

2017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の概要（案）

2017年10月12日
調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 需給検証については、昨年8月30日の「電力需給検証小委員会」にて以下が整理されている。
 - ・需給検証の作業の場を広域機関へ移管。(※電力コストや温室効果ガス排出への影響等については、引き続き経済産業省事務局にて整理)
 - ・広域機関からの検証結果の報告を踏まえ、報告内容の妥当性や電力需給対策方針の審議を電力・ガス基本政策小委員会を実施。
- 今回、2017年度夏季電力需給実績の分析と2017年度冬季の電力需給の見通しについてとりまとめたのでご審議いただきたい。

電力需給検証の概要について

対象	エリア全体の事業者
供給力	送電端ベース
	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
供給力減少リスクの確認	厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて厳寒H1需要に対するN-1故障影響の確認 ※ 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
需要想定	供給計画のH3需要想定をベースに厳寒H1需要を想定

第1章 2017年度夏季の電力需給の結果分析

1. 電力需給の状況
2. 需 要
3. 供 給
4. 2017年度夏季の電力需給の結果分析の総括

第2章 2017年度冬季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方
2. 2017年度冬季の需要の想定
3. 2017年度冬季の供給力の想定
4. 電力需給バランスの検証
5. 2017年度冬季の需給見通しの検証の総括

第1章 2017年度夏季の電力需給の結果分析

1. 電力需給の状況

<2017年度夏季の需給状況（全国 最大需要日 送電端）>

エリア	実績					猛暑H1想定※1		
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	最大需要※2 (万kW)	供給力※3 (万kW)	予備率※4
北海道	8月24日(木)	14～15時	391	500	27.9%	446	511	14.7%
東北			1,151	1,465	27.3%	1,381	1,540	11.5%
東京			5,171	5,761	11.4%	5,550 (5,600)	5,744	3.5%
東3エリア			6,713	7,726	15.1%	7,377 (7,427)	7,795	5.7%
中部			2,473	2,740	10.8%	2,568 (2,587)	2,645	3.0%
北陸			478	509	6.4%	522	544	4.3%
関西			2,609	2,866	9.9%	2,671 (2,688)	2,888	8.1%
中国			1,077	1,191	10.6%	1,095	1,347	23.0%
四国			514	604	17.6%	530	632	19.2%
九州			1,548	1,862	20.3%	1,606 (1,616)	1,755	9.3%
中西エリア			8,698	9,772	12.4%	8,991 (9,037)	9,809	9.1%
全国9エリア			15,410	17,498	13.5%	16,369 (16,465)	17,604	7.5%
沖縄			144	224	55.5%	152	218	43.7%
全国10エリア			15,554	17,721	13.9%	16,520 (16,616)	17,821	7.9%

※1 供給計画をベースに猛暑H3需要を見通し、さらにH1/H3比率等（一部東京は別途）を用いて想定した8月猛暑H1需要。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成29年4月6日）で報告。

※2 括弧の値は電源 I' (DR) 考慮前の値
※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※3、4 エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会にて確認。

※ 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ざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 本表以降、本資料の夏季実績については速報値や推計値が含まれる。

1. 電力需給の状況

<2017年度夏季の需給状況（エリア別 最大需要日 送電端）>

エリア	実績					猛暑H1想定※1		
	最大需要日	時間	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率	最大需要※2 (万kW)	供給力※3 (万kW)	予備率※4
北海道	7月14日(金)	16～17時	433	521	20.1%	446	511	14.7%
東北	7月21日(金)	16～17時	1,302	1,517	16.6%	1,381	1,540	11.5%
東京	8月9日(水)	13～14時	5,383	6,316	17.4%	5,550 (5,600)	5,744	3.5%
東3エリア	—	—	7,118	8,354	17.4%	7,377 (7,427)	7,795	5.7%
中部	8月24日(木)	14～15時	2,473	2,740	10.8%	2,568 (2,587)	2,645	3.0%
北陸	7月21日(金)	14～15時	502	576	14.7%	522	544	4.3%
関西	8月24日(木)	16～17時	2,638	2,866	8.7%	2,671 (2,688)	2,888	8.1%
中国	8月24日(木)	14～15時	1,077	1,191	10.6%	1,095	1,347	23.0%
四国	8月25日(金)	16～17時	520	577	11.0%	530	632	19.2%
九州	8月1日(火)	14～15時	1,585	2,022	27.5%	1,606 (1,616)	1,755	9.3%
中西エリア	—	—	8,794	9,970	13.4%	8,991 (9,037)	9,809	9.1%
全国9エリア	—	—	15,912	18,325	15.2%	16,369 (16,465)	17,604	7.5%
沖縄	7月31日(月)	11～12時	151	205	36.0%	152	218	43.7%
全国10エリア	—	—	16,063	18,530	15.4%	16,520 (16,616)	17,821	7.9%

※1 供給計画をベースに猛暑H3需要を見直し、さらにH1/H3比率等（一部東京は別途）を用いて想定した8月猛暑H1需要。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成29年4月6日）で報告。

※2 括弧の値は電源 I' (DR) 考慮前の値

※3、4 エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第15回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会で確認。

※ 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。

2. 需要 (1) 猛暑H1 想定 の前提条件と実績

○全国的に、想定したほどの猛暑とはならず、実績は想定を下回った。沖縄エリアについては、想定以上の厳気象となったが、気象要因以外の需要減があり、実績は想定を下回った。北海道エリアについては、7月の想定は上回る実績であった。(資料2-1参考資料1)

2017年度夏季実績(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	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力年)		2010	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009	
気象感応度 (最高気温・万kW/°C)	想定	3	35	126	71 (累積不快指数 1ptあたり)	13 (合成不快指数 1ptあたり)	80	28	23	43	4	
	実績	3	31	157	79	15	75	27	22	48	3	
最高気温以外の 考慮要素		最低気温	前2日平均気温、 最小湿度	前3日平均気温	累積不快指数 (最高気温 不使用)	当日不快指数と 前5日不快指数との 合成不快指数 (最高気温不使用)	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 不使用)	前5日最高気温 平均、最小湿度	前5日最高気温 平均	前3日平均気温	
H3気温(°C)	想定	30.6	32.5	34.9	83.9pt	82.9pt	35.6/21.5	33.8	34.4	34.3	33.0	
	実績	H1	34.9	34.2	36.1	83.5pt	82.8pt	34.7/21.8	34.7 ^{※3}	35.4 ^{※3}	34.9	35.0
		H2	33.1	33.8	35.2	84.1pt	82.2pt	34.7/23.0	34.4	34.6	35.1	33.6
		H3	33.2	34.0	33.9	81.2pt	82.6pt	34.7/24.2	34.5	34.5	34.8	34.3
		H3平均	33.7	34.0	35.1	82.9pt	82.5pt	34.7/23.0	34.5	34.8	34.9	34.3
H3需要 (万kW)	想定	406 426	1,270 1,299	5,253	2,429	498	2,548	1,045	502	1,511	145	
	実績	H1	433 ^{※2}	1,302	5,383	2,473	502	2,638	1,077	520	1,585	151
		H2	426	1,289	5,171	2,431	490	2,621	1,072	519	1,562	148
		H3	408	1,288	5,152	2,383	488	2,619	1,058	512	1,556	147
		H3平均	422	1,293	5,235	2,429	493	2,626	1,069	517	1,568	149
H3気温想定(再掲)(°C)		30.6	32.5	34.9	83.9pt	82.9pt	35.6/21.5	33.8	34.4	34.3	33.0	
猛暑H3想定気温(°C)		33.0	34.9	37.0 (猛暑H1前提)	85.5pt	84.4pt	36.6/20.6	34.6	35.0	36.2	34.0	
猛暑H3想定(万kW)		422 442	1,337 1,366	—	2,543	517	2,653	1,082	520	1,603	150	
H1/H3比率 (5か年実績平均)		1.01	1.03 1.01	—	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01	
猛暑H1想定(万kW)		426 446	1,372 1,381	5,600	2,587	522	2,688	1,095	530	1,616	152	
猛暑H1/H3比率(結果)		1.05	1.08 1.06	1.07	1.07	1.05	1.05	1.05	1.06	1.07	1.05	
H1/H3比率 (2017年度夏季実績)		1.03	1.01	1.03	1.02	1.02	1.00	1.01	1.01	1.01	1.01	

