

第6号議案

電力需給検証結果の取りまとめについて

(案)

2018 年度冬季需給実績及び 2019 年度夏季需給見通しの検証結果について、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における審議の結果を踏まえ、別紙のとおり電力需給検証報告書として取りまとめ、本機関ウェブサイトにて公表する。

公表日：2019 年 4 月 24 日（水）

以 上

【添付資料】

別紙 電力需給検証報告書

(参考)

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

電力需給検証報告書

2019年4月

電力広域の運営推進機関

目 次

はじめに	- 1 -
第 1 章 2018 年度冬季の電力需給の結果分析	
1. 電力需給の状況	- 2 -
2. 需 要	- 4 -
3. 供 給	- 7 -
4. 2018 年度冬季の電力需給の結果分析の総括	- 12 -
第 2 章 2019 年度夏季の電力需給の見通し	
1. 基本的な考え方	- 14 -
2. 2019 年度夏季の需要の想定	- 20 -
3. 2019 年度夏季の供給力の想定	- 21 -
4. 電力需給バランスの検証	- 28 -
5. 2019 年度夏季の需給見通しの検証の総括	- 31 -
【補足】2019 年度夏季の需給バランス算定手順	- 32 -
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	- 43 -
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	- 44 -

はじめに

この報告書は、2018年度冬季の電力需給実績及び2019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ヶ月前において、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 2018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、2018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。

2018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、北海道エリアを除き、事前の想定ほどの厳寒とはならなかった。北海道エリアに関しては、エリアの最大需要発生日には札幌市の日平均気温が-11.5℃（34年振りの水準）を記録するなど、事前の想定以上の厳寒であった。

なお、全国最大需要発生日の1月10日に関しては、天候の状況変化による需要増加及び太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため、中部エリアに向けて、本機関指示による需給ひっ迫融通を実施した¹。

以下、2018年度冬季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表2 2018年度冬季の需給実績（全国最大需要時）】 (送電端)

エリア	最大需要日	時間	実績				厳寒H1想定 ^{※3}			
			需要 (万kW)	火力需給停止分を 供給力に含めない場合 ^{※1}		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 ^{※2}		最大需要 (万kW)	供給力 ^{※4} (万kW)	予備率 ^{※4}
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	1月10日(木)	9-10時	422	527	25.0%	568	34.6%	525	567	8.0%
東北			1,261	1,581	25.4%	1,673	32.7%	1,465	1,541	5.3%
東京			4,856	5,278	8.7%	5,529	13.8%	5,355	5,636	5.3%
東3エリア			6,539	7,386	13.0%	7,769	18.8%	7,345	7,745	5.5%
中部			2,345	2,440	4.1%	2,684	14.5%	2,382	2,571	7.9%
北陸			485	558	15.1%	558	15.1%	543	572	5.2%
関西			2,432	2,536	4.3%	2,888	18.7%	2,574	2,778	7.9%
中国			999	1,065	6.7%	1,065	6.7%	1,109	1,197	7.9%
四国			448	475	5.9%	518	15.6%	508	548	7.9%
九州			1,276	1,510	18.4%	1,612	26.3%	1,577	1,702	7.9%
中西6エリア			7,984	8,584	7.5%	9,325	16.8%	8,694	9,368	7.7%
全国9エリア			14,522	15,969	10.0%	17,094	17.7%	16,039	17,112	6.7%
沖縄			82	137	65.8%	170	106.0%	116	163	40.4%
全国10エリア			14,605	16,106	10.3%	17,264	18.2%	16,154	17,275	6.9%

- ※1 本機関指示による需給ひっ迫融通後の値。（中部エリアは当日最大105万kWの融通を受けた）
- ※2 前回の電力需給検証実施時（2018年秋）に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。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（2018年11月）における2018年度冬季見通しの1月の値。
- ※4 連系線活用後（予備率均平化後）の供給力及び予備率。
- ※ 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。
- ※ 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。

¹ 詳細は、第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019.2.19）資料2-1 1月10日の中部エリア需給状況に関する分析について 参照 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_36_haifu.html

【表3 2018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 ^{※3}		
	最大需要日	時間	需要 (万kW)	火力需給停止分を 供給力に含めない場合 ^{※1}		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 ^{※2}		最大需要 (万kW)	供給力 ^{※4} (万kW)	予備率 ^{※4}
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	2月8日(金)	9-10時	542	600	10.7%	600	10.7%	525	567	7.9%
東北	1月24日(木)	17-18時	1,367	1,616	18.2%	1,650	20.6%	1,465	1,541	5.3%
東京	1月10日(木)	18-19時	4,918	5,212	6.0%	5,406	9.9%	5,355	5,636	5.3%
東3エリア	—	—	6,827	7,428	8.8%	7,655	12.1%	7,345	7,745	5.4%
中部	1月10日(木)	9-10時	2,345	2,440	4.1%	2,684	14.5%	2,382	2,571	7.9%
北陸	2月1日(金)	9-10時	503	601	19.3%	624	24.0%	543	565	4.0%
関西	1月10日(木)	9-10時	2,432	2,536	4.3%	2,888	18.7%	2,574	2,778	7.9%
中国	1月10日(木)	9-10時	999	1,065	6.7%	1,065	6.7%	1,109	1,197	7.9%
四国	1月10日(木)	9-10時	448	475	5.9%	518	15.6%	508	548	7.9%
九州	1月17日(木)	18-19時	1,336	1,451	8.6%	1,552	16.2%	1,577	1,702	7.9%
中西6エリア	—	—	8,062	8,567	6.3%	9,332	15.8%	8,694	9,361	7.7%
全国9エリア	—	—	14,890	15,995	7.4%	16,987	14.1%	16,039	17,105	6.7%
沖縄	12月4日(火)	13-14時	115	150	30.1%	182	57.6%	112	153	36.8%
全国10エリア	—	—	15,005	16,145	7.6%	17,169	14.4%	16,150	17,258	6.9%

- ※1 最大需要日が1月10日となるエリアについては、本機関指示による需給ひっ迫融通後の値。
- ※2 前回の電力需給検証実施時（2018年秋）に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。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（2018年11月）における2018年度冬季見通しの値。（各エリアで最大需要が発生した月を対象として事前の見通しを記載しているため、エリア毎に対象月が異なる）
- ※4 連系線活用後（エリア間取引考慮後）の供給力及び予備率。
- ※ 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▲1,145 万 kW

各エリアの冬季最大需要時の需要実績の合計は 15,005 万 kW であり、事前に想定していた厳寒 H1 需要の合計 16,150 万 kW を 1,145 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。

全国的には、事前に想定したほどの厳寒とはならず、北海道エリアを除き、実績が想定を下回った。北海道エリアに関しては、エリアの最大需要発生日には札幌市の日平均気温が-11.5℃（34 年振りの水準）を記録するなど、事前の想定以上の厳寒であった。なお、沖縄エリアに関しては、高気温による冷房需要の増加により、12 月上旬に今冬の最大需要が発生した。

【表 4 厳寒 H1 需要の想定と実績の詳細】

(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		H1/H3比率	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)		2010	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2017	2015
気象感応度 (万kW/℃)	想定	・ -4 ・ 15	-24	-85 -44	-34	-11	-51	-23	-8	・ -27 ・ -11	-3
	実績	・ -8 ・ 12	-24	-79 -21	-30	-8	-44	-19	-7	・ -27 ・ -11	※2 4
気象考慮要素		・日平均気温 ・降水量	日平均気温	・最大時発生気温 ・前3日平均気温	日平均気温	日平均気温	日平均気温	日平均気温	日最高気温	・日最高気温 ・前5日最高 気温平均	日平均気温
H3気温(℃,pt)	想定	・-6.2℃ ・0.51mm	-1.7℃	・2.9℃ ・4.4℃	1.1℃	0.6℃	2.7℃	1.9℃	6.4℃	・5.8℃ ・9.4℃	13.8℃
	H1	・-11.5℃ ・0.00mm	-0.9℃	・3.3℃ ・4.6℃	1.8℃	1.6℃	4.8℃	3.9℃	10.5℃	・9.7℃ ・12.8℃	24.8℃
	H3平均	・-8.8℃ ・0.00mm	-0.7℃	・3.9℃ ・4.9℃	3.2℃	1.3℃	5.1℃	4.9℃	11.0℃	・8.9℃ ・12.1℃	24.7℃
H3需要(万kW)	想定	498	1,371	4,788	2,268	491	2,376	986	461	1,457	103
	H1	542	1,367	4,918	2,345	503	2,432	999	448	1,336	115
	H3平均	530	1,356	4,845	2,275	494	2,385	986	435	1,324	111
H3想定気温(再掲)(℃)		・-6.2℃ ・0.51mm	-1.7℃	・2.9℃ ・4.4℃	1.1℃	0.6℃	2.7℃	1.9℃	6.4℃	・5.8℃ ・9.4℃	13.8℃
厳寒H3前提気温等		・-7.6℃ ・0.75mm	-4.4℃	・1.8℃ ・3.0℃ (厳寒H1想定)	-0.5℃	-1.6℃	1.0℃	-0.5℃	4.7℃	・3.9℃ ・8.1℃	10.7℃
厳寒H3想定(万kW)		508	1,447	※1	2,354	535	2,534	1,089	498	1,563	113
H1/H3比率 (5か年実績平均)		1.01	1.01	※1	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.02
厳寒H1想定(万kW)		525	1,465	5,355	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	116
厳寒H1/H3比率(結果) (2018年度冬季想定)		1.05	1.07	1.12	1.05	1.11	1.08	1.13	1.10	1.08	1.13
H1/H3比率 (2018年度冬季実績)		1.02	1.01	1.02	1.03	1.02	1.02	1.01	1.03	1.01	1.04

