

電力需給検証報告書（案）

2020年5月

電力広域的運営推進機関

目 次

はじめに	- 1 -
第 1 章 2019 年度冬季の電力需給の結果分析	- 2 -
1. 電力需給の状況	- 2 -
2. 需 要	- 4 -
3. 供 給	- 7 -
4. 2019 年度冬季の電力需給の結果分析の総括	- 11 -
第 2 章 2020 年度夏季の電力需給の見通し	- 13 -
1. 基本的な考え方	- 13 -
2. 2020 年度夏季の需要の想定	- 21 -
3. 2020 年度夏季の供給力の想定	- 22 -
4. 電力需給バランスの検証	- 29 -
5. 2020 年度夏季の需給見通しの検証の総括	- 32 -
【補足】2020 年度夏季の需給バランス算定手順	- 33 -
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	- 40 -
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	- 41 -

はじめに

この報告書は、2019 年度冬季の電力需給実績及び 2020 年度夏季の電力需給見通しについて、本機関の「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」における専門家による審議を経て、検証結果を取りまとめたものである。

夏季の電力需給見通しの検証においては、供給計画における各エリアの各月最大 3 日平均電力（以下「H3 需要」という。）をベースに厳気象（猛暑）の影響を考慮した需要想定を行った。このように想定した需要（以下「猛暑 H1 需要」という。）に対し、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、各エリア全体の需給バランスを検証している。

なお、従来と同様に、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。

なお、電力需給検証の概要は、以下の表 1 のとおりである。

【表 1 電力需給検証の概要】

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

第1章 2019年度冬季の電力需給の結果分析

1. 電力需給の状況

表2は、2019年度冬季における全国10エリア合計の最大需要時、表3は、各エリアの最大需要時における電力需給の状況を示したものである。

2019年度冬季の想定にあたっては、厳気象リスクを想定し、過去10年間で最も厳寒だった年度並みの気象条件での需要（以下「厳寒H1需要」という。）を想定していたが、全てのエリアにおいて、前提とした厳寒とはならなかったことから、最大需要は事前の想定を下回った。なお、2019年度冬季（2019年12月～2020年2月）の日本の天候は、全国的に寒気の流入が弱かったため高温となる時期が多く、特に、東・西日本では記録的な暖冬となった。

以下、2019年度冬季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表2 2019年度冬季の需給実績（全国最大需要時）】

エリア	実績					厳寒H1想定 ^{※2}		
	最大需要日	時間	最大需要【万kW】	供給力 ^{※1} 【万kW】	予備率	最大需要【万kW】	供給力（内電源I'）【万kW】	予備率
北海道	2月7日（金）	9～10時	494	599	21.2%	542	579	6.8%
東北			1,321	1,594	20.6%	1,468	1,568 (15)	
東京			4,756	5,673	19.3%	5,240	5,597 (30)	
中部			2,266	2,515	10.9%	2,397	2,560	
北陸			502	559	11.4%	542	579	
関西			2,414	2,669	10.5%	2,539	2,711 (98)	
中国			1,027	1,137	10.7%	1,097	1,172	
四国			439	484	10.3%	509	544	
九州			1,297	1,435	10.6%	1,582	1,689 (32)	
全国9エリア			14,517	16,665	14.8%	15,915	16,998 (175)	
沖縄	85	136	59.4%	116	176	51.4%		
全国10エリア	14,602	16,800	15.1%	16,032	17,174 (175)	7.1%		

- ※1 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）
- ※2 前回の電力需給検証報告書（2019年10月）における2019年度冬季見通しで、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。計画外停止率・不等時率は考慮していない。括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示している。なお、電源I'については電源分・デマンドリスポンス（DR）分ともに供給力側でカウントしている。
- ※ 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くなるを得ない面があることに留意する必要がある。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
- ※ 本表以降、本報告書の冬季実績については速報値や推計値が含まれる。

【表3 2019年度冬季の需給実績（エリア別最大需要時）】

(送電端)

エリア	実績					厳寒H1想定 ^{※2}		
	最大需要日	時間	最大需要 【万kW】	供給力 ^{※1} 【万kW】	予備率	最大需要 【万kW】	供給力 (内電源I') 【万kW】	予備率
北海道	2月6日(木)	6~7時	516	575	11.4%	542	579	6.8%
東北	2月6日(木)	9~10時	1,380	1,638	18.6%	1,468	1,568 (15)	6.8%
東京	1月28日(火)	9~10時	5,042	5,749	14.0%	5,240	5,597 (30)	6.8%
東3エリア	—	—	6,939	7,962	14.7%	7,250	7,743 (45)	6.8%
中部	2月7日(金)	9~10時	2,266	2,515	10.9%	2,397	2,560	6.8%
北陸	2月6日(木)	9~10時	512	565	10.5%	542	579	6.8%
関西	2月7日(金)	9~10時	2,414	2,669	10.5%	2,539	2,711 (98)	6.8%
中国	2月7日(金)	9~10時	1,027	1,137	10.7%	1,097	1,172	6.8%
四国	2月7日(金)	9~10時	439	484	10.3%	509	544	6.8%
九州	2月18日(火)	9~10時	1,393	1,483	6.4%	1,582	1,689 (32)	6.8%
中西エリア	—	—	8,051	8,852	10.0%	8,665	9,255 (131)	6.8%
全国9エリア	—	—	14,990	16,814	12.2%	15,915	16,998 (175)	6.8%
沖縄	2月18日(火)	19~20時	100	135	35.8%	116	176	51.4%
全国10エリア	—	—	15,089	16,949	12.3%	16,032	17,174 (175)	7.1%

- ※1 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）
- ※2 前回の電力需給検証報告書（2019年10月）における2019年度冬季見通しで、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。計画外停止率・不等時率は考慮していない。括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示している。なお、電源I'については電源分・デマンドリスポンス（DR）分ともに供給力側でカウントしている。
- ※ 沖縄エリアについては、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くならざるを得ない面があることに留意する必要がある。
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2. 需 要 ～事前の想定から▲942 万 kW

各エリアの冬季最大需要時の需要実績の合計は 15,089 万 kW であり、事前に想定していた厳寒 H1 需要 16,032 万 kW を 942 万 kW 下回った。

以下、実績と想定を比較する。

(1) 厳寒 H1 需要の想定と実績

厳寒 H1 需要の想定と実績について表 4 に示す。

全てのエリアにおいて、前提とした厳寒とはならなかったことから、最大需要は事前の想定を下回った。

【表 4 厳寒 H1 需要の想定と実績の詳細】

(需要は送電端)

		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	・-5 ・8	-21	・-83 ・-44	-34	-7	-39	-14	-7	-27 ※2	-2
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	・-5.7℃ ・0.45mm	-1.7℃	・2.6℃ ・4.4℃	1.3℃	0.6℃	2.8℃	1.6℃	6.5℃	・5.8℃ ・9.4℃	14.8℃
	H1	・-7.2℃ ・0.13mm	-3.5℃	・3.8℃ ・5.7℃	2.8℃	-0.7℃	3.4℃	4.2℃	8.3℃	4.6℃ ※2	13.2℃
	H3平均	・-5.3℃ ・0.42mm	-1.2℃	・4.2℃ ・6.6℃	2.5℃	1.2℃	3.8℃	3.4℃	8.9℃	5.3℃ ※2	16.8℃
H3需要(万kW)	想定	499	1,375	4,698	2,311	499	2,420	1,016	464	1,506	103
	H1	516	1,380	5,042	2,266	512	2,414	1,027	439	1,393	100
	H3平均	506	1,335	4,847	2,232	499	2,357	991	430	1,365	97
H3想定気温(再掲)(℃)		・-5.7℃ ・0.45mm	-1.7℃	・2.6℃ ・4.4℃	1.3℃	0.6℃	2.8℃	1.6℃	6.5℃	・5.8℃ ・9.4℃	14.8℃
厳寒H3前提気温等		・-11.5℃ ・0.00mm (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℃	11.5℃
厳寒H3想定(万kW)		※1	1,453	※1	2,373	535	2,522	1,079	499	1,571	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)		542	1,468	5,240	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	116
厳寒H1/H3比率(結果) (2019年度冬季想定)		1.09	1.07	1.12	1.04	1.09	1.05	1.08	1.10	1.05	1.13
H1/H3比率 (2019年度冬季実績)		1.02	1.03	1.04	1.02	1.02	1.02	1.04	1.02	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 九州エリアについては、前 5 日気温が極端に高いなど、今冬の特異な気象状況を鑑み、想定に使用した日最高気温・前 5 日最高気温平均では、気象影響量が過大に算定される可能性があるため、日平均気温で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) 需要増減の主な要因

需要変動に影響を与える要素である、①気温影響、②DR、③その他についてそれぞれ検証を行った（表 5、表 6）。

【表 5 需要^{※1}増減の主な要因の分析】

(送電端)

	実績－想定 (万kW) ^{※2}	差の主な要因
合計	▲ 942	—
気温影響	▲ 778	全てのエリアで前提とした厳寒の気象条件とならなかったことによる減
DR ^{※3}	—	—
その他	▲ 164	経済影響等による減

※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（2019 年度冬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。

