

電力需給検証報告書

2020年10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年度夏季の電力需給実績の検証

(3) 2020年度夏季の電力需給実績の検証のまとめ

(4) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (概要)

(5) 2020年度冬季の電力需給の見通し

(6) 2020年度冬季の電力需給の見通しのまとめ

(参考) 需給バランス算定手順

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

【参考資料】電力需給検証詳細データ

(1) 2020年度夏季の電力需要実績

(2) 2020年度夏季の電力供給力実績

(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方

(4) 2020年度冬季の需要見通し

(5) 2020年度冬季の供給力見通し

(余白)

電力需給検証報告書の取りまとめ

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

電力需給検証[※]の概要について

需要	供給計画のH3需要想定をベースに猛暑・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年度夏季の電力需給実績の検証

: 全国最大需要時の電力需給実績(8月20日 14～15時)

6

■ 全国計の最大需要は8月20日 14～15時に発生しており、需要16,639万kW、予備率11.8%であった。

エリア	実績					猛暑H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I') 【万kW】	予備率
北海道	8月20日 (木)	14～15時 [16～17時]	375	412	9.8% [7.6%]	446	504 (0)	12.9%
東北			1,359	1,545	13.7% [4.5%]	1,452	1,554 (26)	7.0%
東京			5,497	6,310	14.8% [9.0%]	5,653	6,050 (70)	7.0%
中部			2,624	2,845	8.4% [6.2%]	2,612	2,848 (45)	9.0%
北陸			511	554	8.4% [6.7%]	520	567 (0)	9.0%
関西			2,869	3,119	8.7% [5.3%]	2,857	3,115 (122)	9.0%
中国			1,082	1,191	10.1% [7.1%]	1,088	1,186 (11)	9.0%
四国			533	613	15.0% [4.6%]	527	575 (12)	9.0%
九州			1,636	1,805	10.3% [4.8%]	1,657	1,807 (50)	9.0%
全国9エリア			16,486	18,393	11.6% [7.1%]	16,813	18,206 (336)	8.3%
沖縄			153	213	39.3% [34.5%]	160	209 (10)	30.8%
全国10エリア			16,639	18,607	11.8% [7.3%]	16,973	18,415 (346)	8.5%

※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(2020年5月)における2020年度夏季見通しで、最大需要値。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。

※ 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年度夏季の電力需給実績の検証 : 全国最大需要時の供給力実績(8月20日 14～15時)

7

- 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、今夏の実績（8月20日 14～15時）と今年5月の電力需給検証での8月の供給力の想定を比較したところ、+192万kWの差であった。

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	18,607	18,415	+ 192		
原子力	423	534	▲ 111	大飯原発の補修差による減	
火力	11,379	12,000	▲ 621	計画外停止※1 ▲ 242 (▲2.1%) 需給停止※2 ▲ 109 火力増出力 未実施分 ▲ 25 その他※3 ▲ 245	計画外停止、需給状況を考慮した日々の運用上の停止（需給停止）等による減
水力	990	1,210	▲ 220	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲7万kW含む)	
揚水	2,172	2,288	▲ 116	需給状況を考慮した日々の運用による減	
太陽光	3,108 (1,382)	1,315	+ 1,792 (+ 67)	※太陽光（ ）内の数値は16～17時の値	
風力	39	61	▲ 22	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が、その想定以上または以 下となったことによる増減	
地熱	31	28	+ 4	計画比増 (計画外停止 ▲1万kW含む)	
その他※4	464	979	▲ 515		

※1 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制。
括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止242÷（実績11,379+計画外停止242+需給停止109）」より算出。

※2 需給停止：電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

※3 補修差等を含む。

※4 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2020年度夏季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の電力需給実績

- 各エリアの最大需要発生時の全国10エリアの合計需要は16,902万kW、予備率9.9%であった。
- 中部・関西・四国エリアについては猛暑H1想定を上回った。

エリア	実績					猛暑H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※2} 【万kW】	予備率 ^{※1}	最大需要 【万kW】	供給力 (内 電源 I [〃]) 【万kW】	予備率
北海道	8月28日(金)	16～17時 [18～19時]	431	477	10.7% [9.8%]	446	504 (0)	12.9%
東北	8月28日(金)	14～15時 [17～18時]	1,412	1,527	8.2% [2.7%]	1,452	1,554 (26)	7.0%
東京	8月21日(金)	14～15時 [16～17時]	5,604	6,198	10.6% [6.1%]	5,653	6,050 (70)	7.0%
東3エリア	—	—	7,446	8,202	10.1% [6.2%]	7,551	8,108 (97)	7.4%
中部	8月20日(木)	14～15時 [16～17時]	2,624	2,845	8.4% [6.2%]	2,612	2,848 (45)	9.0%
北陸	8月20日(木)	13～14時 [11～12時]	513	549	7.1% [6.7%]	520	567 (5)	9.0%
関西	8月21日(金)	14～15時 [15～16時]	2,911	3,104	6.6% [5.2%]	2,857	3,115 (122)	9.0%
中国	8月21日(金)	14～15時 [16～17時]	1,083	1,201	10.9% [8.4%]	1,088	1,186 (11)	9.0%
四国	8月20日(木)	14～15時 [18～19時]	533	613	15.0% [4.6%]	527	575 (12)	9.0%
九州	8月21日(金)	13～14時 [16～17時]	1,637	1,855	13.3% [6.7%]	1,657	1,807 (50)	9.0%
中西6エリア	—	—	9,301	10,166	9.3% [6.6%]	9,261	10,098 (245)	9.0%
全国9エリア	—	—	16,747	18,367	9.7% [6.4%]	16,813	18,206 (341)	8.3%
沖縄	8月18日(火)	14～15時 [16～17時]	154	202	30.7% [28.2%]	160	209 (10)	30.8%
全国10エリア	—	—	16,902	18,569	9.9% [6.6%]	16,973	18,415 (351)	8.5%

※1 括弧内は、各エリアの最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。
東北エリアの括弧内予備率は需給状況改善のための本機関指示による融通を含めた値。

※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5月)における2020年度夏季見通しで、
最大需要値。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。

※ 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年度夏季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の需要実績

9

- 特に東エリアにおいて、前提とした猛暑とはならなかったことから、全国10エリアとしては事前の想定を下回った。
- 各エリアの夏季最大需要実績の10エリア合計は16,902万kWであり、猛暑を前提に想定した夏季最大需要想定16,973万kWを71万kW下回った。
- 実績と想定との差分の内訳では、前提とした猛暑より気温が低かったこと等による気温影響が▲94万kW、その他の要因による影響は+23万kWであった。

(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}	7,551	446	1,452	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,813	160	16,973
需要実績 ^{※2}	7,446 (7,231)	431 (375)	1,412 (1,359)	5,604 (5,497)	9,301 (9,255)	2,624 (2,624)	513 (511)	2,911 (2,869)	1,083 (1,082)	533 (533)	1,637 (1,636)	16,747 (16,486)	154 (153)	16,902 (16,639)
差分	▲ 105	▲ 15	▲ 40	▲ 50	+ 40	+ 12	▲ 7	+ 55	▲ 5	+ 6	▲ 20	▲ 65	▲ 5	▲ 71
気温影響	▲ 130	▲ 14	▲ 44	▲ 72	+ 39	+ 27	▲ 9	+ 14	+ 18	+ 1	▲ 12	▲ 91	▲ 3	▲ 94
DR ^{※3}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	+ 25	▲ 1	+ 4	+ 22	+ 1	▲ 15	+ 2	+ 41	▲ 23	+ 5	▲ 8	+ 26	▲ 3	+ 23

<想定的前提>

○2020年度の供給計画の需要をベースに、厳気象影響を考慮して想定。厳気象については、北海道・北陸エリアは2019年度並み、東北・東京・中部・関西・中国・四国エリアは2018年度並み、九州エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2017年度並みの猛暑を想定。

※1 前回の電力需給検証報告書（2020年5月）における2020年度夏季見通しで、最大需要値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2020年8月20日 14～15時）の需要実績値。

※3 電源Ⅰ'発動によるDRの影響（2020年度夏季の各エリア最大需要発生時に電源Ⅰ'は発動されていない）。

※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

(2) 2020年度夏季の電力需給実績の検証 ：新型コロナウイルスを起因とする供給力への影響について

10

- 夏季電力需給検証期間（7月～9月）に、新型コロナウイルスに起因する定期検査の延伸等は7件確認された。

○新型コロナウイルスに起因する供給力減少量

(万kW)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
7月	28.6	▲ 47.0	0.0	0.0	6.1	▲ 67.1	0.0	0.0	▲ 79.2	0.0	▲ 158.6
8月	▲ 1.0	0.0	0.0	0.0	7.7	▲ 113.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲ 106.3
9月	0.0	0.0	0.0	0.0	6.0	▲ 113.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲ 107.1

- 全国最大需要時の需要実績は16,639万kWであり、予備率は11.8%※¹であった。なお、計画外停止が284万kW※²（予備率への影響は▲1.7%）あったものの、安定供給確保に十分な供給力を確保していた。
- 2020年度夏季の需要想定にあたっては、過去10年間で最も猛暑となった年度並みの気象条件を前提としていたが、特に東エリアにおいて前提とした猛暑とはならなかったこと等の影響により、夏季最大需要実績は事前の需要想定を下回った。
- 中部、関西、中国、四国エリアについては、事前の想定で前提とした厳気象対象年度（2018年度）と同等以上の気象条件となったため、今後の電力需給検証において夏季の見通しを検討する際には、2020年度夏季の実績を反映した条件とするよう検討していく。
- 尚、新型コロナウイルスによる影響により、定検の延伸、短縮、期間変更等の供給力への影響は▲158.6～▲106.3万kWであった。

※1 火力需給停止分を供給力に含めない場合の予備率

※2 火力発電以外の計画外停止を含む

【参考】2020年度各エリア需要実績（電力量）の比較

- 2020年4月および5月の需要実績（電力量：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値と比較した。
- 4月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲6.7%～▲1.1%（気象補正有〔上段〕）である。
- 5月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲12.9%～▲3.8%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端 百万kWh）

エリア	4月電力量実績				5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	2,328	2,390	▲ 62	▲ 2.6%	2,123	2,206	▲ 83	▲ 3.8%
	2,338	2,365	▲ 27	▲ 1.1%	2,116	2,199	▲ 83	▲ 3.8%
東北	6,264	6,345	▲ 81	▲ 1.3%	5,620	5,999	▲ 379	▲ 6.3%
	6,306	6,400	▲ 94	▲ 1.5%	5,631	6,010	▲ 379	▲ 6.3%
東京	20,342	21,184	▲ 842	▲ 4.0%	18,734	20,476	▲ 1,742	▲ 8.5%
	20,589	21,396	▲ 807	▲ 3.8%	19,009	20,769	▲ 1,760	▲ 8.5%
中部	9,667	10,071	▲ 404	▲ 4.0%	8,580	9,853	▲ 1,273	▲ 12.9%
	9,691	10,185	▲ 494	▲ 4.9%	8,644	9,917	▲ 1,273	▲ 12.8%
北陸	2,232	2,256	▲ 24	▲ 1.1%	1,919	2,097	▲ 178	▲ 8.5%
	2,262	2,299	▲ 37	▲ 1.6%	1,919	2,106	▲ 187	▲ 8.9%
関西	10,351	10,695	▲ 344	▲ 3.2%	9,576	10,456	▲ 880	▲ 8.4%
	10,438	10,844	▲ 406	▲ 3.7%	9,629	10,616	▲ 987	▲ 9.3%
中国	4,435	4,520	▲ 85	▲ 1.9%	3,999	4,332	▲ 333	▲ 7.7%
	4,475	4,560	▲ 85	▲ 1.9%	4,010	4,367	▲ 357	▲ 8.2%
四国	1,976	2,015	▲ 39	▲ 1.9%	1,873	1,958	▲ 85	▲ 4.3%
	2,000	2,027	▲ 27	▲ 1.3%	1,894	1,975	▲ 81	▲ 4.1%
九州	6,158	6,288	▲ 130	▲ 2.1%	5,831	6,260	▲ 429	▲ 6.9%
	6,192	6,306	▲ 114	▲ 1.8%	5,879	6,337	▲ 458	▲ 7.2%
沖縄	529	567	▲ 38	▲ 6.7%	604	629	▲ 25	▲ 4.0%
	523	586	▲ 63	▲ 10.8%	624	635	▲ 11	▲ 1.7%
全国10エリア	64,282	66,331	▲ 2,049	▲ 3.1%	58,859	64,266	▲ 5,407	▲ 8.4%
	64,814	66,968	▲ 2,154	▲ 3.2%	59,355	64,931	▲ 5,576	▲ 8.6%