(実績気温について、中国エリアは最大電力発生時刻気温、関西エリアは累積5日最高気温および累積5日露点温度、その他エリアは最高気温を記載。)

※1 東京エリアは、一般送配電事業者が合理的な想定方法として示した「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」に基づく。

※2 北海道エリアは、7月猛暑H1想定を超える需要となったが、最低気温も含めた評価により厳気象対象年度は変更なし。

※3 中国エリアは最大電力発生時刻気温以外、四国エリアは最高気温以外の要素も含めた評価により厳気象対象年度は変更なし。

※ 7、8月で異なる場合は上段7月、下段8月

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

<需要※1の主な増減要因分析>

(送電端)

	実績－想定 (万kW)※2	差の主な要因
合計	▲ 554	
気温影響	▲ 640	猛暑H1需要を想定していたが、一部を除いて前提とした猛暑気象とならなかったことから需要が減少した。
その他 (経済・節電影響等)	87	2017年度のGDP及びIIPの伸び率の上方修正 (GDP:+1.1%→+1.6%、IIP:+2.0%→+4.3%)

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 実績は10エリアのそれぞれの最大需要発生日における実績値の合計、想定は10エリアそれぞれの事前の猛暑H1想定(DR考慮前)の値の合計。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2. 需要 (2) 需要の減少要因

○各エリアの夏季最大需要日の需要実績の合計は、16,063万kWであり、猛暑を前提に想定した需要16,616万kWを554万kW下回った。

○実績と想定との差分の内訳では、前提とした猛暑より気温が低いエリアが多かったことによる気温影響(▲640万kW)が大きく、その他要因による影響(+87万kW)を上回っている。

(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
最大需要※1,2 (想定)	7,427	446	1,381	5,600	9,037	2,587	522	2,688	1,095	530	1,616	16,465	152	16,616
最大需要※1 (実績)	7,118	433	1,302	5,383	8,794	2,473	502	2,638	1,077	520	1,585	15,912	151	16,063
差分※3	▲ 310	▲ 12	▲ 80	▲ 218	▲ 243	▲ 114	▲ 20	▲ 50	▲ 18	▲ 10	▲ 31	▲ 553	▲ 1	▲ 554
気温影響	▲ 275	▲ 6	▲ 62	▲ 207	▲ 367	▲ 142	▲ 21	▲ 118	▲ 18	▲ 12	▲ 56	▲ 642	2	▲ 640
その他(経済・節 電影響等)	▲ 35	▲ 7	▲ 18	▲ 11	124	28	1	67	0	2	26	89	▲ 3	87

<想定的前提>

○H29年度供給計画の需要をベースに、厳気象影響を考慮して想定。厳気象については、北海道・北陸・中国・四国は2010年度、東北・東京・中部は2015年度、関西・九州は2013年度、沖縄は2009年度並の猛暑を想定。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 DR発動前の想定値。

※3 実績(10エリアのそれぞれの最大需要発生日における実績値の合計)と第15回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想定との差分。

※ 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。

2. 需要 (3) 需要ピーク時間帯の確認

- 2017年度(7、8月)の各エリアにおける上位3日の最大需要発生時間帯(ピーク時間帯)は以下のとおり。
- 北海道、四国、沖縄エリアについては、最大需要発生時間が上位3日とも、一般送配電事業者が指定する供給計画における記載断面の時間帯と一致しなかった。

各エリアの最大需要発生時間(7、8月)

()内は日付

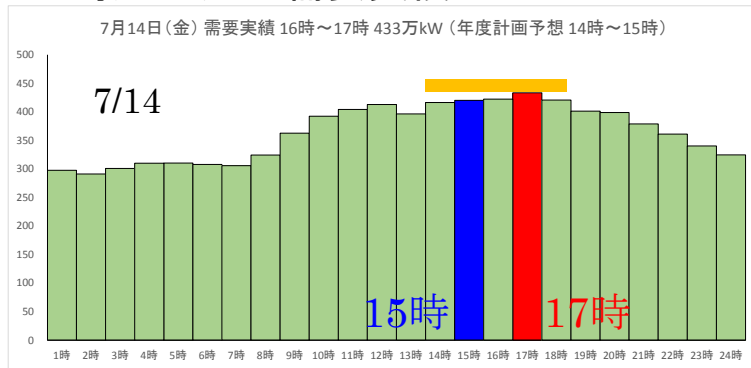
エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの一般送配電事業者が指定する記載断面	7月	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	17時	15時
	8月	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	17時	15時
最大需要発生時間	第一位	17時 (7/14)	17時 (7/21)	14時 (8/9)	15時 (8/24)	15時 (7/21)	17時 (8/24)	15時 (8/24)	17時 (8/25)	15時 (8/1)	12時 (7/31)
	第二位	17時 (7/13)	15時 (7/14)	15時 (8/24)	15時 (8/25)	15時 (8/4)	17時 (8/25)	15時 (8/23)	16時 (7/31)	16時 (7/31)	16時 (8/1)
	第三位	17時 (7/10)	15時 (7/11)	12時 (8/25)	15時 (8/29)	15時 (7/20)	15時 (7/31)	15時 (8/4)	17時 (8/24)	17時 (8/4)	16時 (8/3)

 上位3日のピーク時間帯の実績がいずれも供給計画の記載断面と異なっていたエリア

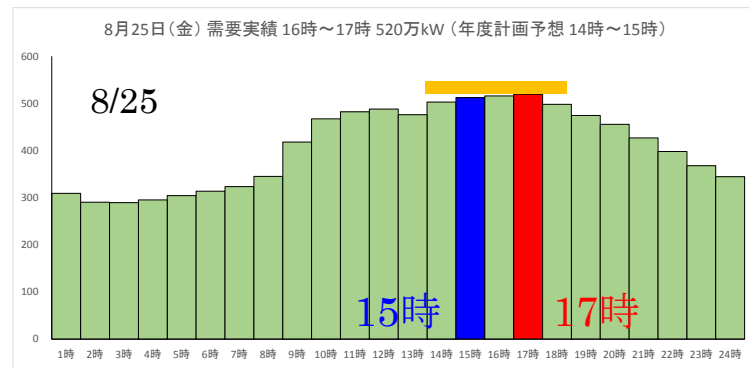
<需要面の検証 需要実績カーブ>

- 北海道エリアにおいては、7月中旬までは17時以降にピークが出る特性であったところ、今夏のH3日については、7月としては高気温となり、冷房需要が重なり17時ピークとなった。(資料2-1参考資料1)
- 四国エリアの今夏のH3日については、いずれも夕刻ごろまで高気温が継続したことから15時以降の時間帯で最大電力を記録した。
- 沖縄エリアについては需要カーブが平坦なことから、ピーク時間帯が前後したものと考えられる。

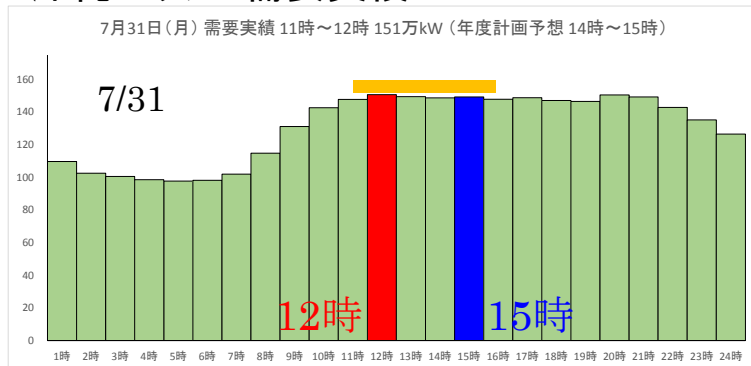
北海道エリア 需要実績カーブ



四国エリア 需要実績カーブ



沖縄エリア 需要実績カーブ



: 一般送配電事業者が 供給計画において想定したピーク時間帯

: 最大需要発生時間 (ピーク時間帯)

