

電力需給検証報告書（案）

平成 28 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 2016 年度夏季の電力需給の結果分析	
1. 各旧一般電気事業者における電力需給の状況.....	- 3 -
2. 供 給	- 5 -
3. 需 要	- 12 -
4. 2016 年度夏季の電力需給の結果分析の総括	- 18 -
5. エリアを対象とした 2016 年度夏季の電力需給実績の確認.....	- 20 -
第 2 章 2016 年度冬季の電力需給の見通し	
1. 基本的な考え方.....	- 24 -
2. 2016 年度冬季の供給力の想定	- 26 -
3. 2016 年度冬季の需要の想定	- 35 -
4. 電力需給バランスの検証.....	- 38 -
5. 冬季の需給見通しの検証の総括（まとめ）	- 43 -
6. 今後の需給バランス評価にかかる改善の方向性.....	- 44 -
第 3 章 電力コストや温室効果ガス排出への影響等について	
1. 火力発電設備の稼働増に伴う課題について.....	- 3 -
2. 諸課題に関する取組について.....	- 5 -
おわりに ～政府への要請～.....	- 24 -

はじめに

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会（以下、需給検証小委員会）では、これまで旧一般電気事業者を対象に電力需給見通しを策定してきたが、電気の小売全面自由化等の状況を踏まえ、対象を、新規参入者を含めた供給区域（以下、エリア）全体とした上で、需給検証の作業の場を電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）に移管した。（表1では、従来と今回以降（2016年度冬季以降）の電力需給検証の違いをまとめている。）

また、今回から、需給検証小委員会に代わって、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、本小委員会）において、広域機関で策定（具体的には、同機関に設置されている「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」において審議）される前季の電力需給実績及び次季の電力需給見通しについて報告を受け、その妥当性の確認や電力需給対策の方針に関する審議を行うこととなっている。

今回、本小委員会は2016年10月18日付で2016年度夏季の電力需給実績及び2016年度冬季の電力需給見通しについて広域機関から報告を受け、同日に審議を行った。この報告書は、その結果をとりまとめたものである。

【表1 従来と今回以降の電力需給検証の違い】

	従来	今回以降
対象	旧一般電気事業者の需給	各エリア全体の需給
供給力	発受電端ベース	送電端ベース
	旧一般電気事業者の供給力を積上げ	小売電気事業者、一般送配電事業者が調達した供給力、発電事業者の発電余力を積上げ
評価基準	猛暑/厳寒H1需要に対し、供給予備率3%以上を確保できているかどうかを確認	左記に加え、猛暑/厳寒H1需要発生時に、さらにN-1故障が発生した場合の影響を確認

本年4月、需給検証小委員会でとりまとめた2016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、一定程度改善し、電力融通なしで、いずれの電力会社においても、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った。

2016年度夏季は、想定よりも気温が低かったこと、事前の想定よりもIIP（鉱工業生産指数）の伸び率が小さかったこと等により需要が減少した。また、2016年度夏季は東日本大震災後初めて節電要請を行わなかったが、過去3年間

(2013年夏季～2015年夏季)と同程度の節電が行われたことから、結果的に、2016年度夏季において、電力の安定供給に必要な予備力は確保された。

また、9月には四国電力伊方原発3号機が再稼働し、供給力の積み増しがあった。我が国全体では、東日本大震災以降、原子力発電が長期間稼働停止中、火力発電への依存度は依然高く、震災前には長期停止していた火力発電所の再稼働、緊急設置電源の継続運転等により、電力の安定供給に対する潜在的なリスクが高まっているという状況が続いている。