※ 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6月の需要実績（電力量：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値と比較した。
- 6月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲7.7%～▲0.7%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端 百万kWh）

エリア	6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)
北海道	2,075	2,123	▲ 48	▲ 2.3%
	2,096	2,123	▲ 27	▲ 1.3%
東北	5,657	5,998	▲ 341	▲ 5.7%
	5,797	6,036	▲ 239	▲ 4.0%
東京	19,844	21,090	▲ 1,246	▲ 5.9%
	21,427	21,562	▲ 135	▲ 0.6%
中部	9,621	10,427	▲ 806	▲ 7.7%
	9,845	10,500	▲ 655	▲ 6.2%
北陸	2,000	2,131	▲ 131	▲ 6.1%
	2,079	2,151	▲ 72	▲ 3.3%
関西	10,322	11,065	▲ 743	▲ 6.7%
	10,938	11,132	▲ 194	▲ 1.7%
中国	4,341	4,617	▲ 276	▲ 6.0%
	4,455	4,636	▲ 181	▲ 3.9%
四国	2,029	2,043	▲ 14	▲ 0.7%
	2,092	2,065	27	1.3%
九州	6,328	6,580	▲ 252	▲ 3.8%
	6,692	6,641	51	0.8%
沖縄	731	741	▲ 10	▲ 1.3%
	787	734	53	7.2%
全国10エリア	62,948	66,815	▲ 3,867	▲ 5.8%
	66,208	67,580	▲ 1,372	▲ 2.0%

- ※ 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7月および8月の需要実績（電力量：気象補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値と比較した。
- 7月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲6.0%～1.8%（気象補正有〔上段〕）である。
- 8月の前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲6.4%～▲2.5%（気象補正有〔上段〕）である。

（送電端 百万kWh）

エリア	7月電力量実績				8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	2,215	2,279	▲ 64	▲ 2.8%	2,277	2,369	▲ 92	▲ 3.9%
	2,250	2,339	▲ 89	▲ 3.8%	2,338	2,385	▲ 47	▲ 2.0%
東北	6,188	6,535	▲ 347	▲ 5.3%	6,452	6,751	▲ 299	▲ 4.4%
	6,146	6,644	▲ 498	▲ 7.5%	6,926	7,172	▲ 246	▲ 3.4%
東京	23,756	24,982	▲ 1,226	▲ 4.9%	24,942	25,507	▲ 565	▲ 2.2%
	23,332	24,503	▲ 1,171	▲ 4.8%	28,253	27,813	440	1.6%
中部	11,258	11,978	▲ 720	▲ 6.0%	11,223	11,989	▲ 766	▲ 6.4%
	10,977	11,826	▲ 849	▲ 7.2%	12,436	12,381	55	0.4%
北陸	2,304	2,415	▲ 111	▲ 4.6%	2,315	2,451	▲ 136	▲ 5.5%
	2,245	2,450	▲ 205	▲ 8.4%	2,526	2,568	▲ 42	▲ 1.6%
関西	12,794	13,229	▲ 435	▲ 3.3%	13,326	13,517	▲ 191	▲ 1.4%
	12,098	12,763	▲ 665	▲ 5.2%	14,357	13,775	582	4.2%
中国	5,088	5,286	▲ 198	▲ 3.7%	5,266	5,482	▲ 216	▲ 3.9%
	4,851	5,241	▲ 390	▲ 7.4%	5,594	5,536	58	1.0%
四国	2,375	2,434	▲ 59	▲ 2.4%	2,463	2,477	▲ 14	▲ 0.6%
	2,288	2,373	▲ 85	▲ 3.6%	2,697	2,501	196	7.8%
九州	7,737	7,941	▲ 204	▲ 2.6%	7,783	7,990	▲ 207	▲ 2.6%
	7,328	7,728	▲ 400	▲ 5.2%	8,554	7,990	564	7.1%
沖縄	868	853	15	1.8%	853	854	▲ 1	▲ 0.1%
	886	856	30	3.5%	886	877	9	1.0%
全国10エリア	74,583	77,932	▲ 3,349	▲ 4.3%	76,900	79,387	▲ 2,487	▲ 3.1%
	72,401	76,723	▲ 4,322	▲ 5.6%	84,567	82,998	1,569	1.9%

※ 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冬季において過去10年間で最も厳気象（厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）を一般送配電事業者にて想定する。
- 新型コロナウイルスによる影響により需要見通しの前提として用いている経済指標（主にGDP及びIIP）は、下方修正（IIP: +0.2% → ▲13.1%、GDP: +0.3% → ▲6.2%）されており、需要低下が想定されるが、想定可能な厳しい状況下においても安定供給が可能かどうかを確認するため、この需要の低下を織り込むことなく、2020年度供給計画のH3需要をベースとした厳気象H1需要で検証を行う。

(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120者）
⇒ 2020年度年間の供給量が1.2億kWh以上（エリア全体の供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計74者）
⇒ 2020年度の供給計画における2020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（エリア全体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。

(3) 電力需給バランスの評価

- 評価基準としては、過去10年間で最も厳気象（厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）の103%の供給力確保とする。
- 追加検証として供給力減少リスク（稀頻度リスク）が発現した場合の需給バランスも評価する。
- 電力需給バランスの評価にあたっては、以下の点を考慮する。
 - ✓ 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を振り替えて評価する
 - ✓ 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) 2020年度冬季の電力需給の見通し : 2020年度 冬季見通し

18

■ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%以上を確保できる見通しである。

〈電源 I 〃 考慮、火力増出力運転 考慮、連系線 活用、計画外停止率 考慮、不等時性 考慮〉

(送電端, 万kW, %)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I 〃)	7,085 (174)	579 (77)	1,479 (26)	5,026 (70)	8,781 (200)	2,448	521 (5)	2,567 (122)	1,111 (11)	521 (12)	1,613 (50)	15,865 (373)	161	16,026 (373)
最大需要電力	6,411	524	1,339	4,548	8,408	2,274	504	2,486	1,076	505	1,562	14,819	112	14,931
供給予備力	674	55	141	478	373	174	16	81	35	16	51	1,047	49	1,095
供給予備率	10.5	10.5	10.5	10.5	4.4	7.6	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	7.1	43.4	7.3
予備率3%確保 に対する不足分	481	39	101	342	121	106	1	6	3	1	4	602	45	647
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I 〃)	7,525 (174)	566 (77)	1,500 (26)	5,459 (70)	9,069 (200)	2,480	558 (5)	2,692 (122)	1,156 (11)	531 (12)	1,651 (50)	16,594 (373)	158	16,752 (373)
最大需要電力	7,295	541	1,455	5,298	8,605	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	15,900	116	16,016
供給予備力	231	25	44	161	463	127	29	138	59	27	84	694	41	735
供給予備率	3.2	4.7	3.0	3.0	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	4.4	35.5	4.6
予備率3%確保 に対する不足分	12	9	1	2	205	56	13	61	26	12	37	217	38	255
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I 〃)	7,584 (174)	575 (77)	1,509 (26)	5,499 (70)	9,028 (200)	2,468	556 (5)	2,680 (122)	1,151 (11)	528 (12)	1,644 (50)	16,611 (373)	159	16,770 (373)
最大需要電力	7,137	541	1,420	5,176	8,488	2,321	523	2,520	1,082	497	1,545	15,625	116	15,741
供給予備力	446	34	89	324	540	148	33	160	69	32	98	986	43	1,029
供給予備率	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	37.1	6.5
予備率3%確保 に対する不足分	232	18	46	168	285	78	18	85	36	17	52	517	39	557
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I 〃)	6,945 (174)	527 (77)	1,437 (26)	4,980 (70)	8,729 (110)	2,438	543 (5)	2,587 (62)	1,104 (11)	514 (12)	1,543 (48)	15,674 (110)	157	15,830 (110)
最大需要電力	6,226	473	1,289	4,465	7,714	2,155	480	2,286	976	454	1,363	13,940	109	14,049
供給予備力	719	55	149	516	1,014	283	63	301	128	60	179	1,734	48	1,781
供給予備率	11.6	11.6	11.6	11.6	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	12.4	44.1	12.7
予備率3%確保 に対する不足分	532	40	110	382	783	219	49	232	99	46	138	1,315	45	1,360

- ※ 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、2020年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定

- ※ 1、2月については、需給ひっ迫時には中止が予定されている作業等の中止を反映した運用容量・マージンで算出。
- ※ 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) 2020年度冬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、連系線制約が顕在化するブロック毎に、22スライドの需給バランス評価における予備率3%に対する余剰分の供給力と比較することで評価した。
- 東京エリアについては1月で64万kW、中西5エリアについては12月で47万kWが不足している状況である。
- その他のエリアについては、所要の供給力が確保されている。

※ 平年H3需要：2020年度供給計画の第1年度（2020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（2020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	500	1,369	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	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
12月		72		25	62					24
1月	5	67		87						24
2月		72		87						24
3月		72		87						24

64万kWの不足
3-67=▲64万kW

47万kWの不足
15-62=▲47万kW

○予備率3%に対する余剰分の供給力

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月		481		105	15					45
1月	9	3		205						38
2月		232		285						39
3月		532		783						45

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮後の値

(5) 2020年度冬季の電力需給の見通し ：東京・東北エリアの稀頻度リスク分確保について

20

■ 東京エリアの1月の見通しについて

- ・ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%は確保できる見通し
- ・ 稀頻度リスクを考慮すると、1月に64万kWの供給力が不足