※1 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 沖縄エリアの 2018 年度冬季最大需要日は、気温が高く(日平均気温 24.8℃)、冷房需要の増加による需要増のため、気象感応度の実績は正(プラス)の値となっている。

※ 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気象影響、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	▲ 1,146	—
気象影響	▲ 1,109	厳寒H1需要を想定していたが、多くのエリアで前提とした厳寒ほどの気象条件とならなかった。
DR ^{※3}	—	—
その他	▲ 37	2018年度のGDPの伸び率の下方修正等による (GDP:+1.4%→+0.5%、IIP:+0.9%→+0.9%)

※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 需要想定値の合計。

※3 電源 I' 発動による DR の影響量

(2018 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)

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

① 気象影響 ▲1,109 万 kW

厳寒 H1 需要を想定していたが、多くのエリアで前提とした厳寒ほどの気象条件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

2018 年度冬季の各エリア最大需要発生時に電源 I' は発動されなかった。

③ その他 ▲37 万 kW

2018 年度の国内総生産の伸び率の下方修正（GDP：+1.4%→+0.5%）等の影響により、実績が事前の想定を下回った。（鉱工業生産指数 IIP の伸び率：+0.9%→+0.9%）

【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 万 kW)

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
需要想定 ^{※1}	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	112	16,150
需要実績 ^{※2}	6,827 (6,539)	542 (422)	1,367 (1,261)	4,918 (4,856)	8,062 (7,984)	2,345 (2,345)	503 (485)	2,432 (2,432)	999 (999)	448 (448)	1,336 (1,276)	14,890 (14,522)	115 (82)	15,005 (14,605)
差分	▲ 517	+ 17	▲ 97	▲ 437	▲ 632	▲ 38	▲ 40	▲ 142	▲ 110	▲ 60	▲ 242	▲ 1,149	+ 4	▲ 1,146
気象影響	▲ 488	+ 17	▲ 99	▲ 407	▲ 624	▲ 69	▲ 49	▲ 156	▲ 113	▲ 30	▲ 206	▲ 1,112	+ 3	▲ 1,109
DR ^{※3}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	▲ 29	▲ 0	+ 1	▲ 31	▲ 8	+ 31	+ 9	+ 14	+ 3	▲ 30	▲ 35	▲ 37	+ 1	▲ 37

※1 各エリアの最大需要が発生した月の想定値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2019年1月10日9～10時）の需要実績値。

※3 電源 I ʼ発動による DR の影響（2018年度冬季の各エリア最大需要発生時に電源 I ʼ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。

3. 供給 ～事前の想定から▲1,169万kW

表7に示すとおり、2018年度冬季の全国最大需要時（2019年1月10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16,106万kWであり、事前の想定である17,275万kWを1,169万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 2018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	実績－想定	差の主な要因
全国合計	16,106	17,275	▲ 1,169	
原子力	891	787	+ 104	・伊方原発3号機の稼働による増 ・川内原発・玄海原発の定格熱出力一定運転による増
火力	11,258	12,784	▲ 1,526	計画外停止 ^{※1} ▲ 225 (▲ 1.8%) 需給停止 ^{※2} ▲ 1,157 火力増出力未実施分 ▲ 92 その他 ^{※3} ▲ 51 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	689	954	▲ 265	出水状況および貯水池運用による減（計画外停止 ▲9万kW含む）
揚水	1,899	2,047	▲ 148	需給状況を考慮した日々の運用による減（計画外停止 ▲10万kW含む）
太陽光	824	40 ^{※4}	+ 784	出力比率が想定以上になったことによる増（想定では安定的に見込める量として下位5日の平均値を採用）
風力	138	18	+ 120	
地熱	22	29	▲ 7	補修差等による減
その他 ^{※5}	385	617	▲ 232	

- ※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 225 ÷ (実績 11,258 + 計画外停止 225 + 需給停止 1,157)」として算出。
- ※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 事前の想定において、需要のピーク時間帯が午前としていたエリア（中部・北陸・中国）の太陽光供給力。（他のエリアは、18-19時などの時間帯のためゼロ計上）
- ※5 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。

(1) 火力発電 ～事前の想定から▲1,526万kW

全国最大需要時における供給力の合計は11,258万kWであり、事前の想定である12,784万kWを1,526万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245万kWであり、当該日の予備率に与える影響（▲1.7%）は昨冬（▲3.0%）より小さかった。

【表8 2018年度冬季の計画外停止の状況】

(送電端)			
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	436	2月18日	▲3.0%
平均値	273	—	▲1.9%
全国最大需要時の実績値	245	1月10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
	1月10日 10時	14,605	16,106	10.3%

	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)	181件	49件		

※1 火力発電以外も含む。

※2 2018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2018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、2018年度冬季（1月～2月）実績について発電事業者68者よりデータを収集したところ、発電電力量は176億kWh、設備利用率は33.8%であった。

(2) 水力発電 ～事前の想定から▲265万kW

全国最大需要時における供給力の合計は689万kWであり、事前の想定である954万kWを265万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184万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80万kW下回った。

(3) 再生可能エネルギー（太陽光・風力・地熱）～事前の想定から+897万kW

① 太陽光発電 ～事前の想定から+784万kW

全国最大需要時（1月10日9時～10時）における供給力²の合計は824万kWであり、事前の想定である40万kWを784万kW上回った（表9）。

事前の想定では、最大需要発生時を夕方以降の時間帯（18時～19時など）で想定したエリアが複数あったが、全国最大需要の発生時間帯が午前ピークとなったことにより、事前の想定を上回る実績となった。

また、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 2018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		(送電端)													
		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月)	0	0	0	0	40	19	2	0	19	0	0	40	0	40
	時間帯	-	17-18時	17-18時	17-18時	-	9-10時	9-10時	18-19時	9-10時	18-19時	18-19時	-	19-20時	-
	②最大需要日 の実績	476	36	140	300	339	105	11	53	48	10	113	816	9	824
	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)	+476	+36	+140	+300	+299	+85	+9	+53	+29	+10	+113	+776	+9	+784
出力比率 (%) (自家消費 +供給力)	①想定	-	0.0	0.0	0.0	-	2.9	2.1	0.0	5.0	0.0	0.0	-	0.0	-
	②最大需要日 の実績	-	27.5	30.9	23.3	-	15.7	15.0	6.7	12.2	2.9	13.3	-	26.1	-
	差分 (②-①)	-	+27.5	+30.9	+23.3	-	+12.8	+12.9	+6.7	+7.2	+2.9	+13.3	-	+26.1	-

※ 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。

② 風力発電 ～事前の想定から+120万kW

全国最大需要時の供給力の合計は138万kWであり、事前の想定である18万kWを120万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6～12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 2018年度冬季全国最大需要時の風力発電の供給力(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	
風力 供給力 (万kW)	①想定 (1月)	13	2	8	3	5	1	0	1	1	1	18	0	18	
	時間帯	-	17-18時	17-18時	17-18時	-	9-10時	9-10時	18-19時	9-10時	18-19時	18-19時	-	19-20時	-
	②最大需要日 の実績	119	24	77	18	19	7	3	3	5	1	1	138	0	138
	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)	+106	+22	+69	+15	+14	+5	+3	+3	+4	0	0	+120	0	+120
出力比率 (%)	①想定	-	4.5	7.8	7.4	-	3.7	0.9	2.6	1.6	4.1	2.1	-	0.3	-
	②最大需要日 の実績	-	53.0	77.4	45.4	-	18.1	18.4	20.0	14.0	2.7	1.2	-	0.0	-
	差分 (②-①)	-	+48.5	+69.6	+38.0	-	+14.4	+17.5	+17.4	+12.4	▲1.4	▲0.9	-	▲0.3	-

※ 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 ～事前の想定から▲7万kW

全国最大需要時の供給力の合計は22万kWであり、補修差等により事前の想定である29万kWを7万kW下回った(表11)。

【表11 2018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	12	2	11	0	17	0	0	0	0	17	29	0	29
	②最大需要日 の実績	10	2	9	0	12	0	0	0	0	12	22	0	22
	差分	▲2	0	▲2	0	▲5	0	0	0	0	▲5	▲7	0	▲7

