

電力需給検証報告書（案）

2019年10月

電力広域的運営推進機関

目 次

はじめに	- 1 -
第 1 章 2019 年度夏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 年度夏季の電力需給の結果分析の総括	- 11 -
第 2 章 2019 年度冬季の電力需給の見通し	- 13 -
1. 基本的な考え方	- 13 -
2. 2019 年度冬季の需要の想定	- 19 -
3. 2019 年度冬季の供給力の想定	- 20 -
4. 電力需給バランスの検証	- 25 -
5. 2019 年度冬季の需給見通しの検証の総括	- 28 -
【補足】2019 年度冬季の需給バランス算定手順	- 29 -
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	- 34 -
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	- 35 -

はじめに

この報告書は、2019 年度夏季の電力需給実績及び 2019 年度冬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。

冬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（厳寒）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「厳寒 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厳寒H1需要を想定
供給力	供給計画をベースに、各エリアにおける発電事業者および小売電気事業者が保有する供給力の変化分、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	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 2019年度夏季の電力需給の結果分析

1. 電力需給の状況

表2は、2019年度夏季における全国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年度夏季の想定にあたっては、厳気象リスクを想定し、過去10年間で最も猛暑だった年度並みの気象条件での需要（以下「猛暑H1需要」）を想定していたが、おおむね前提とした猛暑とはならなかったことから、北海道、東北エリアを除き、最大需要は事前の想定を下回った。

電力需給の状況は、全国の最大需要が発生した日および各エリアの最大需要が発生した日で必要な予備力は確保できていたものの、太陽光発電の出力状況等により、最大需要時以外の時間帯で予備率が低下する傾向が確認された。

台風15号が日本列島に接近・通過した9月上旬には全国的に気温が上昇、各地で猛暑日を記録し、中部エリアでは9月10日に今夏のエリア最大需要を記録した。また、複数のエリアで電源I'の発動や本機関指示による融通を実施した。

以下、2019年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表2 2019年度夏季の需給実績（全国最大需要時）】

(送電端)

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】	火力需給停止分を 供給力に含めない場合		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 ^{※4,5} 【万kW】	予備率 ^{※4}
				供給力 【万kW】	予備率 ^{※1}	供給力 【万kW】	予備率			
北海道	8月2日(金)	14~15時 [16~17時]	429	490	14.2% [10.9%]	490	14.2%	442	463	4.9%
東北			1,417	1,591	12.3% [4.0%]	1,591	12.3%	1,431	1,501 (15)	4.9%
東京			5,509	6,087	10.5% [6.9%]	6,087	10.5%	5,671	5,947 (30)	4.9%
東3エリア			7,355	8,168	11.1% [6.5%]	8,168	11.1%	7,544	7,911 (45)	4.9%
中部			2,537	2,844	12.1% [8.4%]	2,844	12.1%	2,658	2,815 (28)	5.9%
北陸			503	561	11.5% [11.3%]	579	15.2%	529	560	5.9%
関西			2,816	3,146	11.7% [9.3%]	3,152	11.9%	2,858	3,027 (98)	5.9%
中国			1,075	1,194	11.0% [10.0%]	1,194	11.0%	1,106	1,171	5.9%
四国			501	620	23.8% [7.6%]	620	23.8%	537	569	5.9%
九州			1,562	1,869	19.6% [11.6%]	2,019	29.3%	1,674	1,773 (32)	5.9%
中西6エリア	8,994	10,233	13.8% [9.5%]	10,408	15.7%	9,361	9,915 (158)	5.9%		
全国9エリア	16,349	18,401	12.6% [8.2%]	18,576	13.6%	16,905	17,825 (203)	5.4%		
沖縄	117	187	60.5% [55.6%]	191	63.5%	159	206	29.9%		
全国10エリア	16,465	18,589	12.9% [8.5%]	18,767	14.0%	17,064	18,031 (203)	5.7%		

- ※1 括弧内は、全国最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。
- ※2 前回の電力需給検証実施時（2019年春）に夏季見通しを確認した発電事業者に対して夏季実績を確認した。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：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（2019年4月）における2019年度夏季見通しの値。
- ※4 連系線活用後（予備率均平化後）の供給力及び予備率。
- ※5 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・ディマンDRリスpons（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こと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、本報告書の夏季実績については速報値や推計値が含まれる。

【表3 2019年度夏季の需給実績（エリア別最大需要時）】

(送電端)

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】	火力需給停止分を 供給力に含めない場合		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 ^{※4.5} 【万kW】	予備率 ^{※4}
				供給力 【万kW】	予備率 ^{※1}	供給力 【万kW】	予備率			
北海道	8月1日(木)	11~12時 [15~16時]	446	534	19.6% [10.9%]	534	19.6%	442	463	4.9%
東北	8月8日(木)	13~14時 [15~16時]	1,448	1,749	20.8% [9.0%]	1,749	20.8%	1,431	1,501 (15)	4.9%
東京	8月7日(水)	14~15時 [16~17時]	5,543	6,126	10.5% [8.7%]	6,126	10.5%	5,671	5,947 (30)	4.9%
東3エリア	—	—	7,438	8,408	13.1% [9.0%]	8,408	13.1%	7,544	7,911 (45)	4.9%
中部	9月10日(火)	14~15時 [16~17時]	2,568	2,804	9.2% [3.3%]	2,804	9.2%	2,658	2,815 (28)	5.9%
北陸	8月7日(水)	14~15時 [20~21時]	521	586	12.4% [8.9%]	604	15.9%	529	560	5.9%
関西	8月2日(金)	14~15時 [16~17時]	2,816	3,146	11.7% [9.3%]	3,152	11.9%	2,858	3,027 (98)	5.9%
中国	8月5日(月)	14~15時 [19~20時]	1,077	1,258	16.8% [9.9%]	1,258	16.8%	1,106	1,171	5.9%
四国	8月2日(金)	14~15時 [18~19時]	501	620	23.8% [4.0%]	620	23.8%	537	569	5.9%
九州	8月2日(金)	15~16時 [18~19時]	1,573	1,829	16.3% [6.6%]	1,980	25.8%	1,674	1,773 (32)	5.9%
中西6エリア	—	—	9,057	10,243	13.1% [7.9%]	10,418	15.0%	9,361	9,915 (158)	5.9%
全国9エリア	—	—	16,494	18,652	13.1% [8.7%]	18,826	14.1%	16,905	17,825 (203)	5.4%
沖縄	7月29日(月)	16~17時 [19~20時]	148	199	35.0% [31.9%]	202	36.7%	159	205	29.0%
全国10エリア	—	—	16,642	18,851	13.3% [8.9%]	19,028	14.3%	17,064	18,030 (203)	5.7%