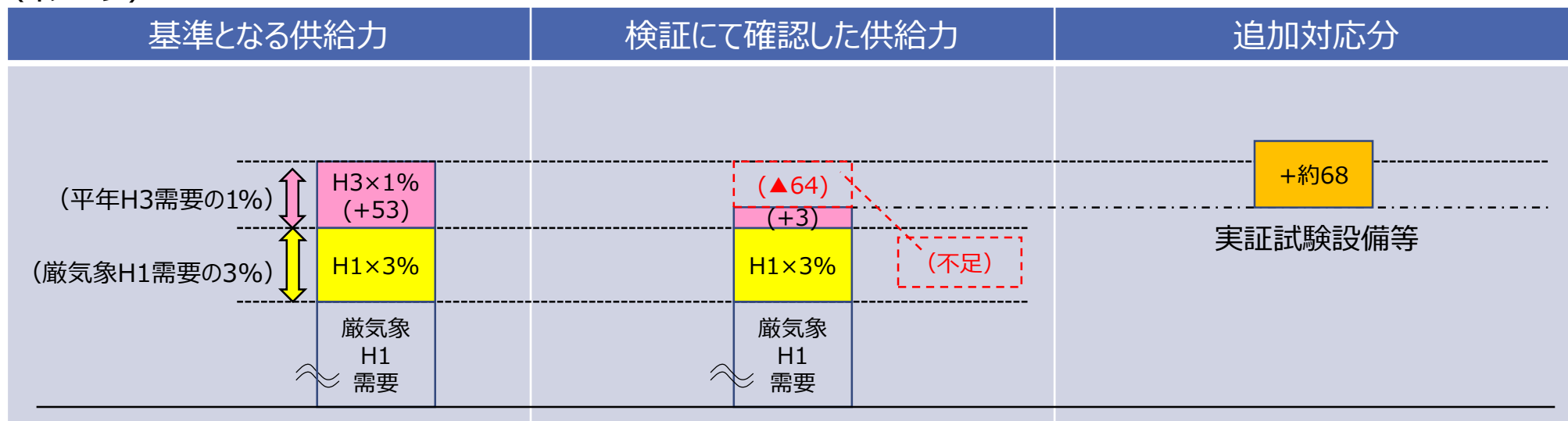
⇒ 追加対応（約68万kW）により、稀頻度リスク分を確保できる見通しである。

【追加対応】

○実証試験設備等※の状況等を考慮。（約68万kW）

※東京エリアにおいて出力一定運転等の比較的安定に出力される試験が予定されている発電機

(イメージ)



(5) 2020年度冬季の電力需給の見通し ：中西5エリアの稀頻度リスク分確保について

21

- 中西5エリア（北陸、関西、中国、四国、九州）の12月の見通しについて
 - ・ 厳寒H1需要が発生した場合においても、予備率3%は確保できる見通し
 - ・ 稀頻度リスクを考慮すると、12月に47万kWの供給力が不足

⇒ 追加対応（約60万kW）により、稀頻度リスク分を確保できる見通しである。

【追加対応】

○小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力※」を考慮。（約60万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

※ 一般送配電事業者と電源 I 'として契約したものは含まれていない

(イメージ)

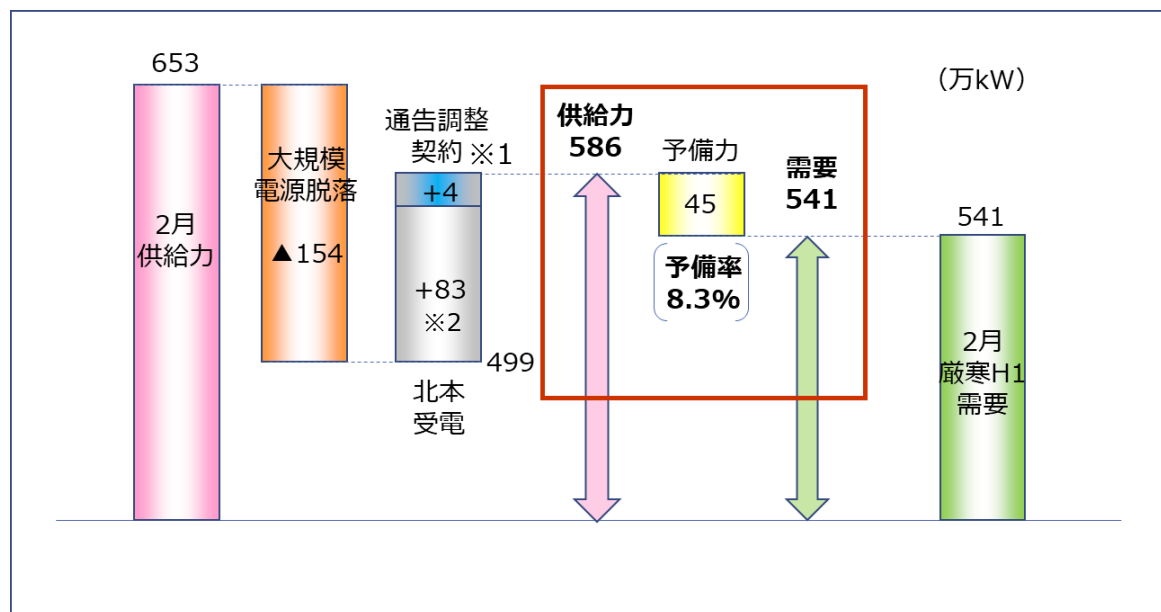
基準となる供給力	検証にて確認した供給力	追加対応分
(平年H3需要の1%) H3×1% (+62) (厳気象H1需要の3%) H1×3% 厳気象 H1 需要	(▲47) (+15) H1×3% (不足) 厳気象 H1 需要	+約60 小売電気事業者の ひっ迫時抑制電力

(5) 2020年度冬季の電力需給の見通し ：北海道エリアの稀頻度リスク評価（N-2以上の事象）

22

- 厳気象H1需要時（最大時）が最大となる2月において、154万kWの大規模電源脱落（N-2以上の事象）が発生した場合でも、北海道本州間連系設備を介した他エリアからの受電（北本受電）や通告調整契約発動等の需給対策により、厳寒H1需要に対して3%以上の供給予備率を確保できる見通し。

大規模電源脱落時（▲154万kW）の需給状況（2月）



各月の予備率状況

	予備率
12月	13.9%
1月	9.8%
2月	8.3%
3月	7.1%

- ※1 小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力」にあたる契約（2020年度供給計画計上分）
- ※2 北本連系設備の運用容量は90万kWであるが、差分の7万kWはエリア外からの供給力として653万kWの供給力に含まれている。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある
- ※ 2020年度冬季の需給見通しにおいては、北海道エリアの稀頻度リスク評価として、以下のエリア特殊性を考慮し、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落実績を踏まえた154万kWの大規模電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。
 - ① 厳寒であり、電力需給のひっ迫が国民の生命・安全に及ぼす影響が甚大であること
 - ② 他エリアからの電力融通に制約があること
 - ③ 発電所1機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと

(5) 2020年度冬季の電力需給の見通し ：新型コロナウイルスを起因とする供給力への影響について

23

- 冬季電力需給検証期間（12月～3月）に、新型コロナウイルスに起因する定期検査の延伸等は2件確認されたが、冬季の供給力への影響は限定的であった。

○新型コロナウイルスに起因する供給力減少量

(万kW)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
12月	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
1月	0.0	0.0	▲ 0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲ 0.3
2月	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
3月	0.0	0.0	▲ 0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲ 0.3

- 2020年度冬季が、過去10年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用をすることで、全国で安定的な電力供給に必要な予備率3%を確保できる見通しである。
- 稀頻度リスクが顕在化した場合でも、必要な処置をすることで、安定供給上必要とされる供給予備率3%を確保できる見通しである。
- 北海道エリアにおいては、154万kWの大規模電源脱落時（N-2以上の事象）においても厳寒H1需要に対して予備率3%を確保できる見通しである。

- ※ 新型コロナウイルスによる影響により、供給計画提出時点から定検の延伸や短縮、期間変更が予定・または決定している供給力は▲0.3万kWでその影響は今回の検証に織り込んでいる。その影響を踏まえても、全国で安定供給上必要とされる予備率3%を確保できる見通し。
- ※ 2020年度冬季の需要見通しについて、新型コロナウイルスによる影響により需要見通しの前提として用いている経済指標（主にGDP及びIIP）は、本検証に用いた供給計画策定時と比較して下方修正（IIP: +0.2%→▲13.1%、GDP: +0.3%→▲6.2%）されており、需要低下を想定できるが、この需要の低下を織り込むことなく、予備率が確保できる見通しである。

(参考) 需給バランス算定手順

(参考) 需給バランス算定手順

26

手順1-1 連系線活用・不等時性・計画外停止：未考慮

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

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I)	7,306 (174)	664 (77)	1,430 (26)	5,212 (70)	8,983 (200)	2,654	511 (5)	2,493 (122)	1,169 (11)	557 (12)	1,599 (50)	16,289 (373)	165	16,454 (373)
最大需要電力	6,553	524	1,371	4,658	8,468	2,274	509	2,511	1,087	510	1,577	15,022	112	15,134
供給予備力	753	140	59	554	514	379	2	▲18	82	47	22	1,267	53	1,320
供給予備率	11.5	26.7	4.3	11.9	6.1	16.7	0.4	▲0.7	7.5	9.2	1.4	8.4	47.2	8.7
予備力3%確保 に対する不足分	557	124	18	414	260	311	▲13	▲94	49	32	▲26	817	50	866
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I)	7,678 (174)	662 (77)	1,517 (26)	5,499 (70)	9,359 (200)	2,680	561 (5)	2,639 (122)	1,213 (11)	574 (12)	1,693 (50)	17,037 (373)	162	17,199 (373)
最大需要電力	7,314	541	1,460	5,313	8,713	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	16,027	116	16,143
供給予備力	364	120	58	186	646	297	24	52	102	64	107	1,010	46	1,056
供給予備率	5.0	22.3	4.0	3.5	7.4	12.5	4.5	2.0	9.1	12.5	6.7	6.3	39.1	6.5
予備力3%確保 に対する不足分	145	104	14	27	384	226	8	▲25	68	49	59	529	42	571
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I)	7,760 (174)	653 (77)	1,539 (26)	5,569 (70)	9,294 (200)	2,673	569 (5)	2,635 (122)	1,187 (11)	560 (12)	1,670 (50)	17,055 (373)	163	17,217 (373)
最大需要電力	7,312	541	1,458	5,313	8,713	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	16,025	116	16,141
供給予備力	448	112	80	256	581	290	32	49	76	50	84	1,029	47	1,076
供給予備率	6.1	20.7	5.5	4.8	6.7	12.2	6.0	1.9	6.9	9.8	5.3	6.4	40.8	6.7
予備力3%確保 に対する不足分	229	96	37	96	320	219	16	▲29	43	35	36	548	44	592
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源 I)	7,124 (174)	588 (77)	1,435 (26)	5,101 (70)	8,968 (110)	2,603	563 (5)	2,485 (62)	1,185 (11)	522 (12)	1,611 (48)	16,092 (373)	161	16,253 (373)
最大需要電力	6,405	486	1,326	4,593	7,811	2,182	486	2,315	988	460	1,380	14,216	109	14,324
供給予備力	720	102	109	508	1,157	421	77	170	197	62	230	1,877	52	1,929
供給予備率	11.2	20.9	8.3	11.1	14.8	19.3	15.8	7.4	19.9	13.4	16.7	13.2	47.9	13.5
予備力3%確保 に対する不足分	527	87	70	371	923	356	62	101	167	48	189	1,450	49	1,499

(参考) 需給バランス算定手順

27

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）、東北東京間連系線（相馬双葉幹線）、東京中部関連系設備（FC）、中部関西間連系線（三重東近江幹線）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,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ)	7,275 (174)	588 (77)	1,521 (26)	5,166 (70)	9,014 (200)	2,517	534 (5)	2,634 (122)	1,140 (11)	535 (12)	1,655 (50)	16,289 (373)	165	16,454 (373)
最大需要電力	6,553	524	1,371	4,658	8,468	2,274	509	2,511	1,087	510	1,577	15,022	112	15,134
供給予備力	722	64	149	508	546	243	25	123	53	25	77	1,267	53	1,320
供給予備率	11.0	12.3	10.9	10.9	6.4	10.7	4.9	4.9	4.9	4.9	4.9	8.4	47.2	8.7
予備力3%確保 に対する不足分	525	49	108	368	292	175	10	48	21	10	30	817	50	866

