

電力需給検証報告書 (案)

平成 29 年 10 月

電力・ガス基本政策小委員会

目 次

はじめに	- 1 -
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 -
2. 需 要	- 4 -
3. 供 給	- 8 -
4. 2017 年度夏季の電力需給の結果分析の総括	- 12 -
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	- 14 -
2. 2017 年度冬季の需要の想定	- 18 -
3. 2017 年度冬季の供給力の想定	- 19 -
4. 電力需給バランスの検証	- 24 -
5. 2017 年度冬季の需給見通しの検証の総括	- 30 -
第 3 章 電力供給に係る現状と課題	
1. 新たな環境下での課題	- 31 -
2. 諸課題に関する取組について	- 35 -

はじめに

今回、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（以下、本委員会）は2017年10月24日、2017年度夏季の電力需給実績及び2017年度冬季の電力需給見通しについて電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）における議論を踏まえ、本委員会において審議を行った。この報告書は、その結果をとりまとめたものである。

検証にあたっては、小売全面自由化の状況を踏まえ、旧一般電気事業者に新規参入者を加えた供給区域（以下、エリア）全体を対象とした。新規参入者の、エリア間の取引を含む卸電力取引市場からの調達分も考慮し、2017年度冬季は東日本、中西日本のブロック単位でも予備率が3%以上確保される見通しであることを確認した。

本年4月、本委員会でとりまとめた2017年度夏季の電力需給見通しは、猛暑となるリスクを織り込んだ上で、卸電力取引市場の活用等が行われることで、各エリアで電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しであった。

2017年度夏季も、沖縄エリアを除き電力需要のピーク発生日における気温が想定より低かったことにより需要が減少したこと等もあり、結果的に、電力の安定供給に必要な予備力は確保された。

2017年度冬季の電力需給見通しのポイントは、以下のとおりである。

1. 2017年度冬季の電力需給見通しは、供給計画をベースに冬季において10年に1回程度の厳寒となるリスクを織り込んだ上で、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。（2月では、9エリア10.8%、東日本3エリア10.9%、中西日本6エリア10.8%の予備率を確保。）
2. 北海道エリアについては、2月の予備率を16.6%確保できる見通しであるものの、他電力からの電力融通に制約があることや、厳寒により万一の電力需給ひっ迫が生じた場合、国民の生命、安全を脅かす可能性があること等を踏まえても、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。

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

表1は、2017年度夏季における全国10エリア合計の最大需要日、表2は、各エリアの最大需要日における電力需給状況を示したものである。

最大需要実績は、全国で4月の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での想定（以下「猛暑H1想定」という。）を下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

以下、2017年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表 1 2017年度夏季の需給実績（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 北海道・北陸・中国・四国エリアは2010年度、東北・東京・中部エリアは2015年度、関西・九州エリアは2013年度、沖縄エリアは2009年度の実績をベースに猛暑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（2017年4月6日）で報告。

※2 括弧内の値は電源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を確認。

※ 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。

※ 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。

【表 2 2017 年度夏季の需給実績（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 北海道・北陸・中国・四国エリアは2010年度、東北・東京・中部エリアは2015年度、関西・九州エリアは2013年度、沖縄エリアは2009年度の実績をベースに猛暑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（2017年4月6日）で報告。

※2 括弧内の値は電源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▲554 万 kW

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、事前の猛暑を想定した需要 16,616 万 kW を 554 万 kW 下回った。

以下、実績と想定を比較する。

(1) 猛暑 H1 想定的前提条件と実績

猛暑 H1 想定的前提条件と実績について表 3 に示す。

全国的には想定したほどの猛暑とはならず、実績は想定を下回った。なお、沖縄エリアについては、実績は想定を下回ったものの、気象条件は想定以上の厳気象であった。

【表 3 猛暑 H1 想定と実績の詳細】

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カ年)	2010	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009	
気象感応度 (最高気温・万 kW/℃)	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5日最高気温平均、 前5日露点平均、 前5日最高気温 平均、最小湿度	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(℃)	想定	30.6	32.5	34.9	83.9pt	82.9pt	35.6/21.5	33.8	34.4	34.3	33.0
	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
	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)(℃)	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(℃)	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カ年実績平均)	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月の猛暑 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。

(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、②その他（経済、節電影響等）についてそれぞれ検証を行った（表4、表5）。

【表 4 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	▲ 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。

①気温影響 ▲640万kW

猛暑H1需要を想定していたが、全体的には前提とした猛暑気象とならなかったことから、沖縄エリアを除き実績が事前の想定を下回った。

②その他（経済、節電影響等） +87万kW

2017年度の国内総生産(GDP)、鉱工業生産指数(IIP)の伸び率の上方修正(GDP:+1.1→+1.6%、IIP:+2.0%→+4.3%)等の影響により、実績が事前の想定を上回った。

【表 5 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
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

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 DR考慮前の想定値

※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。

(3) 需要面（ピーク時間帯）の確認

今夏（7、8月）の各エリアにおける需要の上位3日の最大需要発生時間帯（ピーク時間帯）を表6に示す。

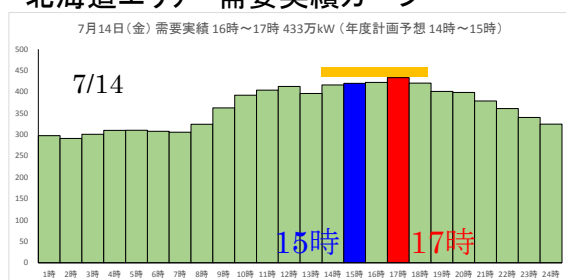
北海道、四国、沖縄エリアについては、最大需要発生時間が上位3日とも、一般送配電事業者が指定する供給計画における記載断面の時間帯と一致しなかった。

【表 6 上位3日のピーク時間帯】

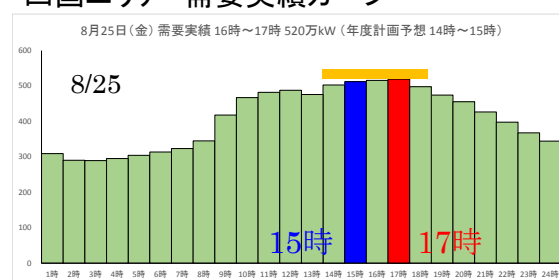
エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの一般送配電事業者が指定する記載断面	7月	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	17時	15時
	8月	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	15時	17時	15時
最大需要発生時間	第一位	17時 (7/14)	17時 (7/21)	14時 (8/9)	15時 (8/24)	15時 (7/21)	17時 (8/24)	15時 (8/24)	17時 (8/25)	15時 (8/1)	12時 (7/31)
	第二位	17時 (7/13)	15時 (7/14)	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の需要実績カーブを図1に示す。