- ※1 括弧内は、各エリアの最大需要日で予備率が最小であった時間帯と、その時間帯の予備率を示している。中部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後の値。
- ※2 前回の電力需給検証実施時（2019年春）に夏季見通しを確認した発電事業者に対して夏季実績を確認した。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：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（2019年4月）における2019年度夏季見通しの値。
- ※4 連系線活用後（予備率均平化後）の供給力および予備率。
- ※5 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・ディマン ドリスpons（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▲422 万 kW

各エリアの夏季最大需要時の需要実績の合計は 16,642 万 kW であり、事前に想定していた猛暑 H1 需要 17,064 万 kW を 422 万 kW 下回った。

以下、実績と想定を比較する。

(1) 猛暑 H1 需要の想定と実績

猛暑 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猛暑とはならず、北海道、東北エリアを除き、事前の想定を下回った。

【表 4 猛暑 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
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カ年)		2010	2018	2018	2018	2010	2018	2018	2018	2013	2017
気象感応度 (万kW/℃,万kW,pt)	想定	・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
	実績	・2 ・7	・39 ・11 ・3	・146 ・45	61	12	・83 ・20	・25 ・12 ・4	・14 ・5 ・1	・40 ・17	・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
H3気温(℃,pt)	想定	・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℃
	H1	・33.0℃ ・25.3℃	・34.5℃ ・34.2℃ ・52.0%	・35.4℃ ・29.9℃	84.4pt	85.0pt	・36.7℃ ・21.9℃	・34.6℃ ・35.8℃ ・63.5%	・35.2℃ ・33.9℃ ・51.0%	・35.2℃ ・33.7℃	・33.9℃ ・29.7℃
	H3平均	・33.6℃ ・25.2℃	・34.3℃ ・33.8℃ ・51.7%	・35.3℃ ・29.7℃	85.5pt	84.8pt	・35.7℃ ・22.8℃	・34.8℃ ・35.3℃ ・66.3%	・34.3℃ ・33.5℃ ・55.4%	・34.7℃ ・33.6℃	・33.0℃ ・29.8℃
H3需要(万kW)	想定	420	1,294	5,311	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	149
	H1	446	1,448	5,543	2,568	521	2,816	1,077	501	1,573	148
	H3平均	440	1,440	5,510	2,557	521	2,760	1,067	499	1,546	146
H3想定気温(再掲)(℃)		・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℃
猛暑H1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想定(万kW)		436	※1	※1	2,615	523	2,852	1,097	527	1,658	157
H1/H3比率 (5カ年実績平均)		1.01	※1	※1	1.02	1.01	1.00	1.01	1.02	1.01	1.01
猛暑H1想定(万kW)		442	1,431	5,671	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	159
猛暑H1/H3比率(結果) (2019年度夏季想定)		1.05	1.11	1.07	1.07	1.05	1.08	1.05	1.07	1.08	1.06
H1/H3比率 (2019年度夏季実績)		1.02	1.01	1.01	1.00	1.00	1.02	1.01	1.00	1.02	1.01

※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(過去 10 年平均)の差分から直接気象影響を算出。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

※ H3 需要実績については、夏季需給検証期間(7 月～9 月)の上位 3 日の実績を確認している。

(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	▲ 422	—
気温影響	▲ 453	多くの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
DR ^{※3}	—	—
その他	+ 31	大口需要家の高稼働等による増

※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猛暑 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。

① 気温影響 ▲453 万 kW

猛暑 H1 需要を想定していたが、多くのエリアで前提とした猛暑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 年度夏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 +31 万 kW

大口需要家の高稼働や国内総生産 GDP の伸び率上方修正（+0.5%→+0.8%）等による影響により、実績が事前の想定を上回った。（2019 年度の鉱工業生産指数 IIP の伸び率：+2.3%→+1.5%）

【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}	7,544	442	1,431	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,905	159	17,064
需要実績 ^{※2}	7,438 (7,355)	446 (429)	1,448 (1,417)	5,543 (5,509)	9,057 (8,994)	2,568 (2,537)	521 (503)	2,816 (2,816)	1,077 (1,075)	501 (501)	1,573 (1,562)	16,494 (16,349)	148 (117)	16,642 (16,465)
差分	▲ 106	+ 5	+ 17	▲ 128	▲ 305	▲ 90	▲ 8	▲ 42	▲ 29	▲ 36	▲ 100	▲ 411	▲ 11	▲ 422
気温影響	▲ 201	+ 4	▲ 31	▲ 175	▲ 245	▲ 85	+ 4	▲ 65	▲ 9	▲ 13	▲ 76	▲ 446	▲ 7	▲ 453
DR ^{※3}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	+ 95	+ 0	+ 48	+ 47	▲ 61	▲ 5	▲ 12	+ 23	▲ 19	▲ 23	▲ 25	+ 35	▲ 4	+ 31

※1 前回の需給検証報告書（2019年4月）における2019年度夏季見通しの8月の値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2019年8月2日14～15時）の需要実績値。

※3 電源I'発動によるDRの影響（2019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。

※ 四捨五入により各種影響の合計と実績－想定－の差分が合わない場合がある。

3. 供給 ～事前の想定から+557万kW

表7に示すとおり、2019年度夏季の全国最大需要時（2019年8月2日14時～15時）の供給力の合計（全国10エリアの合計。以下同じ。）は18,589万kWであり、事前の想定である18,031万kWを557万kW上回った。以下、電源毎に実績と想定との差を検証する。

【表7 2019年度夏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）※1

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因
全国合計	18,589	18,031	+ 557	
原子力	682	616	+ 66	・伊方・川内・玄海原発の定格熱出力一定運転による増 ・玄海原発の補修差による増
火力	11,236	12,173	▲ 937	計画外停止※1 ▲ 506 (▲4.2%) 需給停止※2 ▲ 178 火力増出力未実施分 ▲ 67 その他※3 ▲ 186 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	1,089	1,143	▲ 54	出水状況および貯水池運用による減（計画外停止 ▲28万kW含む）
揚水	2,135	2,111	+ 24	需給状況を考慮した日々の運用による増（計画外停止 ▲57万kW含む）
太陽光	2,783 (1,314)※	1,301 (454)※	+ 1,482 (+ 860)※	※太陽光()内の数値は16～17時の値 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	39	5	+ 34	
地熱	25	28	▲ 4	補修差等による減
その他※4	600	653	▲ 53	

※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。

計画外停止量は、前回の電力需給検証報告書（2019年4月）における2019年度夏季の供給力の想定（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506÷（実績11,236+計画外停止506+需給停止178）」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 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▲937 万 kW

全国最大需要時における供給力の合計は 11,236 万 kW であり、事前の想定である 12,173 万 kW を 937 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 659 万 kW であり、当該日の予備率に与える影響（▲4.0%）は昨夏（▲3.3%）より大きかった。