2016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. 2016年度冬季の電力需給見通しは、2011年度冬季並み（北海道電力については更に厳寒であった2010年度並み、東北及び東京電力については2013年度並み、沖縄エリアは2015年度並み）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。（1月では、9エリア8.0%、東日本3エリア7.5%、中西日本6エリア8.5%の予備率を確保。）
2. 四国エリアにおいては、伊方原発3号機の再稼働があり、需給状況は改善された。
3. ただし、北海道エリアについては、1月で予備率16.2%を確保するものの、他電力からの電力融通に制約があること、発電所1機のトラブル停止が予備率に与える影響が大きいこと、厳寒であるため、万一の電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全を脅かす可能性があること等を踏まえ、過去最大級の電源脱落等又はそれを上回るリスクにも備え、電力需給に万全を期す必要がある。
4. また、震災後の原子力発電の稼働停止に伴い、火力発電への依存度は引き続き高く、燃料コストの増加、温室効果ガスの排出増加、安定供給上のリスク増大が生じており、原発の再稼働は供給力の増加だけでなく、こうした問題の緩和に繋がるものである。さらに、太陽光発電等の再生可能エネルギーも、今後は大きな柱となりうる。
5. 政府においては、引き続き、燃料コスト抑制やエネルギー源の多様化、燃料調達源の多角化、合理的な節電や省エネ、温暖化に対する対策などを促す必要がある。

第 1 章 2016 年度夏季の電力需給の結果分析

1. 各旧一般電気事業者における電力需給の状況

表 2 は、旧一般電気事業者（北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、関西電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力及び沖縄電力）の 2016 年度夏季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（電力(kW)は全て発受電端¹の値）。

2016 年度夏季の最大需要は、沖縄を除き全国的に本年 4 月に電力需給検証小委員会が示した想定（以下「事前の想定」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。

なお、9 月 8 日、中部エリアにおいて、雷による送電線 2 回線同時故障が起こったことに伴い、碧南火力発電所の 5 台（410 万 kW）が全台停止する事故が発生した。これを受け、広域機関は、エリアの需給状況が悪化するおそれがあると判断し、東京電力パワーグリッド、関西電力、北陸電力、中国電力の各社に対し、中部エリアへの電力供給を行うよう指示を行い、その結果、需給ひっ迫を回避することができた。

以下、2016 年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

¹ 旧一般電気事業者の発電所の発生電力端の電力、及び他社の発電所で発電された電力のうち一般送配電事業者の流通設備を通じて需要家に供給された電力の受電地点における値を合計したものをいう。

【表 2 2016 年度夏季の旧一般電気事業者における需給状況（最大需要日）】

(発受電端、万kW)

旧一般電気事業者	節電目標	実績					見通し※1		
		最大需要日	最高気温(°C)	最大需要	供給力	予備率	最大需要	供給力	予備率
北海道電力	なし	8月8日(月) (16~17時)	30.4	405	500	23.6%	428	515	20.2%
東北電力	なし	8月5日(金) (14~15時)	32.7	1,228	1,550	26.2%	1,412	1,514	7.3%
東京電力	なし	8月9日(火) (14~15時)	37.2	4,660	5,267	13.0%	4,810	5,201	8.1%
中部電力	なし	8月8日(月) (14~15時)	37.8	2,425	2,690	11.0%	2,567	2,739	6.7%
関西電力	なし	8月8日(月) (16~17時)	36.3	2,375	2,582	8.7%	2,567	2,778	8.2%
北陸電力	なし	8月25日(木) (14~15時)	34.2	516	571	10.8%	545	605	11.1%
中国電力	なし	8月25日(木) (14~15時)	35.1	1,042	1,161	11.5%	1,114	1,259	13.0%
四国電力	なし	8月22日(月) (14~15時)	36.0	535	624	16.8%	543	574	5.8%
九州電力	なし	8月22日(月) (15~16時)	35.1	1,455	1,659	14.0%	1,564	1,782	13.9%
沖縄電力※2	なし	7月4日(月) (14~15時)	33.6	155	215	38.4%	154	224	45.7%

※1 総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(2016年4月)

※2 沖縄電力については、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。

2. 供給 ～事前の想定から▲363万kW

2016年度夏季の最大需要日の供給力（発受電端実績）の合計（沖縄電力を除く旧一般電気事業者9社の合計。以下同じ。）は、16,604万kWであり、事前の想定である16,967万kWを363万kW下回った。以下、電源毎に実績と事前の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運用停止があること、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3 2016年度夏季の供給力（実績）と事前の想定との差】

