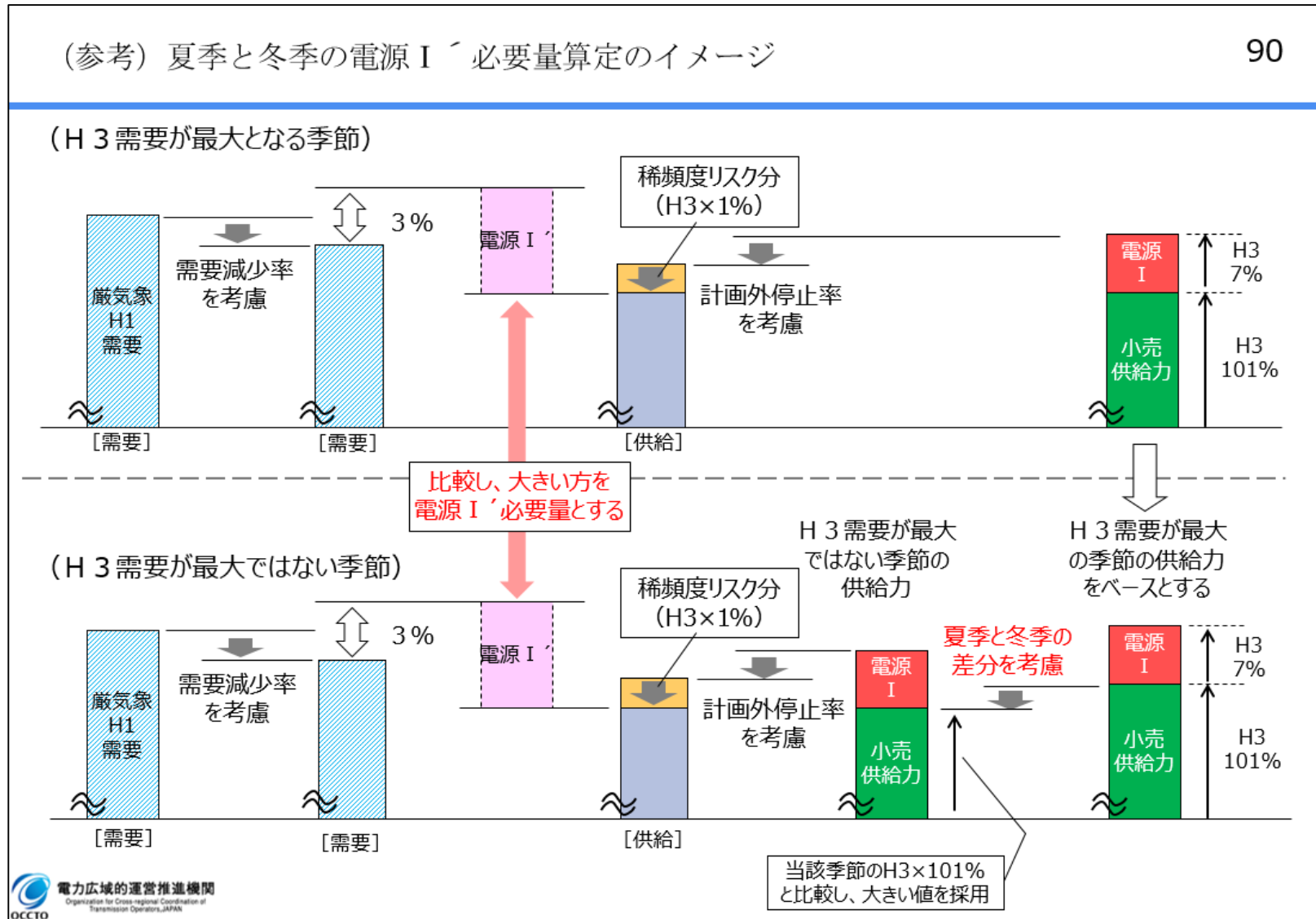
電源Ⅰ'必要量(3)

7

■ また、以下の通り補正等を行う。

- a. 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。
- b. 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁)に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力とH3需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源Ⅰ'の募集量に反映させる。

(3) 2021年度夏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)