3. 供給

<2017年度夏季の供給力（実績）と事前の想定との差 全国最大需要日>

- 全国（10エリア）最大需要日（8月24日14時～15時）における10エリア合計の供給力実績と猛暑H1における想定との差は▲100万kWであった。
- 太陽光は想定では下位5日の平均値を安定的に見込める供給力としており、実績では995万kWの増になったこと等から、1,070万kWの火力の需給停止を実施していた。

(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	17,721	17,821	▲100	
原子力	428	255	+174	・高浜原発3、4号機の稼働および川内原発、伊方原発の定格熱出力一定運転による増
火力	11,098	12,357	▲1,259	計画外停止※2 ▲119 需給停止※3 ▲1,070 その他※4 ▲70 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）による減
水力	1,097	1,136※5	▲39	出水状況および貯水池運用による減 （計画外停止 ▲10万kW含む）
揚水	2,016	2,134	▲118	需給状況を考慮した日々の運用による減 （計画外停止 ▲33万kW含む）
太陽光	1,901	906	+995	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	73	4	+69	
地熱	25	27※6	▲2	計画外停止（▲2万kW）による減
その他※7	1,083	1,002	+81	

※1 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
 ※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。
 ※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 計画外停止における想定時点の供給力（補修等考慮）からの減少量と、当日の供給力減少量との差分、火力増出力運転未実施分等を含む。

※5 実績・想定比較のため前回想定値から、実績データ収集を行った事業者の供給力の想定値に見直し。
 ※6 事業者提出データに誤りがあったため、前回想定値から数値を修正。
 ※7 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。

3. 供給 ＜計画外停止件数、老朽火力の発電電力量＞

○全国最大需要日における計画外停止は164万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲1.1%であった。
 ○7・8月における老朽火力の発電電力量合計については、111億kWhであった。

7月～8月における計画外停止 ^{※1}	全国計(万kW)	発生日	全国最大需要日に発生した場合の予備率への影響
最大値	508	7月4日	▲ 3.3%
平均値	258	—	▲ 1.7%
全国最大需要日の実績値	164	8月24日	▲ 1.1%

全国最大需要	日時	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
	8月24日 15時	15,554	17,721	13.9%

	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 ^{※4} [億kWh]	合計
夏季(7月～8月)	220件	40件	216件	夏季(7月～8月)	111

※1 火力以外も含む

※2 老朽火力 : 2017年3月31日時点で運転開始から40年を経過した火力。

※3 報告対象 : 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、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 2016年度夏季実績までは、旧一般電気事業者9社を対象に2012年度末に40年を経過したものを対象として発電電力量の推移を確認しており、7,8月の実績は51億kWhであった。2017年度夏季実績については、旧一般電気事業者9社に加え、沖縄電力およびその他発電事業者15社からもデータを収集し、また、2016年度末に40年を経過したものを対象としている。

- 2017年度 夏季の想定にあたっては、猛暑リスクを想定し、過去10年間で最も猛暑だった年度並みの気象条件で想定を行っていたが、実績の気象では、前提としたほどの猛暑とはならなかった。全国大で見れば需要が想定を下回り、全国最大需要日の実績は、事前の想定16,616万kWに対し、15,554万kWであった。
- 全国最大需要日の供給力合計は17,721万kWであり、予備率は13.9%であった。計画外停止は164万kW(予備率への影響は▲1.1%)であったが、日射状況や風況、また原子力の稼働による供給力の増、猛暑を前提に検討していた需要の実績差等により、結果的には火力の需給停止も1,070万kW実施しており、安定した状況であった。
- 夏季を通じて、広域機関指示による融通の発動もなく、全般的にも安定した需給状況であった。

- 供給計画において、太陽光供給量の増大に伴って予備率最低時刻が最大需要発生時から点灯帯(夕刻)にずれる傾向を示しているエリアがあることが確認されたことから、夏季のH1発生日において同様の確認を行った。
- 実績において当日の需要の状況から17時に予備率が低下したエリアがあったが、必要予備力は確保できており特段問題はなかった。(8月24日の中部エリアについては、計画値に対し17時の実績で、エリア需要が増加し予備率が低くなっている。)

○各エリアH1発生日における予備率(7、8月)(%)

エリア	エリア最大需要 発生日時			エリア最大需要 発生時	エリア最大需要 発生日 17時	エリア最大需要 発生日 20時
	北海道	7月14日	(金)	17時	20.1	
東北	7月21日	(金)	17時	16.6		23.4
東京	8月9日	(水)	14時	17.4	14.2	23.0
中部	8月24日	(木)	15時	10.8	3.9	6.5
北陸	7月21日	(金)	15時	14.7	16.7	22.3
関西	8月24日	(木)	17時	8.7		11.5
中国	8月24日	(木)	15時	10.6	10.3	10.3
四国	8月25日	(金)	17時	11.0		10.8
九州	8月1日	(火)	15時	27.5	18.2	11.6
沖縄	7月31日	(月)	12時	36.0	30.4	24.4

8月24日の中部エリアの需給状況



- 当日朝8時時点の計画段階では、気象予想に基づき曇りベースの日を参考に需要想定を行ったが、当日の気象は、午前中から晴天となり、夕方の気温の低下量が少なかった。
- その結果、計画値に対し17時の実績は、エリア需要が増加し、更に火力トラブルも発生したため、予備力は3.9%となった。

◆17時の需給バランス他

[万kW, %, °C]

	エリア需要	供給力(太陽光)	予備力(率)	気温	天候
計画(8:00時点)	2,288	2,473 (76)	185 (8.1)	33.6	曇
実績	2,446	2,542 (153)	96 (3.9)	34.2	晴
増減	159	69 ^{※1} (77)	▲90 (▲4.2)	0.6	—

※1 火力トラブル(▲12万kW)を含む

(参考)

◆15時の需給バランス

[万kW, %]

	エリア需要	供給力(太陽光)	予備力(率)
計画(8:00時点)	2,362	2,553 (221)	190 (8.1)
実績	2,473	2,740 (350)	267 (10.8)
増減	111	187 (129)	76 (2.7)

◆20時の需給バランス

[万kW, %]

	エリア需要	供給力(太陽光)	予備力(率)
計画(8:00時点)	2,034	2,198 (0)	164 (8.1)
実績	2,150	2,291 (0)	140 (6.5)
増減	116	92 ^{※2} (0)	▲24 (▲1.6)

※2 火力トラブル(▲20万kW)を含む

注) 四捨五入の関係で増減が合わない場合がある。

(参考検討2) 需給バランス評価時刻(最需要時)以外での評価

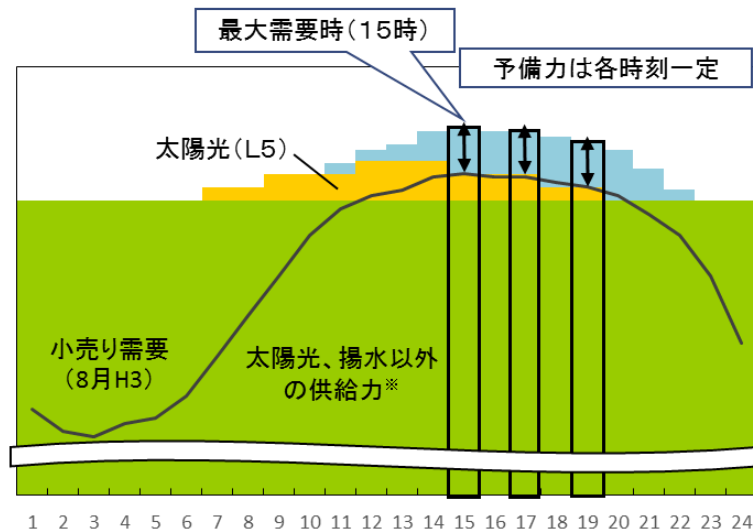
- 需給バランスの評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻(以下、最大需要発生時[※])において、供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しくなる(供給予備率が低くなる)であろうという考え方により行ってきたものである。