（発受電端、万kW）※1、2

（9社計）	実績 （万kW）	見通し （万kW）	実績－見通し （万kW）	差の主な要因						
合計	16,604	16,967	▲363							
原子力	273	178	+95	伊方原発3号機の試運転等による						
火力	12,187	12,962	▲775	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						
			<table border="1"> <tr> <td>計画外停止</td> <td>▲262</td> </tr> <tr> <td>需給停止※3</td> <td>▲514</td> </tr> <tr> <td>その他</td> <td>+1</td> </tr> </table>	計画外停止	▲262	需給停止※3	▲514	その他	+1	
計画外停止	▲262									
需給停止※3	▲514									
その他	+1									
水力	1,176	1,233	▲57	一部地域の降水量少、ダム水位の低下による運用変更等による						
揚水	1,866	2,061	▲195	需給状況を考慮した日々の運用による						
地熱 太陽光 風力	1,616	768	+848	太陽光・風力の出力比率が想定以上となったことによる（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）						
融通調整	0	0	0	—						
新電力への供給等	▲512	▲238	▲274	卸電力取引所への売電増等						

※1 実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは事前の想定による。

※2 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

※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（RS）ともいう（電気学会技術報告 第977号）

(1) 火力発電 ～事前の想定から▲775万kW

最大需要日における供給力（実績）の合計は、12,187万kWであり、事前の想定である12,962万kWを775万kW下回った。

以下に、詳細な状況について記す。

①計画外停止²の状況

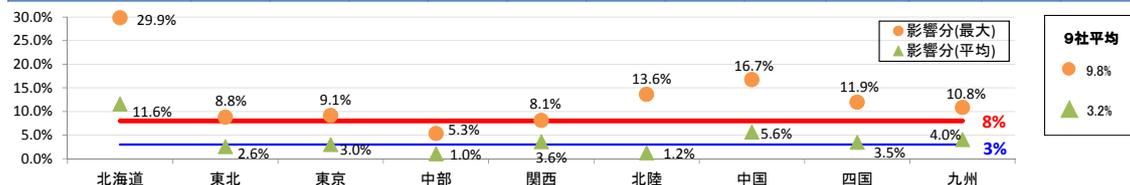
計画外停止の状況を表4、図1に示す。

各旧一般電気事業者は、2016年度夏季も引き続き、巡回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、7、8月における計画外停止の停止分（kW）の平均値及び最大値は昨年度（表5、図2）よりも減少、最大需要日における計画外停止による供給力低下分の合計も288万kW（揚水27万kW含む。予備率に与える影響▲2.0%）と昨年の408万kW（同：▲2.6%）よりも減少している。

【表4 2016年度夏季の計画外停止の状況】

（単位：万kW）	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	121 (8/11-15)	108 (8/23)	426 (7/16)	129 (8/1)	192 (8/10-14)	70 (7/2)	174 (8/15)	64 (8/11-13)	158 (7/20)	655 [503] (7/16)	787 [482] (8/13)	1,442 [801] (8/13)
[主な計画外停止発電所] ※ ()は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。 ※ []は火力発電所の運転開始年	苫東厚東火力4号 (70) [H14.6]	秋田火力3号 (35) [S49.11]	鹿島火力6号 (100) [S49.9]	碧南火力5号 (100) [H14]	赤穂火力2号 (80) [S62.12]	七尾大田火力2号 (70) [H10.7]	下松火力3号 (70) [S54.9]	坂出火力3号 (45) [S48.4]	香北火力2号 (70) [H15.6]			
	苫小牧火力1号 (25) [S48.11]	自社水力	広野火力4号 (100) [H5.1]	知多第二火力1号 (18) [S58]	御坊火力2号 (60) [S59.11]		玉島火力3号 (50) [S49.6]		川内火力1号 (30) [S49.7]	-	-	-
	伊達火力1号 (21) [S53.11]		姉崎火力1号 (80) [S42.12]	他社受電	海南火力1号 (45) [S45.5]		他社受電	他社受電	他社受電			
②7、8月の計画外停止分の平均	47	31	141	25	85	6	59	19	59	219	253	471
③最大需要日の計画外停止実績	51	10	6	5	87	0	73	19	38	67	221	288
今夏の最大需要	405	1,228	4,660	2,425	2,375	517	1,042	535	1,455	6,293	8,349	14,642
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲29.9%	▲8.8%	▲9.1%	▲5.3%	▲8.1%	▲13.6%	▲16.7%	▲11.9%	▲10.8%	▲10.4%	▲9.4%	▲9.8%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲11.6%	▲2.6%	▲3.0%	▲1.0%	▲3.6%	▲1.2%	▲5.6%	▲3.5%	▲4.0%	▲3.5%	▲3.0%	▲3.2%
最大需要日に③が発生した時の予備率への影響	▲12.6%	▲0.8%	▲0.1%	▲0.2%	▲3.7%	▲0.0%	▲7.0%	▲3.5%	▲2.6%	▲1.1%	▲2.7%	▲2.0%