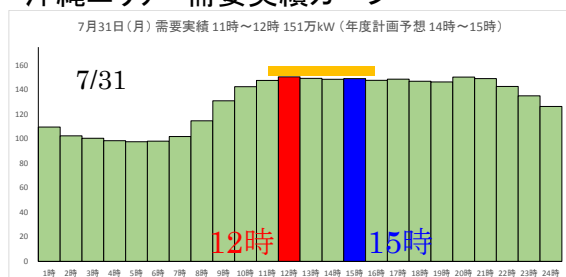
北海道エリア 需要実績カーブ



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）

【図 1 需要実績ロードカーブ（北海道、四国、沖縄エリア）】

北海道エリアの需要カーブは比較的平坦な特性があり、また、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、当日の気温状況から結果として17時ピークとなったと考えられる。

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需要を記録した。

沖縄エリアについては需要カーブが平坦なことから、結果的にピーク時間帯が前後した。

3. 供給 ～事前の想定から▲100万kW

表7に示すとおり、2017年度夏季の全国最大需要日の供給力の合計（全国10エリアの合計。以下同じ。）は、17,721万kWであり、事前の想定である17,821万kWを100万kW下回った。以下、電源毎に実績と想定との差を検証する。

なお、実績では、当日の需給状況による火力機の需給停止があること、また、再生可能エネルギーは、供給力を保守的に見込んでおり、実績が想定を上回る傾向となるという構造を踏まえる必要がある。

【表7 2017年度夏季全国最大需要日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	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 実績は全国(10エリア)最大需要発生日(2017年8月24日14時～15時)における実績値。想定は猛暑H1における10エリア合計の供給力想定値。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した。

※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。

(1) 火力発電 ～事前の想定から▲1,259万kW

全国最大需要日における供給力の合計は、11,098万kWであり、事前の想定である12,357万kWを1,259万kW下回った。なお、太陽光発電は想定では下位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。

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。

主要な発電事業者は、2017年度夏季も引き続き、巡視点検の回数を増やすとともに、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日も含む24時間体制での早期復旧等を実施した。また、需要の低い休日に早期補修を実施する等、効率的な補修により、トラブルの大規模化や、長期化の防止を図った。

こうした取組みにより、全国最大需要日における計画外停止（火力以外も含む）は164万kWとなり、当該日の予備率に与える影響（▲1.1%）は昨冬（▲2.0%）と比べ小さくなった。

【表 8 2017 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	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}
夏季(7月～8月)	220件	40件	216件

※1 火力以外も含む

※2 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 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。

②老朽火力の状況

2017年度夏季（7月～8月）実績について、2016年度末に40年を経過したものを対象とし、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たところ、発電電力量は111億kWhであった¹。

（2）水力発電 ～事前の想定から▲39万kW

全国最大需要日における供給力の合計は、1,097万kWであり、事前の想定である1,136万kWを39万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37万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76万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+1,062万kW

① 太陽光発電 ～事前の想定から+995万kW

全国最大需要日のピーク時間帯（14時～15時）における太陽光供給力²の合計は、1,901万kWであり、事前の想定である906万kWを995万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 2017年度夏季全国最大需要日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 (8月) 時間帯	275	8	73	194	623	191	17	119	96	64	137	898	8	906
	②最大需要日 の実績 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	16-17時	-	14-15時	-
	②最大需要日 の実績 時間帯	592	12	30	551	1,290	350	37	187	202	123	391	1,883	18	1,901
	差分 (②-①)	318	4	▲43	356	667	159	20	68	107	59	254	984	10	995
出力比率 (%) (自家消費 +供給力)	①想定 (8月)	-	6.7	21.0	20.8	-	29.4	24.4	27.9	29.9	30.7	20.3	-	25.9	-
	②最大需要日 の実績	-	10.3	9.5	52.8	-	53.5	59.8	47.7	48.6	59.9	52.9	-	25.9	-
	差分 (②-①)	-	3.6	▲11.5	32.0	-	24.1	35.4	19.8	18.7	29.2	32.6	-	0.0	-

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

¹ 2016年度夏季実績までは、2012年度末に40年を経過したものを対象とし、旧一般電気事業者9社から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。

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 発電設備の定格出力に対する実績出力の比をいう。

② 風力発電 ～事前の想定から+69万kW

全国最大需要日の供給力の合計は、73万kWとなり、事前の想定である4万kWを69万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5～11年間)の出力実績値を集計し、各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 2017年度夏季全国最大需要日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 (8月)	2	1	1	0	2	1	0	0	0	1	4	0	4
	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	16-17時	-	14-15時
	②最大需要日 の実績	41	1	35	5	32	8	7	0	11	0	6	73	0
	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)	38	0	34	4	31	8	7	0	11	0	5	69	0
出力比率 (%)	①想定 (8月)	-	2.1	1.3	0.4	-	1.8	0.0	0.1	0.6	0.1	1.3	-	0.0
	②最大需要日 の実績	-	2.5	41.1	8.2	-	24.3	45.6	3.3	33.0	0.7	11.4	-	0.0
	差分 (②-①)	-	0.4	39.8	7.8	-	22.5	45.6	3.2	32.4	0.6	10.1	-	0.0

※ 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▲2万kW

全国最大需要日の供給力の合計は、25万kWとなり、計画外停止により事前の想定である27万kWを2万kW下回った(表11)。

【表 11 2017年度夏季全国最大需要日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 (8月)	13	2	11	0	15	0	0	0	0	15	27	0	27
	②最大需要日 の実績	10	1	9	0	15	0	0	0	0	14	25	0	25
	差分 (②-①)	-2	0	-2	0	0	0	0	0	0	0	-2	0	-2

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

4. 2017 年度夏季の電力需給の結果分析の総括

2017 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、実際には前提としたほどの猛暑とはならなかった。全国大で需要は想定を下回り、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。

一方、全国最大需要日の供給力の合計は 17,721 万 kW であり、予備率は 13.9% であった。各エリアにおいても、十分な予備率を確保しており、安定した状況であった。なお、同日は計画外停止が 164 万 kW（予備率への影響は▲1.1%）であったものの、事前の想定と比較すると日射状況や風況、また原子力稼働による供給力の増需要の想定からの減により、火力の需給停止 1,070 万 kW を除いた供給力で予備率 13.9% であった。

以下に、2017 年度夏季の需給両面での検証結果のポイントを記す。

(1) 需要面

○ほとんどのエリアにおいて、想定した猛暑を下回る気温となったことから、最大需要実績が事前の想定を下回った。

(2) 供給面

○全国最大需要日の供給力（送電端実績）の合計は、17,721 万 kW であり、事前の想定である 17,821 万 kW を 100 万 kW 下回った。

○原子力発電については、高浜原発 3，4 号機の稼働等により、事前の想定である 255 万 kW を 174 万 kW 上回った。

○火力発電については、全国最大需要日における計画外停止の合計は 119 万 kW であった。引き続き、各発電事業者において点検や補修に万全を尽くす必要がある。

○水力発電については、日本全国で見ると最大需要日の供給実績は出水状況の影響や貯水運用の結果等により若干事前の想定を下回った。

○太陽光発電については、安定的に供給力に計上できる分として保守的な想定を行っている。このため、実績においては、出力比率が一部のエリアを除き想定を上回り、供給実績は事前の想定である 906 万 kW を 995 万 kW 上回った。