※最大需要発生時

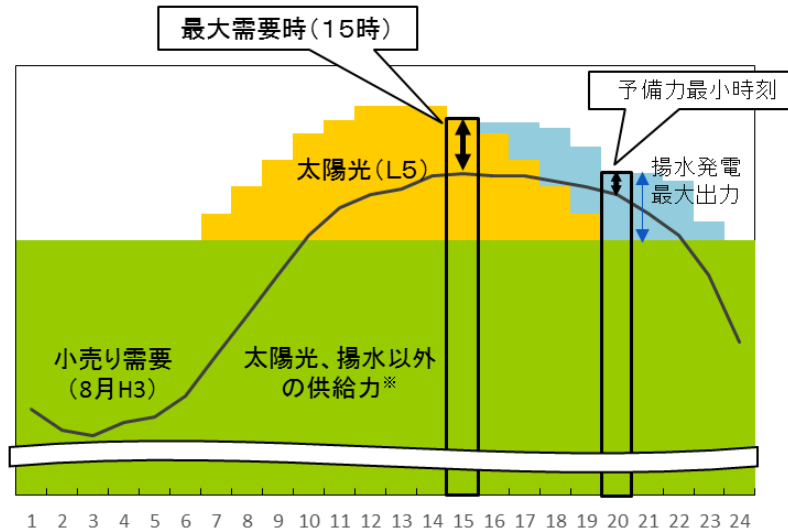
○北海道・東北:1月18時 ○東京・中部・北陸・関西・中国・四国:8月15時 ○九州エリア:8月17時

- 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。

従来の各時刻の供給力策定状況
(予備力一定)



近年の各時刻の供給力策定状況
(予備力最小時刻が夕刻へシフト)



※太陽光・揚水以外は、時間毎の供給力に変化が無いものとして計上

- 各エリアの各日の最大需要発生時のうち、予備率が最小となった日の17時、20時の予備率について確認した。
- 各エリア必要な予備率は確保されており、特段問題はなかった。

○最小予備率発生日(各日の最大需要発生時の予備率が最小の日)における予備率(7、8月)(%)

エリア	各日の最大需要発生時の予備率が最小の日とその時間			最大需要発生時 最小予備率	同日の17時		同日の20時
	日	曜日	時間				
北海道	7月13日	(木)	17時	18.1		20.6	
東北	7月10日	(月)	17時	10.8		20.3	
東京	8月30日	(水)	12時	6.4	9.1	17.3	
中部	8月22日	(火)	15時	5.2	7.5	10.8	
北陸	8月24日	(木)	15時	6.4	6.6	7.4	
関西	8月10日	(木)	17時	6.6		13.2	
中国	7月13日	(木)	17時	9.7		14.5	
四国	8月24日	(木)	17時	8.5		8.1	
九州	7月3日	(月)	17時	14.5		7.7	
沖縄	8月28日	(月)	16時	36.1	34.8	46.9	

第2章 2017年度冬季の電力需給の見通し

(1) 需要

- エリア別の最大電力需要(送電端)とする。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに冬季において10年に1回程度の厳寒における最大電力需要(厳寒H1)を一般送配電事業者にて想定する。なお、電源 I' (DR分)についても考慮する。

(2) 供給力

- エリア別として、①小売電気事業者が調達した供給力と②一般送配電事業者が調整力他として調達した供給力、更に③エリア内発電設備を保有する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)を足し合わせたものとする。(②には電源 I' (DR分以外)を、また、③にはエリアの火力増出力分を含む)
- 常時バックアップや自家発電余剰受電について、既受給契約に基づき安定的に見込める分と卸電力取引所での取引分は、先渡取引において既に約定した分のみを供給力として計上し、それ以外は計上しない。
- 需要を上回る供給力については、一旦、発電所所在地や供給力調達エリアの供給力として計上し(小売予備力や発電余力として計上)、その後、供給力確保状況に応じエリア間での取引を考慮する。

- 今回は供給計画に加え以下の事業者を対象にデータを求め分析を行った。(前回と同様のカバー率:供給量で99%、火力設備で95%とするため事業者15社を追加)
 - ✓ 旧一般電気事業者※ 及び平成28年度の供給量が2.5億kWh以上の小売電気事業者 計52社(旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の供給量の約99%をカバー)
 - ✓ 平成29年度供給計画における平成29年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が35万kW以上の発電事業者 計19社(旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の火力の設備量の約95%をカバー)

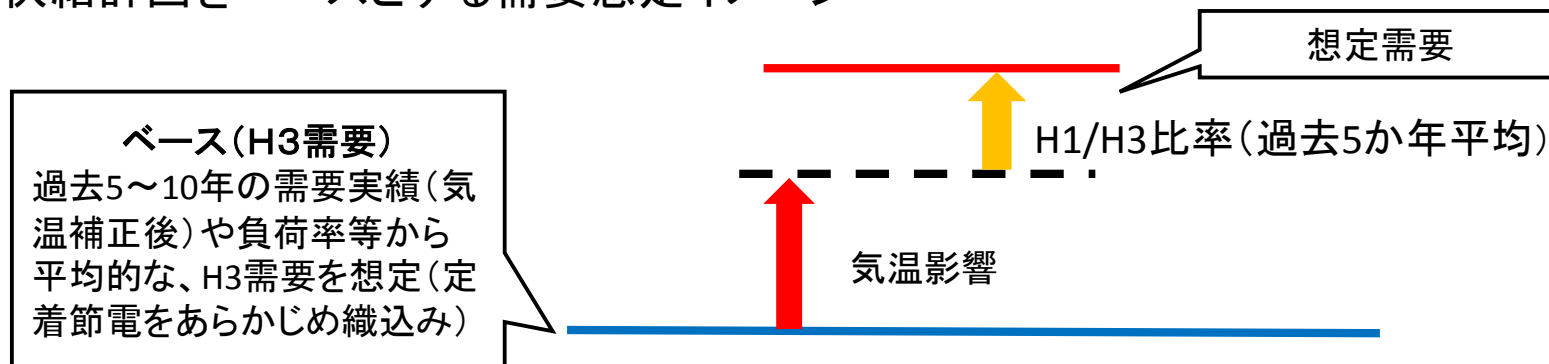
※ 一般送配電事業者、旧一般電気事業者である発電事業者及び小売電気事業者を含む。

(3) 電力需給バランスの検証

- 電力需給検証小委員会での基準(冬季における10年に1回程度の厳寒における最大電力需要(厳寒H1)の103%の供給力確保)とした。
- 厳寒H1需要に対して電源及び電源線のN-1故障による供給力の最大脱落量リスクを評価した。

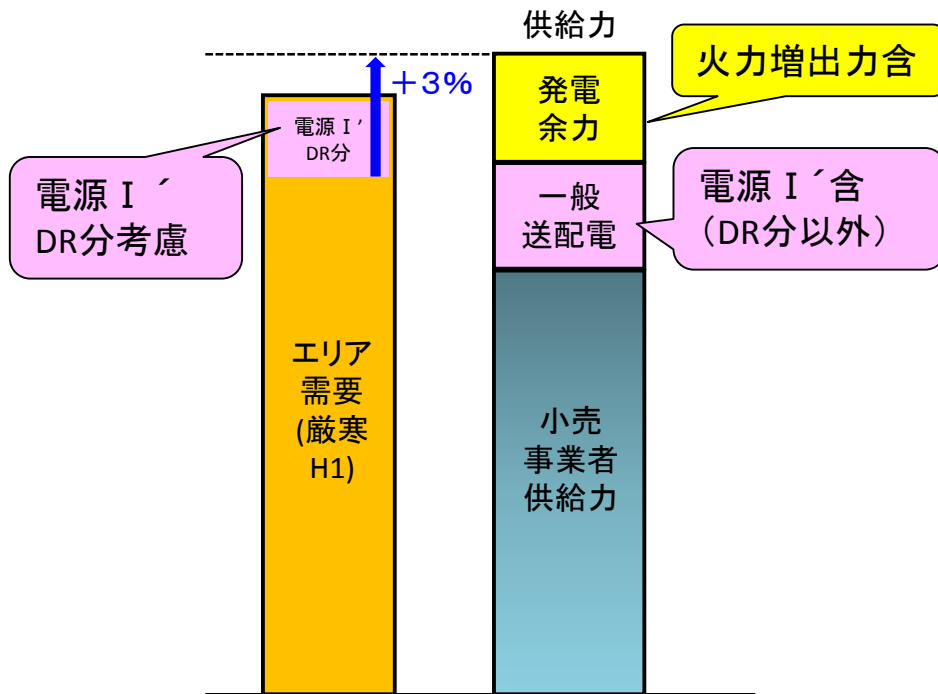
- 供給計画における、H3需要想定に対する厳気象時の気温影響及びH1/H3比率(過去5か年実績の平均)等を考慮し厳寒H1需要を想定した。
- なお、H3需要想定は、各一般送配電事業者が、送配電等業務指針及び需要想定要領に基づき、需要の時系列傾向または経済指標を反映した回帰式を用いつつ、節電や省エネルギーの進展、必要に応じ地域特性や個別需要家の動向等を考慮して想定している。