① 気温影響 ▲778 万 kW

厳寒 H1 需要を想定していたが、全てのエリアで前提とした厳寒の気象とならなかったことから、実績が事前の想定を下回った。

② DR

2019 年度冬季の各エリア最大需要発生日に電源 I´ は発動されなかった。

③ その他 ▲164 万 kW

国内総生産 GDP の伸び率下方修正（+0.3%→▲0.8%）等による影響により、実績が事前の想定を下回った。（2019 年度の鉱工業生産指数 IIP の伸び率：▲2.5%→▲2.2%）

【表 6 各エリアにおける需要増減の主な要因の分析】

(送電端)

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}	7,250	542	1,468	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,915	116	16,032
需要実績 ^{※2}	6,939 (6,571)	516 (494)	1,380 (1,321)	5,042 (4,756)	8,051 (7,946)	2,266 (2,266)	512 (502)	2,414 (2,414)	1,027 (1,027)	439 (439)	1,393 (1,297)	14,990 (14,517)	100 (85)	15,089 (14,602)
差分	▲ 311	▲ 26	▲ 88	▲ 198	▲ 614	▲ 130	▲ 31	▲ 124	▲ 70	▲ 70	▲ 189	▲ 925	▲ 17	▲ 942
気温影響	▲ 324	▲ 37	▲ 61	▲ 226	▲ 447	▲ 104	▲ 27	▲ 100	▲ 77	▲ 31	▲ 108	▲ 771	▲ 8	▲ 778
DR ^{※3}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	+ 13	+ 12	▲ 27	+ 28	▲ 168	▲ 26	▲ 4	▲ 24	+ 7	▲ 39	▲ 80	▲ 155	▲ 9	▲ 164

※1 前回の電力需給検証報告書（2019年10月）における2019年度冬季見通しで、最大需要値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2020年2月7日9～10時）の需要実績値。

※3 電源I'発動によるDRの影響（2019年度冬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。

※ 四捨五入により各種影響の合計と実績－想定との差分が合わない場合がある。

3. 供給 ～事前の想定から▲339万kW

表7に示すとおり、2019年度冬季の全国最大需要時（2020年2月7日9時～10時）の供給力の合計（全国10エリアの合計。以下同じ。）は16,800万kWであり、事前の想定である17,140万kWを339万kW下回った。以下、電源毎に実績と想定との差を検証する。

【表7 2019年度冬季全国最大需要時の供給力と事前の想定との差】

（送電端 万kW）

電源	実績	想定 ^{※1}	実績－想定	差の主な要因
全国合計	16,800	17,140	▲ 339	
原子力	724	623	+ 101	・川内・玄海原発の定格熱出力一定運転による増 ・川内原発の補修差による増
火力	11,621	12,684	▲ 1,063	計画外停止 ^{※2} ▲ 201(▲1.6%) 需給停止 ^{※3} ▲ 655 火力増出力未実施分 ▲ 74 その他 ^{※4} ▲ 133 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	769	942	▲ 174	出水状況および貯水池運用による減(計画外停止 ▲4万kW含む)
揚水	1,778	2,103	▲ 325	需給状況を考慮した日々の運用による減
太陽光	1,695	63	+ 1,631	出力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下位5日の平均値を採用)
風力	97	21	+ 76	
地熱	30	35	▲ 4	補修差等による減
その他 ^{※5}	88	669	▲ 581	

※1 前回の電力需給検証における2月の想定値。

※2 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制。

計画外停止量は、前回の電力需給検証報告書(2019年10月)における2019年度冬季の供給力の想定(見通し)との差。想定に使用する供給力は供給計画の考え方と同様、補修作業等による停止日数を考慮した値であるため、表中の値は計画外停止した設備量とは異なる。(見通し供給力=定格出力(送電端)×(暦日数－補修停止日数)/暦日数)
括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止 201÷(実績 11,621+計画外停止 201+需給停止 655)」として算出。

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

※4 補修差等を含む。

※5 電力需給検証において供給計画以外のデータ収集を行わなかった事業者の供給力。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(1) 火力発電 ～事前の想定から▲1,063 万 kW

全国最大需要時における供給力の合計は 11,621 万 kW であり、事前の想定である 12,684 万 kW を 1,063 万 kW 下回った。

以下に、計画外停止の状況等について記す。

① 計画外停止の状況

計画外停止の状況を表 8 に示す。全国最大需要時における計画外停止（火力以外も含む）は 277 万 kW であり、当該日の予備率に与える影響（▲1.9%）は昨冬（▲1.7%）より大きかった。

【表 8 2019 年度冬季の計画外停止の状況】

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	484	1月9日	▲3.3%
平均値	299	—	▲2.0%
全国最大需要時の実績値	277	2月7日	▲1.9%

全国最大需要	日時	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
	2月7日 10時	14,602	16,800	15.1%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力※2	うち、報告対象外※3		老朽火力発電電力量 [億kWh]	設備利用率※4 [%]
冬季(1月～2月)	142件	40件	7件	冬季(1月～2月)	122	24.7

※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 2019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 老朽火力の状況

老朽火力を 2019 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、2019 年度冬季（1 月～2 月）実績について発電事業者 71 者¹よりデータを収集したところ、発電電力量は 122 億 kWh、設備利用率は 24.7%であった。

(2) 水力発電 ～事前の想定から▲174 万 kW

全国最大需要時における供給力の合計は 769 万 kW であり、事前の想定である 942 万 kW を 174 万 kW 下回った。

自流式水力については、出水状況の影響等により事前の想定を 106 万 kW 下回った。また、貯水池式については、貯水池運用の変更等により事前の想定を 68 万 kW 下回った。

¹ 前回の電力需給検証報告書（2019 年 10 月）において、2019 年度の冬季の想定の報告を求めた事業者。

(3) 再生可能エネルギー（太陽光・風力・地熱）～事前の想定から+1,703万kW

① 太陽光発電 ～事前の想定から+1,631万kW

全国最大需要時（2月7日9時～10時）における太陽光供給力²の合計は1,695万kWであり、事前の想定である63万kWを1,631万kW上回った（表9）。

太陽光発電は、天候によって出力が変動することから、事前の想定においては、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき、各月の需要上位3日の出力比率³を過去20年分集計し、このうち下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として計上していた。

【表9 2019年度冬季全国最大需要時の太陽光発電の供給力（実績）】

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}	0	0	0	0	63	25	1	15	22	0	0	63	0	63
	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	-
	②最大需要日 の実績	824	43	168	613	867	387	19	166	152	56	87	1,692	3	1,695
	時間帯	-	9-10時	9-10時	9-10時	-	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	-	9-10時	-
	差分 (②-①)	+824	+43	+168	+613	+804	+363	+18	+151	+130	+56	+87	+1,628	+3	+1,631
出力比率 (%) (自家消費 +供給力)	①想定	-	0.0	0.0	0.0	-	3.0	1.5	3.5	5.4	0.0	0.0	-	0.0	-
	②最大需要日 の実績	-	25.7	31.4	47.1	-	45.7	23.2	39.8	33.5	21.8	9.3	-	8.6	-
	差分 (②-①)	-	+25.7	+31.4	+47.1	-	+42.7	+21.7	+36.3	+28.1	+21.8	+9.3	-	+8.6	-

※1 前回の電力需給検証における2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 風力発電 ～事前の想定から+76万kW

全国最大需要時の供給力の合計は97万kWであり、事前の想定である21万kWを76万kW上回った（表10）。

風力発電は、ピーク時に供給力がゼロとなるケースも存在することから、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき、把握可能な期間（過去7～13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計上していた。

【表10 2019年度冬季全国最大需要時の風力発電の供給力（実績）】

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}	16	3	10	3	5	1	0	1	1	1	1	21	0	21
	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	-
	②最大需要日 の実績	86	21	57	8	11	2	1	3	2	1	2	97	0	97
	時間帯	-	9-10時	9-10時	9-10時	-	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	-	9-10時	-
	差分 (②-①)	+70	+18	+47	+5	+6	+0	1	+2	2	▲0	1	+76	0	+76
出力比率 (%)	①想定	-	4.7	8.5	6.8	-	3.8	0.8	1.7	1.6	4.0	2.0	-	0.4	-
	②最大需要日 の実績	-	43.9	35.9	6.3	-	6.0	7.8	18.9	5.9	2.7	3.8	-	16.6	-
	差分 (②-①)	-	+39.2	+27.4	▲0.5	-	+2.2	+7.0	+17.2	+4.3	▲1.3	+1.8	-	+16.2	-

※1 前回の電力需給検証における2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 家庭等における自家消費分（需要の減少として表れる）は含まない。
³ 発電機の定格出力に対する実績出力の比率をいう。

③ 地熱発電 ～事前の想定から▲4万 kW

全国最大需要時の供給力の合計は30万 kW であり、補修差等により事前の想定である35万 kW を4万 kW 下回った（表 11）。

【表 11 2019 年度冬季全国最大需要時の地熱発電の供給力（実績）】

(送電端)

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	17	2	16	-	17	-	-	-	-	17	35	-	35
	②最大需要 日の実績	16	1	14	-	15	-	-	-	-	15	30	-	30
	差分	▲2	0	▲2	-	▲3	-	-	-	-	-	▲3	▲4	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

4. 2019 年度冬季の電力需給の結果分析の総括

2019 年度冬季の需要想定にあたっては、過去 10 年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件を前提としていたが、記録的な暖冬であったこともあり、全てのエリアにおいて、冬季最大需要実績は事前の需要想定を下回った。