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(参考) 各エリア最大需要時の太陽光発電実績～事前の想定から+219万kW

各エリア最大需要時における供給力の合計は260万kWであり、事前の想定である40万kWを219万kW上回った(表12)。

中部・北陸・中国エリアでは、需要のピーク時間帯を午前中と想定して供給力を見込んでいたが、事前の想定を上回る実績となった。北海道・関西・四国エリアでは、ピーク時間帯を点灯帯と想定していたが、午前ピークとなったことから、太陽光発電の供給力が実績として計上された。沖縄エリアでは、ピーク時間帯を点灯帯と想定していたが、エリア最大需要日は気温が高く(日平均気温24.8℃)、冷房需要の増加による需要増のため、日中ピークとなったことから太陽光発電の供給力が実績として計上された。

【表12 2018年度冬季エリア最大需要時の太陽光発電の供給力(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	
太陽光 供給力 (万kW)	①想定	0	0	0	40	19	2	0	19	0	0	40	0	40	
	時間帯	-	17-18時	17-18時	17-18時	-	9-10時	9-10時	18-19時	9-10時	18-19時	18-19時	19-20時	-	
	②最大需要日 の実績	18	18	0	0	224	105	9	53	48	10	0	242	17	260
	時間帯	-	9-10時	17-18時	18-19時	-	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	9-10時	18-19時	-	13-14時	-
	差分 (②-①)	+18	+18	0	0	+184	+85	+7	+53	+29	+10	0	+202	+17	+219
出力比率 (%) (自家消費 +供給力)	①想定	-	0.0	0.0	0.0	-	2.9	2.1	0.0	5.0	0.0	0.0	-	0.0	-
	②最大需要日 の実績	-	13.8	0.0	0.0	-	15.7	12.0	6.7	12.2	2.9	0.0	-	33.9	-
	差分 (②-①)	-	+13.8	0.0	0.0	-	+12.8	+9.9	+6.7	+7.2	+2.9	0.0	-	+33.9	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

4. 2018 年度冬季の電力需給の結果分析の総括

〔需要〕

2018 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、北海道エリアを除き、事前の想定ほどの厳寒とはならなかった。全国最大需要時の需要実績は、事前の想定 16,154 万 kW に対し、14,605 万 kW であった。

北海道エリアに関しては、エリアの最大需要発生日には札幌市の日平均気温が -11.5°C (34 年振りの水準) を記録するなど、事前の想定以上の厳寒であった。想定以上の厳寒となった北海道エリアについて、今後の冬季の見通しを検討する際には、2018 年度冬季の実績を反映した条件とするよう検討していく。

〔供給力〕

全国最大需要時の供給力の合計は 16,106 万 kW、予備率は 10.3%⁴であり、計画外停止が 245 万 kW⁵ (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。

〔その他〕

全国最大需要発生日の 1 月 10 日に関しては、天候の状況変化による需要増加及び太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため、中部エリアに向けて、本機関指示による需給ひっ迫融通を実施した⁶が、全国的には安定供給に十分な予備力を確保することができた⁷。

⁴ 火力需給停止分 (1,157 万 kW) を供給力に含めない場合の予備率

⁵ 火力発電以外の計画外停止を含む

⁶ 詳細は、第 36 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019.2.19) 資料 2-1 1 月 10 日の中部エリア需給状況に関する分析について 参照 https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_36_haifu.html

⁷ 全国最大需要時 (1 月 10 日 9-10 時) の予備率等は、1. 電力需給の状況 表 2 2018 年度冬季の需給実績 (全国最大需要時) を参照

（参考）北海道エリアにおいて行われた需給対策

北海道エリアについては、2018年度冬季需給見通しの検証において、他エリアからの融通に制約があること、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大きいことなどから、過去最大級の供給力減少が発生しても予備率3%を確保できる見通しであることを確認していた。

また、北海道電力においては、万が一の需給ひっ迫に備えて、事前の需給対策に取り組むこととしており、このうち通告調整契約等については、表13のとおり、前年実績（16万kW）並みの14万kWの契約を確保して需給ひっ迫に備えていた。

2018年10月から営業運転開始前の総合試運転を開始していた石狩湾新港発電所1号機（54万kW⁸）については、総合試運転工程前倒しの取り組みを進め、大規模な供給力減少リスク等が発現した際の緊急時の供給力として活用できるよう備えていた。事前の想定以上の厳寒となったエリア最大需要発生日には、総合試運転予定の変更による供給力の上積みにより予備率10.7%を確保した。

なお、幸いにして需給ひっ迫の状況には至らなかったことから、「万が一の需給ひっ迫時への対策」による需要抑制の発動の実績はなかった。

【表13 北海道電力による需給対策の概要（北海道電力株式会社作成）】
＜万が一の需給ひっ迫時への対策＞

契約種別	内容	2017年度 冬季実績	2018年度 冬季実績
操業調整型・ 自家発対応型 通告調整契約	当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。	約180口 約11万kW	約130口 約9万kW
当日通告型 通告調整契約	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。	11口 約5万kW	11口 約5万kW
ネガワット 入札契約	需給がひっ迫するおそれがある場合に、当社から募集し、応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。	8口	8口

⁸ 送電端の値

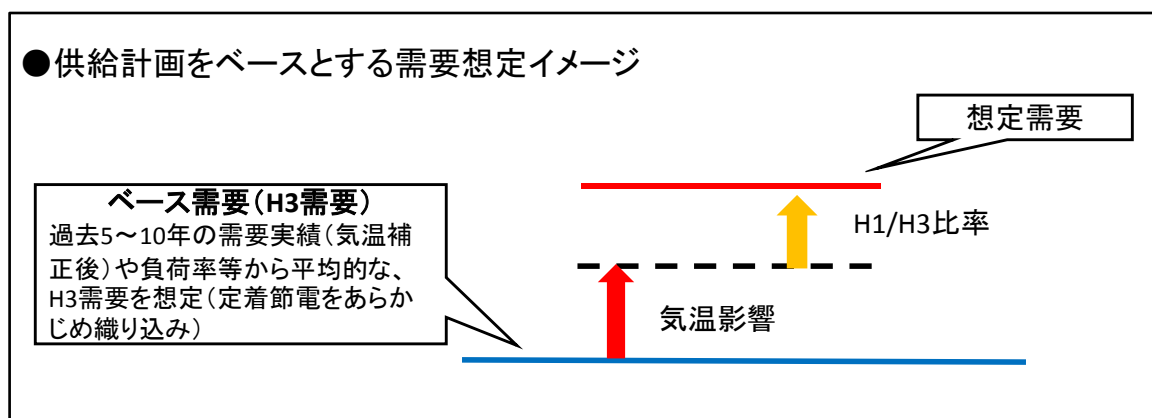
第2章 2019年度夏季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方

2019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、過去10年間で最も猛暑だった年度並みの気象を前提とした需要（以下「猛暑H1需要」という。）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2010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】

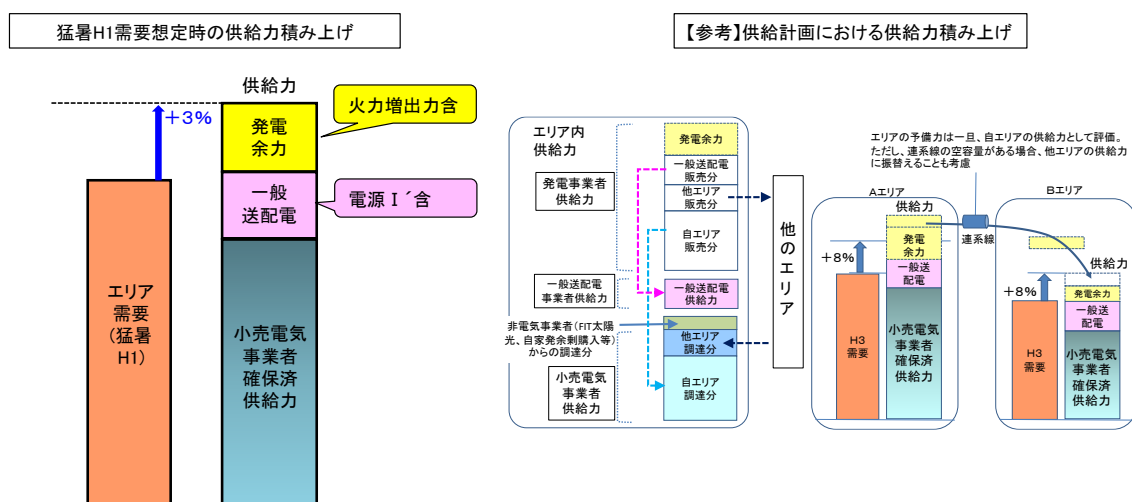
(2) 供給面

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 103 者）：2018 年度上期の供給量が 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 68 者）：2019 年度の供給計画における 2019 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、小売電気事業者の供給力・一般送配電事業者の供給力（調整力、離島供給力）・発電事業者の発電余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）。