【表 8 2019 年度夏季の計画外停止の状況】

(送電端)			
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	752	8月4日	▲4.6%
平均値	554	—	▲3.4%
全国最大需要時の実績値 ^{※2}	659	8月2日	▲4.0%

全国最大需要	日時	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
	8月2日 15時	16,465	18,589	12.9%

	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} [%]
夏季(7月～8月)	203件	50件	198件	99	15.7

※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 年度夏季（7 月～8 月）実績について発電事業者 68 者¹よりデータを収集したところ、発電電力量は 99 億 kWh、設備利用率は 15.7%であった。

(2) 水力発電 ～事前の想定から▲54 万 kW

全国最大需要時における供給力の合計は 1,089 万 kW であり、事前の想定である 1,143 万 kW を 54 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 25 万 kW 上回った。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。

¹前回の電力需給検証報告書（2019 年 4 月）において、2019 年度の夏季の想定を求めた事業者。

(3) 再生可能エネルギー（太陽光・風力・地熱）～事前の想定から+1,512万kW

① 太陽光発電 ～事前の想定から+1,482万kW

全国最大需要時（8月2日14時～15時）における太陽光供給力²の合計は2,783万kWであり、事前の想定である1,301万kWを1,482万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年度夏季全国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	361	10	99	252	931	218	24	147	127	73	343	1,292	9	1,301
	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	-
	②最大需要日 の実績	1,032	86	306	641	1,747	431	62	299	275	146	534	2,779	4	2,783
	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	-
	差分 (②-①)	+671	+76	+207	+388	+816	+213	+38	+152	+148	+73	+192	+1,487	▲5	+1,482
出力比率 (%) (自家消費 +供給力)	①想定	-	6.5	19.3	21.4	-	28.1	24.8	28.9	30.2	32.3	42.6	-	26.3	-
	②最大需要日 の実績	-	54.4	61.6	50.1	-	52.4	66.8	63.4	63.6	64.6	60.6	-	17.8	-
	差分 (②-①)	-	+47.9	+42.3	+28.7	-	+24.3	+42.0	+34.5	+33.4	+32.3	+18.0	-	▲8.5	-

② 風力発電 ～事前の想定から+34万kW

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5万kWを34万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年度夏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	4	1	2	0	2	1	0	0	0	0	1	5	0	5
	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	-
	②最大需要日 の実績	31	8	21	2	7	2	0	2	0	1	2	39	1	39
	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	-
	差分 (②-①)	+28	+7	+19	+2	+5	+1	0	+2	0	+0	2	+33	1	+34
出力比率 (%)	①想定	-	2.3	1.6	0.5	-	1.8	0.1	0.1	0.7	0.2	1.3	-	0.1	-
	②最大需要日 の実績	-	18.8	15.8	5.6	-	4.4	0.7	14.8	0.6	2.3	4.1	-	33.2	-
	差分 (②-①)	-	+16.5	+14.2	+5.1	-	+2.6	+0.6	+14.7	▲0.1	+2.1	+2.8	-	+33.1	-

※ 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。

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25万kWであり、補修差等により事前の想定である28万kWを4万kW下回った（表11）。

【表11 2019年度夏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	13	1	13	0	15	0	0	0	0	0	15	28	0	28
	②最大需要日 の実績	12	0	12	0	13	0	0	0	0	0	13	25	0	25
	差分	▲1	0	▲1	0	▲3	0	0	0	0	0	▲3	▲4	0	▲4

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

4. 2019 年度夏季の電力需給の結果分析の総括

(1) 需要面

全国最大需要時の実績は、事前の想定 17,064 万 kW に対し、16,465 万 kW であった。2019 年度夏季の需要想定にあたっては、猛暑リスクを考慮し、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、全国的には、事前に想定したほどの猛暑とはならず、北海道、東北エリアを除き、事前の想定を下回った。

北海道エリア、北陸エリアについては、事前の想定で前提とした厳気象対象年度（2010 年度）と同等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、2019 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。

(2) 供給面

全国最大需要時の供給力の合計は 18,589kW、予備率は 12.9%⁴であり、計画外停止が 659 万 kW（予備率への影響は▲4.0%）あったものの、事前の想定と比較すると日射状況や風況、原子力の定格熱出力一定運転等による供給力の増により、安定供給確保に十分な予備率を確保していた。

(3) その他

台風 15 号が日本列島に接近・通過した 9 月上旬には全国的に気温が上昇、各地で猛暑日を記録し、中部エリアでは 9 月 10 日に今夏のエリア最大需要を記録した。9 月 9 日から 11 日にかけて、複数のエリアで電源 I' の発動や需給状況改善のための本機関指示による融通を実施したが、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。

(3-1) 中部エリアの 9 月 10 日の需給状況について

9 月 10 日の気象状況は、台風が持ち込んだ暖かく湿った空気の影響で、全国的に気温が上昇し、関東、東海、近畿で 35℃以上の猛暑日となった。中部エリアにおいては、最高気温が 36.6℃と平年より 6.7℃高くなったこともあり、9 月の猛暑を前提に想定した 2,357 万 kW を大きく上回り、今夏の最大需要 2,568 万 kW を記録した。

(7,8 月猛暑 H1 想定は 2,658 万 kW)

(3-2) 電源 I' の発動と本機関指示による融通の実施について

猛暑の影響で需給が厳しくなった 9 月 9 日には中国エリアに対して、9 月 10 日には東京、中部、九州エリアに対して、需給状況改善のための本機関指示による融通を実施した。

9 月 10 日の東京、中部、九州エリアへの融通では、関西エリアに対して電源 I' の発動を要請したうえで融通指示を実施した。これまで電源 I' は公募調達した当

⁴ 火力の需給停止 175 万 kW を除いた予備率

該エリアの需給改善のために発動していた。今回の事象を踏まえ、需給状況改善のための本機関指示による融通を実施するにあたっての、各エリアの融通可能量を算出する際の電源 I ʼ の扱いについて検討を進めていく。