全国最大需要時の需要実績は 14,602 万 kW であり、予備率は 15.1%⁴であった。計画外停止が 277 万 kW（予備率への影響は▲1.9%）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。

⁴ 火力の需給停止 655 万 kW を除いた予備率。

(参考) 2019年度冬季：各エリア需要実績（電力量）の比較

2020年2月および3月の需要実績（電力量：気象閏補正有〔上段〕/気象補正無〔下段〕）を前年度同月値と比較した。

前年度同月の需要実績（電力量）からの変化率は、▲3.9%～2.7%（気象閏補正有〔上段〕）、▲4.6%～3.2%（気象補正無〔下段〕）である。この変化分には新型コロナウイルス感染症による影響も一定程度含まれていると想定される。

【表 12 2019年度需要実績（電力量）の比較】

(送電端 百万 kWh)

エリア	2019年度 2月電力量実績				2019年度 3月電力量実績			
	①実績	②2018年度実績	③差分 (①-②)	変化率 (③/②)	①実績	②2018年度実績	③差分 (①-②)	変化率 (③/②)
北海道	2,904	2,929	▲ 25	▲ 0.9%	2,844	2,815	29	1.0%
	2,843	2,914	▲ 71	▲ 2.4%	2,728	2,762	▲ 34	▲ 1.2%
東北	7,498	7,535	▲ 37	▲ 0.5%	7,364	7,359	5	0.1%
	7,147	7,325	▲ 178	▲ 2.4%	7,085	7,154	▲ 69	▲ 1.0%
東京	24,449	25,002	▲ 553	▲ 2.2%	24,393	24,495	▲ 102	▲ 0.4%
	23,120	24,236	▲ 1,116	▲ 4.6%	23,561	23,764	▲ 203	▲ 0.9%
中部	11,323	11,785	▲ 462	▲ 3.9%	11,533	11,515	18	0.2%
	10,942	11,320	▲ 378	▲ 3.3%	11,211	11,293	▲ 82	▲ 0.7%
北陸	2,671	2,691	▲ 20	▲ 0.7%	2,617	2,638	▲ 21	▲ 0.8%
	2,529	2,594	▲ 65	▲ 2.5%	2,541	2,573	▲ 32	▲ 1.2%
関西	12,343	12,463	▲ 120	▲ 1.0%	12,065	12,327	▲ 262	▲ 2.1%
	11,838	12,084	▲ 246	▲ 2.0%	11,764	12,100	▲ 336	▲ 2.8%
中国	5,277	5,331	▲ 54	▲ 1.0%	5,173	5,183	▲ 10	▲ 0.2%
	5,101	5,177	▲ 76	▲ 1.5%	5,014	5,079	▲ 65	▲ 1.3%
四国	2,340	2,359	▲ 19	▲ 0.8%	2,323	2,328	▲ 5	▲ 0.2%
	2,254	2,275	▲ 21	▲ 0.9%	2,264	2,279	▲ 15	▲ 0.7%
九州	7,164	7,197	▲ 33	▲ 0.5%	7,059	7,151	▲ 92	▲ 1.3%
	6,895	6,991	▲ 96	▲ 1.4%	6,931	7,064	▲ 133	▲ 1.9%
沖縄	532	518	14	2.7%	566	551	15	2.7%
	515	520	▲ 5	▲ 1.0%	575	557	18	3.2%
全国10エリア	76,501	77,810	▲ 1,309	▲ 1.7%	75,937	76,362	▲ 425	▲ 0.6%
	73,183	75,436	▲ 2,253	▲ 3.0%	73,674	74,625	▲ 951	▲ 1.3%

※ 上段の実績は気象閏補正後の値。下段の実績は気象補正前・閏補正後(2020年2月のみ)の値。

※ 2019年度の実績値は速報値であるため、数値は変わる可能性がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

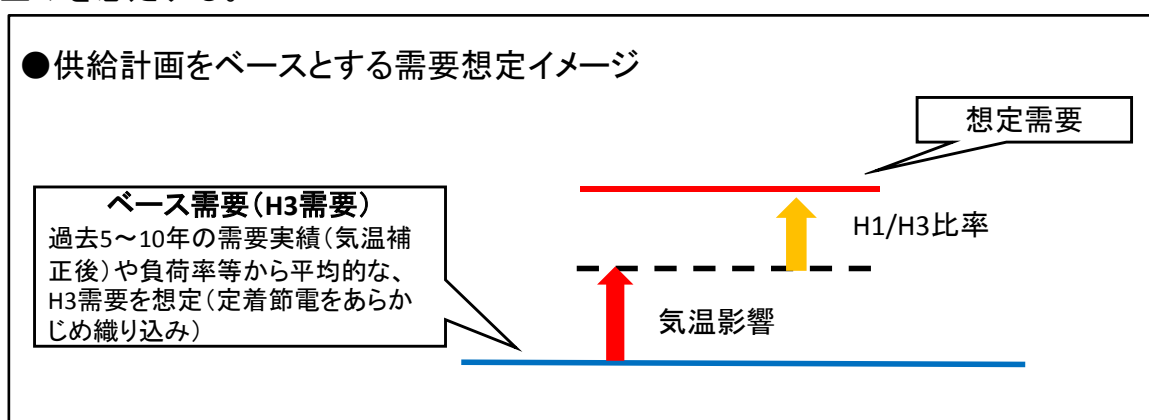
第2章 2020年度夏季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方

2020年度夏季の電力需給見通しの検証に当たっての基本的な考え方を以下に示す。

(1) 需要面

供給計画の需要想定をベースに、これまでの夏季の電力需給検証と同様に、気温が高くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も猛暑だった年度並みの気象を前提とした需要（猛暑 H1 需要）を想定する（図1）。具体的には、北海道・北陸エリアについては2019年度並み、東北・東京・中部・関西・中国・四国エリアについては2018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。



【図1 需要想定方法のイメージ】

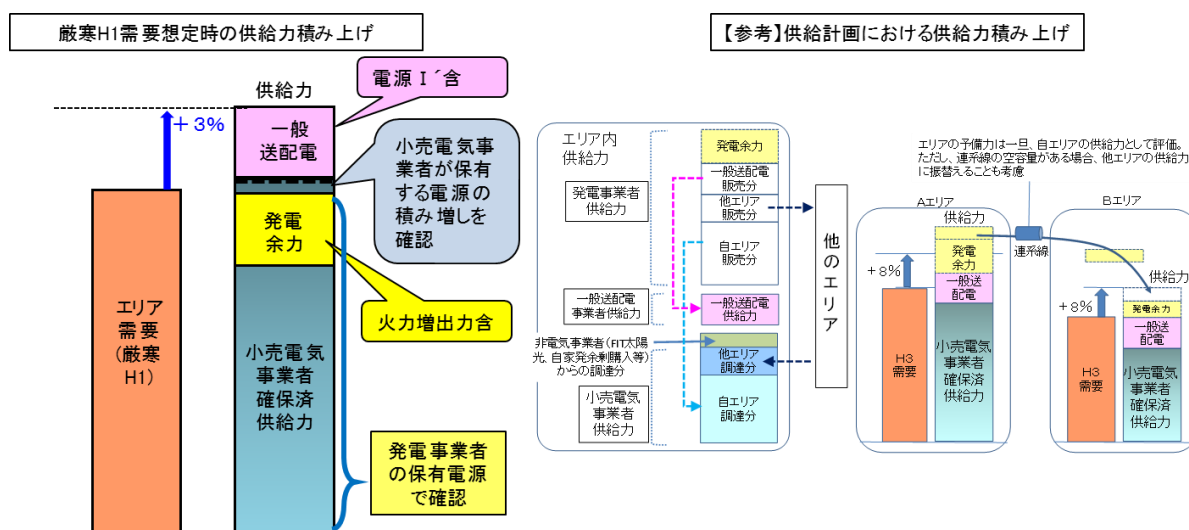
(2) 供給面

本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び以下の対象となる事業者に対して追加的な報告を求めて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 115 者）：2019 年度の上半期の供給量が 0.6 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 71 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（図 2）。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。

次に、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。



【図 2 供給力の計上方法】

なお、今年度から沖縄を除く 9 エリアの再エネ・揚水の供給力は、確率論的必要供給予備力算定手法（以下、EUE 算定という。）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検証

評価基準としては、過去 10 年間で最も厳気象（猛暑・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。

各エリアの需要と供給力に基づき、沖縄を除く 9 エリア全体、東日本の 3 エリア全体、西日本の 6 エリア全体といった広域的な視点を含め、需要に対する必要な供給力の確保すなわち安定供給が可能であるかどうかを検証する。

また、以下の点を考慮の上、電力需給バランスを検証する。

[需要]

- ・ 需要は、エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮する

[供給力]