○風力発電については、ピーク需要発生時に供給力がゼロとなるケースがあることも考慮し、安定的に供給力に計上できる分として保守的な想定を行って

いる。このため、実績においては、出力比率が全てのエリアにおいて想定を上回り、供給実績は事前の想定である 4 万 kW を 69 万 kW 上回った。

第2章 2017年度冬季の電力需給の見通し

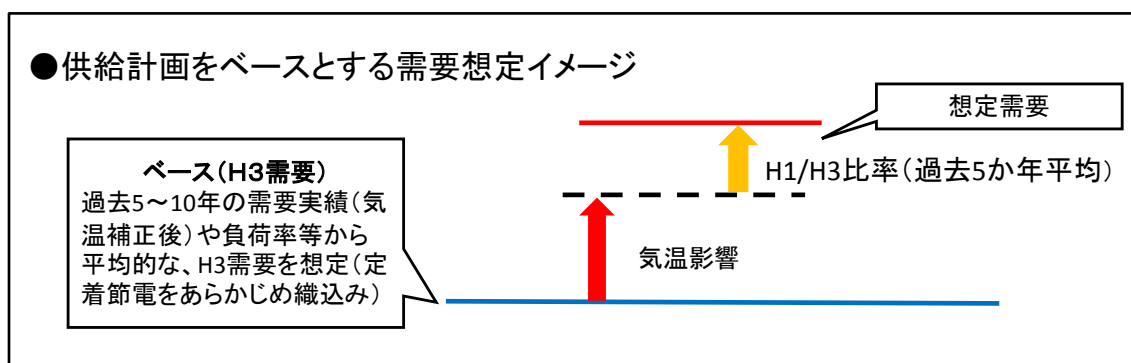
1. 基本的な考え方

2017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に需要を想定する(図2)。具体的には、北海道エリアについては2010年度並み、東北エリア及び東京エリアについては2013年度並み、中部エリア、関西エリア、中国エリア、四国エリア及び九州エリアについては2011年度並み、北陸エリアについては2016年度並み、沖縄エリアについては2015年度並みを想定する。

なお、厳気象 H1 需要対応の調整力として公募した電源 I' のうち、DR(デマンドリスポンス)による需要抑制分についても考慮する。



【図 2 需要想定方法のイメージ】

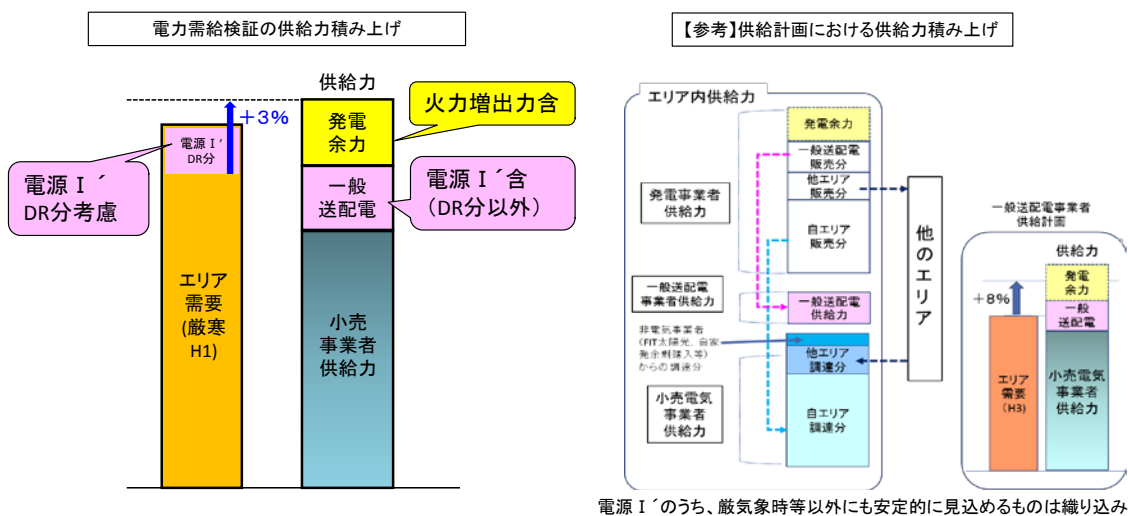
(2) 供給面

広域機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び以下の事業者に対して報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。

- 旧一般電気事業者⁴及び2016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）
- 2017年度供給計画における2017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）

供給力の想定方法としては、各供給エリアにおいて、小売電気事業者が確保した供給力、一般送配電事業者が確保した調整力等及び各発電事業者の発電余力の合計に、電源I'（DR分以外）及び火力増出力分を加えた量を供給力と見込むこととする（図3）。

小売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、販売先未定の発電余力は、発電所所在地エリア内の供給力として一旦計上するが、各エリアの供給力確保状況に応じて、これらがエリア間の取引で活用されることも考慮する。



【図 3 供給力の計上方法】

⁴ 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

以上により想定した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（50Hz）の 3 エリア全体、中部及び西日本（60Hz）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。

その際の評価基準としては、総合資源エネルギー調査会の電力需給検証小委員会で採用されていた「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」を踏襲する。

また、追加検証として、厳寒 H1 需要発生時において、発電機の停止や送電線 1 回線事故等の単一故障（以下、「N-1 故障」という。）が発生した場合の需給バランスについても検証する。

(参考) 電源 I' について⁵

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」）に対して、H3 需要に対応するため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 4）。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。

<2016 年度の調整力公募における電源 I' 必要量>

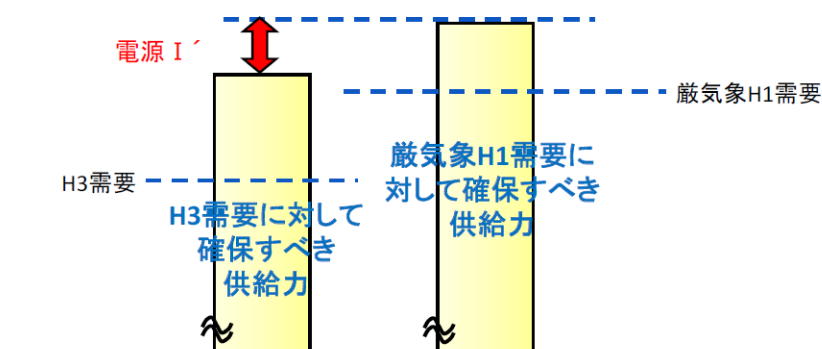
$$\text{電源 I'} = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