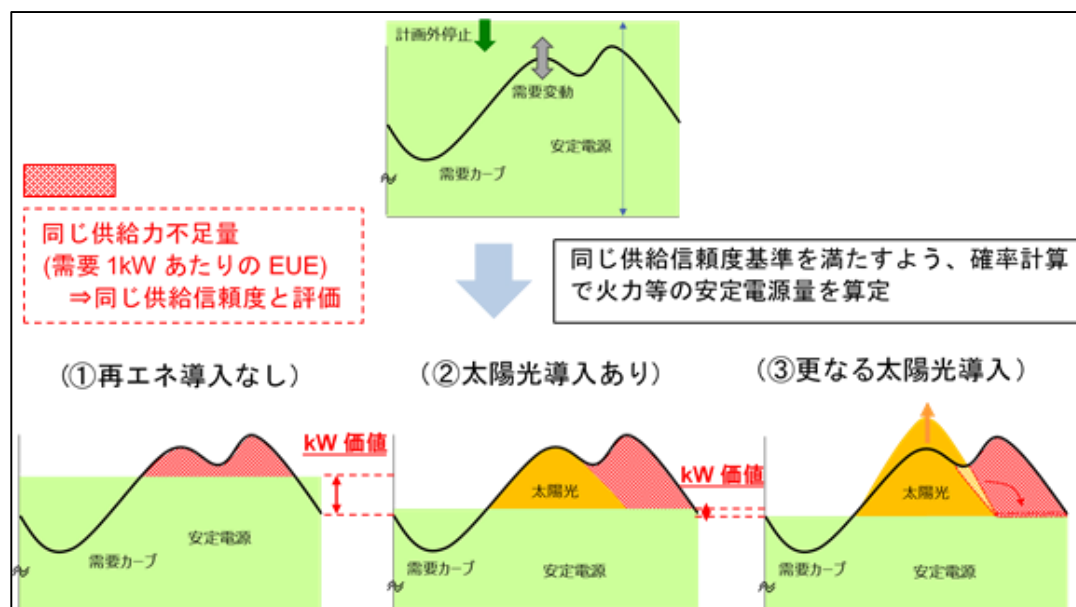


(3) 2021年度夏季の電力需給検証の基本的な考え方

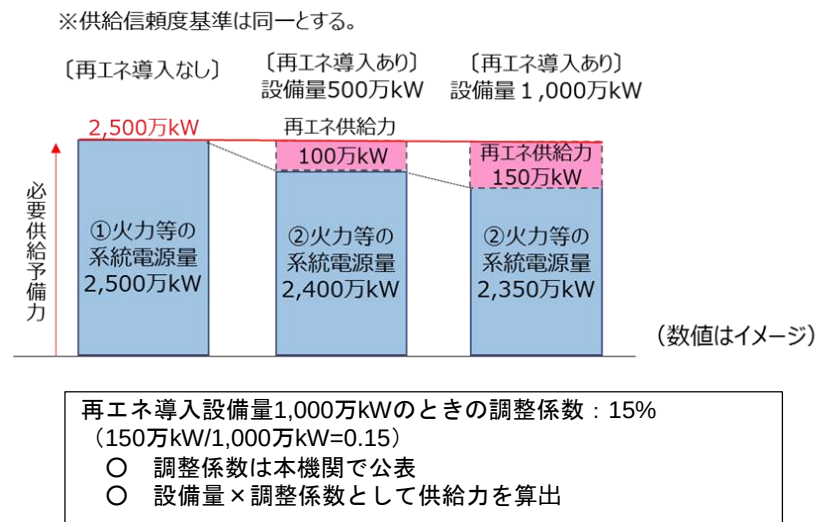
56

(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。2021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】



(3) 2021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)

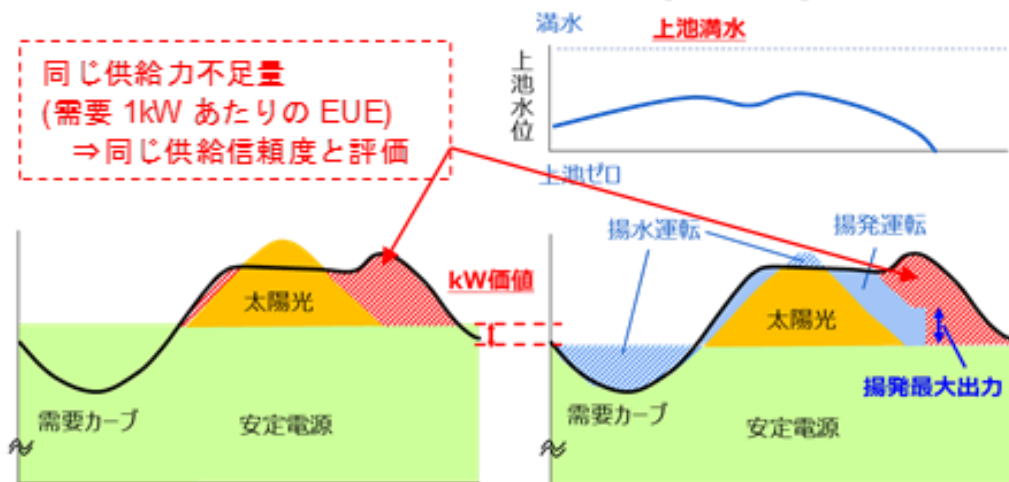
57

- 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。

【揚水なし】

【揚水導入】

同じ供給力不足量
(需要 1kW あたりの EUE)
⇒同じ供給信頼度と評価

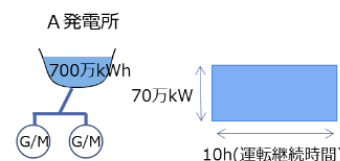


【運転継続時間毎の揚水供給力(kW価値)評価方法】

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)