- ・ 供給力は、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮する

上記 2 点について、考慮する内容の基本的な考え方を記す。

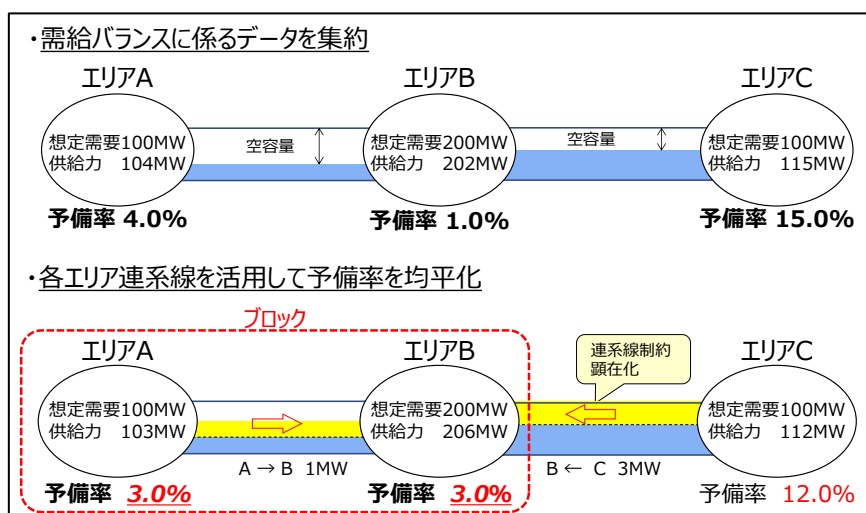
(3-1) 最大需要発生 の 不等時性

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、次のような方法で考慮する。

① ブロックの設定

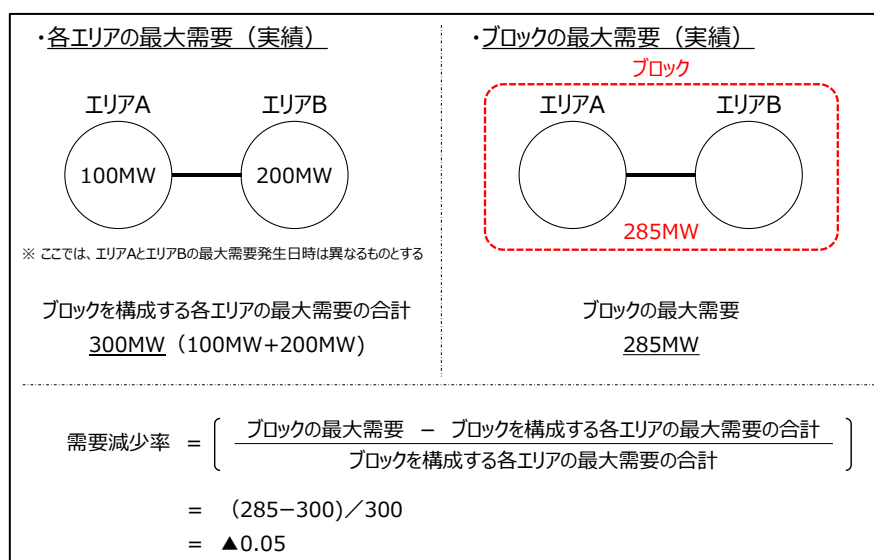
不等時性を考慮するエリアのまとめり（以下、「ブロック」とする）を設定する。ブロックについては予め決めておくのではなく、需給バランスに係るデータ集約後、エリア間の供給力移動（予備率均平化）を実施して連系線制約の顕在化の有無を確認して決定する。



【図3 ブロックの設定】

② 需要減少率の算定

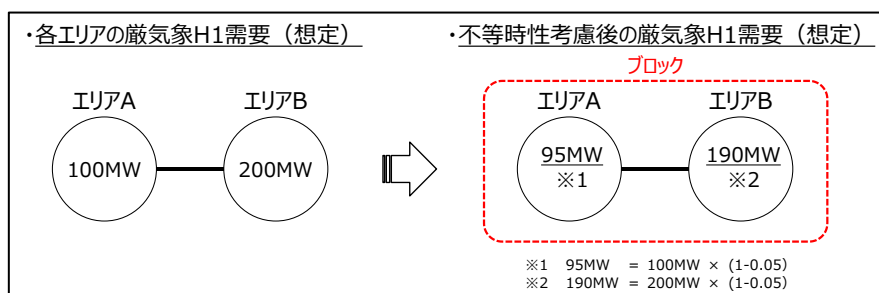
「ブロックの最大需要」と「ブロックを構成する各エリアの最大需要の合計」より、ブロックとして見た需要とエリア単位で見た需要の合計との差を算出し、その差分の比率（以下、「需要減少率」とする）をブロックごとに求める。



【図 4 需要減少率の算出】

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。



【図 5 不等時性考慮後の厳気象 H1 需要値】

（3-2）計画外停止

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を考慮して評価する。

(参考) 電源 I' について⁵

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電源である。

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。

<2020 年度向けの調整力公募における電源 I' 必要量>

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

$$- \{ \text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I' 必要量} \} \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分}$$

※ただし、H3 需要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「H3 需要 × 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。

上式の各値は以下による。

- a. 厳気象 H1 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. 最大需要発生時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%

⁵ 「2020 年度向け調整力の公募にかかる必要量等の考え方について」（第 41 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019 年 7 月 10 日）資料 2-2）より抜粋して一部追記。

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_41_haifu.html

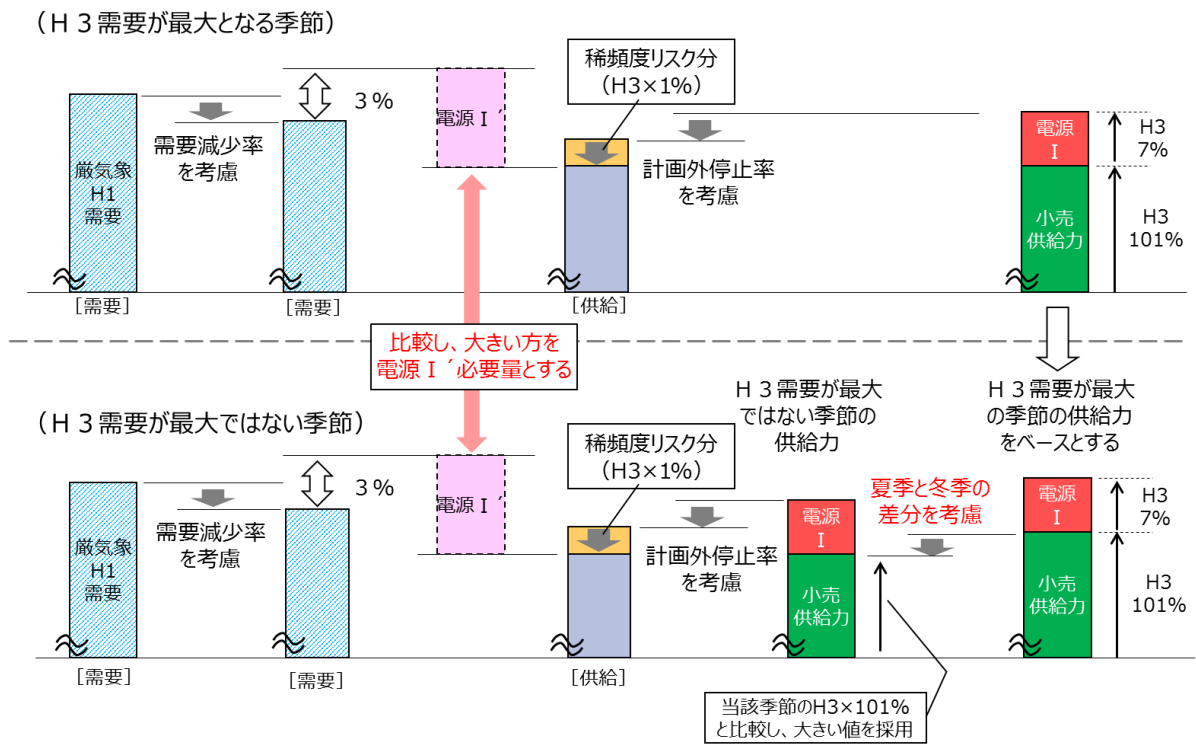
○北海道・東北・東京エリアの夏季においては、中西 6 エリアからの供給力移動に期待できる量を電源Ⅰ'の募集量から控除する。北海道 0.5 万 kW、東北 1.8 万 kW、東京 7.5 万 kW

- c. 厳気象 H1 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. H3 需要については、以下の需要を用いる。
 - H3 需要については 2019 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 H3 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 H3 需要を算出する。
 - 2020 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 2020 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。

また、最終的な電源Ⅰ'の募集量を算定する際には、以下の①、②の補正を行うことができる。

- ① 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ついて、過負荷運転等による増出力分が期待できる場合においては、その分を電源Ⅰ'の募集量から控除できる。
- ② 「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。



【図 6 電源 I' の必要量⁶】

⁶ 「資料 2 2020 年度向け調整力公募に向けた課題整理について」(第 40 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019 年 6 月 14 日) 資料 2) より抜粋。
https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html