※「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、2016 年度供給計画の第 2 年度における H3 需要の値を使用する。

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

- ① 次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源について、過負荷運転等による増出力分が期待できる場合においては、その分を電源 I' の募集量から控除できる。
- ② 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象 H1 需要に対する供給力と H3 需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源 I' の募集量に反映させる。



【図 4 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。

2. 2017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（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、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 2017 年度冬季（1 月）の需要見通し⁶】

（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/°C)	-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。

⁶ 電源 I' (DR 分) は含まない。

3. 2017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⁷を見込む。以下、電源毎に供給力の見込みを示す。

(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、10エリア12,820万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

東日本大震災以降行われてきた長期停止火力発電設備⁸の再稼働分として、2017年度冬季は2エリア2機を供給力として見込む。

【表 13 2017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】

2017年10月1日現在（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	44年
中部	知多第二2号GT	15万kW	LNG	21年
合計		49万kW		

⁷ 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。

⁸ 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。2017年度冬季は10エリアで123万kWが可能であることを確認した。

【表 1 4 2017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	50	10	6	15	6	8	9	0	123

※ 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、東北エリア及び東京エリアを中心に導入されてきた緊急設置電源は、2017年度冬季は3エリア79万kWを見込む。

【表 1 5 2017年度冬季（1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)	7	66	0	0	0	6	0	0	0	0	79

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

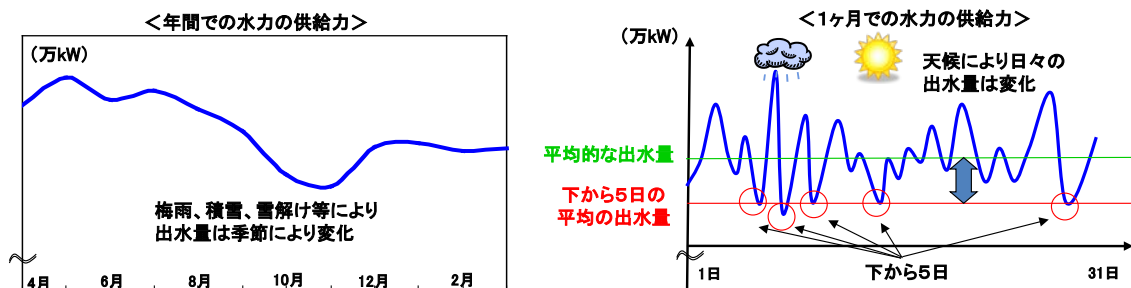
(3) 水力発電

水力発電については、9エリア949万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5）。2017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。



【図 5 水力発電の供給力の計上方法】

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。

(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9エリア 1,909 万 kW（1月）を見込む。

【表 16 2017 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)	2017年度冬季 (1月)の供給 力見込み(②)	①と②の差の理由
北海道	80	56	・混合揚水の貯水池水位低下による出力減 ・計画補修による減 ・揚水潜在による減
東北	71	71	—
東京	1,065	787	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
中部	418	279	・計画補修による減 ・揚水潜在による減
北陸	11	10	・混合揚水の貯水池水位低下による出力減
関西	505	362	・運用水位による減 ・計画補修による減
中国	211	126	・昼間放水時間が約15時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電ができないため。
四国	68	40	・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電ができないため。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできないため。
九州	229	178	・計画補修による減
沖縄	—	—	—
合計	2,658	1,909	

※ 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発電（太陽光、風力、地熱）については、10エリアで63万kWを見込む。

① 太陽光発電

2エリア17万kWを見込む⁹。

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 17 2017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	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	19-20時	—
太陽光供給力(万kW)	0	0	0	16	1	0	0	0	0	0	17
出力比率(%)(自家消費+供給力)	0	0	0	2.9	1.5	0	0	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17万kW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5～11年間）の出力実績値を集計し、各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 18 2017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)	2	7	3	1	0	0	1	1	1	0	17
出力比率(%)	4.9	7.7	6.4	3.8	0.5	2.6	2.1	4.2	2.2	0.3	—
発電実績データ期間	11年	9年	6年	10年	8年	8年	5年	9年	10年	5年	—

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

⁹ 冬季は多くのエリアで電力需要のピーク時間帯を日射が見込めない夕方以降と想定していることから、中部、北陸のみ太陽光供給力を見込んでいる。

③地熱発電

4 エリア 29 万 kW を見込む。

【表 19 2017 年度冬季（1 月）の地熱発電の供給力見込み】

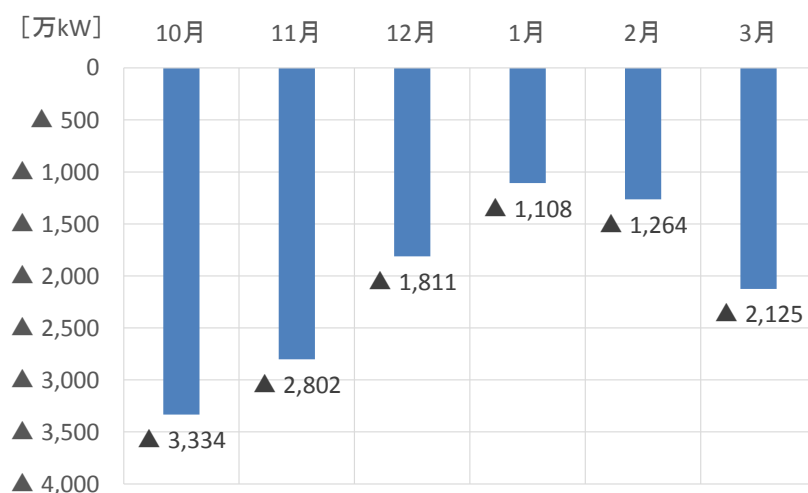
(送電端)

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	11	0	0	0	0	0	0	16	0	29

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

（参考）2017 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）

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）の全国合計を図 6 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。



※ 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

【図 6 2017 年度下期の発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）】

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

至近10か年で最も厳寒となった年と同程度の気象条件が発生した場合であっても、電源I'の活用、火力増出力運転、エリア間取引¹⁰の活用により、9エリア合計で10.8%(2月)、また全国の各エリアでそれぞれ3%以上の供給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 20 2017年度厳寒H1 需要発生時の需給バランス(電源I'、火力増出力運転及びエリア間取引考慮)】

	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
【12月】													
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】													
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】													
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】													
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