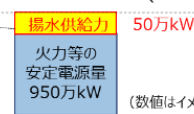
② 設定した運転継続時間毎の上池容量において、揚水導入なしケースと揚水導入ありケースにて同じ供給信頼度（同じ停電期待量EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力として算定

(揚水導入なし)

(揚水導入あり (例えば上池容量4時間ケース))

1,000万kW

揚水設備量70万kW(A1エリア)



(数値はイメージ)

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

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とどうか。

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) 2021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)

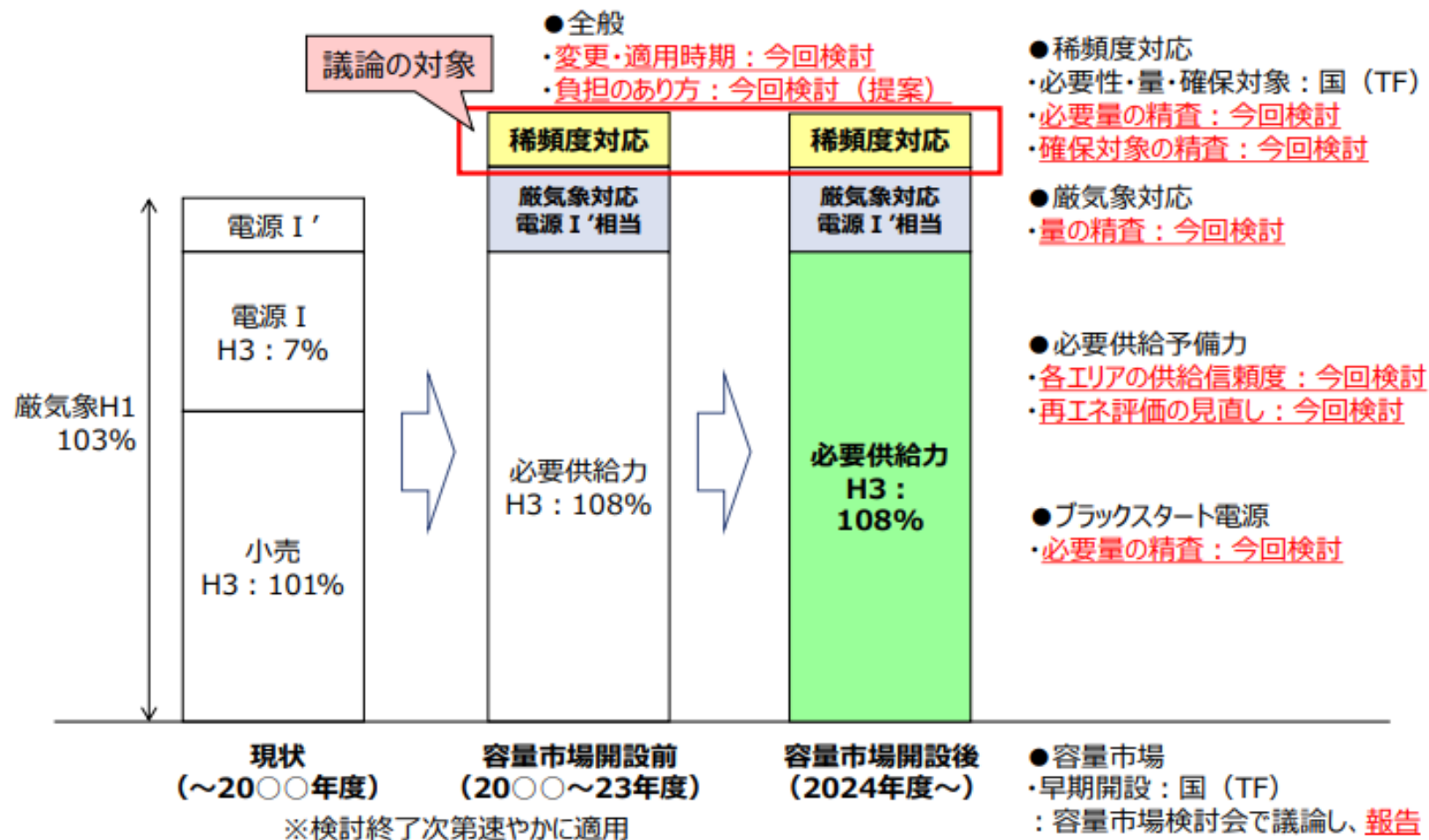
59

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)