●供給計画をベースとする需要想定イメージ

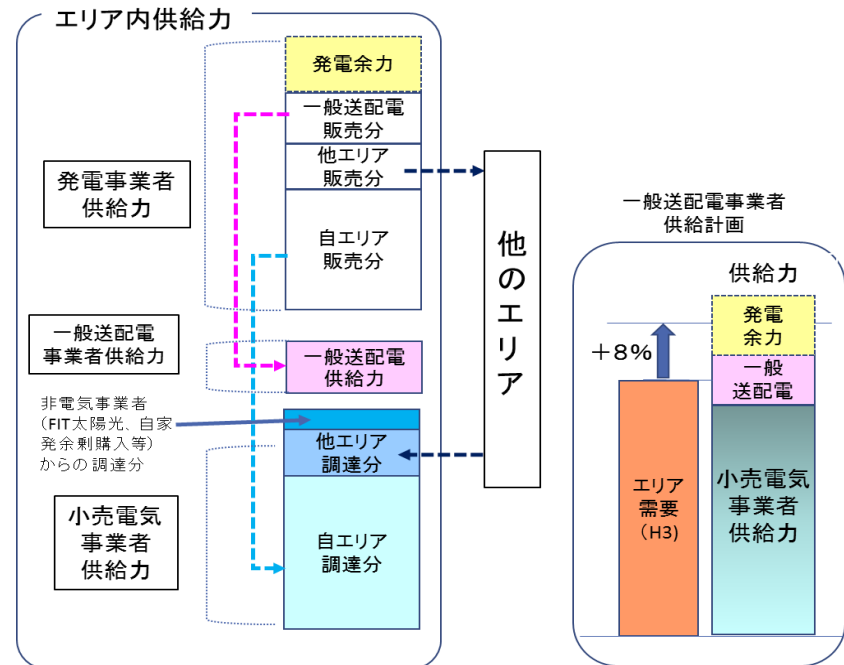


- 今年度冬季の需給検証にあたっては、供給計画での供給力の積み上げと同じく小売電気事業者、一般送配電事業者が各供給エリアにおいて確保した供給力と各発電事業者の発電余力を足し合わせたものに、電源 I' (DR分以外)と火力増出力分を加えたものとする。
- 小売供給力は相対契約等で確実なもののみ計上され、販売先未定の発電余力は試算上は発電所所在地エリア内供給力としている。その後、供給力確保状況に応じエリア間での取引による活用を考慮する。

電力需給検証の供給力積み上げ



【参考】供給計画における供給力積み上げ



電源 I' のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは織り込み

- 実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要(以下、「厳気象H1需要」)において供給力不足が発生し、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ための供給力を、原則として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。
- なお、猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力の不足は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を対象として、公募のうえ確保する。
- また、以下の通り補正等を行う。
 - a.次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I' の募集量から控除できる。
 - b.「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁)に基づいて算定した厳気象H1需要に対する供給力と平年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。

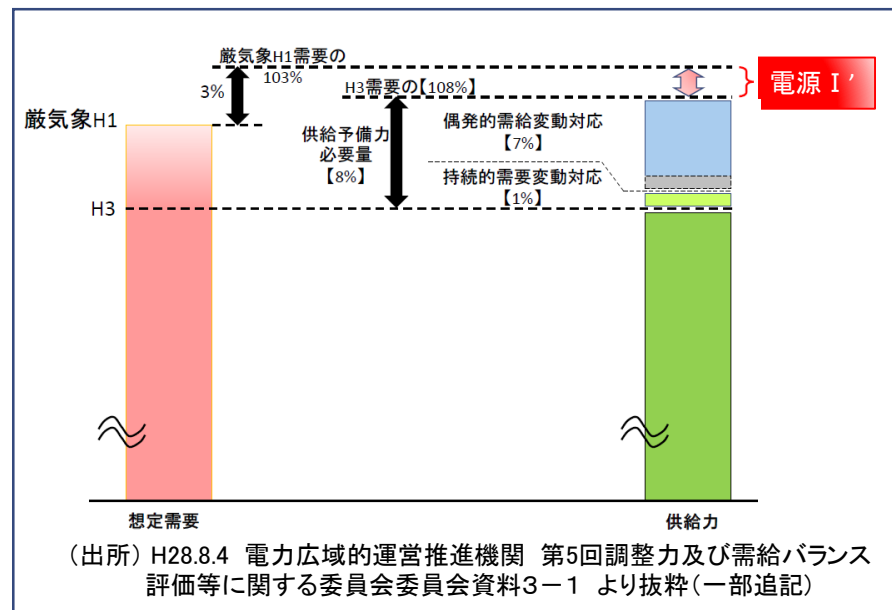
<電源 I' 必要量>

夏季及び冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑及び厳寒)における最大電力需要(以下、「厳気象H1需要」)が最大となる月について、次式により算定される値とする。

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

※算定値が0以下の場合、電源 I' 募集量は0とする。

(出所) H28.10.18 電力広域的運営推進機関 平成29年度調整力の公募にかかる必要量等の考え方について より抜粋



2. 2017年度冬季の需要の想定 ＜2017年度冬季の需要見通し＞

○ 2017年度供給計画における、2017年度冬季需要(H3)から、厳寒(H3)と厳寒H1/H3比率の過去5カ年平均を用いる等により、2017年度厳寒H1需要を算出。

○2017年度冬季(1月)の需要見通しについて

(気温℃、需要は送電端 万kW)

2017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	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	19-20時
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か年)	2010	2013	2013	2011	2016	2011	2011	2011	2011	2015
気温感応度 (平均気温・ 万kW/℃)	-4	-24	-82	-34	-8	-45	-20	-7	-24	-3
平均気温以外の 考慮要素	降水量	—	最大発生時気温 (日平均気温不 使用)	—	—	—	—	日最高気温 (日平均気温不 使用)	日最高気温、前 5日最高気温の 平均(日平均気 温不使用)	—
供給計画H3 前提気温	-6.1	-1.7	3.4	1.1	0.9	3.3	2.1	6.6	6.2	14.3
供給計画H3需要	502	1,341	4,715	2,260	490	2,321	985	458	1,443	104
厳寒H3 前提気温	-7.6	-3.1	0.4 (厳寒H1想定)	0.8	0.0	1.9	0.2	5.2	3.6	10.7
厳寒H3需要	512	1,377	—	2,326	503	2,383	1,023	468	1,503	115
算定に用いた H1/H3比率	1.01	1.01	—	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.02
厳寒H1需要	516	1,392	4,960	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	117
厳寒H1/H3比率 (結果)	1.03	1.04	1.05	1.05	1.05	1.04	1.06	1.04	1.05	1.13

※1 東京エリアは、一般送配電事業者が合理的な想定手法として示した「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」に基づく。

※ 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。

(1) 原子力発電

原子力発電については、既に再稼働しているもののみを計上する。3エリア350万kW(1月)を見込む。

(2) 火力発電

火力発電については、保安の観点等から定期検査等による作業計画がある場合は供給力として計上しない。10エリアで12,820万kW(1月)を見込む。

(3) 水力発電

水力発電については、貯水池式と自流式の合計値を供給力として計上する。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計上する。自流式については降雨等によって出水量が変化するため月ごと(1~12月)に供給力が低かった下位5日の平均値を過去30年間平均した値を安定的に見込める供給力として計上する。9エリア949万kW(1月)を見込む。

(4) 揚水発電

揚水発電については、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る供給力変化を考慮し供給力を計上する。9エリア1,909万kW(1月)を見込む。