※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を考慮。

※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。

(2) エリア間取引等の効果

①電源I'活用、火力増出力及びエリア間取引を考慮しない場合の需給バランス

(1)において、中部エリアでは、火力増出力やエリア間取引の活用を想定した結果、予備率3%が確保できる見通しとなった¹¹。

参考として、仮に、これらを考慮しない¹²場合の見通しを表21に示す。

¹⁰ 広域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。

¹¹ 中部エリアでは今冬の電源I'はない。

¹² 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考慮する。

この場合、中部エリアでは、予備率が3%を下回ることとなる。

【表 2 1 需給バランス（電源 I'、火力増出力及びエリア間取引を考慮しない場合）】

(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													

※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。

②電源 I' 及び火力増出力運転のみを考慮した場合の需給バランス

次に、エリア間取引を考慮せず、各エリアの電源 I' と火力増出力運転を考慮した場合の見通しを表 2 2 に示す。

中部エリアでは、火力増出力運転考慮後も予備率が3%をやや下回る。

【表 2 2 需給バランス（電源 I'、火力増出力を考慮、エリア間取引を考慮しない場合）】

(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
	(7,421)	(609)	(1,462)	(5,350)	(8,763)	(2,348)	(513)	(2,733)	(1,131)	(506)	(1,531)	(16,185)	
最大電力需要	6,517	516	1,368	4,633	7,927	2,265	489	2,244	987	477	1,465	14,444	113
	(6,567)			(4,683)	(7,951)			(2,261)			(1,472)	(14,518)	
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	603	1,594	5,530	9,190	2,431	569	2,849	1,187	537	1,616	16,917	163
	(7,658)	(597)	(1,580)	(5,480)	(9,136)	(2,421)	(564)	(2,834)	(1,181)	(529)	(1,608)	(16,794)	
最大電力需要	6,818	516	1,392	4,910	8,312	2,364	512	2,404	1,041	477	1,514	15,130	117
	(6,868)			(4,960)	(8,336)			(2,421)			(1,521)	(15,204)	
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	602	1,605	5,347	9,211	2,432	572	2,835	1,169	601	1,603	16,765	174
	(7,489)	(595)	(1,591)	(5,302)	(9,156)	(2,421)	(566)	(2,819)	(1,163)	(593)	(1,595)	(16,645)	
最大電力需要	6,813	516	1,386	4,910	8,312	2,364	512	2,404	1,041	477	1,514	15,125	117
	(6,863)			(4,960)	(8,336)			(2,421)			(1,521)	(15,199)	
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	575	1,404	5,039	8,709	2,282	531	2,763	1,073	566	1,493	15,726	180
	(6,958)	(569)	(1,394)	(4,995)	(8,659)	(2,271)	(526)	(2,752)	(1,067)	(558)	(1,485)	(15,617)	
最大電力需要	6,323	479	1,307	4,537	7,578	2,196	485	2,160	947	426	1,365	13,901	111
	(6,372)			(4,587)	(7,594)			(2,172)			(1,368)	(13,967)	
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）。

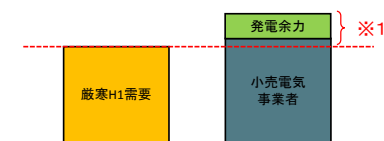
※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

③需給バランス見通しにおけるエリア間取引の詳細

各エリアの事業者の余力（発電事業者の発電余力、小売電気事業者の予備力）は卸電力取引市場等で取引される蓋然性が高いことから、電源Ⅰ´、火力増出力運転に加え、エリア間取引も考慮して、中部エリアの予備率がどの程度確保できるかを算出したところ、予備率3%以上を確保できる見通しとなった（図7、8、表23）。これが（1）で示した見通しである。

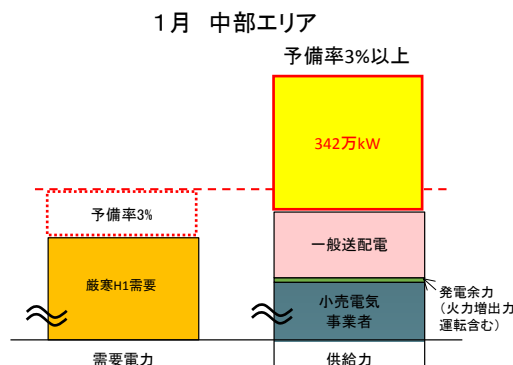
なお、エリア間取引については、各エリアの事業者の余力が連系線の空容量の範囲内で取引されることを想定してその可能量を算出し、不足エリアが予備率3%程度を確保するまでの量を考慮している。

	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）

【図7 エリア間取引可能量の算出例（厳寒H1、中部1月）】



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、%）

	中部	関西	中国	四国
【1月】				
供給力	2,435	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】				
供給力	2,435	2,835	1,169	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、予備率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。

【図8 需給バランス見通しにおけるエリア間取引（厳寒H1）】

【表 23 エリア間取引の（図7，8）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1'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)

2017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

(3) 厳寒 H1 需要と供給力減少リスク (N-1 故障) の同時発現時の需給バランス確認

さらなるリスクケースとして、厳寒 H1 需要発生時において発電機の 1 台停止や送電線 1 回線事故等の N-1 故障が発生した場合の需給バランスについても検証した(表 24)。

予備力 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、エリア間取引等の追加的な需給対策により予備率 3% を確保できることが確認できた(表 25)。なお、他エリアに関しても同様に、予備率 3% を確保できる見通しである。

【表 2 4 供給力減少リスク要因と供給予備力（厳寒H1）の比較※1】

		(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	

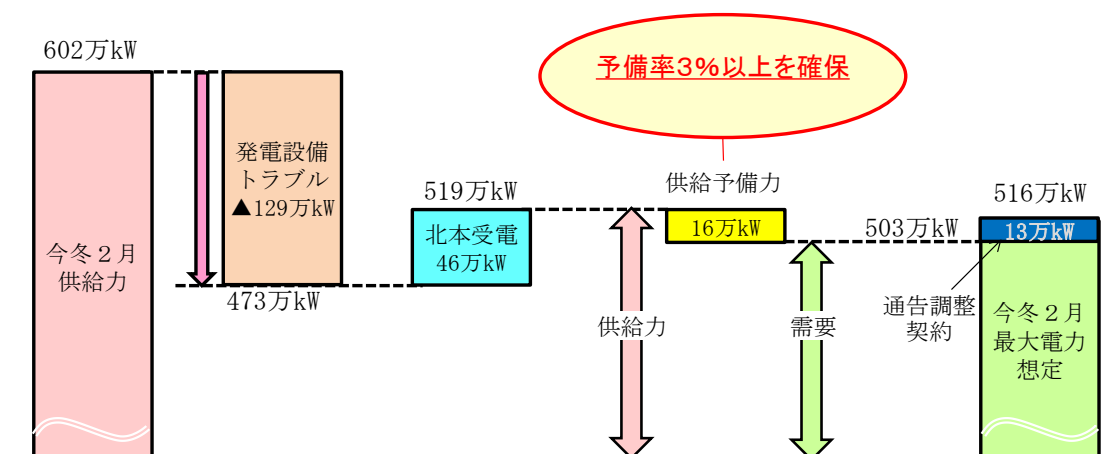
※3:電源I'及び火力増出力運転考慮前の値(電源I'のうち、厳寒時等以外にも安定的に見込めるものは計上)