54

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



(4) 2021年度夏季の需要見通し

60

: 2021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。

2020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)	2019	2018	2018	2020	2019	2020	2020	2020	2013	2017
気温感応度 (万kW/℃,万 kW/mm)	・4 ・5	・45 ・10 ・3	・138 ・46	・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	・31.8℃ ・25.4℃	・32.5℃ ・32.4℃ ・56.1%	・35.3℃ ・29.2℃	・84.3pt	・83.3pt	・36.0℃ ・22.2℃	・35.6℃ ・35.0℃ ・66.6%	・34.9℃ ・34.1℃ ・49.5%	・34.7℃ ・33.9℃	・32.9℃ ・29.6℃
供給計画 H3需要	415	1,293	5,329	2,453	492	2,726	1,032	492	1,521	150
猛暑H3 前提気温等	・34.2℃ ・29.1℃ (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	2,592	510	2,862	1,091	517	※1	159
算定に用いた H1/H3比率	※1	※1	※1	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	※1	1.01
猛暑H1需要	442	1,444	5,660	2,630	516	2,891	1,102	524	1,652	160
猛暑H1/H3比率 (結果)	1.07	1.12	1.06	1.07	1.05	1.06	1.07	1.07	1.09	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、2エリア674万kW（8月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,266万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、2021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、2021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。2021年夏季（8月）は10エリア58万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1,480万kW（8月）を見込む。
- 揚水発電については、9エリア2,187万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1,609万kWを見込む。
 - ① 太陽光発電
10エリア1,525万kW（8月）を見込む。
 - ② 風力発電
10エリア56万kW（8月）を見込む。
 - ③ 地熱発電
3エリア28万kW（8月）を見込む。

(5) 2021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、2エリア674万kW（8月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア11,266万kW（8月）を見込む。
- 火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2021年夏季（8月）は10エリア58万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	279	0	0	395	-	674

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)	400	1,317	3,503	1,738	380	1,525	707	460	1,035	201	11,266

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	9	29	7	1	2	5	2	2	0	58

(5) 2021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

63

- 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、2020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	24年
合計		15万kW		

(5) 2021年度夏季の供給力見通し：水力供給力

64

- 水力発電については、9エリア1,480万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代替価値を供給力として見込む。
- 沖縄エリアについては従来どおり、月毎（1月～12月）に供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間平均した値（L5評価値）を安定的に見込める供給力とする。
- なお、水力発電についても火力発電と同様に、保安の観点から必要な定期検査を織り込み、その他は稼働するものとして供給力に見込むこととする。

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
水力供給力 (万kW)		53	410	228	172	157	273	40	56	90	-	1,480
内訳	自流式 (万kW)	32	284	202	154	63	196	40	41	64	-	1,077
	貯水池 (万kW)	21	126	26	18	94	77	0	16	26	-	404
調整係数(%)		44.6	38.5	52.3	44.8	46.3	48.0	33.1	49.4	39.5	-	-

※ 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) 2021年度夏季の供給力見通し：揚水供給力

65

- 揚水発電については、9エリア2,187万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	387	11	502	211	68	229	-	2,624
揚水供給力 (万kW)	74	23	924	352	11	334	191	66	212	-	2,187
【参考】調整係数(%) (運転継続時間8h)	96.3	99.5	96.5	97.6	99.0	100.0	97.7	97.6	100.0	-	-
【参考】調整係数(%) (運転継続時間4h)	75.2	88.8	65.4	73.5	87.9	75.4	85.5	86.3	79.8	-	-

※ 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「2020年度供給計画で用いる太陽光・風力・自流水水力・揚水式水力のエリア別調整係数・L5出力比率一覧表」参照。

https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/files/201207_choseikeisu_l5_ichiran.pdf

(5) 2021年度夏季の供給力見通し：太陽光供給力

66

- 10エリア1,525万kW（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代替価値を供給力として見込む。
- 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)	19	180	408	281	40	171	175	88	148	14	1,525
調整係数(%) ※沖縄は出力比率	9.0	25.9	25.9	28.7	35.8	27.6	29.7	32.8	13.8	36.2	-
内訳	自家消費 比率(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	15.1	-
	供給力 比率(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	21.1	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 2021年度夏季の供給力見通し：風力供給力

67

- 10エリア56万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代替価値を供給力として見込む。
- 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	21	3	6	1	4	3	4	6	0	56
調整係数(%) ※沖縄は出力比率	12.7	11.8	5	12.7	8.8	12	9.5	15.1	8.9	0.1	-
発電実績 データ期間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9年	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 2021年度夏季の供給力見通し：地熱供給力

68

- 3エリア28万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)	0	12	-	-	-	-	-	-	15	-	28

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。