(5) 再生可能エネルギー

① 太陽光

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する。2エリア17万kWを見込む。

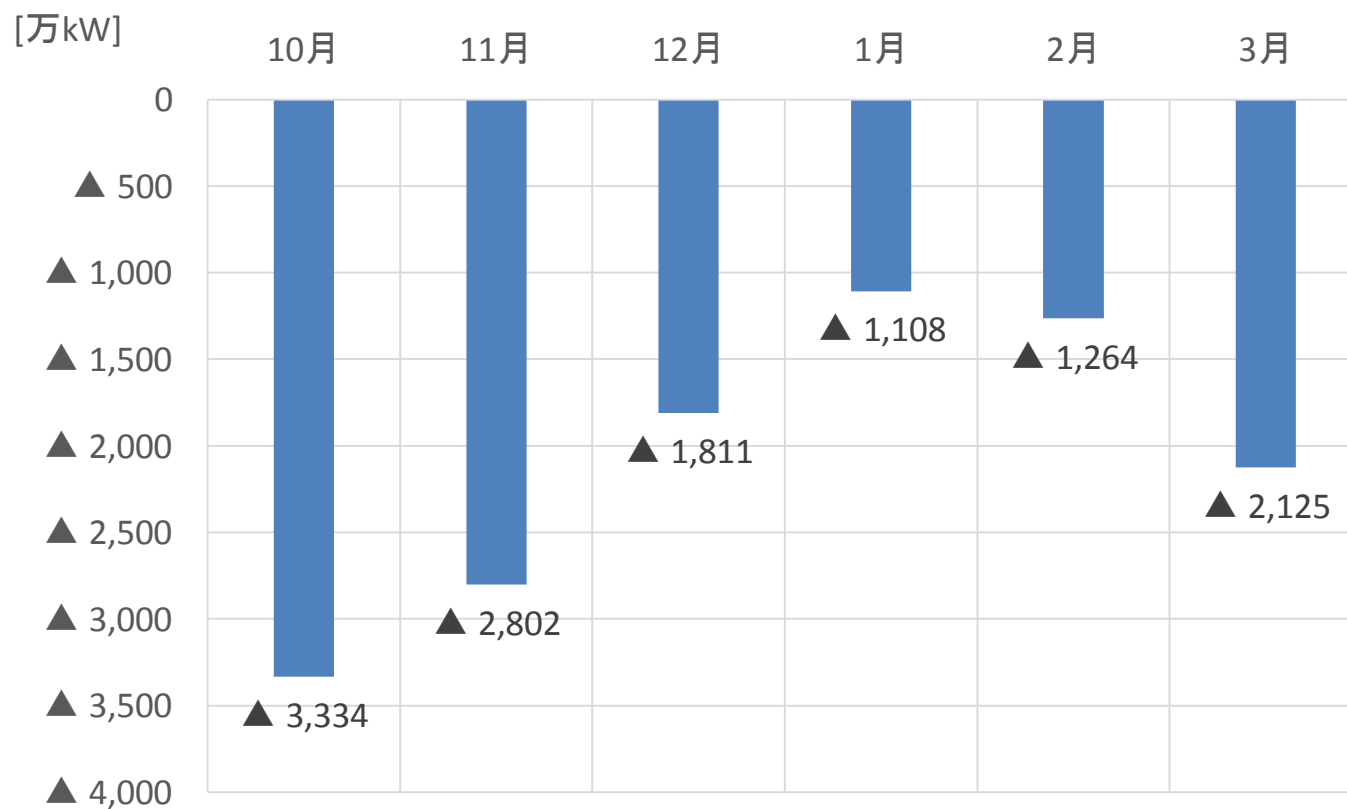
② 風力

水力発電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5～11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する。9エリア17万kWを見込む。

③ 地熱

各エリア事業者に確認した供給力を計上する。4エリア29万kWを見込む。

○ 2017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)は、需給が相対的に厳しい冬季に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。



※ 今回データ提出対象発電事業者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) 2017年度冬季の電力需給の見通し(厳寒H1 需要発生時の需給バランス評価)

- 厳寒H1 需要が発生した場合においても、電源 I' 及び火力増出力運転、エリア間取引※を活用することで、9エリア合計で10.8%、また全国の各エリアにおいて最低限確保すべきとされた供給予備率3%を確保できる見通しである。

※ 本機関が各事業者よりデータ収集した時点では、供給力に計上していなかったエリア間市場取引や相対取引。

2017年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源 I'、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,480	614	1,472	5,394	8,812	2,358	518	2,745	1,137	514	1,540	16,291	163
最大電力需要	6,517 (6,567)	516	1,368	4,633 (4,683)	7,927 (7,951)	2,265	489	2,244 (2,261)	987	477	1,465 (1,472)	14,444 (14,518)	113
供給予備力	962	98	104	760	885	92	29	501	150	37	75	1,847	50
供給予備率	14.8	19.0	7.6	16.4	11.2	4.1	5.9	22.3	15.2	7.8	5.2	12.8	44.2
【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
供給力	7,728	603	1,594	5,530	9,190	2,435	569	2,845	1,187	537	1,616	16,917	163
最大電力需要	6,818 (6,868)	516	1,392	4,910 (4,960)	8,312 (8,336)	2,364	512	2,404 (2,421)	1,041	477	1,514 (1,521)	15,130 (15,204)	117
供給予備力	910	87	202	620	878	71	58	441	145	60	103	1,787	46
供給予備率	13.3	16.9	14.5	12.6	10.6	3.0	11.3	18.3	14.0	12.6	6.8	11.8	38.9
【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
供給力	7,554	602	1,605	5,347	9,211	2,435	572	2,835	1,169	598	1,603	16,765	174
最大電力需要	6,813 (6,863)	516	1,386	4,910 (4,960)	8,312 (8,336)	2,364	512	2,404 (2,421)	1,041	477	1,514 (1,521)	15,125 (15,199)	117
供給予備力	741	86	219	437	899	71	60	431	127	121	90	1,641	57
供給予備率	10.9	16.6	15.8	8.9	10.8	3.0	11.8	17.9	12.2	25.3	5.9	10.8	48.8
【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
供給力	7,017	575	1,404	5,039	8,709	2,282	531	2,763	1,073	566	1,493	15,726	180
最大電力需要	6,323 (6,372)	479	1,307	4,537 (4,587)	7,578 (7,594)	2,196	485	2,160 (2,172)	947	426	1,365 (1,368)	13,901 (13,967)	111
供給予備力	695	96	97	502	1,130	86	46	604	127	140	129	1,825	68
供給予備率	11.0	20.0	7.4	11.1	14.9	3.9	9.5	27.9	13.4	32.8	9.4	13.1	61.4

※電源 I'、火力増出力運転及びエリア間取引による供給力移動(増減両側)を反映。

※エリア間取引は、中部(1月、2月)において、予備力3%程度確保するまでの量で試算。

※括弧の値は電源 I' (DR) 考慮前の値

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(参考) 〈電源Ⅰ'、火力増出力及びエリア間取引 未考慮のバランス〉

- 仮に、厳寒H1需要発生時において電源Ⅰ'※、火力増出力運転及びエリア間取引を考慮しない場合の状況は、以下のとおりとなる。
- 中部エリア以外は、最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回っている。
- 供給予備率3%を確保するためには、中部エリア(1、2月)において14万kWの供給力の追加が必要。

※ 電源Ⅰ'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上。

2017年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源Ⅰ'、火力増出力運転及びエリア間取引 未考慮〉