【表 2 5 中部エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー】

エリアの運用上の追加的な需給対策※1		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		他エリア事業者余力かつ連系線容量範囲内	平成29年度供給計画に基づく連系線容量より		
		260	253				
FC活用分	50Hz		他エリア予備率3%超過分かつ連系線マージン範囲内			エリア向けの年間段階のマージン分を使用	
		82					83
小計	エリア間取引による需給対策			342	336		
本機関による逼迫時の指示	FC活用なし	60Hz		他エリア予備率3%超過分かつ連系線マージン範囲内	エリア向けの年間段階のマージン分を使用		
		34	34				
FC活用分	50Hz		他エリア予備率3%超過分かつ連系線マージン範囲内			エリア向けの年間段階のマージン分を使用	
		69					69
小計	本機関による需給対策			103	103		
合計		445		439			

※1 各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。
 ※ FC:周波数変換設備(東京中部間連系設備)
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

なお、北海道エリアについては、このリスクケースにおいても予備率 3%が確保できる見込みであるが、①他エリアからの電力融通に制約があること（北本連系線のマージン分 46 万 kW まで）、②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（石炭、定格 70 万 kW）の停止は、予備率 13.1%の喪失に相当）、③厳寒であり、電力需給の逼迫が、国民の生命、安全に及ぼす影響が甚大であることから、さらに、計画外停止の過去最大級のリスク¹³にも対応できることを追加で確認した（図 9）。



注 四捨五入の関係で、合計や差引が合わない場合がある。

※第 22 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2017 年 10 月 12 日)資料 2-1 参考資料 2 一部抜粋

【図 9 北海道エリアの供給力減少リスク確認】

¹³ 北海道エリアにおける過去 10 年で最大の供給力減少 (129 万 kW)

5. 2017年度冬季の需給見通しの検証の総括

2017年度冬季が、至近10か年で最も厳しい気象条件となった場合でも、電源I'の活用、火力増出力運転及びエリア間取引の活用により、全国的に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。

さらに、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、追加的なエリア間取引等の対策を行うことにより、全国で予備率3%を確保できることが確認できた。

加えて、北海道エリアについては、その特質を踏まえ、計画外停止の過去最大級のリスクにも対応できることを追加で確認した。

また、広域機関において、24時間体制での需給監視を引き続き適切に遂行するとともに、各エリアにおいて系統運用を担う一般送配電事業者、及びその他の電気事業者と密に連携し、万一の緊急時に即応できる協調体制を構築、維持していくことが適切である。

第3章 電力供給に係る現状と課題

1. 新たな環境下での課題

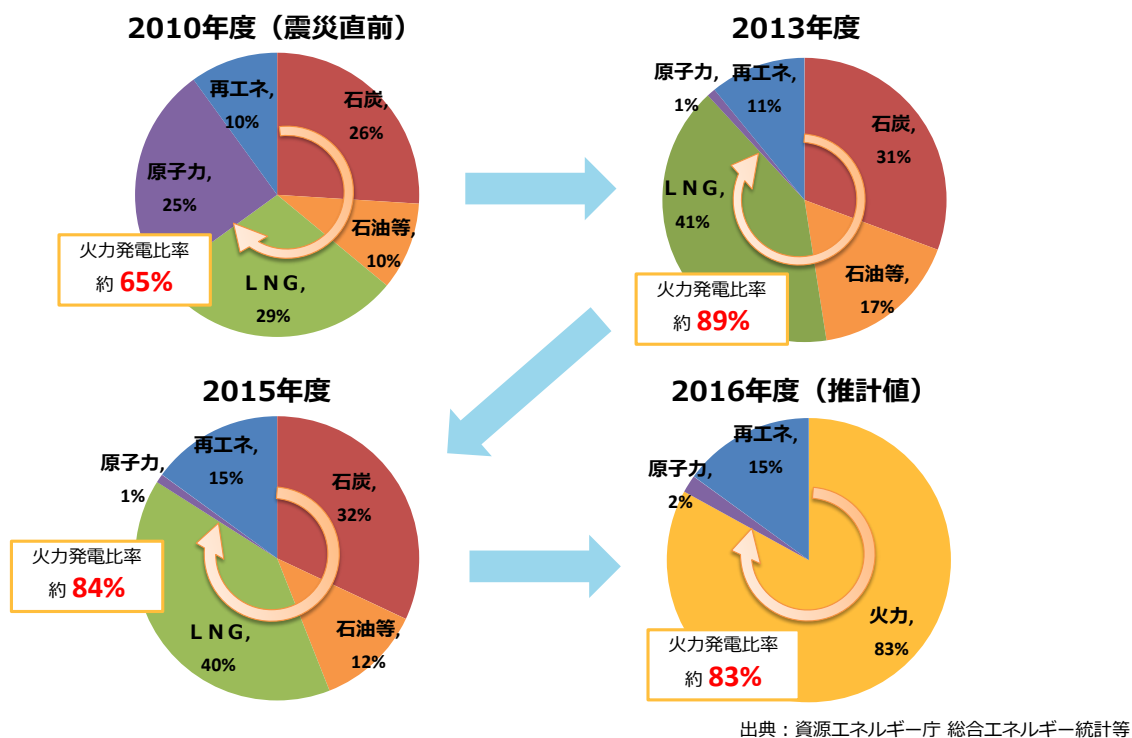
東日本大震災を契機とした需給ひっ迫は、節電の定着や省エネの推進、原子力発電所の再稼働等により、昨年夏以降、節電要請の必要なレベルには至っていない。

他方で、電力供給を取り巻く環境は東日本大震災以降大きく変化しており、新たな環境下で主に以下のような課題が健在化しつつあるところ、これらの課題に対応した適切な対策を講じる必要がある。

(1) 原発停止による燃料費やFIT賦課金等の増加による電力コストの増大

東日本大震災以降、原子力発電が稼働停止する中、長期停止させていた火力発電設備の再稼働を含め、火力発電設備の稼働増等によって電力供給力を確保してきた（図10に東日本大震災以降の電源構成を示す）。特に、電源構成に占める火力発電比率は、原子力発電の稼働停止に伴い、東日本大震災前の2010年度には約65%であった構成比率が、2016年度には約83%に増加し、火力発電への依存度が高止まりしている状況にある。このため、原子力発電の停止分の発電電力量を火力発電の焚き増しにより代替していると仮定し、直近の燃料価格等を踏まえて、その燃料費を試算すると、ベースロード電源として原子力を利用していた東日本大震災前（2008～2010年度の平均）に比べ、2016年度の原子力発電の稼働停止に伴う燃料費（焚き増し費用）の増加分は年間で約1.3兆円（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり約1万円の負担増加）、震災以降の焚き増しによる燃料費増は合計約15.5兆円（同国民一人当たり約12万円の負担増加）にのぼり、電力コストの増加の一因となっている。