【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ)	7,725 (174)	584 (77)	1,539 (26)	5,602 (70)	9,312 (200)	2,546	573 (5)	2,765 (122)	1,187 (11)	545 (12)	1,695 (50)	17,037 (373)	162	17,199 (373)
最大需要電力	7,314	541	1,460	5,313	8,713	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	16,027	116	16,143
供給予備力	411	43	79	289	599	164	37	178	76	35	109	1,010	46	1,056
供給予備率	5.6	7.9	5.4	5.4	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	6.3	39.1	6.5
予備力3%確保 に対する不足分	192	26	36	130	338	92	21	100	43	20	61	529	42	571

【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ)	7,783 (174)	577 (77)	1,552 (26)	5,654 (70)	9,272 (200)	2,535	571 (5)	2,753 (122)	1,182 (11)	543 (12)	1,688 (50)	17,055 (373)	163	17,217 (373)
最大需要電力	7,312	541	1,458	5,313	8,713	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	16,025	116	16,141
供給予備力	470	36	94	341	559	153	34	166	71	33	102	1,029	47	1,076
供給予備率	6.4	6.7	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	40.8	6.7
予備力3%確保 に対する不足分	251	20	50	181	297	81	18	88	38	17	54	548	44	592

【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ)	7,130 (174)	541 (77)	1,476 (26)	5,113 (70)	8,962 (200)	2,503	558 (5)	2,656 (122)	1,133 (11)	528 (12)	1,584 (50)	16,092 (373)	161	16,253 (373)
最大需要電力	6,405	486	1,326	4,593	7,811	2,182	486	2,315	988	460	1,380	14,216	109	14,324
供給予備力	726	55	150	520	1,151	321	72	341	146	68	203	1,877	52	1,929
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	13.2	47.9	13.5
予備力3%確保 に対する不足分	533	40	110	383	917	256	57	272	116	54	162	1,450	49	1,499

(参考) 需給バランス算定手順

手順1-3 不等時性の考慮

28

- 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
12月	0%	▲2.36		0%	▲0.98%					0 %
1月		(▲0.28) ※		▲1.24%						
2月		▲2.59								
3月		▲2.79 %			▲1.24					

※ 東北・東京エリアの1月については、2020年5月に行った電源入札等の検討開始の要否判定時（冬季需給変動リスク分析）と比較し、ブロックが変更になることで予備率が大幅に改善されてしまったため、厳しめの評価を行う観点から需要減少率▲0.28で算出している。

不等時性考慮前後の需要値（1月）

（万kW）

【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	7,314	541	1,460	5,313	8,713	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	16,027	116	16,143
考慮後	7,295	541	1,455	5,298	8,605	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	15,900	116	16,016
差分	▲ 19	0	▲ 4	▲ 15	▲ 108	▲ 30	▲ 7	▲ 32	▲ 14	▲ 6	▲ 20	▲ 127	0	▲ 127

(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

29

各エリアの最大需要実績※（2017年度冬季）

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	1/25	1/24	2/2	1/25	1/25	1/24	1/25	1/24	2/6	2/5
時間帯	10:00	18:00	11:00	18:00	10:00	19:00	10:00	19:00	19:00	20:00
需要※	525	1,462	5,293	2,378	514	2,560	1,103	508	1,575	110

ブロック化による需要減少率の例（2017年度冬季）

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4	ブロック5	補足
ブロック 構成エリア	東北・東京	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)	北陸・関西・中 国・四国・九州	東北・東京・中 部・北陸・関西・ 中国・四国・九州	—
日付	2/2	1/25	1/24	1/24	1/25	—
時間帯	18:00	19:00	19:00	19:00	19:00	—
合成最大需要※ (⑪)	6,596	7,076	8,557	6,225	15,021	合成の最大
各エリアの最大需要※ の合計 (⑫)	6,755 $\Sigma(2\sim3)$	7,280 $\Sigma(1\sim3)$	8,665 $\Sigma(4\sim9)$	6,287 $\Sigma(5\sim9)$	15,419 $\Sigma(1\sim2)$	最大の合計
差分 (⑬)	▲159	▲203	▲107	▲62	▲399	⑪－⑫
需要減少率	▲2.36 %	▲2.79 %	▲1.24 %	▲0.98 %	▲2.59 %	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

30

- 計画断面で計上した供給力のうち、幾何か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(1月)

(万kW)

【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	7,678	662	1,517	5,499	9,359	2,680	561	2,639	1,213	574	1,693	17,037	162	17,199
考慮後	7,478	644	1,478	5,356	9,116	2,610	546	2,571	1,181	559	1,649	16,594	158	16,752
差分	▲ 200	▲ 17	▲ 39	▲ 143	▲ 243	▲ 70	▲ 15	▲ 69	▲ 32	▲ 15	▲ 44	▲ 443	▲ 4	▲ 447

※ 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】

- 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,%)	
【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ)	7,085 (174)	579 (77)	1,479 (26)	5,026 (70)	8,781 (200)	2,448	521 (5)	2,567 (122)	1,111 (11)	521 (12)	1,613 (50)	15,865 (373)	161	16,026 (373)
最大需要電力	6,411	524	1,339	4,548	8,408	2,274	504	2,486	1,076	505	1,562	14,819	112	14,931
供給予備力	674	55	141	478	373	174	16	81	35	16	51	1,047	49	1,095
供給予備率	10.5	10.5	10.5	10.5	4.4	7.6	3.2	3.2	3.2	3.2	3.2	7.1	43.4	7.3
予備力3%確保 に対する不足分	481	39	101	342	121	106	1	6	3	1	4	602	45	647
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ)	7,525 (174)	566 (77)	1,500 (26)	5,459 (70)	9,069 (200)	2,480	558 (5)	2,692 (122)	1,156 (11)	531 (12)	1,651 (50)	16,594 (373)	158	16,752 (373)
最大需要電力	7,295	541	1,455	5,298	8,605	2,353	530	2,555	1,097	504	1,567	15,900	116	16,016
供給予備力	231	25	44	161	463	127	29	138	59	27	84	694	41	735
供給予備率	3.2	4.7	3.0	3.0	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	5.4	4.4	35.5	4.6
予備力3%確保 に対する不足分	12	9	1	2	205	56	13	61	26	12	37	217	38	255
【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ)	7,584 (174)	575 (77)	1,509 (26)	5,499 (70)	9,028 (200)	2,468	556 (5)	2,680 (122)	1,151 (11)	528 (12)	1,644 (50)	16,611 (373)	159	16,770 (373)
最大需要電力	7,137	541	1,420	5,176	8,488	2,321	523	2,520	1,082	497	1,545	15,625	116	15,741
供給予備力	446	34	89	324	540	148	33	160	69	32	98	986	43	1,029
供給予備率	6.3	6.3	6.3	6.3	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	37.1	6.5
予備力3%確保 に対する不足分	232	18	46	168	285	78	18	85	36	17	52	517	39	557
【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力 (内 電源Ⅰ)	6,945 (174)	527 (77)	1,437 (26)	4,980 (70)	8,729 (110)	2,438	543 (5)	2,587 (62)	1,104 (11)	514 (12)	1,543 (48)	15,674 (110)	157	15,830 (110)
最大需要電力	6,226	473	1,289	4,465	7,714	2,155	480	2,286	976	454	1,363	13,940	109	14,049
供給予備力	719	55	149	516	1,014	283	63	301	128	60	179	1,734	48	1,781
供給予備率	11.6	11.6	11.6	11.6	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	13.1	12.4	44.1	12.7
予備力3%確保 に対する不足分	532	40	110	382	783	219	49	232	99	46	138	1,315	45	1,360

〔補足〕12月・2月の北海道エリア、及び2月の東北・東京エリアの予備率について

上表において、12月・2月の北海道エリアの予備率は他の東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北海道エリアから他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、北海道エリアも含めた東3エリアでブロック化をして、北海道エリアの需要を減じると、その分だけ北海道エリアに余力が生まれ、再度均平化しようとする北海道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。2月の東北・東京エリアについても同様の理由によるものである。

(余白)

委員長

大山 力

横浜国立大学大学院 工学研究院 教授

(敬称略)

委員 (中立者)

飯岡 大輔

東北大学大学院 工学研究科 准教授

大橋 弘

東京大学大学院 経済学研究科 教授

加藤 丈佳

名古屋大学大学院 工学研究科 教授

馬場 旬平

東京大学大学院 新領域創成科学研究科 准教授

松村 敏弘

東京大学 社会科学研究所 教授

(敬称略・五十音順)

委員 (事業者)

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

小倉 太郎

株式会社エネット 取締役 需給本部長

田山 幸彦

東京電力パワーグリッド株式会社 系統運用部 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)

(2020年10月現在)

○第55回委員会（2020年10月27日）

（議題）

- ・2020年度夏季の電力需給実績と2020年度冬季の電力需給見通しについて
- ・電力需給検証報告書について

(余白)

【参考資料】電力需給検証詳細データ

(1) 2020年度夏季の電力需要実績 ：猛暑H1需要と想定の実績（エリア毎の詳細）

37

■ 中部、関西、中国、四国エリアについては、事前の想定で前提とした厳気象対象年度（2018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
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	H1/H3比率	H1/H3比率
対象年度（至近10カ年）			2019	2018	2018	2018	2019	2018	2018	2018	2013	2017
気象感応度 （万kW/℃, 万kW/pt）	想定		・4 ・5	・39 ・14 ・2	・137 ・47	・75	・12	・103 ・40	・25 ・13 ・4	・15 ・5 ・1	・48 ・14 ・－ ※2	・4 ・2
	実績		・6 ・5	・45 ・9 ・3	・151 ・31	・66	・16	・92 ・20	・21 ・14 ・3	・15 ・5 ・1	・63 ・21 ・6	・4 ・3
気象考慮要素			・最高气温 ・前3日平均気温	・最高气温 ・前2日最高气温平均 ・最小湿度	・最高气温 ・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日最高气温 ・累積5日露点温度	・最大電力発生時刻気温 ・前3日最高气温平均 ・当日平均湿度	・最高气温 ・前5日最高气温平均 ・最小湿度	・日最高气温 ・前5日最高气温平均 ・日平均気温	・最高气温 ・前3日平均気温
H3気温 （℃,pt）	想定		・31.8℃ ・25.4℃	・32.5℃ ・32.2℃ ・52.4%	・35.3℃ ・29.1℃	83.9pt	83.3pt	・35.9℃ ・22.1℃	・34.1℃ ・34.9℃ ・66.3%	・34.8℃ ・34.0℃ ・49.6%	・34.6℃ ・33.7℃ ・－ ※2	・32.8℃ ・29.5℃
	実績	H1	・33.1℃ ・26.3℃	・34.6℃ ・33.6℃ ・55.1%	・35.7℃ ・29.5℃	・86.7pt	・84.3pt	・38.1℃ ・22.1℃	・34.8℃ ・36.5℃ ・68.8%	・35.5℃ ・36.3℃ ・53.3%	・34.9℃ ・35.4℃ ・76.6%	・33.9℃ ・30.1℃
		H3平均	・33.3℃ ・25.1℃	・34.3℃ ・32.5℃ ・50.7%	・35.6℃ ・29.9℃	・86.4pt	・83.9pt	・37.5℃ ・22.1℃	・35.2℃ ・36.6℃ ・67.6%	・36.0℃ ・36.1℃ ・48.6%	・35.3℃ ・35.3℃ ・73.3%	・33.8℃ ・30.3℃
H3需要 （万kW）	想定		419	1,295	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	150
	実績	H1	431	1,412	5,604	2,624	513	2,911	1,083	533	1,637	154
		H3平均	426	1,381	5,566	2,587	508	2,859	1,079	530	1,635	154
H3想定気温（再掲）（℃）			・31.8℃ ・25.4℃	・32.5℃ ・32.2℃ ・52.4%	・35.3℃ ・29.1℃	83.9pt	83.3pt	・35.9℃ ・22.1℃	・34.1℃ ・34.9℃ ・66.3%	・34.8℃ ・34.0℃ ・49.6%	・34.6℃ ・33.7℃ ・－ ※2	・32.8℃ ・29.5℃
猛暑H3前提気温等			・34.2℃ ・29.1℃ （猛暑H1前提） ※1	・36.8℃ ・33.5℃ ・40.1% （猛暑H1前提） ※1	・37.3℃ ・30.4℃ （猛暑H1前提） ※1	85.2pt	84.8pt	・37.0℃ ・23.4℃	・34.7℃ ・36.0℃ ・65.3%	・36.0℃ ・34.8℃ ・49.1%	・36.2℃ ・35.3℃ ・－ ※2	・34.3℃ ・30.6℃
猛暑H3想定（万kW）			※1	※1	※1	2,591	515	2,836	1,079	520	1,639	159
H1/H3比率 （5カ年実績平均）			※1	※1	※1	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
猛暑H1想定（万kW）			446	1,452	5,653	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	160
猛暑H1/H3比率（結果） （2020年度夏季想定）			1.06	1.12	1.06	1.06	1.05	1.07	1.04	1.06	1.08	1.07
H1/H3比率 （2020年度夏季実績）			1.01	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.00	1.00	1.00	1.00