(送電端,万kW,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,421	609	1,462	5,350	8,763	2,348	513	2,733	1,131	506	1,531	16,185	163
最大電力需要	6,567	516	1,368	4,683	7,951	2,265	489	2,261	987	477	1,472	14,518	113
供給予備力	854	92	95	667	813	83	24	473	144	29	60	1,667	50
供給予備率	13.0	17.9	6.9	14.2	10.2	3.7	4.9	20.9	14.6	6.1	4.1	11.5	44.2
予備力3%確保に対する不足分													
【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
供給力	7,658	597	1,580	5,480	9,136	2,421	564	2,834	1,181	529	1,608	16,794	163
最大電力需要	6,868	516	1,392	4,960	8,336	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	15,204	117
供給予備力	790	81	189	520	801	57	52	413	139	52	87	1,591	46
供給予備率	11.5	15.7	13.5	10.5	9.6	2.4	10.1	17.1	13.4	10.9	5.7	10.5	38.9
予備力3%確保に対する不足分						14							
【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
供給力	7,489	595	1,591	5,302	9,156	2,421	566	2,819	1,163	593	1,595	16,645	174
最大電力需要	6,863	516	1,386	4,960	8,336	2,364	512	2,421	1,041	477	1,521	15,199	117
供給予備力	626	79	205	342	820	57	54	398	121	116	74	1,446	57
供給予備率	9.1	15.3	14.8	6.9	9.8	2.4	10.6	16.4	11.7	24.3	4.9	9.5	48.8
予備力3%確保に対する不足分						14							
【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
供給力	6,958	569	1,394	4,995	8,659	2,271	526	2,752	1,067	558	1,485	15,617	180
最大電力需要	6,372	479	1,307	4,587	7,594	2,196	485	2,172	947	426	1,368	13,967	111
供給予備力	586	90	88	408	1,064	75	41	580	121	132	117	1,650	68
供給予備率	9.2	18.8	6.7	8.9	14.0	3.4	8.4	26.7	12.8	30.9	8.5	11.8	61.4
予備力3%確保に対する不足分													

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(参考) 〈電源Ⅰ'及び火力増出力運転を考慮した場合のバランス〉

- 厳寒H1需要発生時において電源Ⅰ'及び火力増出力運転を考慮し、エリア間取引を考慮しない場合の状況は、以下のとおりとなる。
- 中部エリア(1、2月)以外は、最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回っている。
- 供給予備率3%を確保するためには、中部(1、2月)において4万kW、3万kWの供給力の追加が必要。

2017年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源Ⅰ'及び火力増出力運転含む、エリア間取引未考慮〉

(送電端,万kW,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,480 (7,421)	614 (609)	1,472 (1,462)	5,394 (5,350)	8,812 (8,763)	2,358 (2,348)	518 (513)	2,745 (2,733)	1,137 (1,131)	514 (506)	1,540 (1,531)	16,291 (16,185)	163
最大電力需要	6,517 (6,567)	516	1,368	4,633 (4,683)	7,927 (7,951)	2,265	489	2,244 (2,261)	987	477	1,465 (1,472)	14,444 (14,518)	113
供給予備力	962	98	104	760	885	92	29	501	150	37	75	1,847	50
供給予備率	14.8	19.0	7.6	16.4	11.2	4.1	5.9	22.3	15.2	7.8	5.2	12.8	44.2
予備力3%確保に対する不足分													
【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
供給力	7,728 (7,658)	603 (597)	1,594 (1,580)	5,530 (5,480)	9,190 (9,136)	2,431 (2,421)	569 (564)	2,849 (2,834)	1,187 (1,181)	537 (529)	1,616 (1,608)	16,917 (16,794)	163
最大電力需要	6,818 (6,868)	516	1,392	4,910 (4,960)	8,312 (8,336)	2,364	512	2,404 (2,421)	1,041	477	1,514 (1,521)	15,130 (15,204)	117
供給予備力	910	87	202	620	878	67	58	445	145	60	103	1,787	46
供給予備率	13.3	16.9	14.5	12.6	10.6	2.8	11.3	18.5	14.0	12.6	6.8	11.8	38.9
予備力3%確保に対する不足分						4							
【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
供給力	7,554 (7,489)	602 (595)	1,605 (1,591)	5,347 (5,302)	9,211 (9,156)	2,432 (2,421)	572 (566)	2,835 (2,819)	1,169 (1,163)	601 (593)	1,603 (1,595)	16,765 (16,645)	174
最大電力需要	6,813 (6,863)	516	1,386	4,910 (4,960)	8,312 (8,336)	2,364	512	2,404 (2,421)	1,041	477	1,514 (1,521)	15,125 (15,199)	117
供給予備力	741	86	219	437	899	68	60	431	127	124	90	1,641	57
供給予備率	10.9	16.6	15.8	8.9	10.8	2.9	11.8	17.9	12.2	26.0	5.9	10.8	48.8
予備力3%確保に対する不足分						3							
【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
供給力	7,017 (6,958)	575 (569)	1,404 (1,394)	5,039 (4,995)	8,709 (8,659)	2,282 (2,271)	531 (526)	2,763 (2,752)	1,073 (1,067)	566 (558)	1,493 (1,485)	15,726 (15,617)	180
最大電力需要	6,323 (6,372)	479	1,307	4,537 (4,587)	7,578 (7,594)	2,196	485	2,160 (2,172)	947	426	1,365 (1,368)	13,901 (13,967)	111
供給予備力	695	96	97	502	1,130	86	46	604	127	140	129	1,825	68
供給予備率	11.0	20.0	7.4	11.1	14.9	3.9	9.5	27.9	13.4	32.8	9.4	13.1	61.4
予備力3%確保に対する不足分													

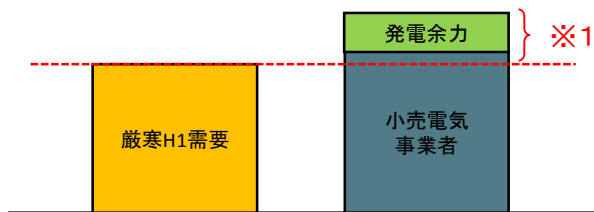
※括弧内は、電源Ⅰ'及び火力増出力運転考慮前の値(電源Ⅰ'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上)。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

<1月中部エリアの供給力不足分を他のエリア事業者の余力からの取引で賄う場合の試算>

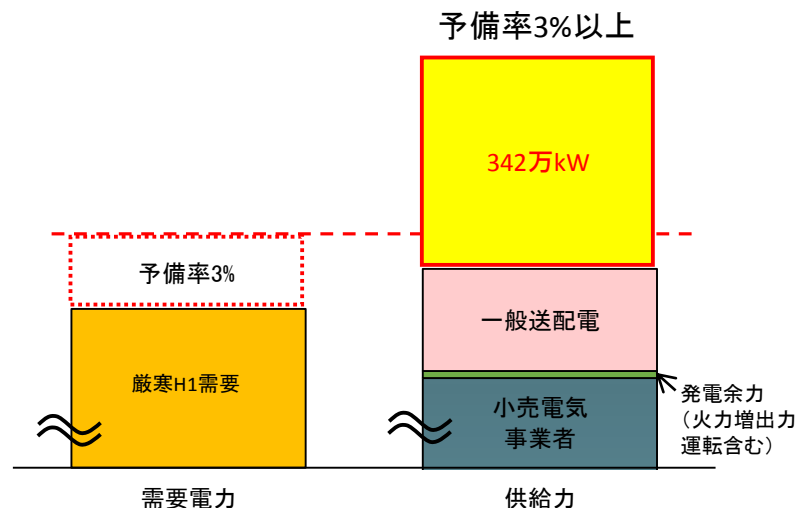
- 厳寒H1需要発生時においては、各エリアの事業者の余力(発電事業者、小売電気事業者の供給力の余力)は卸電力取引市場等で取引される蓋然性が高い。
- そこで、他エリアの事業者の余力から取引により賄える供給力により、中部エリアの予備率がどの程度確保できるかを試算したところ、中部エリアの予備率は、3%以上を確保できる見通しである。

	東エリア	中西5エリア
エリア事業者余力 ^{※1}	381万kW	341万kW
中部向け 連系線空容量	82万kW	260万kW
他エリアからの取引で 賄う場合の供給力	82万kW	260万kW
	342万kW	



※1 エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計から厳寒H1需要を超過した部分(電源 I´および火力増出力運転は控除)

1月 中部エリア



(参考) 〈電源 I'、火力増出力運転及びエリア間の市場取引分を活用する場合の試算〉

○ 電源 I'、火力増出力運転及びエリア間の市場取引分(未契約分)を考慮した場合の試算結果を示す。

これにより、中部エリアにおいても、予備率3%以上を確保できる見通しである。

なお、エリア間取引量は予備率3%を確保するまでの量とした。

2017年度冬季需給バランス(厳寒H1)〈電源 I'、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉

(送電端,万kW,%)