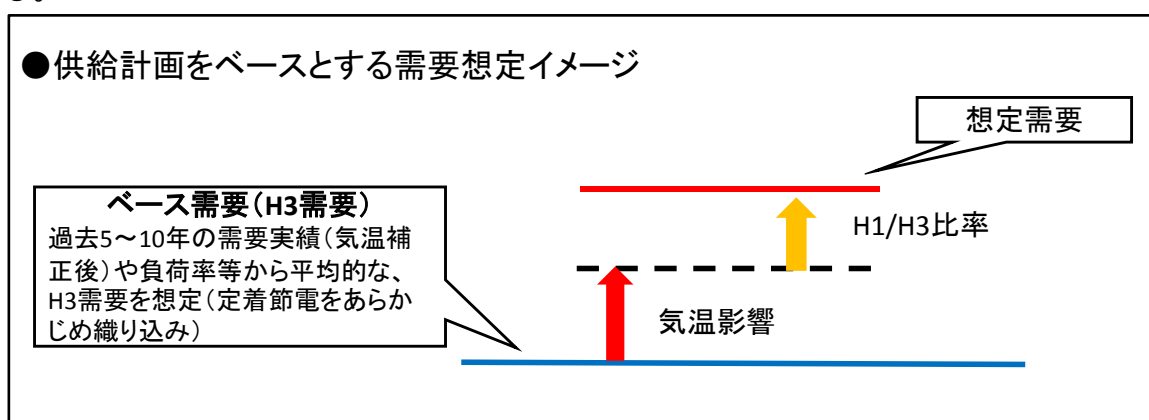
第2章 2019年度冬季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方

2019年度冬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（以下「厳寒 H1 需要」という。）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・九州エリアについては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。



【図1 需要想定方法のイメージ】

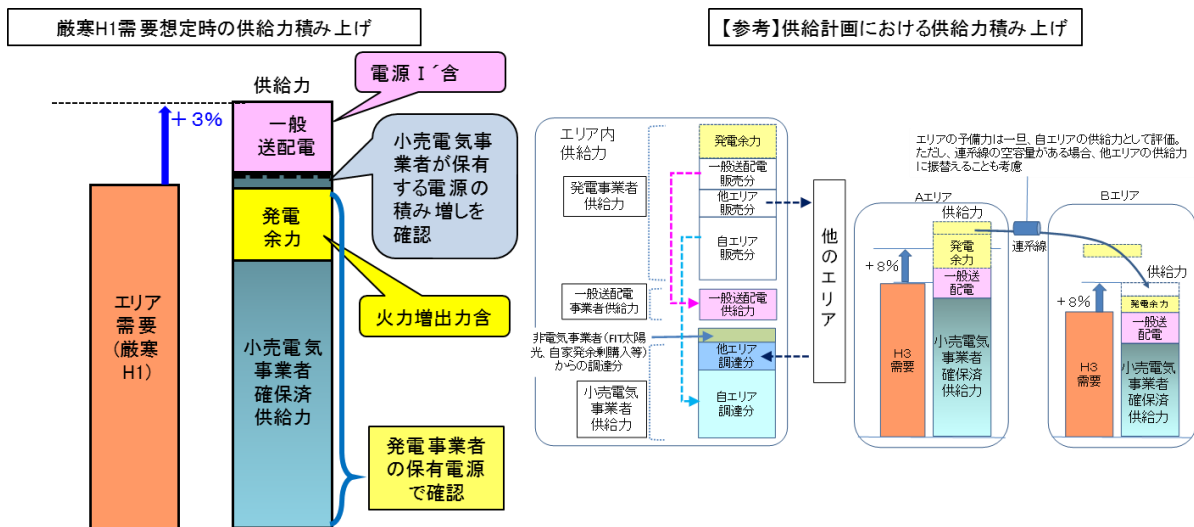
(2) 供給面

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 108 者）：2018 年度の供給量が 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 71 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を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】

(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平等性を考慮する

[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。

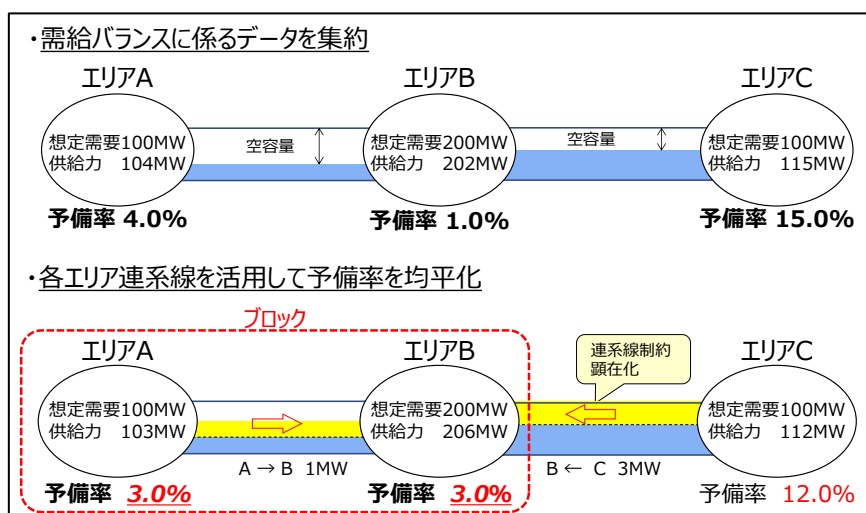
(3-1) 最大需要発生 の 不等時性

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

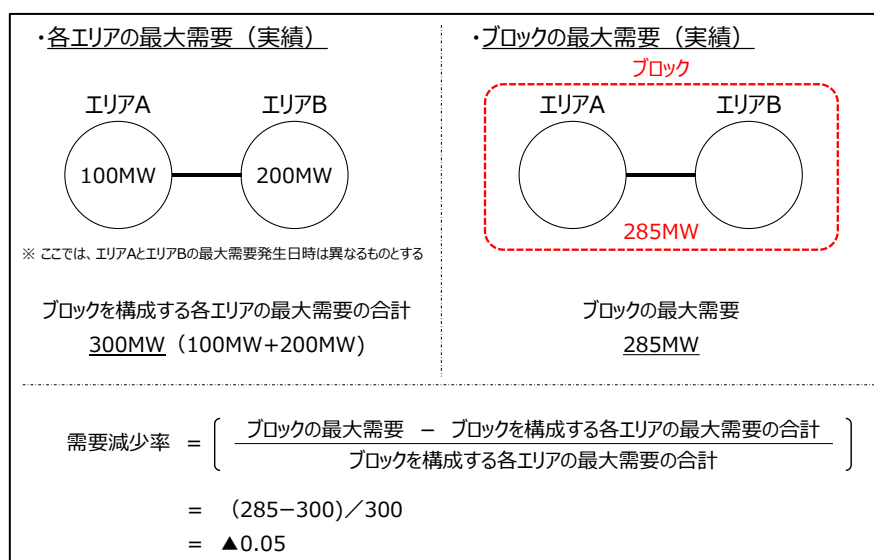
不等時性を考慮するエリアのまとめり（以下、「ブロック」とする）を設定する。ブロックについては予め決めておくのではなく、需給バランスに係るデータ集約後、エリア間の供給力移動（予備率均平化）を実施して連系線制約の顕在化の有無を確認して決定する。