※1 北海道、東北、東京エリアは、猛暑設定年のH1発生日の気象条件と供給計画想定値（過去10年平均）の差分から直接気象影響を算出。

※2 九州エリアについては、湿度が極端に高かった今夏の気象状況を鑑み、想定に使用した日最高気温、前5日最高気温平均では気象影響量が過小に算定される可能性があるため、日平均湿度を追加して気象影響量を算定している。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

(2) 2020年度夏季の電力需給実績の検証 ：各エリア最大需要時の需要実績

38

- 特に東エリアにおいて、前提とした猛暑とはならなかったことから、全国10エリアとしては事前の想定を下回った。
- 各エリアの夏季最大需要実績の10エリア合計は16,902万kWであり、猛暑を前提に想定した夏季最大需要想定16,973万kWを71万kW下回った。
- 実績と想定との差分の内訳では、前提とした猛暑より気温が低かったこと等による気温影響が▲94万kW、その他の要因による影響は+23万kWであった。

(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}	7,551	446	1,452	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,813	160	16,973
需要実績 ^{※2}	7,446 (7,231)	431 (375)	1,412 (1,359)	5,604 (5,497)	9,301 (9,255)	2,624 (2,624)	513 (511)	2,911 (2,869)	1,083 (1,082)	533 (533)	1,637 (1,636)	16,747 (16,486)	154 (153)	16,902 (16,639)
差分	▲ 105	▲ 15	▲ 40	▲ 50	+ 40	+ 12	▲ 7	+ 55	▲ 5	+ 6	▲ 20	▲ 65	▲ 5	▲ 71
気温影響	▲ 130	▲ 14	▲ 44	▲ 72	+ 39	+ 27	▲ 9	+ 14	+ 18	+ 1	▲ 12	▲ 91	▲ 3	▲ 94
DR ^{※3}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	+ 25	▲ 1	+ 4	+ 22	+ 1	▲ 15	+ 2	+ 41	▲ 23	+ 5	▲ 8	+ 26	▲ 3	+ 23

<想定的前提>

○2020年度の供給計画の需要をベースに、厳気象影響を考慮して想定。厳気象については、北海道・北陸エリアは2019年度並み、東北・東京・中部・関西・中国・四国エリアは2018年度並み、九州エリアは2013年度並み、沖縄エリアは2017年度並みの猛暑を想定。

※1 前回の電力需給検証報告書（2020年5月）における2020年度夏季見通しで、最大需要値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2020年8月20日 14～15時）の需要実績値。

※3 電源Ⅰ'発動によるDRの影響（2020年度夏季の各エリア最大需要発生時に電源Ⅰ'は発動されていない）。

※ 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年度夏季の電力需要実績 ：需要増減の主な要因

- 気温影響 ▲94万kW
猛暑H1需要を想定していたが、特に東エリアにおいて、前提とした猛暑とはならなかったことから、全国10エリアとしては事前の想定を下回った。
- DR
2020年度夏季の各エリア最大需要発生時に電源Ⅰ'は発動されなかった。
- その他 +23万kW
一部大口高稼働による増、家庭用需要等による影響、その他要因による。

	実績－想定 (万kW)※2	差の主な要因
合計	▲ 71	—
気温影響	▲ 94	東エリアで前提とした猛暑の気象条件と ならなかったことによる減が影響
DR※3	—	—
その他	+ 23	一部大口の高稼働等による増 家庭用需要増等による影響 その他

※1 需要には太陽光自家消費で賄われた分は含まない。

※2 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エリアそれぞれの事前の厳寒H1需要（DR考慮前）需要想定
値の合計。

※3 電源Ⅰ'発動によるDRの影響量（2020年度夏季の各エリア最大需要発
生時に電源Ⅰ'は発動されていない）

※ 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。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2020年度夏季の電力需給実績の検証

:【再掲】全国最大需要時の供給力実績(8月20日 14～15時)

40

- 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、今夏の実績（8月20日 14～15時）と今年5月の電力需給検証での8月の供給力の想定を比較したところ、+192万kWの差であった。

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	18,607	18,415	+ 192		
原子力	423	534	▲ 111	大飯原発の補修差による減	
火力	11,379	12,000	▲ 621	計画外停止※1 ▲ 242 (▲2.1%) 需給停止※2 ▲ 109 火力増出力 未実施分 ▲ 25 その他※3 ▲ 245	計画外停止、需給状況を考慮した日々の運用上の停止（需給停止）等による減
水力	990	1,210	▲ 220	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲7万kW含む)	
揚水	2,172	2,288	▲ 116	需給状況を考慮した日々の運用による減	
太陽光	3,108 (1,382)	1,315	+ 1,792 (+ 67)	※太陽光（ ）内の数値は16～17時の値	
風力	39	61	▲ 22	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が、その想定以上または以 下となったことによる増減	
地熱	31	28	+ 4	計画比増 (計画外停止 ▲1万kW含む)	
その他※4	464	979	▲ 515		

※1 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制。
括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止242÷（実績11,379+計画外停止242+需給停止109）」より算出。

※2 需給停止：電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。（電気学会技術報告 第977号）

※3 補修差等を含む。

※4 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2020年度夏季の電力供給力実績 ：火力計画外停止・老朽火力の状況

- 全国最大需要時における計画外停止（火力以外も含む）は284万kWであり、当該日の予備率に与える影響（▲1.7%）は昨夏（▲4.0%）より少なかった。
- 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年度夏季（7月～8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107億kWh、設備利用率は22.6%であった。

7月～8月における計画外停止※1	全国計(万kW)	発生日	全国最大需要日に発生した場合の予備率への影響
最大値	976	7月8日	▲5.9%
平均値	543	—	▲3.3%
全国最大需要時の実績値	284	8月20日	▲1.7%

全国最大需要	日時	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
	8月20日 15時	16,638	18,607	11.8%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象※3
夏季(7月～8月)	243件	64件	6件

	老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率※4 [%]
夏季(7月～8月)	107	22.6

※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年度夏季の電力供給力実績：太陽光発電実績

42

- 全国最大需要時（8月20日14時～15時）における太陽光供給力の合計は3,108万kWであり、事前の想定である1,315万kWを1,792万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	505	18	132	356	797	228	31	162	148	77	152	1,302	13	1,315
	②最大需要日 の実績	1,122	40	355	728	1,963	516	69	325	300	161	593	3,086	22	3,108
	差分 (②-①)	+617	+22	+223	+372	+1,166	+288	+38	+163	+151	+84	+441	+1,783	+9	+1,792
調整係数 (%) ※沖縄は 出力比率	①調整係数	-	8.9	22.5	24.4	-	25.3	29.0	26.4	26.8	29.7	15.5	-	26.3	-
	②最大需要日 の実績比率	-	20.0	59.7	46.8	-	55.9	64.3	53.8	62.8	60.5	59.5	-	62.7	-
	差分 (②-①)	-	+ 11.1	+ 37.2	+ 22.4	-	+ 30.6	+ 35.3	+ 27.4	+ 36.0	+ 30.8	+ 44.0	-	+ 36.4	-

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2020年度夏季の電力供給力実績：風力発電実績

43

- 全国最大需要時の供給力の合計は39万kWであり、事前の想定である61万kWを22万kW下回った。
- 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	35	7	25	4	26	7	1	6	3	3	5	61	0	61
	②最大需要日 の実績	34	4	27	4	4	2	0	2	0	0	0	39	0	39
	差分 (②-①)	▲ 1	▲ 3	+ 2	+ 0	▲ 21	▲ 5	▲ 1	▲ 4	▲ 3	▲ 3	▲ 5	▲ 22	0	▲ 22
調整係数 (%) ※沖縄は 出力比率	①調整係数	-	13.5	13.7	6.0	-	15.0	8.8	13.0	9.4	14.4	8.1	-	0.1	-
	②最大需要日 の実績比率	-	6.9	15.7	10.4	-	4.0	1.6	10.4	0.6	0.4	0.2	-	11.1	-
	差分 (②-①)	-	▲ 6.6	+ 2.0	+ 4.4	-	▲ 11.0	▲ 7.2	▲ 2.6	▲ 8.8	▲ 14.0	▲ 7.9	-	+ 11.0	-

※1 前回の電力需給検証における8月の想定値。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2020年度夏季の電力供給力実績：地熱発電実績

44

■ 全国最大需要時の供給力の合計は31万kWであり、事前の想定である28万kWを4万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	14	0	13	0	14	0	0	0	0	0	14	28	0	28
	②最大需要 日の実績	18	1	17	0	13	0	0	0	0	0	13	31	0	31
	差分	+ 4	0	+ 3	0	▲ 1	0	0	0	0	0	▲ 1	+ 4	0	+ 4

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(2) 2020年度夏季の電力供給力実績 ：2020年度夏季における電源Ⅰ'発動実績

45

- 電源Ⅰ'の発動について、7エリアで合計11回の発動実績があった。
- 合計399万kWhの発動指令に対する応動量は396万kWhであり、全国計の実効率は99%となった。