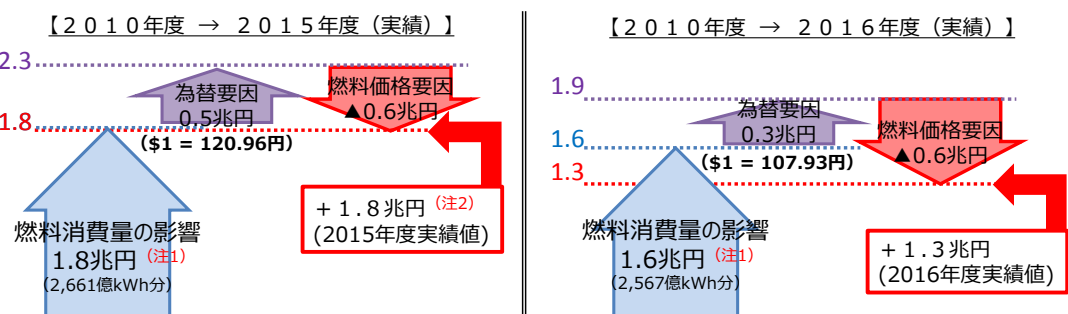
また、再エネの導入拡大に伴い、FIT賦課金も上昇を続けており、2016年度は賦課金の総額が年間1.5兆円（同国民一人当たり約1.2万円の負担増加）に達し、電力コスト増大の一因となっている。



【図 10 電気事業者の電源構成】

【表 26 燃料費の増加の見通し】

電力9社計	2010年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度実績	2016年度実績
総コスト	14.6兆円	18.1兆円	18.1兆円	18.4兆円	16.4兆円	15.6兆円
うち原発停止による燃料費増(試算)	-	+3.1兆円 (内訳) LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+3.6兆円 (内訳) LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+3.4兆円 (内訳) LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.3兆円	+1.8兆円 (内訳) LNG +0.8兆円 石油 +1.0兆円 石炭 +0.3兆円 原子力 ▲0.3兆円	+1.3兆円 (内訳) LNG +0.9兆円 石油 +0.5兆円 石炭 +0.2兆円 原子力 ▲0.3兆円



(注1) ウラン燃料費の削減による減少要因が▲0.3兆円を含む。(注2) 四捨五入の関係で単純な加算とはズレが生じている。

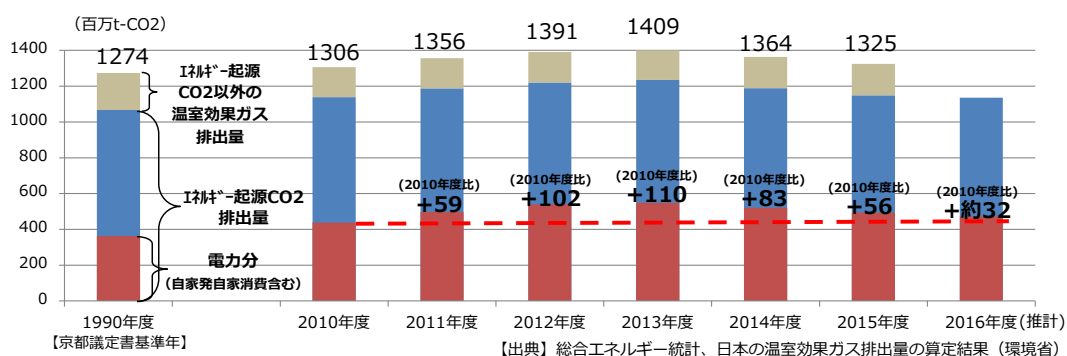
(2) 火力発電の割合増加によるCO2排出量の増加

火力発電の割合増加による電力由来の温室効果ガス排出量の増加は、我が国の地球温暖化問題への対応に困難をもたらしている。

電力由来の温室効果ガス排出量は、震災前の2010年度では約4.38億t-CO2

／年であったが、震災後、原発停止に伴う火力発電の焚き増しにより、2013年度には約5.48億t-CO₂／年にまで増加している。近年では、省エネの推進や再エネの導入拡大、原子力発電所の再稼働等により低下傾向に転じてはいるものの、2016年度は推計値で約4.70億t-CO₂／年と引き続き、高い水準にあり、パリ協定の目標（2013年度年比26%減）達成には一層の低減が求められる。

	1990年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度 (推計値)
温室効果ガス排出量 (百万t-CO ₂)	1274	1306	1356	1391	1409	1364	1325	—
うち エネ起CO ₂ 排出量 (百万t-CO ₂)	1067	1139	1188	1221	1235	1189	1149	約1140
エネ起のうち 電力由来排出量 (百万t-CO ₂)	362	438	497 2010年比： +59	540 2010年比： +102	548 2010年比： +110	521 2010年比： +83	494 2010年比： +56	約470 2010年比： +約32



【図 1 1 温室効果ガス排出の推移】

(3) 非化石（ゼロエミッション）電源比率の低下

発電部門におけるCO₂排出量の低減を図るためには、非化石電源比率の拡大が不可欠であり、エネルギー供給高度化法においては、小売電気事業者に対して、自ら供給する電気の非化石電源比率を2030年度に44%以上にすることを求めている。

他方で、非化石電源比率は、東日本大震災以降、原子力発電が稼働停止する中、長期停止させていた火力発電設備の再稼働を含め、火力発電設備の稼働増等によって電力供給力を確保してきた影響を受け、大幅に低下した（表27）。近年では、再エネの導入拡大、原子力発電所の再稼働等により上昇傾向にあるが、2030年の目標達成に向け、更なる対応が必要な状況にある。