2. 2020 年度夏季の需要の想定

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。

なお、この 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。

【表 13 2020 年度夏季（8 月）の需要見通し⁷】

（需要は送電端 万 kW）

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	H1/H3比率	H1/H3比率
対象年度 (至近10か年)	2019	2018	2018	2018	2019	2018	2018	2018	2013	2017
気温感応度 (万kW/°C, 万kW/pt, 万kW/%)	・4 ・5	・39 ・14 ・2	・137 ・47	・75	・12	・103 ・40	・25 ・13 ・4	・15 ・5 ・1	・48 ・14	・4 ・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	・最大電力発生 時刻気温 ・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°C ・25.4°C	・32.5°C ・32.2°C ・52.4%	・35.3°C ・29.1°C	83.9pt	83.3pt	・35.9°C ・22.1°C	・34.1°C ・34.9°C ・66.3%	・34.8°C ・34.0°C ・49.6%	・34.6°C ・33.7°C	・32.8°C ・29.5°C
供給計画 H3需要	419	1,295	5,319	2,464	497	2,672	1,043	498	1,539	150
猛暑H3 前提気温等	・34.2°C ・29.1°C (猛暑H1前提) ※1	・36.8°C ・33.5°C ・40.1% (猛暑H1前提) ※1	・37.3°C ・30.4°C (猛暑H1前提) ※1	85.2pt	84.8pt	・37.0°C ・23.4°C	・34.7°C ・36.0°C ・65.3%	・36.0°C ・34.8°C ・49.1%	・36.2°C ・35.3°C	・34.3°C ・30.6°C
猛暑H3需要	※1	※1	※1	2,591	515	2,836	1,079	520	1,639	159
算定に用いた H1/H3比率	※1	※1	※1	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
猛暑H1需要	446	1,452	5,653	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	160
猛暑H1/H3比率 (結果)	1.06	1.12	1.06	1.06	1.05	1.07	1.04	1.06	1.08	1.07

※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 8 月のケースを記載。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

⁷ 電源 I' (DR 分) は含まない。

3. 2020 年度夏季の供給力の想定

各電源について、供給力として確実に見込めることを前提に十分精査しつつ、最大限の供給力⁸を見込む。以下、電源毎に供給力の見込み（計画外停止考慮前）を示す。

（1）原子力発電

原子力発電については、2 エリア 534 万 kW（8 月）を見込む。

（2）火力発電

火力発電については、10 エリア 12,000 万 kW（8 月）を見込む。

① 火力発電設備の定期検査

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。

② 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⁹の再稼働分として、2020 年度夏季は 2 エリア 2 機を供給力として見込む。

【表 14 2020 年度夏季に稼働している長期停止から再稼働した火力発電設備】

2020 年 4 月現在（送電端）				
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	23年
合計		49万kW		

③ 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 年度夏季（8 月）は 10 エリアで 107 万 kW が可能であることを確認した。

【表 15 2020 年度夏季（8 月）における過負荷運転等による増出力見込み】

（送電端）											
エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力の増出力 (万kW)	1	11	71	7	1	4	4	3	5	0	107

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

⁸ 自家発電設備設置者からの電力購入についても小売電気事業者の調達分として供給力に織り込んでいる。

⁹ 設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、計画停止しているもの。

④ 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 年度夏季（8 月）は関西エリアで 5 万 kW を見込む。

（3）水力発電

水力発電については、9 エリア 1,210 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。

【表 16 2020 年度（8 月）の水力発電の供給力見込み】

（送電端）

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)	55	139	228	166	156	276	41	56	93	-	1,210
調整係数(%)	44.5	46.3	51.3	43.9	48.3	48.5	37.8	53.3	47.4	-	-

※ 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

(4) 揚水発電

揚水発電については、9 エリア 2,312 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、これまでは時間毎に供給力を算出していたが、2020 年度夏季からは、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。

【表 17 2020 年度（8 月）の揚水発電の供給力見込み¹⁰】

(送電端)

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)	66	48	991	364	11	367	194	68	178	-	2,312
【参考】調整係数(%) (運転継続時間8h)	98	99.8	97.5	99.6	99.6	99.6	99.6	99.7	99.5	-	-
【参考】調整係数(%) (運転継続時間4h)	76	86.9	63.2	81.2	87.6	80.1	86.6	87.5	80.3	-	-

※ 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。

¹⁰ 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_l5_ichiran.pdf

(5) 再生可能エネルギー（太陽光・風力・地熱）

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 1,404 万 kW を見込む。

① 太陽光発電

10 エリア 1,315 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。

【表 18 2020 年度夏季（8 月）の太陽光発電の供給力見込み】

（送電端）

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)	18	132	356	228	31	162	148	77	152	13	1,315
調整係数(%) ※沖縄は出力比率	8.9	22.5	24.4	25.3	29	26.4	26.8	29.7	15.5	36.2	-
内訳	自家消費 比率(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	14.8	-
	供給力 比率(%)	-	-	-	-	-	-	-	-	21.4	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

② 風力発電

10 エリア 61 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。

【表 19 2020 年度夏季（8 月）の風力発電の供給力見込み】

（送電端）

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)	7	25	4	7	1	6	3	3	5	0	61
調整係数(%) ※沖縄は出力比率	13.5	13.7	6	15	8.8	13	9.4	14.2	8.1	0.1	-
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。

③ 地熱発電

3 エリア 28 万 kW（8 月）を見込む。

【表 20 2020 年度夏季（8 月）の地熱発電の供給力見込み】

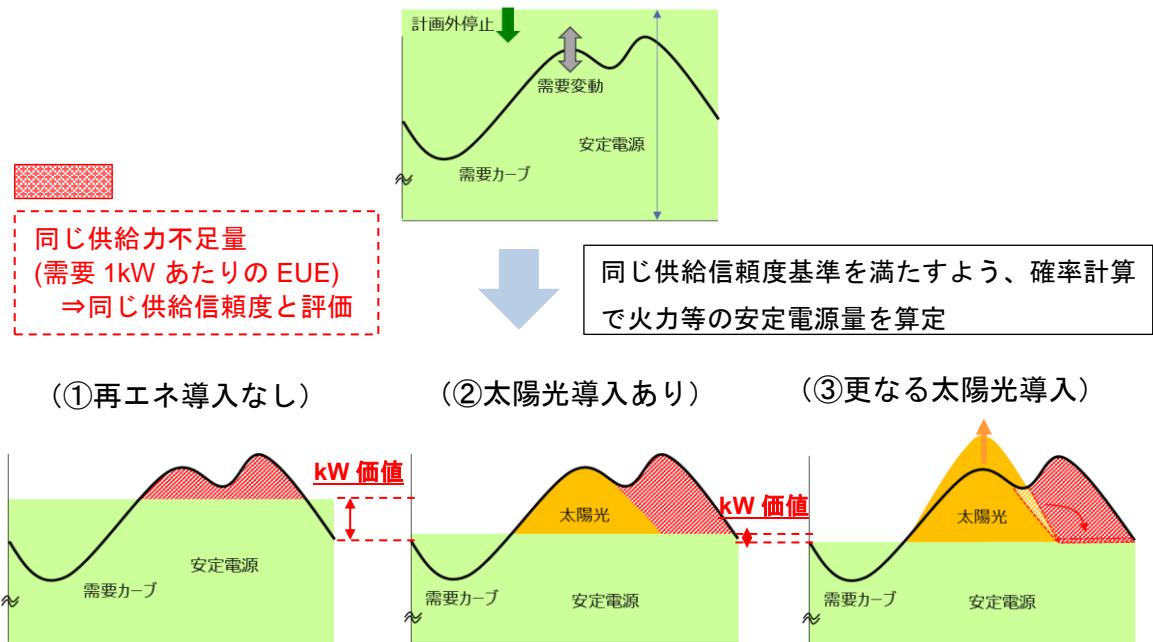
（送電端）

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	13	-	-	-	-	-	-	14	-	28

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(参考) 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

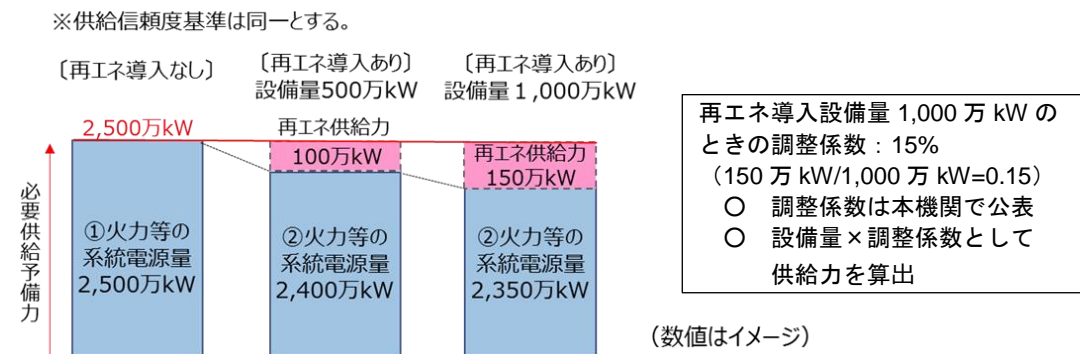
従来、夏季は、最大需要発生時（15時）に予備率が低くなり、需給が厳しくなる傾向であった。そのため、再エネ供給力は、これまで8月15時の過去発電実績データを基とする「L5値」を用いて評価していた。しかし、近年は、再生可能エネルギーの普及に伴い、太陽光発電の供給力が減少する夕刻から夜間の点灯ピーク帯の方が、予備率が厳しい現状にある。したがって、今年度より最大需要発生時（8月15時）だけではなく、8760時間(365日×24時間)を対象に適切な評価ができるように手法を変更した。その手法では、再生可能エネルギーを火力等の安定電源に代替したkW価値を求める「調整係数」によって評価を行うことにした。（図7）



【図7 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】

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。(図8) 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。