【図3 ブロックの設定】

② 需要減少率の算定

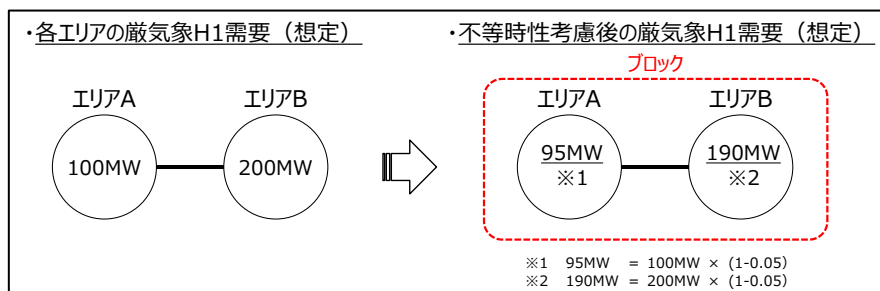
「ブロックの最大需要」と「ブロックを構成する各エリアの最大需要の合計」より、ブロックとして見た需要とエリア単位で見た需要の合計との差を算出し、その差分の比率（以下、「需要減少率」とする）をブロックごとに求める。



【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

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⁶>

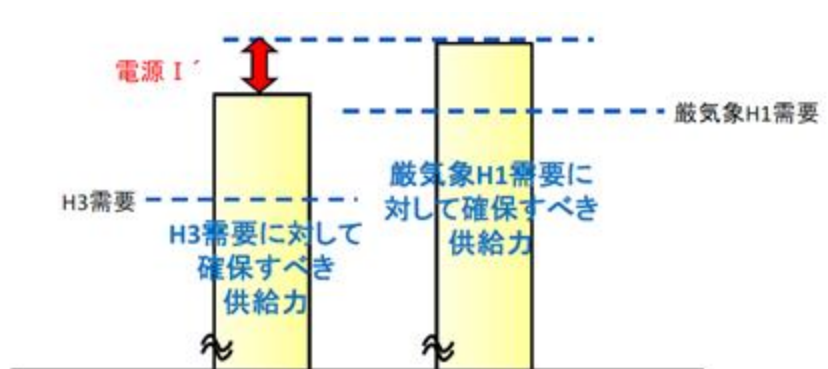
$$\text{電源 I'} = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

※「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】

⁵ 「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。

⁶ 「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 年度冬季の需要の想定

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、厳寒 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 12 2019 年度冬季（1 月）の需要見通し⁷】

（需要は送電端 万 kW）

2018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 ^{※2}	H1/H3比率	感応度式 ^{※2}	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
供給計画 H3前提気温等	・-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℃
供給計画 H3需要	499	1,375	4,698	2,311	499	2,420	1,016	464	1,506	104
厳寒H3 前提気温等	・-11.5℃ ・0mm (厳寒H1前提) ※2	・-4.4℃	・1.8℃ ・3.0℃ (厳寒H1前提) ※2	-0.5℃	-1.6℃	1.0℃	-0.5℃	4.7℃	・3.9℃ ・8.1℃	10.7℃
厳寒H3需要	※2	1,453	※2	2,373	535	2,522	1,079	499	1,571	114
算定に用いた H1/H3比率	※2	1.01	※2	1.01	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	1.02
厳寒H1需要	5,417	1,468	5,240	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	116
厳寒H1/H3比率 (結果)	1.09	1.07	1.12	1.04	1.09	1.05	1.08	1.10	1.05	1.12

※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 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。

⁷ 電源 I' (DR 分) は含まない。

3. 2019年度冬季の供給力の想定

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 632 万 kW（1 月）を見込む。

（2）火力発電

火力発電については、10 エリア 12,688 万 kW（1 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、2019年度冬季は2 エリア 2 機を供給力として見込む。

【表 13 2019 年度冬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 10 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。2019 年度冬季（1 月）は 10 エリアで 89 万 kW が可能であることを確認した。

【表 14 2019 年度冬季（1 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)	6	14	22	9	5	11	4	7	11	0	89

※ 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、2019 年度冬季（1 月）は関西エリアで 6 万 kW を見込む。

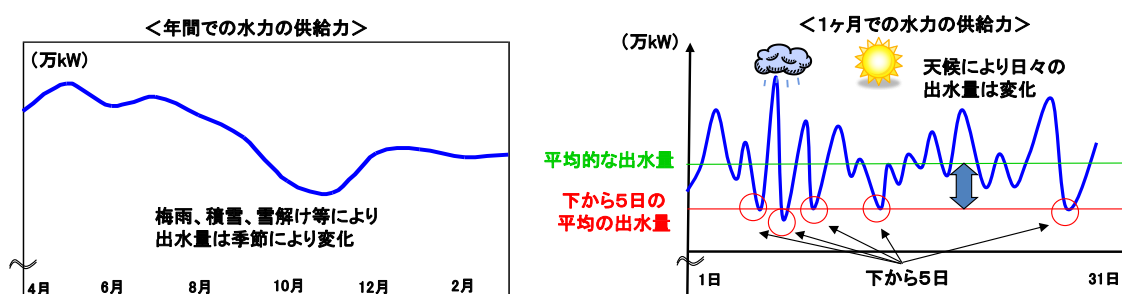
（3）水力発電

水力発電については、9 エリア 956 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、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 年度冬季においても、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。このことを考慮して、9 エリア 2,121 万 kW（1 月）を見込む。

【表 15 2019 年度冬季（1 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	68	・揚水潜在による減
東北	71	71	—
東京	1,065	943	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
中部	418	299	・揚水潜在による減
北陸	11	5	・計画補修による減
関西	504	382	・運用水位による減 ・計画補修による減
中国	211	154	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
四国	68	41	・揚水潜在による減
九州	229	159	・計画補修による減
沖縄	—	—	—
合計	2,656	2,121	—

※ 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 115 万 kW を見込む。

① 太陽光発電

3 エリア 57 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、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、冬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 16 2019 年度冬季（1 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	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	—
太陽光供給力 (万kW)	0	0	0	19	1	15	21	0	0	0	57
出力比率(% (自家消費+供給力)	0	0	0	3	1.5	3.5	5.4	0	0	0	—

※ 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 23 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、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 17 2019 年度冬季（1 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)	3	13	3	2	0	0	1	1	1	0	23
出力比率(%)	4.7	8.5	6.8	3.8	0.8	1.7	1.6	4	2	0.4	—
発電実績 データ期間	13年	11年	8年	12年	10年	10年	7年	11年	12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 35 万 kW（1 月）を見込む。