小売電気事業者の供給力は、相対契約等で確実なもののみ予備力も含めエリア毎に計上し、発電事業者が販売先未定で保有している供給力（発電余力）は、発電所所在エリア内の供給力として一旦計上する。



【図 2 供給力の計上方法】

(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、2019 年度夏季見通しより、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。

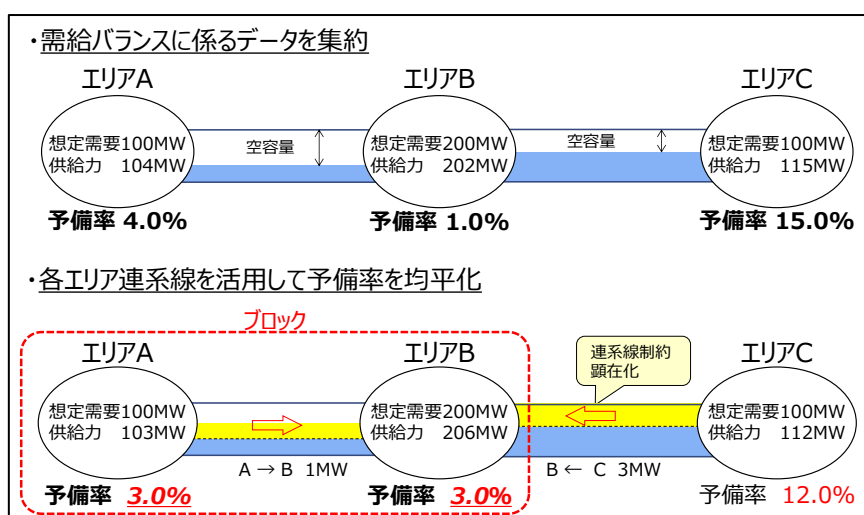
(3-1) 最大需要発生時の不等時性

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

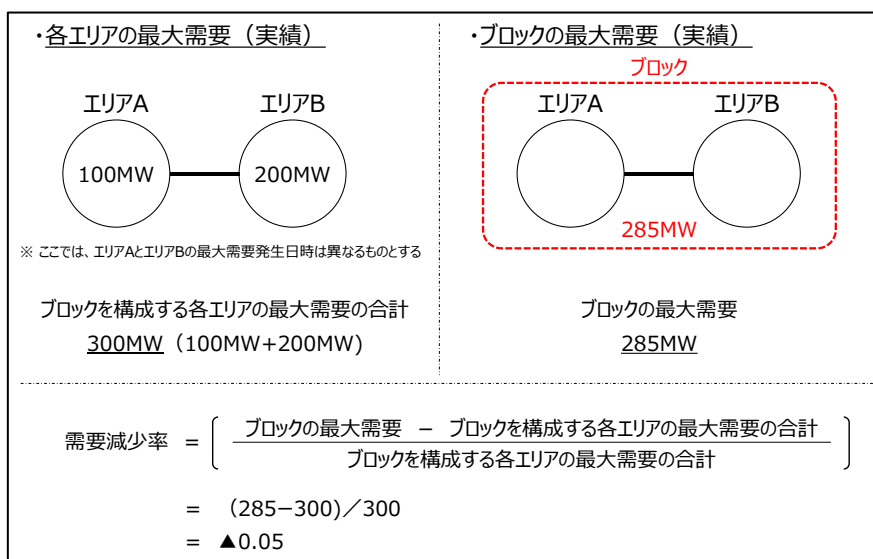
不等時性を考慮するエリアのまとめり（以下、「ブロック」とする）を設定する。ブロックについては予め決めておくのではなく、需給バランスに係るデータ集約後、エリア間の供給力移動（予備率均平化）を実施して連系線制約の顕在化の有無を確認して決定する。



【図3 ブロックの設定】

② 需要減少率の算定

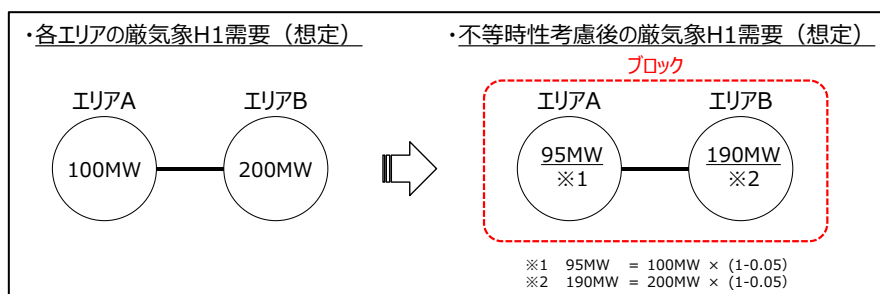
「ブロックの最大需要」と「ブロックを構成する各エリアの最大需要の合計」より、ブロックとして見た需要とエリア単位で見た需要の合計との差を算出し、その差分の比率（以下、「需要減少率」とする）をブロックごとに求める。



【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⁹

10 年に 1 回程度の厳気象（猛暑や厳寒）の最大需要（以下、「厳気象 H1 需要」）に対して、H3 需要に対応するために確保する供給力では不足する分の量を、原則として、一般送配電事業者が調整力として確保することとし、この供給力等を「電源 I'」としている（図 6）。これには、通常の電源だけではなく、DR による需要抑制分も含めることができることとしている。

<2019 年度向けの調整力公募における電源 I' 必要量¹⁰>

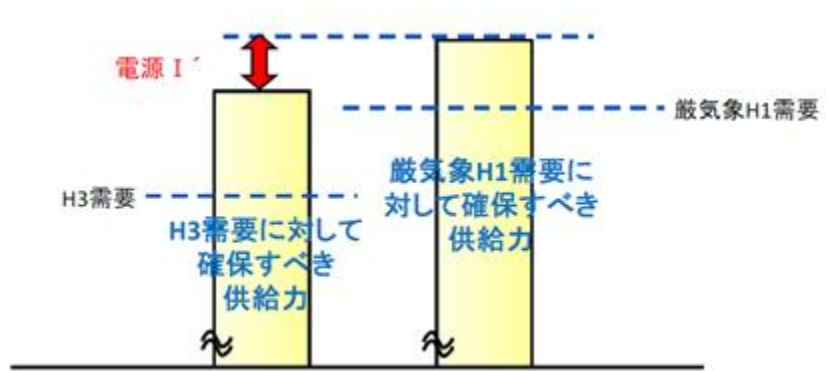
$$\text{電源 I'} = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

※「厳気象 H1 需要」は、国の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。

※「H3 需要」は、2018 年度の供給計画の第 2 年度における H3 需要の値を使用することを原則とする。2019 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は、2019 年度供給計画の第 1 年度における想定需要に換える。

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】

⁹ 「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 平成 28 年度（2016 年度）取りまとめ」（2017 年 3 月）より抜粋して一部追記。

¹⁰ 「2019 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」（2018 年 9 月 12 日改訂）より抜粋して一部追記。

2. 2019 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象影響及び 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、必要に応じて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 14 2019 年度夏季（8 月）の需要見通し】

(送電端 万 kW)

2019 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	14-15時
猛暑 H1 想定方法	H1/H3 比率	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)	2010	2018	2018	2018	2010	2018	2018	2018	2013	2017
気象感応度 (万kW/℃,万kW/%, 万kW/pt)	・3 ・5	・36 ・7 ・2	・135 ・48	75 (累積不快指数 1ptあたり)	13 (合成不快指数 1ptあたり)	・103 ・40	・30 ・13 ・1	・15 ・5 ・1	・48 ・14	・4 ・2
気象考慮要素	・最高気温 ・最低気温	・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	・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	・30.5℃ ・22.4℃	・32.5℃ ・32.2℃ ・52.4%	・35.2℃ ・28.8℃	83.9pt	82.9pt	・35.6℃ ・22.0℃	・33.9℃ ・34.9℃ ・66.2%	・34.7℃ ・33.9℃ ・49.5%	・34.5℃ ・33.6℃	・32.9℃ ・29.7℃
供給計画 H3需要	420	1,294	5,311	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	149
猛暑 H3 前提気温等	・33.0℃ ・24.2℃	・36.8℃ ・33.5℃ ・40.1% (猛暑H1前提) ※1	・37.3℃ ・30.4℃ (猛暑H1前提) ※1	85.2pt	84.4pt	・37.0℃ ・23.4℃	・34.7℃ ・36.0℃ ・65.3%	・36.0℃ ・34.8℃ ・49.1%	・36.2℃ ・35.3℃	・34.3℃ ・30.6℃
猛暑 H3 需要	436	※1	※1	2,615	523	2,852	1,097	527	1,658	157
算定に用いた H1/H3比率	1.01	※1	※1	1.02	1.01	1.00	1.01	1.02	1.01	1.01
猛暑 H1 需要	442	1,431	5,671	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	159
猛暑 H1/H3 比率 (結果)	1.05	1.11	1.07	1.07	1.05	1.08	1.05	1.07	1.08	1.06