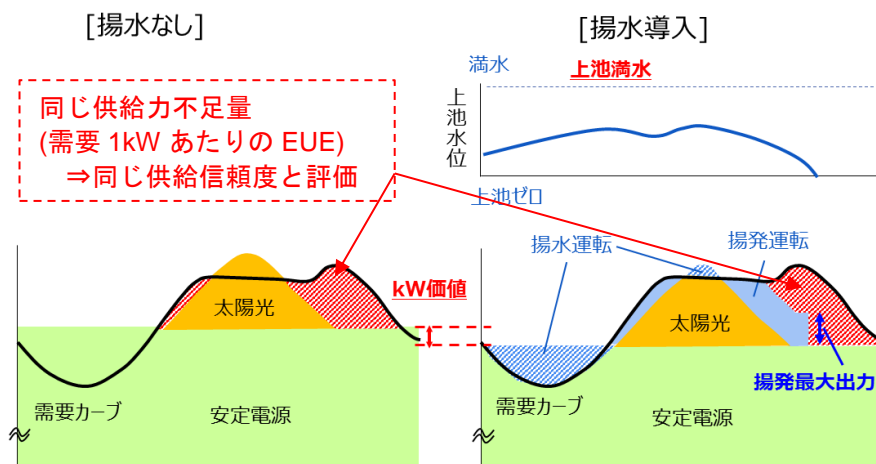
【再エネ供給力の評価イメージ】



【図8 再エネ供給力の評価イメージ】

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 (図 9)



【図 9 揚水供給力の EUE 算定による火力等の安定電源代替価値】

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。

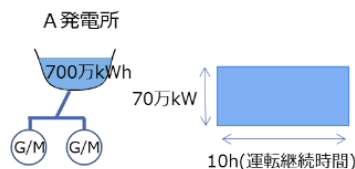
そのため、揚水供給力(kW 価値)評価の算定に当たっては、運転継続時間毎に応じた上池容量を設定し、揚水導入なしと揚水導入ありにて、同じ供給信頼度（同じ停電期待量 EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力(kW 価値)として算出している。(図 10) 算出結果は調整係数として、本機関ホームページで公表している。

【運転継続時間毎の揚水供給力(kW価値)評価方法】

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

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

(数値はイメージ)



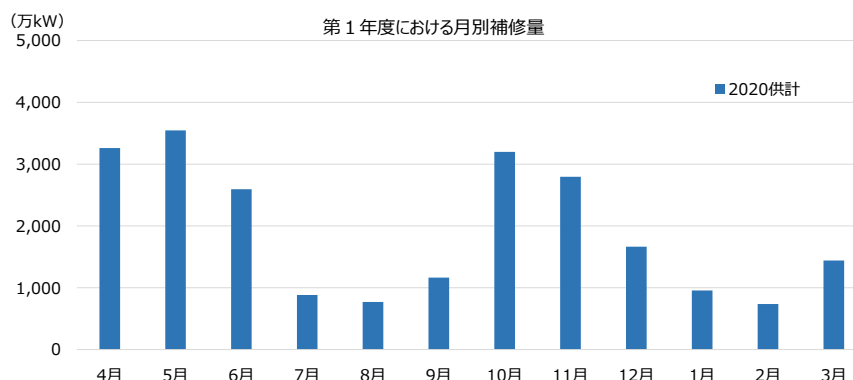
- ② 設定した運転継続時間毎の上池容量において、揚水導入なしケースと揚水導入ありケースにて同じ供給信頼度（同じ停電期待量 EUE）とした場合の、火力等の安定電源の必要量の差を揚水供給力として算定



【図 10 揚水供給力の評価イメージ】

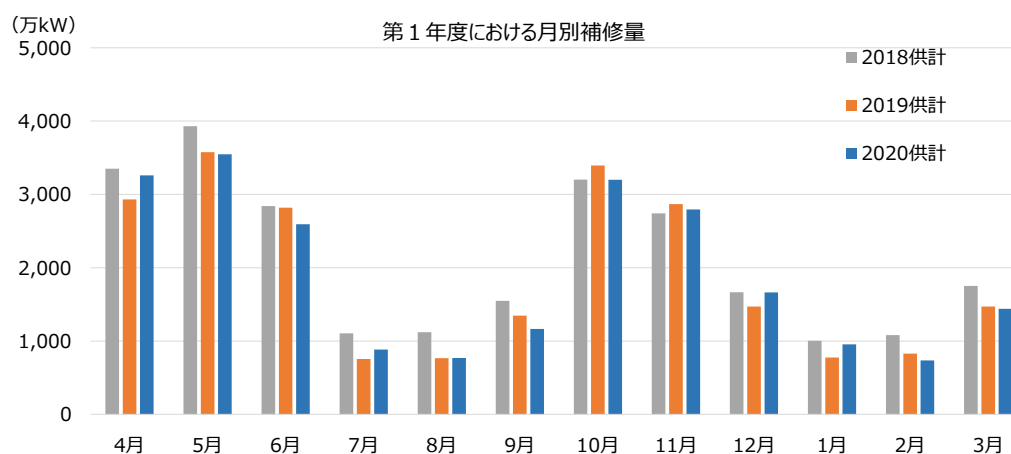
(参考) 2020 年度における発電機補修に伴う供給力減少分 (全国合計) ¹¹

2020 年度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) の全国合計を図 11 に示す。需給が相対的に厳しい夏季・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。



【図 11 2020 年度の発電機補修に伴う供給力減少量 (全国合計)】

なお、本機関は、容量市場が機能するまでの間の供給力を確実に確保するため、供給計画の取りまとめの前 (2019 年 12 月 17 日) に「供給計画における供給力確保に関する要請について¹²」をすべての電気事業者向けに発出し、需要ピーク時を極力避けた設備補修と、小売電気事業者へは可能な限り調達先を確定することを要請した。本機関からの要請はしたものの、需給が厳しい夏季及び冬季において、2020 年度供給計画では昨年度から反動する形で補修量が増加した月もあり、要請ベースでは継続的に効果を得ることが難しい結果となっている。(図 12)。



【図 12 発電機補修に伴う供給力減少量 (全国合計) の比較】

¹¹ 本機関 2019 年度第 4 回評議員会資料 (2020 年 3 月 26 日開催) より抜粋し、一部追記
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/200331_kyokyukeikaku_torimatome.html

¹² 本機関 HP 供給計画における供給力確保に関する要請について 参照
https://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/191217_kyokyuryokukakuho.html

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2020年度夏季の電力需給の見通し

2020年度夏季が、過去10年間で最も猛暑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・連系線の活用により、最低でも東北・東京2エリアで6.4%（8月）の予備率となっており、全国の各エリアで期間を通じて3%以上の予備率を確保できる見通しである。

電力の安定供給に最低限必要な供給力として、従来、最低でも3%の予備率を確保する必要があるとされており、この基準を満たしているものと評価できる。

【表21 2020年度猛暑H1需要発生時の需給バランス】

〈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')	7,778 (97)	466	1,408 (26)	5,904 (70)	9,840 (245)	2,776 (45)	553 (5)	3,035 (122)	1,156 (11)	560 (12)	1,761 (50)	17,619 (341)	199 (10)	17,818 (351)
最大需要電力	7,263	435	1,315	5,513	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,362	157	16,519
供給予備力	515	31	93	391	742	209	42	229	87	42	133	1,257	42	1,299
供給予備率	7.1	7.1	7.1	7.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	7.7	26.7	7.9
予備力3%確保 に対する余剰分	297	18	54	225	469	132	26	145	55	27	84	766	37	803
【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')	7,897 (97)	489	1,514 (26)	5,894 (70)	9,835 (245)	2,774 (45)	553 (5)	3,034 (122)	1,155 (11)	560 (12)	1,760 (50)	17,732 (341)	204 (10)	17,936 (351)
最大需要電力	7,406	446	1,422	5,537	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,504	160	16,664
供給予備力	492	43	92	357	737	208	41	227	87	42	132	1,228	44	1,272
供給予備率	6.6	9.7	6.4	6.4	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.4	27.4	7.6
予備力3%確保 に対する余剰分	270	30	49	191	464	131	26	143	54	26	83	733	39	772
【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')	7,385 (97)	495	1,319 (26)	5,571 (70)	9,466 (245)	2,753 (45)	532 (5)	2,848 (122)	1,094 (11)	570 (12)	1,669 (50)	16,851 (341)	201 (10)	17,052 (351)
最大需要電力	6,874	413	1,237	5,225	8,123	2,362	457	2,444	939	489	1,432	14,997	152	15,150
供給予備力	511	82	82	347	1,343	390	75	404	155	81	237	1,854	49	1,903
供給予備率	7.4	19.9	6.6	6.6	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	12.4	32.3	12.6
予備力3%確保 に対する余剰分	305	70	45	190	1,099	320	62	331	127	66	194	1,404	45	1,448

- ※ 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。
- ※ 電源I'・火力増出力運転・連系線を活用した供給力移動（増減両側）を反映。
- ※ 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年度の供給計画からエリア間取引の変化分を反映して算出。
- ※ 括弧内の数値は、供給力の内数として電源I'の値を示す。なお、電源I'については、電源・DR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。