<2020年度 夏季における電源Ⅰ'発動実績>

エリア	回数	指令対象期間		最大指令量 (万kW)	応動実績※1 (万kW)	実効率※2	発動理由
東北	1	8月28日(金)	15:30~18:00	26.2	26.6	100%	高気温による需要増※3
東京	1	8月17日(月)	16:00~19:00	1.3	0.9	69%	高気温による需要増
中部	2	8月20日(木)	16:00~19:00	44.9	45.6	107%	高気温による需要増※3
		8月21日(金)	15:00~17:00	44.9	40.3	90%	高気温による需要増、電源計画外停止
関西	1	7月21日(火)	15:00~18:30	15.4	12.9	82%	高気温による需要増、電源計画外停止
中国	2	7月14日(火)	9:00~13:00	0.2	0.7	292%	電源計画外停止
		8月21日(金)	18:00~19:00	10.6	10.3	98%	高気温による需要増※3
四国	3	7月 7日(火)	13:30~16:30	12.2	11.8	97%	太陽光下振れ
		7月31日(金)	15:00~18:00	10.6	11.2	106%	高気温による需要増
		8月17日(月)	17:00~20:00	12.2	14.8	121%	高気温による需要増
九州	1	9月24日(木)	13:00~17:00	1.4	1.1	78%	太陽光下振れ

全国計実効率 **99%** 指令量399万kWh、応動量396万kWh

※1 「応動実績」は、最大指令量時間帯の応動実績の平均

※2 「実効率」は、指令量に対する応動実績の電力量比率として算出（実効率＝応動実績÷指令量）

※3 今夏のエリア最大需要発生日（最大発生時刻はいずれも14～15時）

(2) 2020年度夏季の電力供給力実績 ：需給状況改善のための本機関指示による融通の実績

46

- 需給状況改善のための本機関指示による融通について、8月に東北エリア、9月に九州エリアで融通実績があった。

<本機関指示による融通実績>

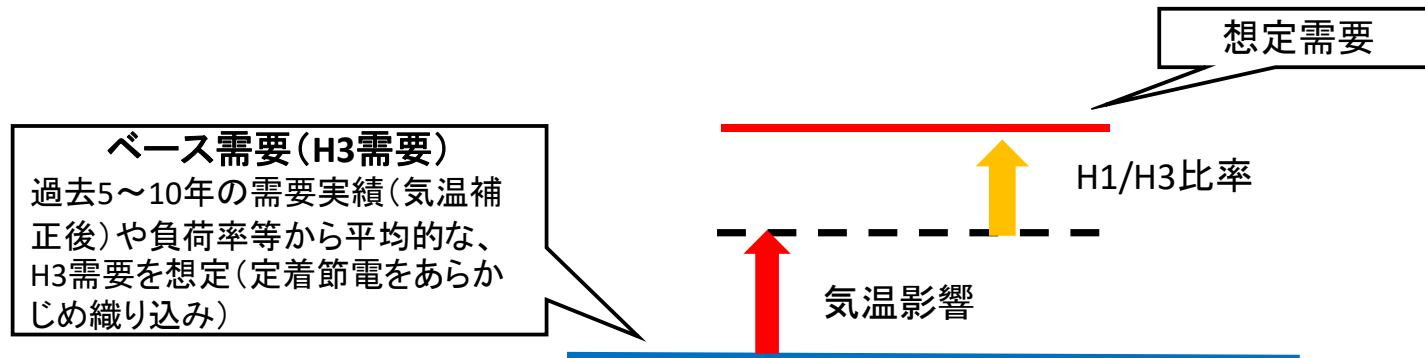
受電 エリア	送電 エリア	融通期間		融通 最大電力 (万kW)	融通 電力量 (万kWh)	融通後の 実績予備率	要因
東北	東京	8月28日(金)	16:00~17:30	40	37.5	2.7% (17:00~18:00)	高気温による需要増
九州	中部 関西 中国	9月24日(木)	10:00~17:00	160	670	3.7% (11:00~12:00)	太陽光下振れ

(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (需要想定イメージ)

47

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

●供給計画をベースとする需要想定イメージ

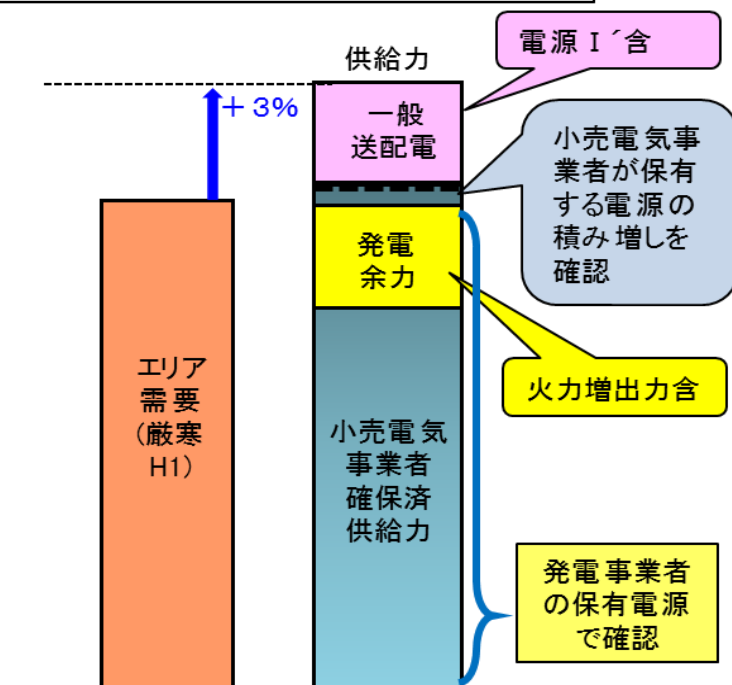


(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (供給力の計上方法)

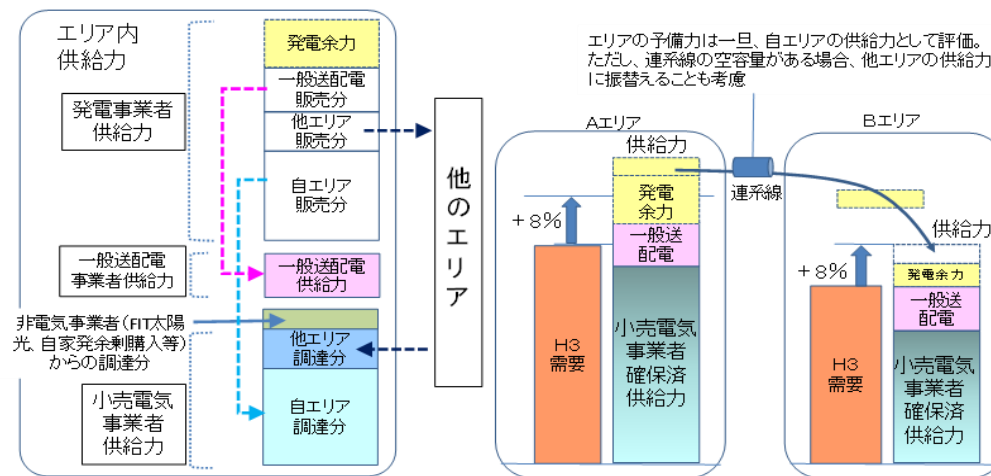
48

- 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



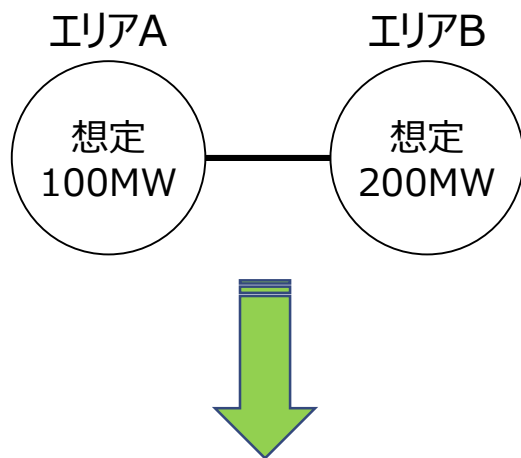
(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (不等時性)

- 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需要想定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需要想定値
 - ・ ブロックを構成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割り引く。

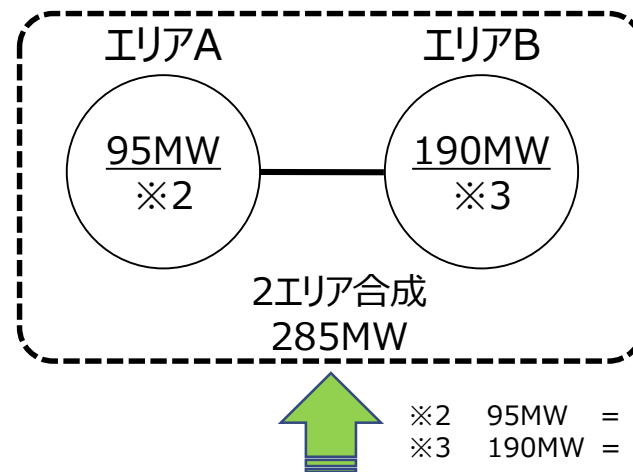
(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (不等時性考慮のイメージ)

50

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定



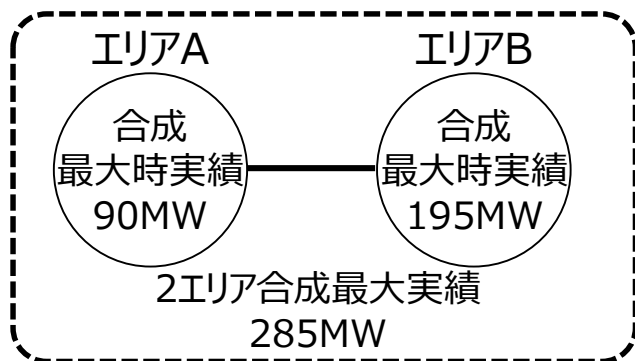
【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に (1-需要減少率) を乗じて算出



※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

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

左図の場合、需要減少率は

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

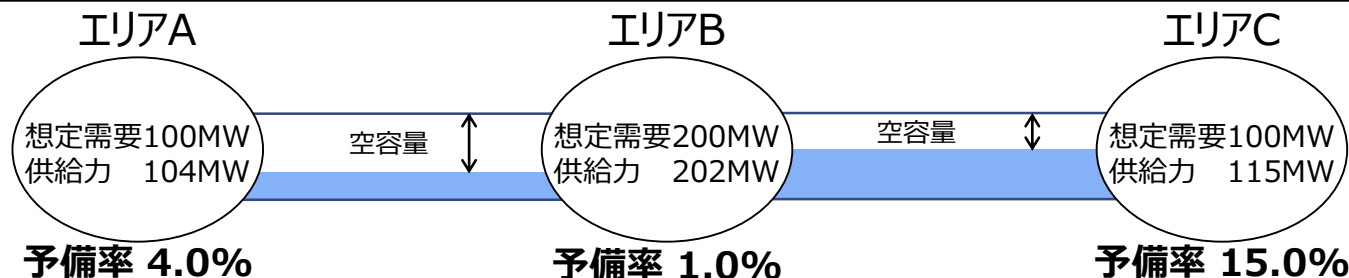
※ エリアA単独の最大需要実績は100MW
エリアB単独の最大需要実績は200MW

(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (ブロック分けのイメージ)