【表 18 2019 年度冬季（1 月）の地熱発電の供給力見込み】

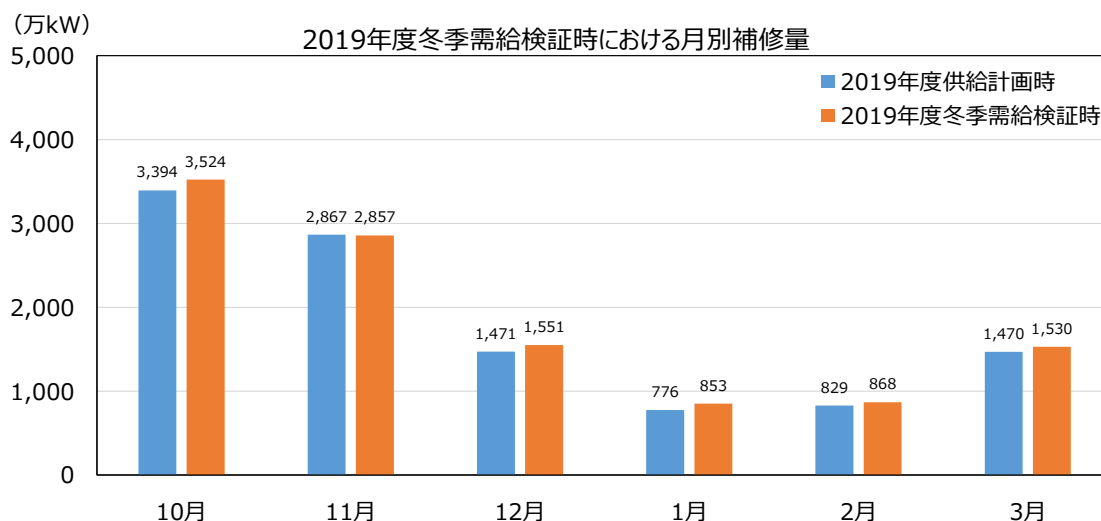
（送電端）

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)	2	16	0	0	0	0	0	0	17	0	35

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（参考）2019 年度下期における発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）

2019 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）の全国合計を図 8 に示す。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。2019 年度供給計画時点からの補修量は若干増加傾向にある。



【図 8 2019 年度下期の発電機補修に伴う供給力減少量（全国合計）】

※ 2019 年度の供給計画時点からの変化分を反映

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2019 年度冬季の電力需給の見通し

2019 年度冬季が、至近 10 か年で最も厳寒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 4.3%（12 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 19 2019 年度厳寒 H1 需要発生時の需給バランス】

(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´)	6,995 (45)	559	1,480 (15)	4,956 (30)	8,724 (131)	2,369	534	2,560 (98)	1,112	524	1,625 (32)	15,719 (175)	165	15,884 (175)
最大電力需要	6,316	505	1,336	4,475	8,363	2,271	512	2,454	1,066	503	1,558	14,679	111	14,790
供給予備力	679	54	144	481	361	98	22	106	46	22	67	1,040	54	1,094
供給予備率	10.8	10.8	10.8	10.8	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	7.1	48.6	7.4
予備率3%確保 に対する過不足分	490	39	104	347	110	30	7	32	14	7	21	600	51	651
【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´)	7,542 (45)	563	1,528 (15)	5,451 (30)	9,014 (131)	2,493	564	2,641 (98)	1,141	529	1,645 (32)	16,556 (175)	172	16,728 (175)
最大電力需要	7,059	527	1,430	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,495	116	15,612
供給予備力	483	36	98	349	578	160	36	169	73	34	105	1,061	55	1,116
供給予備率	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	47.5	7.2
予備率3%確保 に対する過不足分	272	20	55	196	325	90	20	95	41	19	59	596	52	648
【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´)	7,521 (45)	562	1,519 (15)	5,440 (30)	8,995 (131)	2,488	563	2,635 (98)	1,139	528	1,642 (32)	16,516 (175)	178	16,694 (175)
最大電力需要	7,053	527	1,424	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,490	116	15,606
供給予備力	467	35	94	338	559	155	35	164	71	33	102	1,026	62	1,088
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	53.5	7.0
予備率3%確保 に対する過不足分	256	19	52	185	306	85	19	90	39	18	56	561	59	620
【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´)	7,291 (15)	552	1,536 (15)	5,202 (30)	8,741 (107)	2,484	553	2,551 (90)	1,100	510	1,544 (17)	16,032 (122)	175	16,206 (122)
最大電力需要	6,181	468	1,302	4,410	7,789	2,214	492	2,273	980	454	1,376	13,970	111	14,082
供給予備力	1,109	84	234	792	952	271	60	278	120	55	168	2,061	63	2,125
供給予備率	17.9	17.9	17.9	17.9	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	14.8	56.8	15.1
予備率3%確保 に対する過不足分	924	70	195	659	718	204	45	210	90	42	127	1,642	60	1,702

- ※ 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、2019 年度の供給計画からの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

（２） 厳寒 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

厳寒 H1 需要発生時におい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%」¹⁰、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、厳寒 H1 需要発生時の需給バランスの予備率 3%に対する超過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进行评估した。（表 20,21）。

沖縄を除く 9 エリアの 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、2019 年度冬季（厳寒 H1）における最大需要断面の予備率 3%超過分は最小でも 2 月の「561 万 kW」であり、所要の供給力が確保されているといえる。

また、沖縄エリアについて、エリア内単機最大ユニットは「24 万 kW」（送電端）である。これに対して、2019 年度冬季（厳寒 H1）における最大需要断面の予備率 3%超過分は最小でも 12 月の「51 万 kW」であり、沖縄エリアでエリア内単機最大ユニットが脱落した場合においても、所要の供給力が確保されているといえる。

【表 20 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 21 予備率 3%に対する超過分の供給力】