※1 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。

3. 2019 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¹¹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、3 エリア 616 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 12,173 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¹²の再稼働分として、2019 年度夏季は 2 エリア 2 機を供給力として見込む。

【表 15 2019 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】

2019 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	46年
中部	知多第二号GT	15万kW	LNG	22年
	合計	49万kW		

¹¹ 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。

¹² 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。

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。2019 年度夏季（8 月）は 10 エリアで 100 万 kW が可能であることを確認した。

【表 16 2019 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	9	67	11	1	3	2	3	3	0	100

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

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、2019 年度夏季（8 月）は関西エリアで 5 万 kW を見込む。

【表 17 2019 年度夏季（8 月）における緊急設置電源の活用見込み】

（送電端）

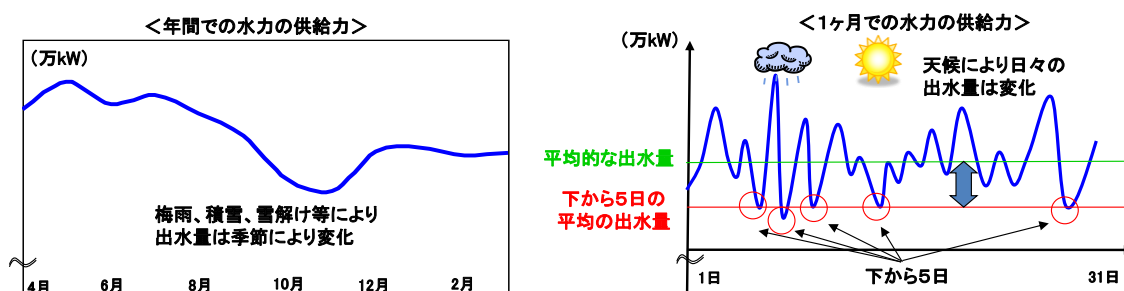
エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
緊急設置電源 (万kW)	0	0	0	0	0	5	0	0	0	0	5

(3) 水力発電

水力発電については、9 エリア 1,143 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、従来、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してきた（図 7）。2019 年度夏季においても、同様の評価方法を採用し、水力発電の供給力を見込むこととする。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。



【図 7 水力発電の供給力の計上方法】

(4) 揚水発電

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。これらを考慮して、9 エリア 2,111 万 kW（8 月）を見込む。

【表 18 2019 年度夏季（8 月）の揚水発電の供給力見込み】

(送電端 万 kW)

エリア	定格出力 ①	揚水供給力 ②	①と②の差の理由
北海道	80	65	・計画補修による減
東北	71	71	—
東京	1,065	927	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
中部	418	348	・揚水潜在による減
北陸	11	11	—
関西	504	391	・運用水位による減 ・計画補修・休止による減
中国	211	134	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
四国	68	38	・揚水潜在による減
九州	229	125	・揚水潜在による減
沖縄	—	—	—
合計	2,656	2,111	—

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(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 1,335 万 kW を見込む。

① 太陽光発電

10 エリア 1,301 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、従来と同様に、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、夏季の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 19 2019 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
想定最大 需要時間	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	14-15時	—
太陽光供給力 (万kW)	10	99	252	218	24	147	127	73	343	9	1,301
出力比率(% (自家消費+供給力))	6.5	19.3	21.4	28.1	24.8	28.9	30.2	32.3	42.6	26.3	—

※ 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 5 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、従来と同様に、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見込む。

【表 20 2019 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)	1	2	0	1	0	0	0	0	1	0	5
出力比率(%)	2.3	1.6	0.5	1.8	0.1	0.1	0.7	0.2	1.3	0.1	—
発電実績 データ期間	13年	12年	8年	12年	11年	11年	8年	12年	13年	7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 21 2019 年度夏季（8 月）の地熱発電の供給力見込み】

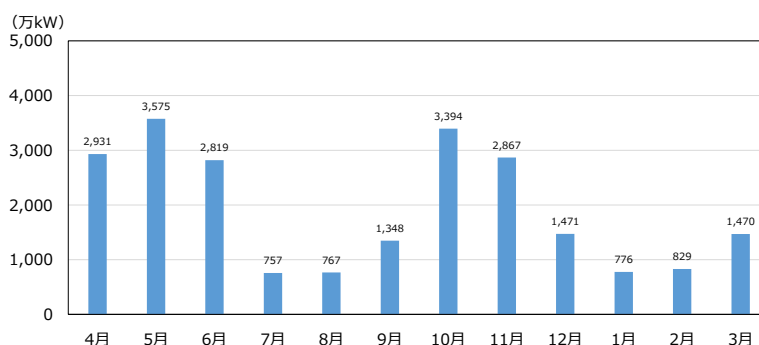
(送電端)

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)	1	13	0	0	0	0	0	0	15	0	28

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

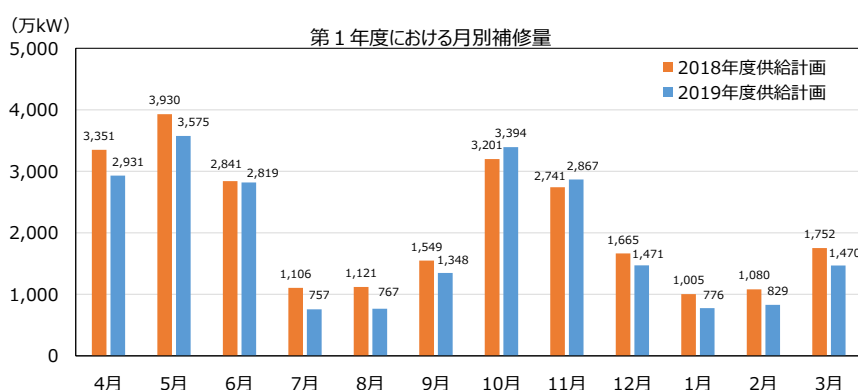
（参考）2019 年度における発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）¹³

2019 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 8 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 8 2019 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（2018 年 12 月 27 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¹⁴」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。また、補修計画については、国とも連携し、主要な事業者に対して個別に協力を要請したうえで、ヒアリング等で状況を確認した。本機関からの要請を受けて、需給が相対的に厳しい夏季及び冬季において、2018 年度供給計画に比べて更に補修量が抑えられている（図 9）。



【図 9 発電機補修に伴う供給力減少量（全国合計）の 2018 年度と 2019 年度の比較】

¹³ 本機関 2018 年度第 3 回評議員会資料（2019.3.25）より抜粋し、一部追記
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/190329_kyokuyukeikaku_torimatome.html

¹⁴ 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/oshirase/181227_kyokuyuryokukakuho.html

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2019 年度夏季の電力需給の見通し（最大需要断面）

2019 年度夏季が、過去 10 年間で最も猛暑となった年と同程度の気象条件となり、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、9 エリア合計で 4.9%（8 月）、また全国の各エリアで 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 22 2019 年度猛暑 H1 需要発生時の需給バランス（最大需要断面）】

		(送電端 万 kW,%)												
【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,668	453	1,393	5,822	9,761	2,764	550	2,973	1,150	559	1,765	17,429	199	17,628
最大電力需要	7,285	431	1,323	5,531	9,256	2,621	522	2,819	1,091	530	1,674	16,541	159	16,700
供給予備力	383	23	70	291	505	143	28	154	60	29	91	888	41	928
供給予備率	5.3	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4	25.6	5.6
予備率3%確保 に対する過不足分	164	10	30	125	227	64	13	69	27	13	41	392	36	427
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,706	451	1,462	5,793	9,656	2,741	546	2,948	1,141	554	1,726	17,362	201	17,563
最大電力需要	7,357	431	1,396	5,531	9,196	2,611	520	2,808	1,086	528	1,644	16,554	159	16,712
供給予備力	348	20	66	262	460	131	26	140	54	26	82	808	42	850
供給予備率	4.7	4.7	4.7	4.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.9	26.5	5.1
予備率3%確保 に対する過不足分	128	7	24	96	184	52	10	56	22	11	33	312	37	349
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,237	460	1,370	5,406	8,948	2,525	517	2,729	1,035	544	1,598	16,185	199	16,384
最大電力需要	6,504	414	1,232	4,859	8,204	2,315	474	2,502	949	499	1,465	14,709	151	14,860
供給予備力	732	47	139	547	744	210	43	227	86	45	133	1,476	48	1,525
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	10.0	31.8	10.3
予備率3%確保 に対する過不足分	537	34	102	401	498	141	29	152	58	30	89	1,035	43	1,079

- ※ 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、2019 年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
- ※ 供給力は、電源 I´及び火力増出力を含む
- ※ 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