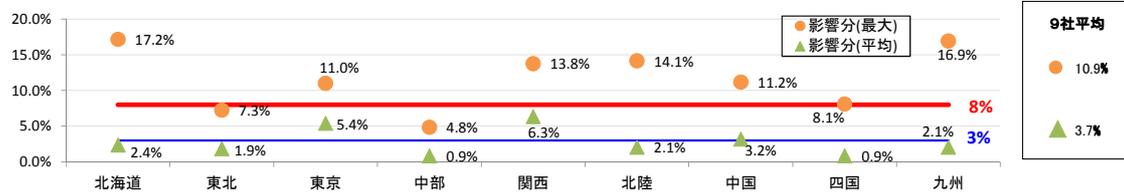


【図1 2016年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

² 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。

【表5 2015年度夏季の計画外停止の状況】

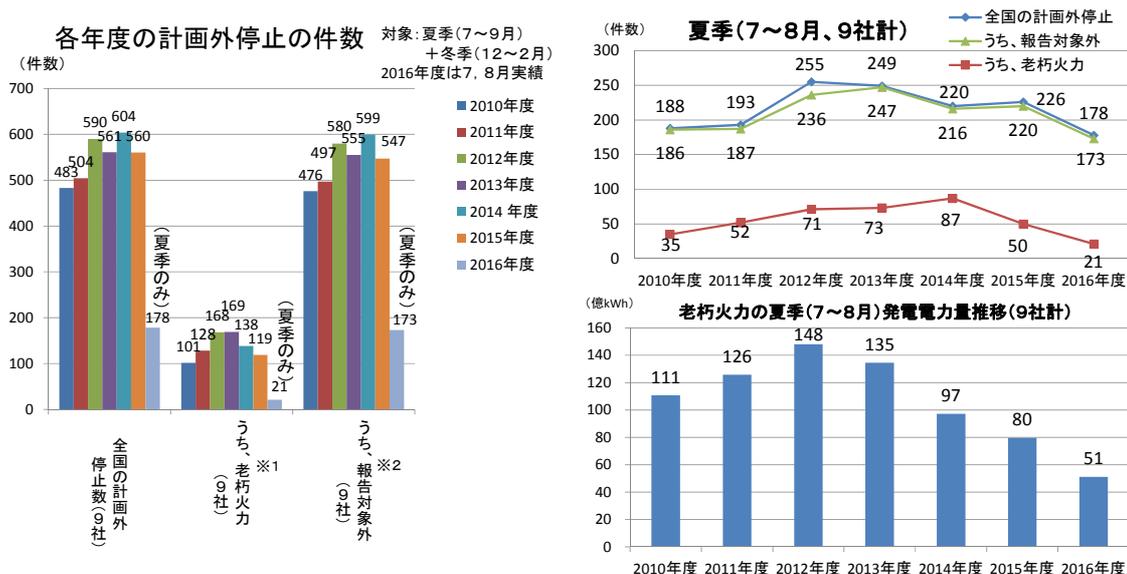
(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	77 (7/19)	101 (7/31)	545 (8/9)	120 (7/17, 18)	352 (7/17)	74 (7/19)	120 (7/7)	41 (7/30)	254 (8/25)	722 [584] (8/8)	961 [569] (7/7)	1,683 [1,021] (7/3)
[主な計画外停止発電所] ※ ()は停止分が最も高い発電所の定格出力。コンバインドガスタービンは、夏季の気温上昇により出力減。 ※ []は火力発電所の運転開始年	苫東厚真火力4号 (70) [H14.6]	秋田火力3号(35) [S49.11] 能代火力1号 (30) [H5.5]	鹿島火力5、6号 (100×2) [S49.9, S50.6] 広野火力5号 (60) [H16.7]	四日市火力4-5号 (10) [S63.7]	姫路第二火力2-6号 (49×5) [H25-H27] 御坊火力3号 (60) [S60.3]	七尾大田火力2号 (70) [H10.7] 自社水力	下松火力3号 (70) [S54.9] 玉島火力3号 (50) [S49.6]	坂出火力4号 (35) [S49.5] 平山水力 (4) 他社受電	新小倉火力3-5号 (60×3) [S53-S58] 苅田火力新1号 (36) [H13.7] 他社受電	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	11	26	268	21	162	11	34	4	31	305	264	568
③最大需要日の計画外停止実績	3	6	285	0	97	1	17	0	0	294	114	408
今夏の最大需要	447	1,393	4,957	2,489	2,556	526	1,075	511	1,500	6,797	8,657	15,454
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲17.2%	▲7.3%	▲11.0%	▲4.8%	▲13.8%	▲14.1%	▲11.2%	▲8.1%	▲16.9%	▲10.6%	▲11.1%	▲10.9%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲2.4%	▲1.9%	▲5.4%	▲0.9%	▲6.3%	▲2.1%	▲3.2%	▲0.9%	▲2.1%	▲4.5%	▲3.0%	▲3.7%
最大需要日に③が発生した時の予備率への影響	▲0.7%	▲0.4%	▲5.7%	0%	▲3.8%	▲0.2%	▲1.5%	0%	0%	▲4.3%	▲1.3%	▲2.6%