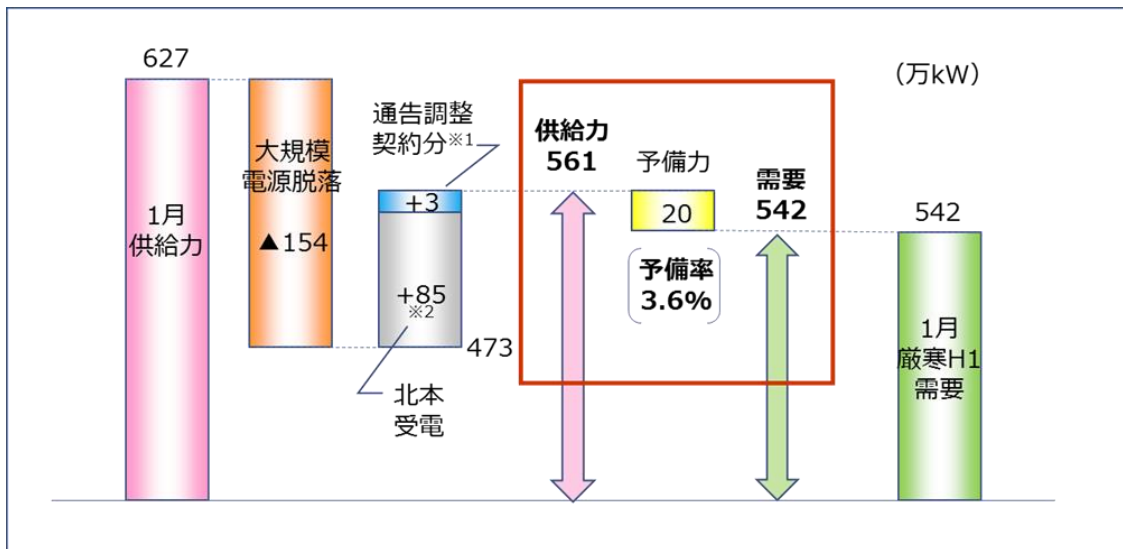
（送電端 万 kW）

	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
12月	490	39	104	347	110	30	7	32	14	7	21	600	51	651
1月	272	20	55	196	325	90	20	95	41	19	59	596	52	648
2月	256	19	52	185	306	85	19	90	39	18	56	561	59	620
3月	924	70	195	659	718	204	45	210	90	42	127	1,642	60	1,702

¹⁰ 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_shiryuu.html

なお、北海道エリアについては、厳気象 H1 需要と供給力減少リスクが同時に発生した場合においても予備率 3%が確保できる見込みであるが、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（北本連系線の設備容量 90 万 kW）、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（最大機である苫東厚真発電所 4 号機（66 万 kW¹¹）の停止は、予備率 12.2%の喪失に相当）、から、北海道胆振東部地震発生時の電源脱落实績を踏まえた 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た。（図 9）



【図 9 北海道エリアの供給力減少リスク確認】

¹¹ 送電端の値

5. 2019 年度冬季の需給見通しの検証の総括

2019 年度冬季が、至近 10 か年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。

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。

北海道エリアにおいては、154 万 kW の大規模電源脱落時においても厳寒 H1 需要に対して予備率 3%を確保できる見通しである。

【補足】2019 年度冬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 22 に示す。

中部 (12 月)・四国 (12 月~3 月)・九州 (12 月) エリアで、予備率が 3%を下回る。

【表 22 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,%)

【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´)	7,295 (45)	602	1,454 (15)	5,239 (30)	8,843 (131)	2,343	561	2,697 (98)	1,113	520	1,610 (32)	16,139 (175)	170	16,308 (175)
最大電力需要	6,497	519	1,375	4,603	8,468	2,300	518	2,485	1,079	509	1,577	14,965	111	15,076
供給予備力	798	83	80	636	375	43	42	212	34	11	33	1,174	59	1,232
供給予備率	12.3	15.9	5.8	13.816	4.4	1.9	8.1	8.5	3.1	2.1	2.1	7.8	52.6	8.2
予備率3%確保 に対する過不足分	604	67	39	498	121	▲26	27	138	1	▲5	▲14	725	55	780
【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´)	7,831 (45)	627	1,519 (15)	5,685 (30)	9,167 (131)	2,479	575	2,785 (98)	1,149	486	1,693 (32)	16,998 (175)	176	17,174 (175)
最大電力需要	7,250	542	1,468	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,915	116	16,032
供給予備力	581	85	51	445	502	82	32	247	52	▲23	111	1,083	60	1,143
供給予備率	8.0	15.7	3.5	8.5	5.8	3.4	5.9	9.7	4.7	▲4.4	7.0	6.8	51.4	7.1
予備率3%確保 に対する過不足分	364	69	7	288	242	10	16	170	19	▲38	64	605	56	662
【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´)	7,777 (45)	629	1,517 (15)	5,630 (30)	9,180 (131)	2,517	574	2,751 (98)	1,158	492	1,687 (32)	16,957 (175)	183	17,140 (175)
最大電力需要	7,245	542	1,463	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,910	116	16,026
供給予備力	532	87	54	390	514	120	31	213	61	▲17	106	1,047	67	1,114
供給予備率	7.3	16.1	3.7	7.5	5.9	5.0	5.8	8.4	5.6	▲3.4	6.7	6.6	57.6	6.9
予備率3%確保 に対する過不足分	315	71	11	233	255	49	15	137	28	▲32	58	569	63	633
【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´)	7,603 (15)	598	1,435 (15)	5,570 (30)	8,856 (107)	2,457	570	2,630 (90)	1,121	424	1,653 (17)	16,459 (122)	179	16,639 (122)
最大電力需要	6,359	482	1,340	4,537	7,845	2,233	497	2,293	988	458	1,376	14,203	111	14,315
供給予備力	1,245	117	95	1,033	1,012	224	74	337	133	▲34	278	2,256	68	2,324
供給予備率	19.6	24.2	7.1	22.8	12.9	10.0	14.8	14.7	13.4	▲7.4	20.2	15.9	61.0	16.2
予備率3%確保 に対する過不足分	1,054	102	55	897	776	157	59	269	103	▲48	236	1,830	65	1,895

※ 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22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23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12、3月において、中国九州間連系線(以下、「関門連系線」という。)では3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23 連系線活用を考慮した場合の需給バランス¹²(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
【12月】														
供給力	7,184	574	1,520	5,090	8,954	2,432	548	2,628	1,141	538	1,668	16,139	170	16,308
(内 電源 I ¹)	(45)		(15)	(30)	(131)			(98)			(32)	(175)		(175)
最大電力需要	6,497	519	1,375	4,603	8,468	2,300	518	2,485	1,079	509	1,577	14,965	111	15,076
供給予備力	6.87	5.5	1.45	4.87	4.86	1.32	3.0	1.43	6.2	2.9	9.1	1.174	5.9	1.232
供給予備率	10.6	10.6	10.6	10.6	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	7.8	52.6	8.2
予備率3%確保 に対する過不足分	493	39	104	349	232	63	14	68	30	14	43	725	55	780
【1月】														
供給力	7,743	579	1,568	5,597	9,255	2,560	579	2,711	1,172	544	1,689	16,998	176	17,174
(内 電源 I ¹)	(45)		(15)	(30)	(131)			(98)			(32)	(175)		(175)
最大電力需要	7,250	542	1,468	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,915	116	16,032
供給予備力	4.93	3.7	1.00	3.57	5.90	1.63	3.7	1.73	7.5	3.5	10.8	1.083	6.0	1.143
供給予備率	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	51.4	7.1
予備率3%確保 に対する過不足分	276	21	56	199	330	91	21	97	42	19	60	605	56	662
【2月】														
供給力	7,721	577	1,559	5,585	9,235	2,554	578	2,706	1,169	542	1,686	16,957	183	17,140
(内 電源 I ¹)	(45)		(15)	(30)	(131)			(98)			(32)	(175)		(175)
最大電力需要	7,245	542	1,463	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,910	116	16,026
供給予備力	4.77	3.6	9.6	3.45	5.70	1.58	3.6	1.67	7.2	3.3	10.4	1.047	6.7	1.114
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	57.6	6.9
予備率3%確保 に対する過不足分	259	19	52	188	310	86	19	91	39	18	57	569	63	633
【3月】														
供給力	7,488	567	1,578	5,343	8,971	2,554	568	2,622	1,130	524	1,574	16,459	179	16,639
(内 電源 I ¹)	(15)		(15)		(107)			(90)			(17)	(122)		(122)
最大電力需要	6,359	482	1,340	4,537	7,845	2,233	497	2,293	988	458	1,376	14,203	111	14,315
供給予備力	1,130	86	238	806	1,127	321	71	329	142	66	198	2,256	68	2,324
供給予備率	17.8	17.8	17.8	17.8	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	14.4	15.9	61.0	16.2
予備率3%確保 に対する過不足分	939	71	198	670	891	254	56	260	112	52	157	1,830	65	1,895