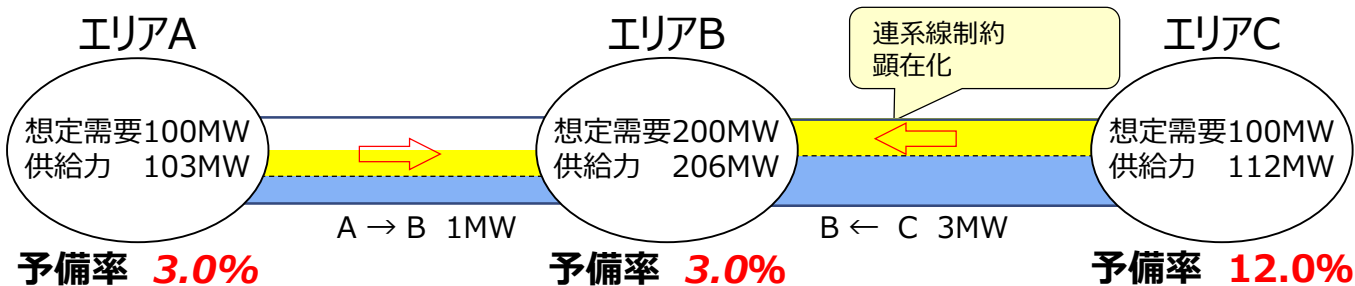
51

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

※1 契約等に基づく、事業者計画分は考慮

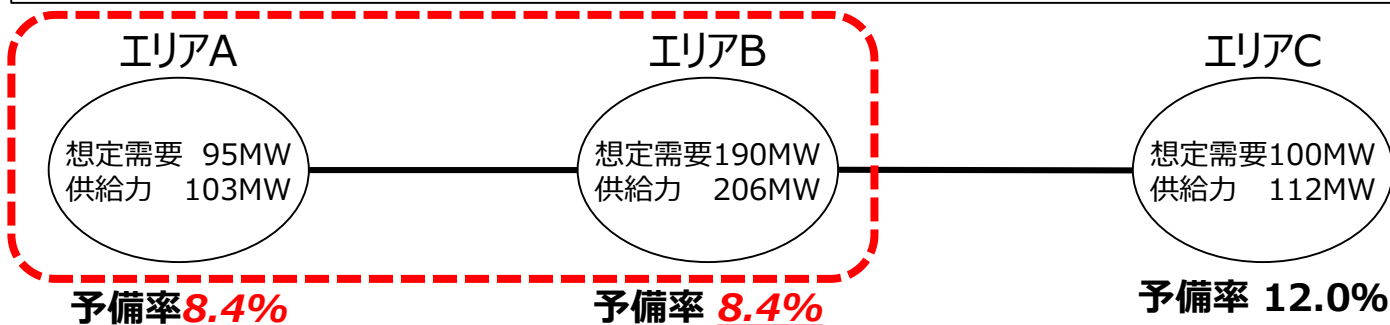


【ステップ2】 各エリア連系線を活用して予備率を均平化



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

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



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

【不等時性考慮】

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

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

(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (計画外停止率)

52

- 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、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなると考えられる。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) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源 I ')

53

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

電源 I ' の主な確保目的

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) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源 I ' 必要量①)

54

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、次式により算定する。

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

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

- ただし、最大 3 日平均電力（以下、「H 3 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. H 3 需要が最大となる季節の H 3 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 H 3 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）の供給力の差
 - (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。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する。

(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源 I ' 必要量②)

55

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. 最大需要発生の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。
 - 北海道・東北・東京：夏季 2.47%、冬季 2.64%
 - 中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季2.60%、冬季2.64%
 - 北海道・東北・東京エリアの夏季においては、中西 6 エリアからの供給力移動に期待できる量を電源 I ' の募集量から控除する。 北海道 0.5万kW、東北 1.8万kW、東京 7.5万kW
 - 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。
 - H 3 需要については 2 0 1 9 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。
 - 第 2 年度における冬季の H 3 需要を供給計画において算出していないエリアについては、第 1 年度の想定需要をもとにして夏季の想定需要の推移を踏まえた補正等を行い、冬季の H 3 需要を算出する。
 - 2 0 2 0 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、H 3 需要を 2 0 2 0 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、H 3 需要が最大となる季節の H 3 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。
- 沖縄エリアは単独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) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (電源Ⅰ'必要量③)

56

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。

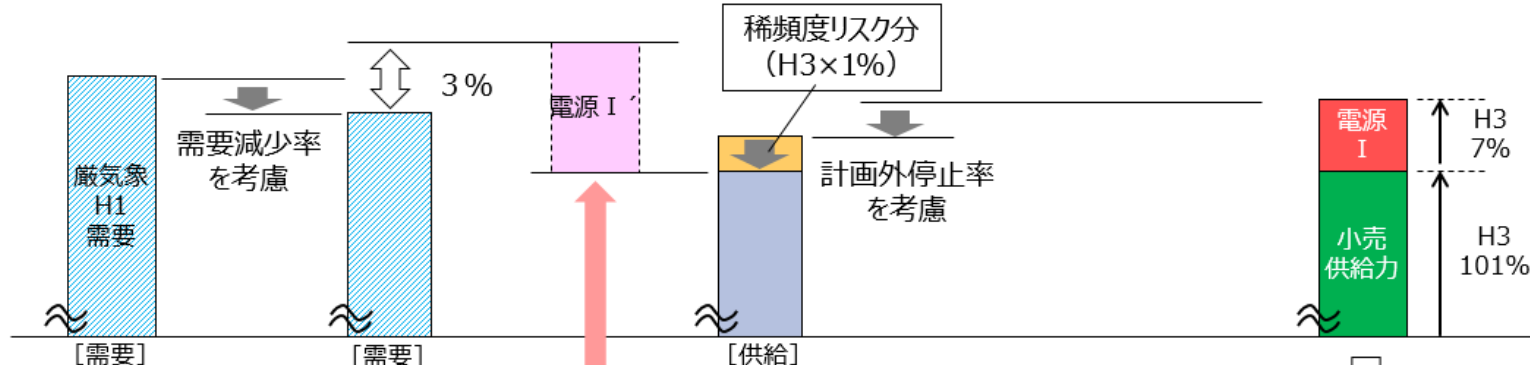
(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (夏季と冬季の電源 I ' 必要量算定イメージ)

57

(参考) 夏季と冬季の電源 I ' 必要量算定のイメージ

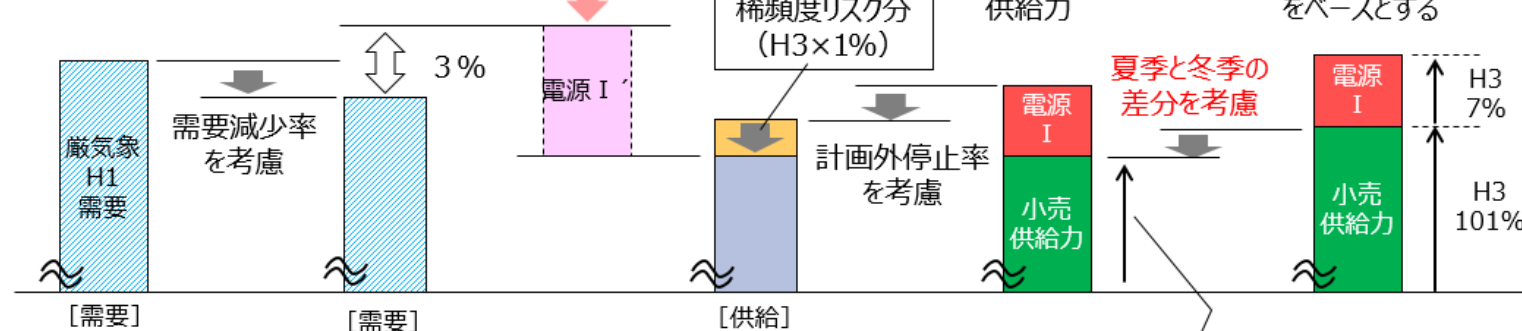
90

(H3 需要が最大となる季節)



比較し、大きい方を
電源 I ' 必要量とする

(H3 需要が最大ではない季節)

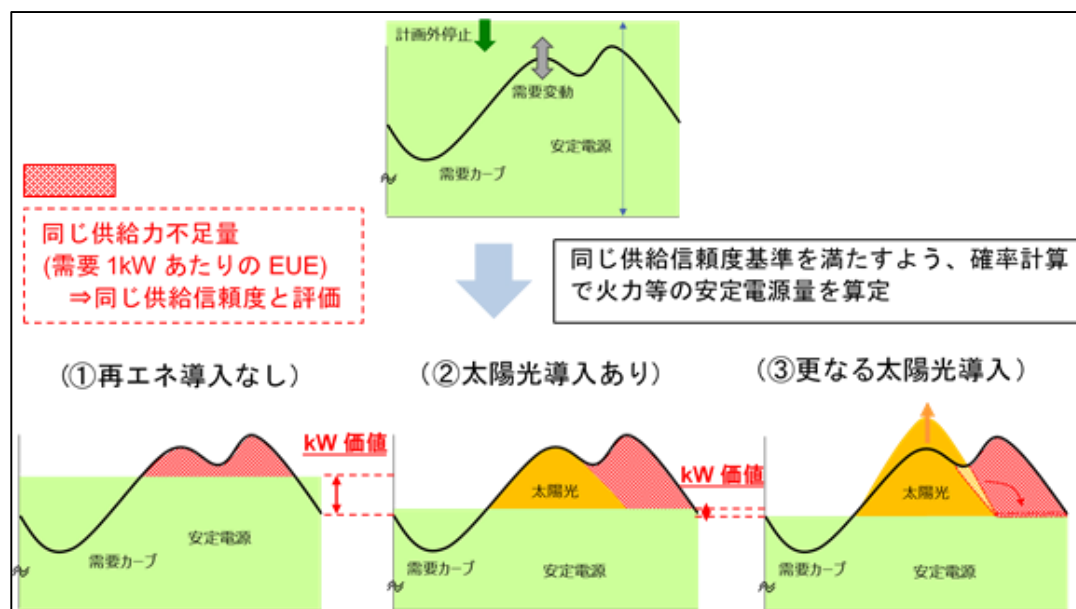


当該季節のH3×101%
と比較し、大きい値を採用

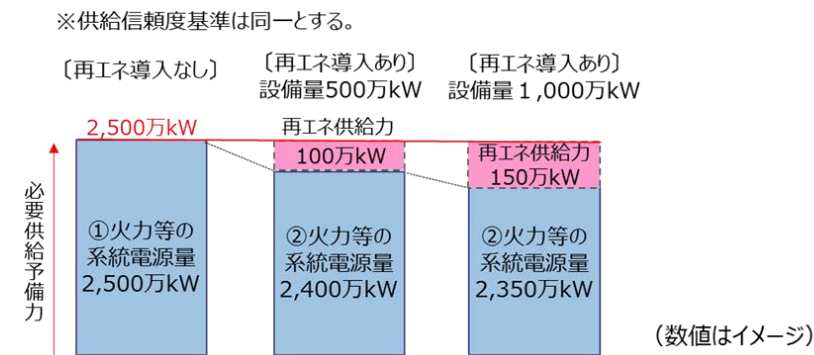
(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (再エネ供給力のEUE算定による火力等の安定電源代替価値について)

58

- 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。2020年度冬季に関しても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