【図2 2015年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

2010年度から2016年度までの夏季（7～8月）における火力発電の計画外停止件数の推移等を図3に示す。

東日本大震災後、原子力発電が稼働停止し、火力発電の稼働率が上昇する中、計画外停止の件数は増加傾向であったが、今夏は震災後初めて震災前である2010年度を下回った。これは、新規火力発電の運開や原子力発電の再稼働により、運転開始から40年以上が経過した老朽火力の休廃止が進んでいることも一因と考えられる。



※1 2012年年度末に運転開始から40年を経過した火力。

※2 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。

【図3 各年度の計画外停止の件数】

②気温上昇による出力低下等

夏季は、気温が上昇し、吸入する空気の密度が低下すること等により、ガスタービンの出力が低下する。2016年度夏季の最大需要日の出力低下（実績）を表6に示す。出力低下が事前の想定以上のエリアもあったが、全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表6 2016年度夏季最大需要日の気温上昇による火力発電の出力低下】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証小委想定	▲252.7	▲0.8	▲64.7	▲187.2	▲260.1	▲123.3	▲86.6	0.0	▲12.1	▲8.4	▲29.7	▲512.8
②最大需要日の実績	▲280.8	▲0.8	▲66.2	▲213.8	▲270.3	▲132.3	▲88.6	0.0	▲11.3	▲8.4	▲29.7	▲551.1
差分(②-①)	▲28.1	0.0	▲1.5	▲26.6	▲10.2	▲9.0	▲2.0	0.0	+0.8	0.0	0.0	▲38.3

気温上昇による出力低下を抑制するため、各旧一般電気事業者は、2012年度夏季から吸気冷却装置を導入している。吸気冷却装置の導入による増出力（実績）を表7に示す。増出力が想定以下のエリアもあったが、全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表7 2016年度夏季最大需要日の吸気冷却装置による出力増加】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証小委想定	15.5	0.0	4.3	11.2	24.9	6.4	10.8	-	3.4	1.0	3.3	40.4
②最大需要日の実績	12.3	0.0	1.1	11.2	22.9	6.4	9.5	-	2.8	0.9	3.3	35.2
差分(②-①)	▲3.2	0.0	▲3.2	0.0	▲2.0	0.0	▲1.3	-	▲0.6	▲0.1	0.0	▲5.2