【表 27 非化石電源比率の推移】

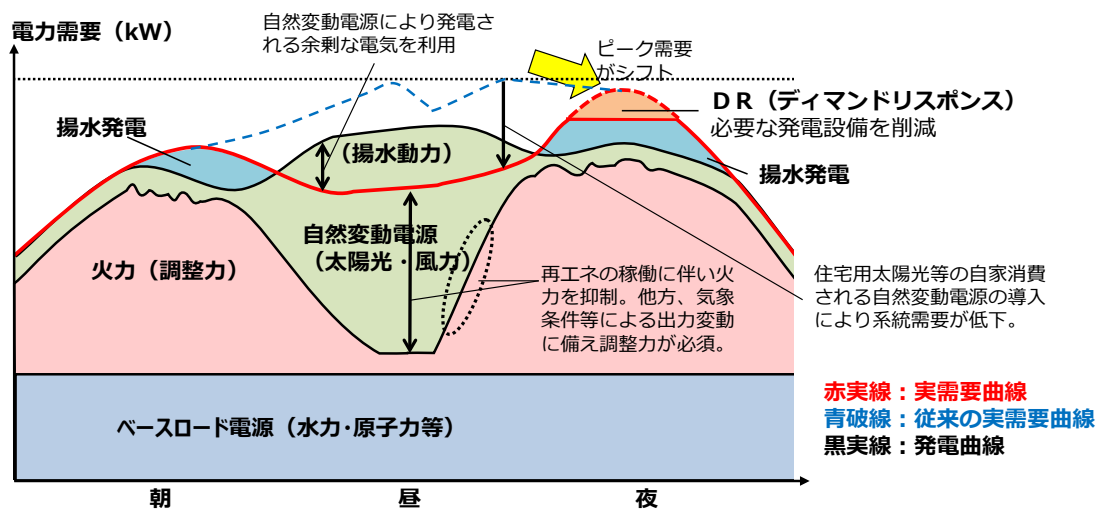
	2010年度実績 (震災前)	2013年度実績	2015年度実績	2016年度実績
非化石電源比率 (%)	3.5%	1.2%	1.5%	1.7% ※推計値

(4) 需給構造の変化

一日の電力需要は、季節により異なるものの、夜間の低負荷期から徐々に需要が増加し、午後2時前後に最大需要を迎え、徐々に需要が減少に転じるというパターンが基本とされてきた。

しかし、再エネの導入拡大に伴う日中に発電する自然変動電源（住宅用太陽光等の自家消費される電源を含む）の増加等により、低需要期では需要のピークが夕方にシフトする傾向が見られる（図12）。

また、気象条件等により発電量が大きく変動する電源が大量に系統に接続されることにより、需給がひっ迫していない時期（電力量（kWh）が十分に確保されている場合）であっても、自然変動電源の発電量の変動に対応するため、火力をはじめとする調整電源等を確保する必要性が生じている。



【図 12 一日の需給ロードカーブ（低需要期におけるイメージ）】

2. 諸課題に関する取組について

東日本大震災以降、燃料調達コストやFIT賦課金等の増加により、電気料金が上昇しており、国民、企業の負担が増加している。政府及び電気事業者においては、エネルギーミックスの実現に向け、対策を着実かつ迅速に進めていく必要がある。

原子力発電については、政府は、「いかなる事情よりも安全性を全てに優先させ、国民の懸念の解消に全力を挙げる前提の下、原子力発電所の安全性については、原子力規制委員会の専門的な判断に委ね、原子力規制委員会により世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し原子力発電所の再稼働を進める。その際、国も前面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るよう、取り組む。」としている。

2015年には九州電力川内原子力発電所1・2号機、2016年には四国電力伊方原子力発電所3号機、2017年には関西電力高浜発電所3・4号機が営業運転を開始し、供給力が増したことで、万一の火力発電設備のトラブルへの対応力が増すとともに、火力発電の稼働を低減することが可能となり、化石燃料依存度の低減や温室効果ガスの排出削減、電気料金の抑制につながる。

また、再生可能エネルギーの導入拡大等に伴う電力需給の構造変化を踏まえ、新たな環境下においても安定供給の維持等に必要な供給力・調整力の確保を目的とした「容量市場」や「需給調整市場」を2020年を目途に開始出来るよう、政府において、適切な制度設計を検討する必要がある。

さらに、資源の太宗を海外からの輸入に依存する我が国にとって、資源の低廉かつ安定的な供給を確保することは、電気事業者の燃料調達コストの引き下げの観点からも重要な課題であり、特に主要な発電用燃料であるLNGについて、安定的かつ合理的価格で調達する環境整備が必要である。

我が国としては、電力・ガス市場の自由化に伴う自社のエネルギー需要見通しの不透明化や、米国等の新たなLNG供給国の増加を踏まえ、LNGの安定供給における考え方を「長期安定性」や「量の確保」から、「柔軟性・弾力性の確保」や「市場の活用」へと重点を変え、世界大で流動性の高いLNG市場の実現による低廉かつ安定的な調達を目指すべきである。また、LNGの最大消費国としての現在の立場を活かし、LNGの取引集積と価格の形成・発信の拠点（ハブ）の地位を目指していくべきである。

具体的には、「LNG市場戦略（2016年5月2日）」に沿って、仕向地制限の撤廃等、LNG取引の流動性向上に向けた消費国との連携強化や、LNGの需給を反映した合理的な価格指標の確立に向けた、市場参加者や価格報告機関との対話等の取組を行っていくことが必要である。

このほか、2014年以来の資源価格低迷により、投資の停滞が長期化する中、

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）によるリスクマネー供給を通じ、我が国企業の資源開発投資が促進されるよう、引き続き政府による積極的な支援が必要である。

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会

電力・ガス基本政策小委員会 委員等名簿

※五十音順、敬称略、◎は小委員長、○は小委員長代理、●は副小委員長

(委員)

- 秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー
- 石村 和彦 旭硝子株式会社 代表取締役会長
- 大石 美奈子 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会理事・環境委員長
- 大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授
- 大山 力 横浜国立大学大学院工学研究院 教授
- 柏木 孝夫 東京工業大学 特命教授
- 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授
- 村上 由美子 OECD東京センター 所長
- 村木 美貴 千葉大学大学院工学研究科 建築・都市科学専攻教授
- 村松 久美子 PwCあらた有限監査法人 ディレクター 公認会計士
- ◎ 山内 弘隆 一橋大学大学院商学研究科 教授
- 横山 明彦 東京大学大学院新領域創成科学研究科 教授
- 四元 弘子 森・濱田松本法律事務所 弁護士
- 渡辺 毅 株式会社みずほ銀行 専務執行役員

(専門委員)

- 市川 晶久 日本商工会議所 産業政策第二部 主席調査役
- 長井 太一 一般社団法人日本経済団体連合会
資源・エネルギー対策委員会 企画部会長

(オブザーバー)

武田 勉	株式会社エネット 代表取締役社長
廣江 譲	電気事業連合会 副会長
幡場 松彦	一般社団法人日本ガス協会副会長・専務理事

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会 審議経過

○第5回委員会（2017年10月24日）
(議題)

- ・2017年度冬季の電力需給見通しと電力供給に係る現状と課題について

(参考)

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

委員 (中立者)

大橋 弘 東京大学大学院 経済学研究科 教授

荻本 和彦 東京大学 生産技術研究所 特任教授

合田 忠弘 同志社大学大学院 理工学研究科 客員教授

松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

委員 (事業者)

沖 隆 (株)F-Power 副社長

加藤 和男 電源開発(株) 経営企画部 部長

塩川 和幸 東京電力パワーグリッド(株) 技監

高橋 容 (株)エネット 取締役 技術本部長

平岩 芳朗 中部電力(株) 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 (一社)太陽光発電協会 事務局長

(敬称略・五十音順)

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22回委員会（2017年10月12日）

（議題）

- ・ 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