※ 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

(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23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)。

- ・12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
- ・1,2月：北海道・東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州の9エリアのブロック

¹² 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

- ・3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

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。

2017年度冬季における、各エリアの最大需要実績を表24に、ブロックの最大需要実績と需要減少率を表25に示す。

【表24 各エリアの最大需要実績（2017年度冬季）】

(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	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	541	2,560	1,103	508	1,575	110

※ 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25 ブロックの最大需要実績と需要減少率（2017年度冬季）】

(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	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	1/25	1/24	1/24	2/2	1/25	—
時間帯	19:00	19:00	19:00	10:00	19:00	—
ブロック最大 (⑪)	7076	8,557	7,029	6,595	15,524	ブロックの最大
各エリア最大の合計 (⑫)	7,280 Σ(①~③)	8,665 Σ(④~⑨)	7,090 Σ(④~⑧)	6,755 Σ(②~③)	15,944 Σ(①~⑨)	最大の合計
差分(⑬)	▲203	▲107	▲61	▲159	▲420	⑪-⑫
需要減少率	▲2.79%	▲1.24%	▲0.86%	▲2.36%	▲2.64%	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、冬季において、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こととする¹³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。

¹³ 各エリアの厳気象対象年度は、2.2019年度冬季の需要の想定 表12 2019年度冬季(1月)の需要見直し 参照

2019 年度冬季（12～3 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 26 に、不等時性考慮前後の各エリアの厳気象（厳寒）H1 需要（1 月）を表 27 に示す。

【表 26 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	▲2.79%			▲1.24%						0%
1月	▲2.64%									
2月										
3月	▲2.79%			▲0.86%						0%

【表 27 不等時性考慮前後の需要値（2019 年度冬季：1 月）】

（送電端 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	7,250	542	1,468	5,240	8,665	2,397	542	2,539	1,097	509	1,582	15,915	116	16,032
考慮後	7,059	527	1,430	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,495	116	15,612
差分	▲191	▲14	▲39	▲138	▲229	▲63	▲14	▲67	▲29	▲13	▲42	▲420	0	▲420

（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（1 月）を表 28 に示す。

【表 28 計画外停止考慮前後の供給力（1 月）】

（送電端 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 [*]	7,831	627	1,519	5,685	9,167	2,479	575	2,785	1,149	486	1,693	16,998	176	17,174
考慮後	7,627	610	1,480	5,537	8,929	2,414	559.6	2,713	1,119	473	1,649	16,556	171	16,728
差分	▲204	▲16	▲40	▲148	▲238	▲64	▲15	▲72	▲30	▲13	▲44	▲442	▲5	▲447

※ 「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¹⁴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。

¹⁴ 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

(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 29 に示す。

【表 29 2019 年度厳寒 H1 需要発生時の需給バランス¹⁵（最大需要断面）】

(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')	6,995 (45)	559	1,480	4,956 (30)	8,724 (131)	2,369	534	2,560 (98)	1,112	524	1,625 (32)	15,719 (175)	165	15,884 (175)
最大電力需要	6,316	505	1,336	4,475	8,363	2,271	512	2,454	1,066	503	1,558	14,679	111	14,790
供給予備力	679	54	144	481	361	98	22	106	46	22	67	1,040	54	1,094
供給予備率	10.8	10.8	10.8	10.8	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	7.1	48.6	7.4
予備率3%確保 に対する過不足分	490	39	104	347	110	30	7	32	14	7	21	600	51	651
【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')	7,542 (45)	563	1,528	5,451 (30)	9,014 (131)	2,493	564	2,641 (98)	1,141	529	1,645 (32)	16,556 (175)	172	16,728 (175)
最大電力需要	7,059	527	1,430	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,495	116	15,612
供給予備力	483	36	98	349	578	160	36	169	73	34	105	1,061	55	1,116
供給予備率	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	6.8	47.5	7.2
予備率3%確保 に対する過不足分	272	20	55	196	325	90	20	95	41	19	59	596	52	648
【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')	7,521 (45)	562	1,519	5,440 (30)	8,995 (131)	2,488	563	2,635 (98)	1,139	528	1,642 (32)	16,516 (175)	178	16,694 (175)
最大電力需要	7,053	527	1,424	5,102	8,436	2,333	528	2,472	1,068	496	1,540	15,490	116	15,606
供給予備力	467	35	94	338	559	155	35	164	71	33	102	1,026	62	1,088
供給予備率	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	6.6	53.5	7.0
予備率3%確保 に対する過不足分	256	19	52	185	306	85	19	90	39	18	56	561	59	620
【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')	7,291 (15)	552	1,536	5,202 (30)	8,741 (107)	2,484	553	2,551 (90)	1,100	510	1,544 (17)	16,032 (122)	175	16,206 (122)
最大電力需要	6,181	468	1,302	4,410	7,789	2,214	492	2,273	980	454	1,376	13,970	111	14,082
供給予備力	1,109	84	234	792	952	271	60	278	120	55	168	2,061	63	2,125
供給予備率	17.9	17.9	17.9	17.9	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	12.2	14.8	56.8	15.1
予備率3%確保 に対する過不足分	924	70	195	659	718	204	45	210	90	42	127	1,642	60	1,702

- ※ 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、2019 年度の供給計画からの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

〔補足〕3月の九州エリアの予備率について

上表において、3月の九州エリアの予備率は他の中西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、閉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。

¹⁵ 表 19 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)

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10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44回委員会（2019年10月23日）

（議題）

- ・ 2019年度夏季の電力需給実績と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