(2) 2019 年度夏季の電力需給の見通し（予備率最小断面）

夏季においては、太陽光発電の出力状況等により、夕方等の最大需要発生時以外の時間帯で予備率が低下する傾向を確認していることから、予備率が最小となる時間帯¹⁵の需給バランスも確認した。

予備率最小断面においても、予備率 3%以上を確保できる見通しである。

【表 23 2019 年度猛暑 H1 需要発生時の需給バランス（予備率最小断面）】

(送電端 万 kW,%)

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,522	450	1,372	5,701	9,408	2,630	527	2,902	1,103	541	1,706	16,931	195	17,126
最大電力需要	7,190	430	1,311	5,449	8,992	2,514	503	2,773	1,054	517	1,630	16,182	157	16,339
供給予備力	333	20	61	252	416	116	23	128	49	24	75	749	38	787
供給予備率	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	24.0	4.8
予備率3%確保 に対する過不足分	117	7	21	89	146	41	8	45	17	8	27	264	33	297
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,510	446	1,418	5,647	9,308	2,605	522	2,874	1,093	525	1,689	16,818	196	17,014
最大電力需要	7,247	430	1,368	5,449	8,981	2,514	503	2,773	1,054	506	1,630	16,228	156	16,384
供給予備力	264	16	50	198	327	91	18	101	38	18	59	590	40	630
供給予備率	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	25.4	3.8
予備率3%確保 に対する過不足分	46	3	9	35	57	16	3	18	7	3	10	104	35	138
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,085	442	1,351	5,292	8,812	2,450	505	2,707	1,021	532	1,597	15,897	195	16,093
最大電力需要	6,356	396	1,212	4,748	8,088	2,249	464	2,484	937	488	1,465	14,444	148	14,592
供給予備力	729	45	139	545	724	201	42	222	84	44	131	1,453	47	1,501
供給予備率	11.5	11.5	11.5	11.5	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	10.1	32.1	10.3
予備率3%確保 に対する過不足分	538	34	103	402	482	134	28	148	56	29	87	1,020	43	1,063

- ※ 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、2019 年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
- ※ 供給力は、電源 I' 及び火力増出力を含む
- ※ 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

¹⁵ 太陽光・揚水以外の供給力は時間毎に変化が無いのものとして 1 日を通して需給バランスを算出し、全国で予備率が最小であった時間帯（17 時）

（3）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

さらなるリスクケースとして、猛暑 H1 需要発生時において単機最大ユニットとなる発電機の 1 台停止等の供給力減少リスク（稀頻度リスク）が発現した場合の需給バランスについても確認した。

具体的には、単機最大ユニット脱落や送電線 1 回線事故に伴う電源脱落による供給力減少量を H3 需要に対する比率 1%相当¹⁶と評価し、予備率 3%に対する超過分の供給力と比較することで評価した（表 24,25）。

全国 9 エリアで見た場合、2019 年度における H3 需要（8 月）の 1%は「158 万 kW」である。これに対して、最大需要断面の予備率 3%超過分は「312 万 kW」であり、最大需要断面では所要の供給力が確保されているといえる。予備率最小断面の予備率 3%超過分は「104 万 kW」であり約 54 万 kW の不足となるが、小売電気事業者のひっ迫時抑制電力¹⁷が全国 9 エリアで 100 万 kW 程度あることを考慮すれば、安定供給に最低限必要な予備率の水準は確保できることを確認した。

【表 24 H3 需要の 1%相当の供給力】

(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
平年H3需要	7,025	420	1,294	5,311	8,733	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	15,758	149	15,907
平年H3需要 ×1%	70	4	13	53	87	25	5	26	11	5	16	158	1	159

【表 25 予備率 3%に対する超過分の供給力】

(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
【最大需要】 予備率3% 超過分	128	7	24	96	184	52	10	56	22	11	33	312	37	349
【予備率最小】 予備率3% 超過分	46	3	9	35	57	16	3	18	7	3	10	104	35	138

¹⁶ 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（電力レジリエンス等に関する小委員会）の場において議論中である。

第 4 回 電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.3.5）資料 2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 参照 https://www.occto.or.jp/iinkai/kouikikeitouseibi/resilience/2018/resilience_04_shiryou.html

¹⁷ 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ない。

5. 2019 年度夏季の需給見通しの検証の総括

2019 年度夏季が、過去 10 年間で最も厳しい気象条件となり、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。

また、太陽光発電の出力状況等により予備率が最小となる時間帯においても、全国で予備率 3%を確保できる見通しである。

さらに、計画外停止などの一定の条件を上回るリスク（稀頻度リスク）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。

【補足】2019年度夏季の需給バランス算定手順

(1) 最大需要断面

(1-1) 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26に示す。

四国エリア(9月)で予備率3%を下回る。

【表26 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(最大需要断面)】

(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 (電源 I)	7,852 (45)	493	1,518 (15)	5,841 (30)	10,042 (158)	2,760 (28)	596	2,972 (98)	1,227	607	1,881 (32)	17,894 (203)	205	18,099 (203)
最大電力需要	7,470	442	1,357	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,831	159	16,990
供給予備力	382	51	161	170	681	103	67	113	121	70	207	1,063	46	1,109
供給予備率	5.1	11.6	11.9	3.0	7.3	3.9	12.6	4.0	10.9	13.0	12.4	6.3	29.0	6.5
予備率3%確保 に対する過不足分	158	38	120	0	400	23	51	28	88	54	157	558	41	600
【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 (電源 I)	7,891 (45)	521	1,518 (15)	5,851 (30)	9,935 (158)	2,807 (28)	569	2,946 (98)	1,213	586	1,814 (32)	17,825 (203)	206	18,031 (203)
最大電力需要	7,544	442	1,431	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,905	159	17,064
供給予備力	347	80	87	180	573	149	40	88	107	49	141	921	47	968
供給予備率	4.6	18.1	6.1	3.2	6.1	5.6	7.6	3.1	9.6	9.2	8.4	5.4	29.9	5.7
予備率3%確保 に対する過不足分	121	67	44	10	293	69	24	2	73	33	90	413	43	456
【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 (電源 I)	7,545 (45)	502	1,361 (15)	5,682 (30)	9,072 (158)	2,613 (28)	533	2,808 (98)	1,070	509	1,539 (32)	16,617 (203)	205	16,822 (203)
最大電力需要	6,669	424	1,263	4,982	8,351	2,357	482	2,547	966	508	1,492	15,020	151	15,171
供給予備力	876	77	98	700	721	256	51	262	104	1	47	1,597	53	1,650
供給予備率	13.1	18.3	7.8	14.1	8.6	10.9	10.5	10.3	10.8	0.2	3.2	10.6	35.3	10.9
予備率3%確保 に対する過不足分	676	65	60	551	471	185	36	185	75	-14	3	1,146	49	1,195

※ 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

(1-2) 連系線活用を考慮した場合の需給バランス

前述の手順 1-1 の表 26 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 27 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、東京中部間連系設備（以下「FC」という。）では7～9月、中国九州間連系線（以下、「関門連系線」という。）では7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 27 連系線活用を考慮した場合の需給バランス¹⁸（最大需要断面）】

(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 (電源 I ¹)	7,872 (45)	465	1,430 (15)	5,977 (30)	10,022 (158)	2,840 (28)	565	3,054 (98)	1,182	574	1,807 (32)	17,894 (203)	205	18,099 (203)
最大電力需要	7,470	442	1,357	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,831	159	16,990
供給予備力	402	24	73	306	661	182	36	196	76	37	134	1,063	46	1,109
供給予備率	5.4	5.4	5.4	5.4	7.1	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	8.0	6.3	29.0	6.5
予備率3%確保 に対する過不足分	178	11	32	135	380	103	20	110	43	21	83	558	41	600
【8月】														
供給力 (電源 I ¹)	7,911 (45)	463	1,501 (15)	5,947 (30)	9,915 (158)	2,815 (28)	560	3,027 (98)	1,171	569	1,773 (32)	17,825 (203)	206	18,031 (203)
最大電力需要	7,544	442	1,431	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,905	159	17,064
供給予備力	367	21	70	276	553	157	31	169	65	32	99	921	47	968
供給予備率	4.9	4.9	4.9	4.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.4	29.9	5.7
予備率3%確保 に対する過不足分	141	8	27	106	273	77	15	83	32	16	49	413	43	456
【9月】														
供給力 (電源 I ¹)	7,433 (45)	473	1,408 (15)	5,553 (30)	9,184 (158)	2,592 (28)	530	2,801 (98)	1,062	559	1,640 (32)	16,617 (203)	205	16,822 (203)
最大電力需要	6,669	424	1,263	4,982	8,351	2,357	482	2,547	966	508	1,492	15,020	151	15,171
供給予備力	764	49	145	571	833	235	48	254	96	51	149	1,597	53	1,650
供給予備率	11.5	11.5	11.5	11.5	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.6	35.3	10.9
予備率3%確保 に対する過不足分	564	36	107	421	583	164	34	178	67	35	104	1,146	49	1,195