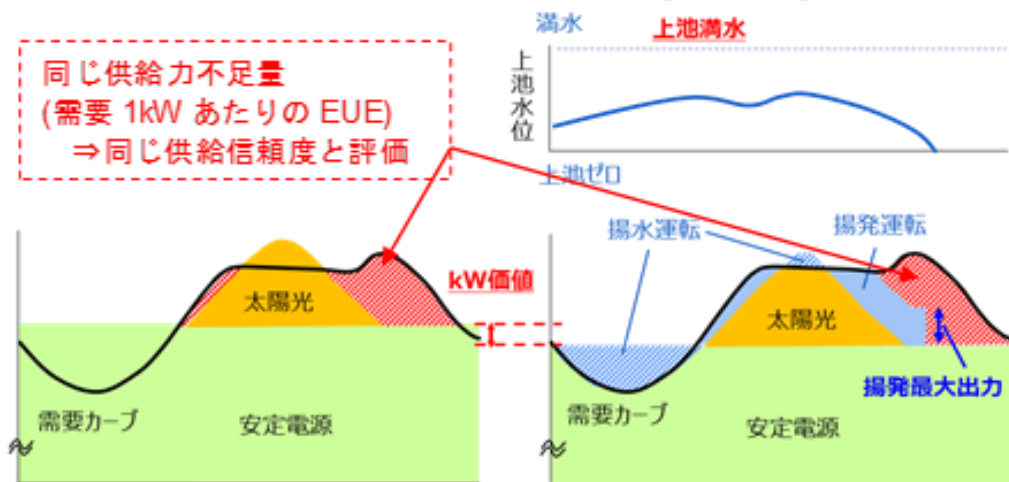
(3) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (揚水供給力のEUE算定による火力等の安定電源代替価値について)

59

- 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】

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



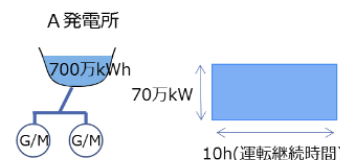
【揚水導入】

【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

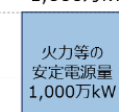
(数値はイメージ)



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)

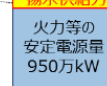
1,000万kW



(揚水導入あり (例えば上池容量4時間ケース))

揚水設備量70万kW(A1エリア)

揚水供給力 50万kW



(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) 2020年度冬季の電力需給検証の基本的な考え方 (稀頻度リスク②)

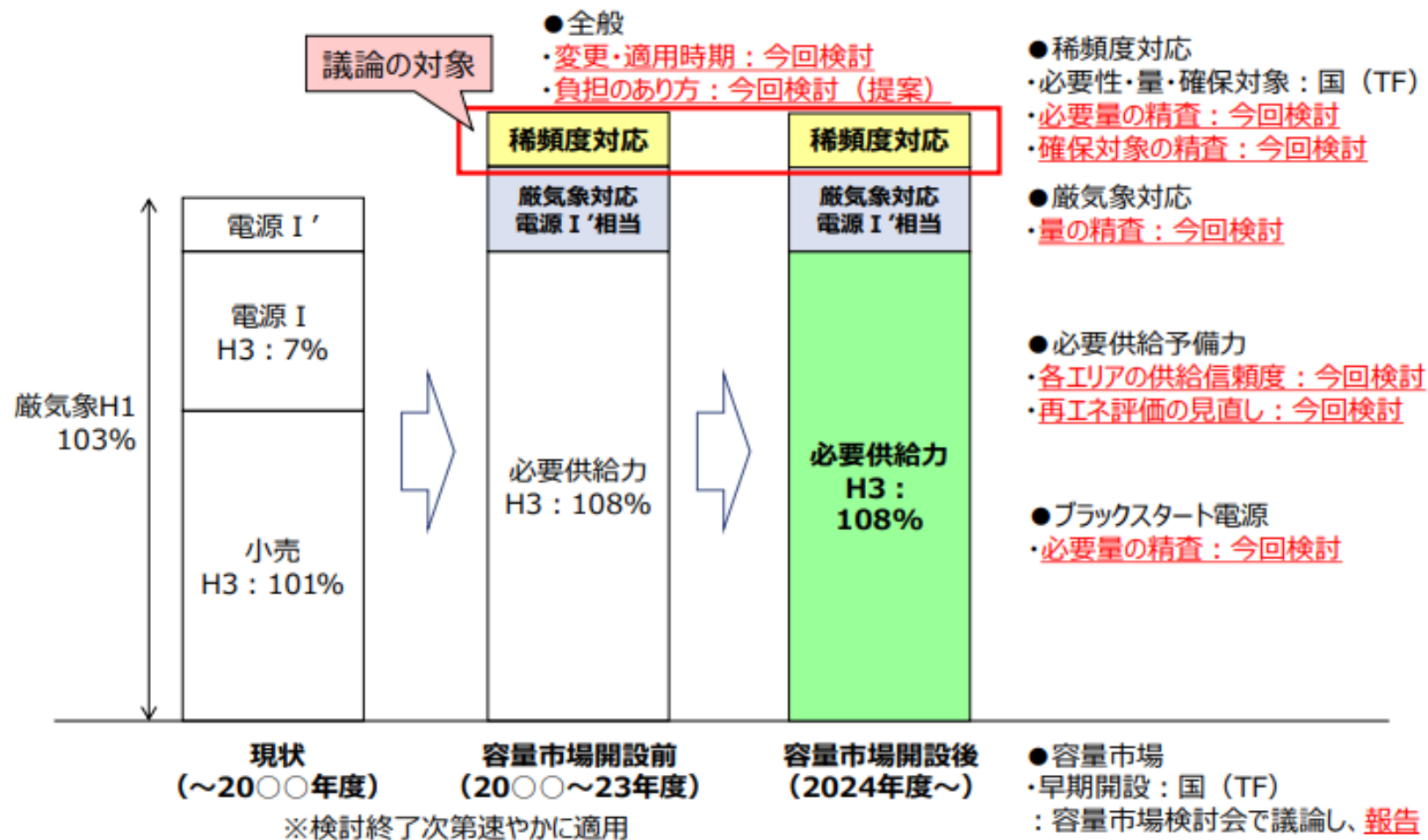
61

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) 2020年度冬季の需要見通し

62

: 2020年度冬季（1月）の需要見通し（エリア毎の詳細）

■ 供給計画におけるH3需要想定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年度冬季	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
想定時間帯	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	18-19時	18-19時	19-20時
厳寒H1 想定方法	感応度式※1	H1/H3比率	感応度式※1	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率
対象年度 (至近10か年)	2018	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015
気温感応度 (万kW/℃, 万 kW/mm)	・-8 ・11	-24	・-85 ・-44	-34	-11	-51	-19	-8	・-27 ・-11	-3
気象考慮要素	・日平均気温 ・降水量	日平均気温	・最大発生時気温 ・前3日平均気温	日平均気温	日平均気温	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
供給計画 H3前提気温等	・-5.9℃ ・0.44mm	-1.7℃	・2.6℃ ・4.3℃	1.3℃	0.1℃	2.8℃	1.8℃	6.8℃	・6.1℃ ・9.8℃	14.5℃
供給計画 H3需要	500	1,369	4,775	2,297	492	2,459	1,033	459	1,493	103
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℃	4.7℃	・3.9℃ ・8.1℃	10.7℃
厳寒H3需要	※1	1,447	※1	2,359	529	2,551	1,090	500	1,570	114
算定に用いた H1/H3比率	※1	1.01	※1	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	1.02
厳寒H1需要	541	1,460	5,313	2,383	537	2,587	1,111	510	1,586	116
厳寒H1/H3比率 (結果)	1.08	1.07	1.11	1.04	1.09	1.05	1.08	1.11	1.06	1.14

※1 北海道、東北、東京エリアは、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需要想定とは、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433万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア12,420万kW（1月）を見込む。
 - ① 長期停止から再稼働している火力発電
東日本大震災以降に行われてきた長期停止火力発電設備の再稼働分として、2020年度冬季は2エリア2機49万kWを供給力として見込む。
 - ② 火力発電の増出力
火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2020年度冬季（1月）は10エリアで102万kWが可能であることを確認した。
 - ③ 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、2020年度冬季（1月）は関西エリアで6万kWを見込む。
- 水力発電については、9エリア1,010万kW（1月）を見込む。
- 揚水発電については、9エリア1,976万kW（1月）を供給力として見込む。
- 再生可能エネルギー（太陽光・風力・地熱）については、10エリアで487万kWを見込む。
 - ① 太陽光発電
10エリア267万kW（1月）を見込む。
 - ② 風力発電
10エリア188万kW（1月）を見込む。
 - ③ 地熱発電
3エリア31万kW（1月）を見込む。

(5) 2020年度冬季の供給力見通し ：原子力供給力と火力供給力

64

- 原子力発電については、2エリア433万kW（1月）を見込む。
- 火力発電については、10エリア12,420万kW（1月）を見込む。

原子力供給力

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	154	0	0	279	-	433

火力供給力

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)	457	1,521	3,809	2,016	397	1,648	750	527	1,127	168	12,420

(5) 2020年度冬季の供給力見通し ：長期停止から再稼働している火力と火力増出力

65

- 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2エリア2機49万kWを供給力として見込む。
- 火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2020年度冬季（1月）は10エリアで102万kWが可能であることを確認した。

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
東北	東新潟港1号	34万kW	LNG	47年
中部	知多第二2号GT	15万kW	LNG	24年
合計		49万kW		

火力の増出力

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力の増出力 (万kW)	6	14	33	8	6	9	13	6	7	0	102

- 水力発電については、9エリア1,010万kW（1月）を見込む。
- 水力発電には、貯水池式と自流式があり、その合計値を供給力として見込む。
- 貯水池式については、補修停止等を見込んだ発電可能量を見込む。
- 自流式については、降雨等によって出水量が日々変化するため、EUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込む。
- 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)	50	133	190	117	142	232	34	42	70	-	1,010
調整係数(%)	28.1	43.2	36.9	27.4	36.5	34.6	41.3	31.8	26.6	-	-

※ 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) 2020年度冬季の供給力見通し：揚水供給力

67

- 揚水発電については、9エリア1,976万kW（1月）を供給力として見込む。
- 揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する。このことを考慮して、発電所毎の上池水位のkWh制約（揚水の運転継続時間）を考慮したEUE算定による火力等の安定電源代替価値を供給力として見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
定格出力 (万kW)	80	71	1,065	387	11	502	211	68	229	-	2,624
揚水供給力 (万kW)	75	71	824	322	10	269	169	64	171	-	1,976
【参考】調整係数(%) (運転継続時間8h)	85.5	92.2	81.0	82.2	92.2	88.8	91.9	92.1	91.7	-	-
【参考】調整係数(%) (運転継続時間4h)	65.4	81.0	51.1	64.8	79.1	64.4	76.5	80.0	76.4	-	-

※ 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「2020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/191129_choseikeisu_I5_ichiran.pdf

(5) 2020年度冬季の供給力見通し：太陽光供給力

68

- 10エリア267万kW（1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)		3	23	34	74	2	39	36	22	34	0	267
調整係数(%) ※沖縄は出力比率		1.6	3.6	2.3	8.0	1.7	6.1	6.0	8.3	3.4	0.0	-
内訳	自家消費 比率(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.0	-
	供給力 比率(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0.0	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 2020年度冬季の供給力見通し：風力供給力

69

- 10エリア188万kW（1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)	13	93	12	13	4	13	9	13	16	2	188
調整係数(%) ※沖縄は出力比率	27	49.3	26.6	29.9	23.6	34.4	25.2	45.3	25.7	0.4	-
発電実績 データ 期間	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8年	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 2020年度冬季の供給力見通し：地熱供給力

70

- 3エリア31万kW（1月）を見込む。

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力 (万kW)	2	15	-	-	-	-	-	-	15	-	31

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(5) 2020年度冬季の供給力見通し

71
:【参考】2020年度下期における発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）

- 2020年度下期各月の発電事業者の補修計画（10万kW以上の発電設備について補修による供給力減少分を集計したもの）について、需給が相対的に厳しい冬季は補修量が抑えられる一方、需給に余裕がある中間期は補修量が多く計画されている。2020年度供給計画時点からの補修量は若干増加傾向にある。