(2) 猛暑 H1 需要と供給力減少リスクの同時発現時の需給バランス確認

猛暑 H1 需要発生時において稀頻度リスク（N-1 相当の事象）が発現時の場合の需給バランスについて確認した。

沖縄を除く 9 エリアについては「平年 H3 需要の 1%」¹³、沖縄エリアについては「エリア内単機最大ユニット」を基準とし、連系線制約が顕在化するブロック毎に、猛暑 H1 需要発生時の需給バランスの予備率 3%に対する余剰分の供給力と比較することで、稀頻度リスクを考慮した必要供給力の確保状況を評価した。（表 22）

連系線制約が顕在化するブロック毎の稀頻度リスクに必要な供給力は表 23 に示す通りである。なお、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」（送電端）が必要供給力となっている。これに対して、2020 年度夏季（猛暑 H1）における最大需要断面の予備率 3%に対する余剰分は表 24 に示すとおりであり、全てのブロックにおいて所要の供給力が確保されている。

【表 22 H3 需要の 1%相当の供給力】

(送電端 万 kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
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

【表 23 稀頻度リスクに必要な供給力（連系線制約が顕在化するブロック毎の必要量）】

(送電端 万 kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	72			87					24	
8月	5	67		87					24	
9月	5	67		87					24	

【表 24 予備率 3%に対する余剰分の供給力】

(送電端 万 kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	297			469					37	
8月	30	240		464					39	
9月	70	235		1,099					45	

¹³ 稀頻度リスク対応として必要な供給力の水準は、本機関の委員会の議論において、H3 需要の 1%と整理。
第 6 回 電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.4.26） 資料 2-1 更なる供給力等の対応力確保策の検討（稀頻度リスク他） 参照。

https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_06_shiryou.html

5. 2020 年度夏季の需給見通しの検証の総括

2020 年度夏季が、過去 10 年間で最も猛暑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・連系線の活用により、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。

さらに、稀頻度リスク（N-1 相当の事象）が顕在化した場合でも、安定供給に最低限必要な予備率の水準を確保できる見通しである。

※ 大飯原子力発電所 3 号機のように、新型コロナウイルス感染防止対策の影響で定期点検作業の実施時期が延伸になった事例もあるが、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（大飯 3 号機については、5/8～7/15 で予定していた定期検査の 2～3 ヶ月の延期を発表。仮に 8 月に供給力として見込めない場合、中西日本 6 エリアの予備率は 6.9%となるが、その場合においても、予備率 3%は確保できる見込み。）。

(参考) 2020 年度 経済指標と電力量の関係について

新型コロナウイルス感染拡大防止措置は、我が国の経済活動等に大きな影響を与えている。これに伴い今夏の電力需要も当初見通しから変動することが考えられる。

ここでは参考として、今年 1 月に想定した 2020 年度供給計画の需要想定的前提である経済見通し（GDP 及び IIP）と相関がみられる業務用及び産業用電力量の関係を示す。業務用電力量については全国大で 373 百万 kWh/兆円、産業用電力量については全国大で 3,257 百万 kWh/IIP 1 ポイントである。（表 25、26）

【表 25 1 兆円あたりの業務用電力量（使用端）について】

(使用端 百万kWh/兆円)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
GDP①	541.3										
業務用電力量②	8,220	16,093	77,382	22,180	4,891	34,564	10,887	5,757	18,959	2,866	201,799
②/①	15	30	143	41	9	64	20	11	35	5	373

※ ①2020 年度供給計画需要想定的前提となる経済見通し（国内総生産（GDP））
 ②2020 年度供給計画の 2020 年度想定需要（業務用電力量・年間）

【表 26 IIP1 ポイントあたりの産業用電力量（使用端）について】

(使用端 百万kWh/IIP 1ポイント)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
IIP①	103.3										
産業用電力量②	7,947	34,244	92,658	67,616	13,737	52,263	26,763	9,406	30,418	1,352	336,404
②/①	77	332	897	655	133	506	259	91	294	13	3,257

※ ①2020 年度供給計画需要想定的前提となる経済見通し（鉱工業生産指数（IIP））
 ②2020 年度供給計画の 2020 年度想定需要（産業用その他電力量・年間）

(補足) 需要想定と経済指標の関係について

需要想定は以下の方法により想定している。

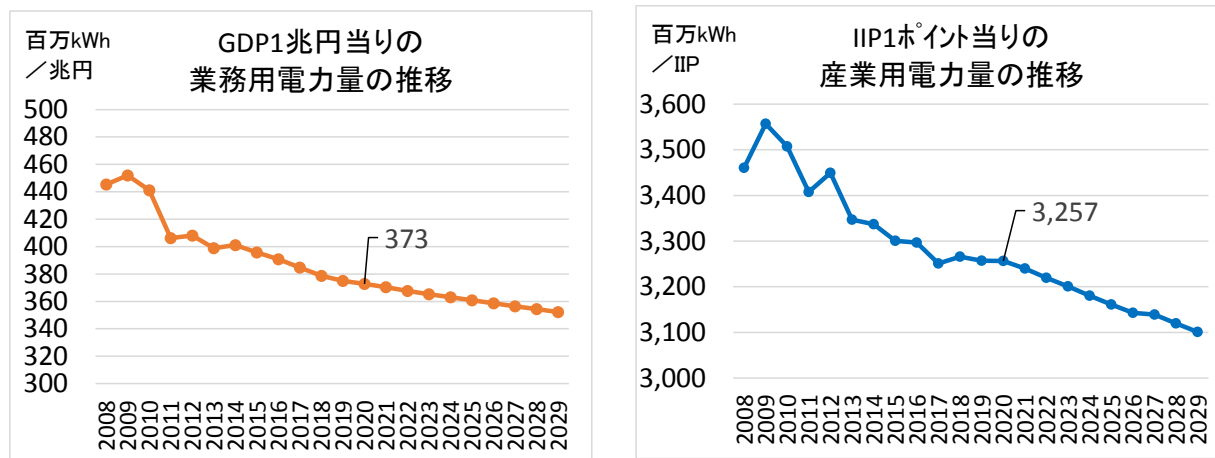
- ①原則として時系列または本機関が策定する経済見通しとの回帰分析を行い、これにより得られた回帰式により想定する。
- ②業務用電力量では、主に GDP を使用。産業用電力量では、主に IIP を使用。

図 13 に想定需要と経済指標の関係について示す。例えば業務用の場合、東日本大震災以降は、節電・省エネの進展等により、GDP1 兆円当りの電力量は震災以前よりも大幅に減少している。また、今後も省エネ機器への置き換え等が見込まれるた

め、想定においても減少傾向となっている。産業用の場合も、節電・省エネ影響に加え、製品の高付加価値化の進展等もあり、IIP1ポイント当りの電力量は減少傾向となっている。

表 25、26 で示した 2020 年度の経済指標当りの電力量は、これらの傾向を踏まえて作成している。

【図 13 想定需要と経済指標の関係について】



【補足】2020年度夏季の需給バランス算定手順

(1) 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の需給バランス

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を表27に示す。

全てのエリアにおいて予備率3%を確保している。

【表27 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の需給バランス】

〈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 (内 電源I´)	7,965 (97)	529	1,488 (26)	5,948 (70)	10,124 (245)	2,739 (45)	641 (5)	3,022 (122)	1,310 (11)	625 (12)	1,786 (50)	18,089 (341)	204 (10)	18,293 (351)
最大需要電力	7,447	446	1,348	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,709	157	16,866
供給予備力	518	83	140	295	862	126	121	166	222	98	129	1,380	47	1,428
供給予備率	7.0	18.5	10.4	5.2	9.3	4.8	23.2	5.8	20.5	18.6	7.8	8.3	30.1	8.5
予備率3%確保 に対する余剰分	295	69	100	126	584	48	105	80	190	82	80	879	43	922
【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´)	8,088 (97)	554	1,542 (26)	5,992 (70)	10,118 (245)	2,778 (45)	610 (5)	3,029 (122)	1,300 (11)	630 (12)	1,771 (50)	18,206 (341)	209 (10)	18,415 (351)
最大需要電力	7,551	446	1,452	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,813	160	16,973
供給予備力	536	107	90	339	857	166	90	172	212	103	114	1,393	49	1,442
供給予備率	7.1	24.1	6.2	6.0	9.2	6.3	17.3	6.0	19.5	19.5	6.9	8.3	30.8	8.5
予備率3%確保 に対する余剰分	310	94	46	170	579	87	74	87	179	87	65	889	44	933
【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´)	7,573 (97)	567	1,403 (26)	5,603 (70)	9,728 (245)	2,794 (45)	549 (5)	2,898 (122)	1,235 (11)	572 (12)	1,680 (50)	17,301 (341)	207 (10)	17,508 (351)
最大需要電力	7,009	413	1,263	5,334	8,269	2,405	465	2,488	956	498	1,458	15,278	152	15,431
供給予備力	564	154	141	269	1,459	390	84	410	279	74	223	2,023	54	2,077
供給予備率	8.0	37.3	11.1	5.0	17.6	16.2	18.1	16.5	29.2	14.9	15.3	13.2	35.8	13.5
予備率3%確保 に対する余剰分	353	142	103	109	1,211	317	70	335	250	59	179	1,564	50	1,614

- ※ 電源I´については、電源・DR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。

(2) 連系線活用を考慮した場合の需給バランス

前述の手順(1)の表27より、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た結果を表28に示す。

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)では8、9月において、東京中部間連系設備(FC)では7、8、9月において、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。