※ 電源 I¹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

(1-3) 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。具体的には次のような手順とする。

① ブロックの設定

前述の表 27 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・四国の5エリアのブロック
- ・8,9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・九州の中西6エリアのブロック

¹⁸ 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 28 に、ブロックの最大需要実績と需要減少率を表 29 に示す。

【表 28 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 29 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	ブロック5	補足
ブロック構成エリア	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)	中部・北陸・ 関西・中国・四国	東北・東京	全国 9 エリア	—
日付	8/2	7/24	7/23	8/2	8/3	—
時間帯	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	—
ブロック最大 (⑪)	7,336	9,089	7,547	6,934	16,338	ブロックの最大
各エリア最大の合計 (⑫)	7,522 Σ(①~③)	9,252 Σ(④~⑥)	7,651 Σ(④~⑧)	7,080 Σ(②~③)	16,774 Σ(①~⑨)	最大の合計
差分 (⑬)	▲186	▲163	▲105	▲145	▲437	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.47 %	▲1.76 %	▲1.37 %	▲2.05 %	▲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^{19,20}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。

¹⁹ 各エリアの厳気象対象年度は、2.2019 年度夏季の需要の想定 表 14 2019 年度夏季(8 月)の需要見通し 参照

²⁰ 冬季の需給バランスを検証する際には、多くのエリアが厳気象対象年度としている 2017 年度の需要実績を用いる

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。

2019 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 30 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 31 に示す。

【表 30 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 %			▲1.37 %					0 %	0 %
8月				▲1.76 %						
9月				▲1.76 %						

【表 31 不等時性考慮前後の需要値（2019 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	7,544	442	1,431	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,905	159	17,064
考慮後	7,357	431	1,396	5,531	9,196	2,611	520	2,808	1,086	528	1,644	16,554	159	16,712
差分	▲ 186	▲ 11	▲ 35	▲ 140	▲ 165	▲ 47	▲ 9	▲ 50	▲ 19	▲ 9	▲ 29	▲ 351	0	▲ 351

(1-4) 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 32 に示す。

【表 32 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 [※]	7,891	521	1,518	5,851	9,935	2,807	569	2,946	1,213	586	1,814	17,825	206	18,031
考慮後	7,686	508	1,478	5,699	9,676	2,734	554	2,869	1,181	571	1,767	17,362	201	17,563
差分	▲ 205	▲ 14	▲ 39	▲ 152	▲ 258	▲ 73	▲ 15	▲ 77	▲ 32	▲ 15	▲ 47	▲ 463	▲ 5	▲ 469

※ 「考慮前」の供給力は、予備率均平化前の供給力（手順 1-1）

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²¹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。

²¹ 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/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

(1-5) 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 1-3) 及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た結果を表 33 に示す。

【表 33 2019 年度猛暑 H1 需要発生時の需給バランス²² (最大需要断面)】

	(送電端 万 kW,%)													
【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,668	453	1,393	5,822	9,761	2,764	550	2,973	1,150	559	1,765	17,429	199	17,628
最大電力需要	7,285	431	1,323	5,531	9,256	2,621	522	2,819	1,091	530	1,674	16,541	159	16,700
供給予備力	383	23	70	291	505	143	28	154	60	29	91	888	41	928
供給予備率	5.3	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4	25.6	5.6
予備率3%確保 に対する過不足分	164	10	30	125	227	64	13	69	27	13	41	392	36	427
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,706	451	1,462	5,793	9,656	2,741	546	2,948	1,141	554	1,726	17,362	201	17,563
最大電力需要	7,357	431	1,396	5,531	9,196	2,611	520	2,808	1,086	528	1,644	16,554	159	16,712
供給予備力	348	20	66	262	460	131	26	140	54	26	82	808	42	850
供給予備率	4.7	4.7	4.7	4.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.9	26.5	5.1
予備率3%確保 に対する過不足分	128	7	24	96	184	52	10	56	22	11	33	312	37	349
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,237	460	1,370	5,406	8,948	2,525	517	2,729	1,035	544	1,598	16,185	199	16,384
最大電力需要	6,504	414	1,232	4,859	8,204	2,315	474	2,502	949	499	1,465	14,709	151	14,860
供給予備力	732	47	139	547	744	210	43	227	86	45	133	1,476	48	1,525
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	10.0	31.8	10.3
予備率3%確保 に対する過不足分	537	34	102	401	498	141	29	152	58	30	89	1,035	43	1,079

- ※ 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供給力を移動
- ※ 連系線の空容量は、2019 年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
- ※ 供給力は、電源 I' 及び火力増出力を含む
- ※ 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

【補足】7月の九州エリアの予備率について

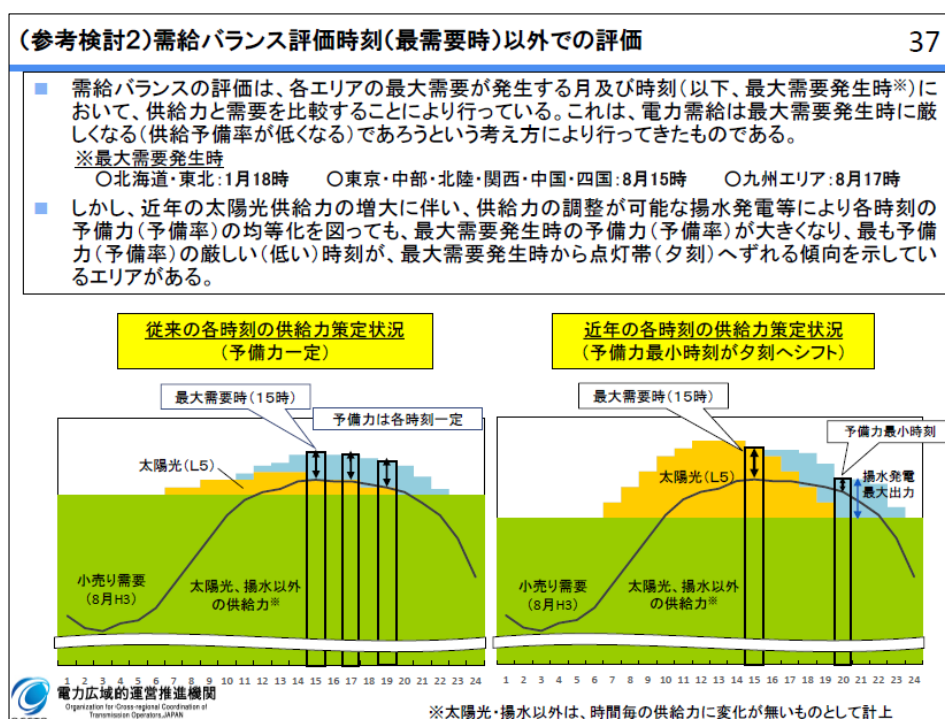
上表において、7月の九州エリアの予備率は他の中西6エリアと結果的には同じ値である。これは、計画外停止の考慮により供給力を減じたことで、予備率均平化による九州エリアから他エリアへ移動させる供給力が減少し、その結果、関門連系線を通る潮流も減少したためである (連系線制約も顕在化していない)。
しかし、ここで再度、九州エリアも含めた中西6エリアでブロック化して、九州エリアの需要を減じると、その分だけ九州エリアに余力が生まれ、再度均平化すると九州エリアから移動させる供給力が増え、連系線制約が顕在化する。つまり、連系線の空容量と均平化前の需給バランスの状況によっては、連系線制約とブロック化で無限ループとなることもある。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。

²² 表 22 と同様の結果を再掲

(2) 予備率最小断面

供給計画や電力需給検証における需給バランス評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻の供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しくなる（予備率が低くなる）であろうという考え方により行ってきたものである。しかし、近年の太陽光供給力の増大に伴い、供給力の調整が可能な揚水発電等により各時刻の予備力（予備率）の均等化を図っても、最大需要発生時の予備力（予備率）が大きくなり、最も予備力（予備率）の厳しい（低い）時刻が、最大需要発生時から点灯帯（夕刻）へずれる傾向を示しているエリアがある。

そこで、太陽光・揚水発電以外の供給力は時間毎に変化が無いのものとして1日を通して需給バランスを算出し、全国的に見て予備率が最小であった時間帯についても追加的に検証する。以下、2019年度夏季見通しにおいて全国的に見て予備率が最小であった17時について検証する。



【図10 需給バランス評価時刻(最大需要時)以外での評価²³⁾】

²³⁾ 本機関 平成28年度第6回評議員会資料(2017.3.28)抜粋
https://www.occto.or.jp/kyoukei/torimatome/20170330_kyokyukeikaku_torimatome.html