【1月】	中部		関西
供給力	2,435	+ 4	2,845
(うちエリア間取引による増減)	(+4)		(-4)
最大電力需要	2,364		2,404
供給予備力	71		441
供給予備率	3.0		18.3

【2月】	中部		関西		中国		四国
供給力	2,435	+ 3	2,835	+ 3	1,169	+ 3	598
(うちエリア間取引による増減)	(+3)						(-3)
最大電力需要	2,364		2,404		1,041		477
供給予備力	71		431		127		121
供給予備率	3.0		17.9		12.2		25.3

応援したエリア

3%に改善したエリア

矢印は、追加的なエリア間取引による潮流の向き

【試算条件】

- ・供給力、最大電力需要は、エリア内の電源 I' 及び火力増出力運転を含む。
- ・エリア間取引は、エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計から厳寒H1需要を超過した部分(電源 I' 及び火力増出力分を控除)を、連系線空容量の範囲で活用。
- ・エリア間取引は、予備力3%確保するまでの量で試算。事業者の余力率の大きいエリアから取引で供給力が移動するとした。
- ・四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(参考) <連系線を介した中部エリアへの供給可能量の算出諸元>

■ 厳寒H1需要におけるエリア事業者余力[※]

(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
A	エリア小売供給力	7046	569	1361	5115	8055	2183	480	2492	1060	459	1381	15101	116
B	エリア発電余力	41	2	6	33	92	3	0	70	6	11	3	133	0
C	厳寒H1需要	6567	516	1368	4683	7951	2265	489	2261	987	477	1472	14518	113
A+B-C	エリア事業者余力	520	55	-	465	380	-	-	301	79	-	-	900	4
【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
A	エリア小売供給力	7208	558	1474	5177	8410	2249	529	2609	1107	464	1452	15619	116
B	エリア発電余力	41	2	6	33	88	2	0	45	10	28	3	128	0
C	厳寒H1需要	6868	516	1392	4960	8336	2364	512	2421	1041	477	1521	15204	117
A+B-C	エリア事業者余力	381	44	88	249	341	-	18	233	76	15	-	723	-
【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
A	エリア小売供給力	7014	556	1485	4973	8410	2254	531	2625	1099	464	1437	15424	127
B	エリア発電余力	39	2	6	31	132	1	0	28	7	92	3	171	0
C	厳寒H1需要	6863	516	1386	4960	8336	2364	512	2421	1041	477	1521	15199	117
A+B-C	エリア事業者余力	190	42	105	44	395	-	19	232	65	79	-	585	10
【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
A	エリア小売供給力	6657	532	1290	4834	7942	2122	491	2568	1001	413	1347	14599	132
B	エリア発電余力	33	2	4	27	130	3	0	11	6	108	3	163	0
C	厳寒H1需要	6372	479	1307	4587	7594	2196	485	2172	947	426	1368	13967	111
A+B-C	エリア事業者余力	330	55	-	274	567	-	5	406	61	95	-	897	21

※エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計から厳寒H1需要を超過した部分(電源I'および火力増出力分は控除)。超過がないエリアは「-」で表示。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

■ 地域間連系線の空容量・マージン (中部向き一部抜粋)

平成29年度供給計画等に基づく連系線空容量・マージン

(万kW)

方向	地域間 連系線名称	潮流向	12月		1月		2月		3月	
			空容量	マージン	空容量	マージン	空容量	マージン	空容量	マージン
北海道 ⇒中部	北海道本州間	北海道⇒東北	51	18	50	19	50	19	48	21
	東北東京間	東北⇒東京	161	68	196	72	211	72	137	66
	東京中部間	東京⇒中部	79	65	82	69	83	69	87	63
四国 ⇒中部	中部北陸間	北陸⇒中部	33	0	43	0	42	0	34	0
	中部関西間	関西⇒中部	218	33	217	34	210	34	214	32
	関西中国間	中国⇒関西	248	29	241	32	238	32	266	28
	中国四国間	四国⇒中国	101	0	95	0	100	0	113	0

4. 電力需給バランスの検証

(2) 厳寒H1需要と供給力減少リスク（N-1故障）の同時発現時の事前確認

- 10年に1回程度の厳寒H1需要発生と供給力減少リスクが同時に発現した場合等には、本機関によるひっ迫時の指示を行うなどの追加的な需給対策で対応することが想定される。この状況を事前に把握しておくため、厳寒H1需要発生と供給力減少リスクの同時発現後の3%超過分予備力について確認した。
- 予備率3%に対して不足分が大きなエリアは、中部エリアの1、2月であるが、追加的な需給対策により予備率3%を確保可能。(⇒次頁にて追加的な需給対策メニューを整理)
- また、他エリアに関しても同様に、予備率3%確保可能を確認。

(送電端,万kW)

【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	68	60	99	115	65	87	95	66	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	179	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		15	3	443	-91	-51	347	26	-43	-53	22
【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	68	60	99	115	65	87	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		4	101	282	-115	-23	282	19	-40	-27	18
【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	68	60	98	115	65	87	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	191	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		2	117	99	-115	-20	271	1	21	-40	29
【3月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	68	60	99	115	65	87	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	213	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)		14	-2	152	-96	-34	452	4	42	3	41

※1: 各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。最大脱落量には火力増出力分含む。また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※2: 送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載

他エリアN-1事故時の融通可能余力

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
厳寒H1需要時 エリア予備率3%超過量 ^{※3}	12月	77	54	527	15	9	405	115	15	16
	1月	66	147	372	0	37	336	108	38	41
	2月	64	163	193	0	39	325	90	98	28
	3月	76	48	271	9	26	515	92	119	76

※3: 電源I'及び火力増出力運転考慮前の値(電源I'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上)

4. 電力需給バランスの検証

(2) 厳寒H1需要と供給力減少リスク（N-1故障）の同時発現時の事前確認

<中部エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー>

- 中部エリアにおける運用上の追加的な需給対策メニューとその効果量は以下のとおり。

エリアの運用上の追加的な需給対策※		効果量(万kW)		算定根拠	備考
		中部			
		1月	2月		
エリア間取引	FC活用なし(60Hz内)	260	253	他エリア事業者余力かつ連系線空容量範囲内	平成29年度供給計画に基づく連系線空容量より
	FC活用分(50Hz→60Hz)	82	83		
小計	エリア間取引による需給対策	342	336		
本機関によるひっ迫時の指示	FC活用なし(60Hz内)	34	34	他エリア予備率3%超過分かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの年間段階のマージン分を使用
	FC活用分(50Hz→60Hz)	69	69		
小計	本機関による需給対策	103	103		
合計		445	439		

※各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

今回の電力需給検証を行うにあたっては、供給計画データを活用しつつ、詳細なデータを主要な事業者を対象に収集するという形で取りまとめ、以下を確認した。

- 今冬が、至近10か年で最も厳寒と同等の気象となった場合でも、全国の各エリアで安定的な電力供給に必要な供給予備率3%が確保できる見通しである。
- 中部エリアについては、火力増出力運転及びエリア間取引で供給予備率3%は確保できることを確認した。
- 追加検証として、厳寒H1需要発生時にN-1故障が発生した場合においても、エリア間取引等の追加的な対策を行うことにより、全国の各エリアで予備率3%を確保できることが確認できた。

(参考) 需給検証に係る今後の課題について

今後の需給検証において、以下のような点が課題と考えられる。

■ ピーク時間帯以外の評価について

今回、実績データの予備率を最大需要発生時刻(以下、需要ピーク時と記載。)以外の時刻でも確認した結果、当該検証期間において、需要ピーク時以外の時刻で予備率が低下しているエリアがあった。運用上、問題となるレベルではなかったものの、予備率最低となる時刻が需要ピーク時以外で発生している事実を踏まえれば、需要ピーク時以外の時刻での需給バランス評価の重要性は高いものと考えられる。今回、実施した夏季の需要ピーク時以外の時刻での需給バランス評価について、今後、知見を蓄え、必要により改善を図っていきたい。

■ 間接オークションの導入について

来年度に予定されている、間接オークション導入後、連系線利用の在り方が大きく変わり、エリアをまたぐスポット利用による供給力確保が大きく増加することが想定される。この状況変化を踏まえた、エリア需給バランス評価の方法が課題と考える。