【表28 連系線活用を考慮した場合の需給バランス¹⁴⁾】

〈電源Ⅰ'考慮、火力増出力運転考慮、連系線活用〉 (送電端万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	9エリア	沖縄	10エリア
【7月】														
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,985 (97)	478	1,445 (26)	6,061 (70)	10,104 (245)	2,850 (45)	568 (5)	3,117 (122)	1,187 (11)	575 (12)	1,808 (50)	18,089 (341)	204 (10)	18,293 (351)
最大需要電力	7,447	446	1,348	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,709	157	16,866
供給予備力	538	32	97	408	842	238	47	260	99	48	151	1,380	47	1,428
供給予備率	7.2	7.2	7.2	7.2	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	8.3	30.1	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	315	19	57	239	564	159	32	174	66	32	101	879	43	922
【8月】														
供給力 (内 電源Ⅰ')	8,108 (97)	504	1,554 (26)	6,050 (70)	10,098 (245)	2,848 (45)	567 (5)	3,115 (122)	1,186 (11)	575 (12)	1,807 (50)	18,206 (341)	209 (10)	18,415 (351)
最大需要電力	7,551	446	1,452	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,813	160	16,973
供給予備力	556	57	102	397	837	236	47	258	98	48	150	1,393	49	1,442
供給予備率	7.4	12.9	7.0	7.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	8.3	30.8	8.5
予備力3%確保 に対する余剰分	330	44	58	227	559	158	31	172	66	32	100	889	44	933
【9月】														
供給力 (内 電源Ⅰ')	7,582 (97)	510	1,354 (26)	5,719 (70)	9,719 (245)	2,826 (45)	546 (5)	2,924 (122)	1,123 (11)	585 (12)	1,713 (50)	17,301 (341)	207 (10)	17,508 (351)
最大需要電力	7,009	413	1,263	5,334	8,269	2,405	465	2,488	956	498	1,458	15,278	152	15,431
供給予備力	573	97	91	385	1,450	422	81	436	168	87	256	2,023	54	2,077
供給予備率	8.2	23.5	7.2	7.2	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	17.5	13.2	35.8	13.5
予備力3%確保 に対する余剰分	362	85	53	225	1,202	350	68	362	139	72	212	1,564	50	1,614

※ 電源Ⅰ'については、電源・DR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。

(3) 不等時性の考慮

最大需要発生時の不等時性を考慮して需要を評価する。具体的には次の手順とする。

① ブロックの設定

前述の表28で示した連系線活用(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以下のように設定する(連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化)。

- ・7月 : 北海道・東北・東京の東3エリアのブロックと、中部・北陸・関西・中国・四国・九州の6エリアのブロック
- ・8,9月 : 北海道エリアと東北・東京の2エリアのブロック、中部・北陸・関西・中国・四国・九州の6エリアのブロック

¹⁴⁾ 従来の手法(不等時性・計画外停止を考慮しない)による需給バランスは、この結果と同様ものとなる。

② 需要減少率の算定

「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減少率を算出する。

2018年度夏季における、各エリアの最大需要実績を表29に、ブロックの最大需要実績と需要減少率を表30に示す。

【表29 各エリアの最大需要実績（2018年度夏季）】

(送電端 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

※ 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乘せすることで補正。

【表30 ブロックの最大需要実績と需要減少率（2018年度夏季）】

(送電端 万kW,%)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4(参考)	ブロック5(参考)	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)	中部・北陸・ 関西・中国・四国	全国9エリア	—
日付	8/2	8/2	7/24	7/23	8/3	—
時間帯	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	—
合成最大需要※ (⑪)	6,934	7,336	9,089	7,547	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)	7,522 Σ(①~③)	9,252 Σ(④~⑨)	7,651 Σ(④~⑧)	16,774 Σ(①~⑨)	最大の合計
差分(⑬)	▲145	▲186	▲163	▲105	▲437	⑪-⑫
需要減少率	▲2.05%	▲2.47%	▲1.76%	▲1.37%	▲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乘せすることで補正。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

なお、需要減少率の算定に用いる各エリアの需要実績は、夏季において、多くのエリアが厳気象対象年度としている2018年度の需要実績を用いることとする¹⁵が、厳気象の更新状況等によっては適宜見直すこととする。

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。

2020年度夏季（7～9月）の需給バランス評価に用いる各ブロックの需要減少率を表31に、不等時性考慮前後の各エリアの厳気象（猛暑）H1需要（8月）を表32に示す。

¹⁵ 各エリアの厳気象対象年度は、2.2020年度夏季の需要の想定 表13 2020年度夏季（8月）の需要見直し 参照。

【表 31 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	▲2.47%									
8月	0%	▲2.05%		▲1.76 %						0 %
9月										

【表 32 不等時性考慮前後の需要値（2020 年度夏季：8 月）】

(送電端 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	7,551	446	1,452	5,653	9,261	2,612	520	2,857	1,088	527	1,657	16,813	160	16,973
考慮後	7,406	446	1,422	5,537	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,504	160	16,664
差分	▲ 146	0	▲ 30	▲ 116	▲ 163	▲ 46	▲ 9	▲ 50	▲ 19	▲ 9	▲ 29	▲ 309	0	▲ 309

(4) 計画外停止の考慮

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を考慮して評価する。

ここで考慮する計画外停止は、計上された供給力で多くの割合を占め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した上で供給力を評価する。

計画外停止考慮前後の各エリアの供給力（8 月）を表 33 に示す。

【表 33 計画外停止考慮前後の供給力（8 月）】

(送電端 万 kW)

【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
考慮前	8,088	554	1,542	5,992	10,118	2,778	610	3,029	1,300	630	1,771	18,206	209	18,415
考慮後	7,877	539	1,502	5,837	9,855	2,706	594	2,950	1,266	613	1,725	17,732	204	17,936
差分	▲ 210	▲ 14	▲ 40	▲ 156	▲ 263	▲ 72	▲ 16	▲ 79	▲ 34	▲ 16	▲ 46	▲ 473	▲ 5	▲ 479

※ 「考慮前」の供給力は、予備率均平化前の供給力（手順 1）。

なお、計画外停止率 2.6%は、2014～2016 年度の過去 3 か年分の実績から調査した結果である¹⁶が、その後の追加調査等によっては適宜見直すこととする。

¹⁶ 詳細は、第 25 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2018.3.5）資料 4 参考資料

電源の計画外停止率の調査結果 参照。 https://www.occto.or.jp/inkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

(5) 最終的な需給バランス (連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮した場合)

不等時性を考慮した需要 (手順 3) 及び計画外停止を考慮した供給力 (手順 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た結果を表 34 に示す。

【表 34 2020 年度猛暑 H1 需要発生時の需給バランス¹⁷⁾】

〈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')	7,778 (97)	466	1,408 (26)	5,904 (70)	9,840 (245)	2,776 (45)	553 (5)	3,035 (122)	1,156 (11)	560 (12)	1,761 (50)	17,619 (341)	199 (10)	17,818 (351)
最大需要電力	7,263	435	1,315	5,513	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,362	157	16,519
供給予備力	515	31	93	391	742	209	42	229	87	42	133	1,257	42	1,299
供給予備率	7.1	7.1	7.1	7.1	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	8.2	7.7	26.7	7.9
予備力3%確保 に対する余剰分	297	18	54	225	469	132	26	145	55	27	84	766	37	803
【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')	7,897 (97)	489	1,514 (26)	5,894 (70)	9,835 (245)	2,774 (45)	553 (5)	3,034 (122)	1,155 (11)	560 (12)	1,760 (50)	17,732 (341)	204 (10)	17,936 (351)
最大需要電力	7,406	446	1,422	5,537	9,098	2,566	511	2,806	1,069	518	1,628	16,504	160	16,664
供給予備力	492	43	92	357	737	208	41	227	87	42	132	1,228	44	1,272
供給予備率	6.6	9.7	6.4	6.4	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	8.1	7.4	27.4	7.6
予備力3%確保 に対する余剰分	270	30	49	191	464	131	26	143	54	26	83	733	39	772
【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')	7,385 (97)	495	1,319 (26)	5,571 (70)	9,466 (245)	2,753 (45)	532 (5)	2,848 (122)	1,094 (11)	570 (12)	1,669 (50)	16,851 (341)	201 (10)	17,052 (351)
最大需要電力	6,874	413	1,237	5,225	8,123	2,362	457	2,444	939	489	1,432	14,997	152	15,150
供給予備力	511	82	82	347	1,343	390	75	404	155	81	237	1,854	49	1,903
供給予備率	7.4	19.9	6.6	6.6	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	12.4	32.3	12.6
予備力3%確保 に対する余剰分	305	70	45	190	1,099	320	62	331	127	66	194	1,404	45	1,448

- ※ 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。
- ※ 電源 I'・火力増出力運転・連系線を活用した供給力移動 (増減両側) を反映。
- ※ 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 年度の供給計画からエリア間取引の変化分を反映して算出。
- ※ 括弧内の数値は、供給力の内数として電源 I' の値を示す。なお、電源 I' については、電源・DR と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。

¹⁷⁾ 表 21 と同様の結果を再掲。

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿

委員長

大山 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 兼 ICTシステム部長
塩川 和幸 東京電力パワーグリッド株式会社 技監
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5月現在)

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

○第 49 回委員会（2020 年 5 月 15 日）

（議題）

- ・ 2019 年度冬季の電力需給実績と 2020 年度夏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