(2-1) 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34に示す。

中部(7月)・関西(7,8月)・四国(9月)・九州(8月)の各エリアで予備率3%を下回る。

【表34 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(予備率最小断面)】
 (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 (電源 I')	7,724 (45)	493	1,467 (15)	5,764 (30)	9,659 (158)	2,656 (28)	579	2,873 (98)	1,158	600	1,792 (32)	17,382 (203)	200	17,583 (203)
最大電力需要	7,382	441	1,346	5,594	9,232	2,581	517	2,847	1,083	531	1,674	16,613	157	16,771
供給予備力	342	52	120	170	427	75	62	26	76	69	118	769	43	812
供給予備率	4.6	11.7	8.9	3.0	4.6	2.9	12.1	0.9	7.0	13.0	7.1	4.6	27.4	4.8
予備率3%確保 に対する過不足分	121	38	80	2	150	-2	47	-59	43	53	68	271	38	309
【8月】														
供給力 (電源 I')	7,738 (45)	514	1,449 (15)	5,774 (30)	9,529 (158)	2,698 (28)	553	2,847 (98)	1,144	568	1,719 (32)	17,267 (203)	201	17,468 (203)
最大電力需要	7,440	441	1,405	5,594	9,221	2,581	517	2,847	1,083	520	1,674	16,661	156	16,817
供給予備力	298	73	45	180	308	118	36	▲0	62	48	46	606	45	651
供給予備率	4.0	16.5	3.2	3.2	3.3	4.6	6.9	▲0.0	5.7	9.2	2.7	3.6	28.7	3.9
予備率3%確保 に対する過不足分	75	59	2	13	32	40	20	-86	29	32	-5	106	40	146
【9月】														
供給力 (電源 I')	7,390 (45)	503	1,319 (15)	5,568 (30)	8,932 (158)	2,550 (28)	528	2,770 (98)	1,047	498	1,539 (32)	16,322 (203)	201	16,522 (203)
最大電力需要	6,517	406	1,243	4,868	8,233	2,289	472	2,529	954	497	1,492	14,750	148	14,898
供給予備力	872	96	76	700	700	261	56	241	93	1	47	1,572	53	1,625
供給予備率	13.4	23.7	6.1	14.4	8.5	11.4	11.9	9.5	9.7	0.2	3.2	10.7	35.6	10.9
予備率3%確保 に対する過不足分	677	84	39	554	453	192	42	165	64	-14	3	1,129	48	1,178

※ 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

(2-2) 連系線活用を考慮した場合の需給バランス

前述の表 34 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供給力を移動させた結果を表 35 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、FC では 9 月に十分な空容量が無く、その結果、東 3 エリアと中西 6 エリアで予備率の値が異なる状況となる。

【表 35 連系線活用を考慮した場合の需給バランス（予備率最小断面）】

(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 (電源 I')	7,723 (45)	462	1,409 (15)	5,853 (30)	9,659 (158)	2,700 (28)	541	2,979 (98)	1,133	556	1,751 (32)	17,382 (203)	200	17,583 (203)
最大電力需要	7,382	441	1,346	5,594	9,232	2,581	517	2,847	1,083	531	1,674	16,613	157	16,771
供給予備力	342	20	62	259	427	119	24	132	50	25	77	769	43	812
供給予備率	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	27.4	4.8
予備率3%確保 に対する過不足分	120	7	22	91	150	42	8	46	18	9	27	271	38	309
【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 (電源 I')	7,711 (45)	457	1,456 (15)	5,798 (30)	9,556 (158)	2,675 (28)	536	2,951 (98)	1,122	539	1,734 (32)	17,267 (203)	201	17,468 (203)
最大電力需要	7,440	441	1,405	5,594	9,221	2,581	517	2,847	1,083	520	1,674	16,661	156	16,817
供給予備力	271	16	51	204	335	94	19	104	39	19	61	606	45	651
供給予備率	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	28.7	3.9
予備率3%確保 に対する過不足分	47	3	9	36	59	16	3	18	7	3	11	106	40	146
【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 (電源 I')	7,278 (45)	454	1,388 (15)	5,436 (30)	9,044 (158)	2,515 (28)	519	2,778 (98)	1,048	546	1,639 (32)	16,322 (203)	201	16,522 (203)
最大電力需要	6,517	406	1,243	4,868	8,233	2,289	472	2,529	954	497	1,492	14,750	148	14,898
供給予備力	760	47	145	568	812	226	47	249	94	49	147	1,572	53	1,625
供給予備率	11.7	11.7	11.7	11.7	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	10.7	35.6	10.9
予備率3%確保 に対する過不足分	565	35	108	422	565	157	32	173	65	34	102	1,129	48	1,178

※ 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

(2-3) 不等時性の考慮

最大需要発生の不等時性を考慮して需要を評価する。具体的には次のような手順とする。

① ブロックの設定

前述の表 35 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）。

- ・7,8月：全国 9 エリア（沖縄を除く）のブロック
- ・9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・九州の中西 6 エリアのブロック

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。

需要減少率の算出に用いる各エリアの最大需要実績とブロックの最大需要実績については、最大需要断面と同様の値（手順 1-3 の表 28,29）を用いる。

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。

2019 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 36 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 37 に示す。

【表 36 各ブロックの需要減少率（予備率最小断面）】

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	▲2.60 %									0 %
8月										
9月	▲2.47 %			▲1.76 %						

【表 37 不等時性考慮前後の需要値（8 月：予備率最小断面）】

(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	7,440	441	1,405	5,594	9,221	2,581	517	2,847	1,083	520	1,674	16,661	156	16,817
考慮後	7,247	430	1,368	5,449	8,981	2,514	503	2,773	1,054	506	1,630	16,228	156	16,384
差分	▲ 193	▲ 11	▲ 37	▲ 145	▲ 240	▲ 67	▲ 13	▲ 74	▲ 28	▲ 14	▲ 44	▲ 433	0	▲ 433

(2-4) 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。

計画外停止考慮前後の各エリアの供給力（8月）を表38に示す。

【表38 計画外停止考慮前後の供給力（8月：予備率最小断面）】

(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※	7,738	514	1,449	5,774	9,529	2,698	553	2,847	1,144	568	1,719	17,267	201	17,468
考慮後	7,537	501	1,412	5,624	9,282	2,628	538	2,773	1,115	553	1,675	16,818	196	17,014
差分	▲201	▲13	▲38	▲150	▲248	▲70	▲14	▲74	▲30	▲15	▲45	▲449	▲5	▲454

※ 「考慮前」の供給力は、予備率均平化前の供給力（手順2-1）

(2-5) 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2-3）及び計画外停止を考慮した供給力（手順2-4）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39に示す。

【表39 2019年度猛暑H1需要発生時の需給バランス²⁴（予備率最小断面）】

【7月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,522	450	1,372	5,701	9,408	2,630	527	2,902	1,103	541	1,706	16,931	195	17,126
最大電力需要	7,190	430	1,311	5,449	8,992	2,514	503	2,773	1,054	517	1,630	16,182	157	16,339
供給予備力	333	20	61	252	416	116	23	128	49	24	75	749	38	787
供給予備率	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	24.0	4.8
予備率3%確保 に対する過不足分	117	7	21	89	146	41	8	45	17	8	27	264	33	297
【8月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,510	446	1,418	5,647	9,308	2,605	522	2,874	1,093	525	1,689	16,818	196	17,014
最大電力需要	7,247	430	1,368	5,449	8,981	2,514	503	2,773	1,054	506	1,630	16,228	156	16,384
供給予備力	264	16	50	198	327	91	18	101	38	18	59	590	40	630
供給予備率	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	25.4	3.8
予備率3%確保 に対する過不足分	46	3	9	35	57	16	3	18	7	3	10	104	35	138
【9月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄	10エリア
供給力	7,085	442	1,351	5,292	8,812	2,450	505	2,707	1,021	532	1,597	15,897	195	16,093
最大電力需要	6,356	396	1,212	4,748	8,088	2,249	464	2,484	937	488	1,465	14,444	148	14,592
供給予備力	729	45	139	545	724	201	42	222	84	44	131	1,453	47	1,501
供給予備率	11.5	11.5	11.5	11.5	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	10.1	32.1	10.3
予備率3%確保 に対する過不足分	538	34	103	402	482	134	28	148	56	29	87	1,020	43	1,063

- ※ 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、2019年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
- ※ 供給力は、電源I'及び火力増出力を含む
- ※ 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

²⁴ 表23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 文佳 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)

小倉 太郎 株式会社エネット 取締役 技術本部長 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 執行役員

花井 浩一 中部電力株式会社 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長

増川 武昭 一般社団法人太陽光発電協会 事務局長

(敬称略・五十音順)

(2019年4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 37 回委員会（2019 年 3 月 20 日）

（議題）

- ・ 2019 年度夏季の猛暑 H1 需要発生時の電力需給見通しについて

○第 38 回委員会（2019 年 4 月 19 日）

（議題）

- ・ 電力需給検証報告書について