（2）水力発電 ～事前の想定から▲57万kW

最大需要日における供給力（実績）の合計は、1,176万kWであり、事前の想定である1,233万kWを57万kW下回った（表8）。

自流式水力については、東北、中国、四国及び九州電力において、出水状況の影響により、事前の想定を下回った。

貯水池式については、北陸電力においては貯水池運用を変更したこと、東京電力においては降水量が少なかったため流入量が大きく平年割れとなったこと等から、事前の想定を下回った。

【表8 2016年度夏季最大需要日の水力発電の供給力（実績）】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証小委想定 (8月)	486 (300)	64 (40)	156 (140)	266 (120)	747 (503)	136 (121)	264 (185)	137 (44)	47 (47)	59 (37)	104* (69)*	1,233 (803)
②最大需要日の実績	442 (307)	85 (61)	134 (124)	223 (122)	734 (522)	169 (157)	273 (198)	119 (50)	31 (31)	50 (28)	92 (58)	1,176 (829)
③差分(②-①)	▲44 (+7)	+21 (+21)	▲22 (▲16)	▲43 (+2)	▲13 (+19)	+33 (+36)	+9 (+13)	▲18 (+6)	▲16 (▲16)	▲9 (▲9)	▲12 (▲11)	▲57 (+26)
(最大需要発生日時)	-	8月8日 16-17時	8月5日 14-15時	8月9日 14-15時	-	8月8日 14-15時	8月8日 16-17時	8月25日 14-15時	8月25日 14-15時	8月22日 14-15時	8月22日 15-16時	-

※熊本地震に伴う水力供給力減(▲3)を反映
()は内、自流式水力の値

(3) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）～事前の想定から+848万kW

①太陽光発電 ～事前の想定から+806万kW

最大需要日の供給力（実績）³の合計は、1,542万kWであり、結果として、事前の想定である737万kWを806万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⁴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る。

【表9 2016年度夏季最大需要日の太陽光発電の供給力（実績）】

		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
太陽光供給力 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	193.7	0	46.9	146.8	542.9	162.3	107.1	13.9	76.9	55.3	127.4	736.6
	※カッコ内は時間帯	-	(19-20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)	-
	②最大需要日の実績	565.5	15.2	132.7	417.6	976.9	310.1	107.7	28.1	147	100.6	283.4	1542.4
	※カッコ内は時間帯	-	(16-17時)	(14-15時)	(14-15時)	-	(14-15時)	(16-17時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(15-16時)	-
	差分(②-①)	+371.8	+15.2	+85.8	+270.8	+434.0	+147.8	+0.6	+14.2	+70.1	+45.3	+156	+805.8
太陽光設備 量 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	1272.9	111.1	288.2	873.6	2246.4	605.8	418.4	63.1	279.2	190.2	689.7	3519.3
	②最大需要日の実績	1228.4	103.7	267.2	857.5	2093.9	554.8	390.8	59.4	286	174.2	628.7	3322.3
	差分(②-①)	▲44.5	▲7.4	▲21.0	▲16.1	▲152.5	▲51.0	▲27.6	▲3.7	+6.8	▲16.0	▲61.0	▲197.0
出力比率(%) (自家消費 +供給力)	①需給検証小委想定 (8月)	-	0	18.2	20.8	-	29.4	27.9	24.4	29.9	30.7	20.2	-
	②最大需要日の実績	-	15.5	52.4	52.5	-	58.3	30.1	52.6	53.7	59.6	48.3	-
	差分(②-①)	-	+15.5	+34.2	+31.7	-	+28.9	+2.2	+28.2	+23.8	+28.9	+28.1	-

②地熱発電 ～事前の想定から▲3万kW

最大需要日の供給力（実績）の合計は、25万kWであり、事前の想定である28万kWを3万kW下回った。

③風力発電 ～事前の想定から+45万kW

最大需要日の供給力（実績）の合計は、48万kWとなり、結果として、事前の想定である3万kWを45万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が多く存在することから、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5～10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る。

³ 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。

⁴ 発電機の定格出力に対する実績出力の比をいう。

【表 10 2016 年度夏季最大需要日の風力発電の供給力（実績）】

		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	1.8	0.6	1.0	0.2	1.4	0.5	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	3.2
	※カッコ内は時間帯	-	(19-20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)	-
	②最大需要日の実績	30.0	2.6	20.3	7.1	18.2	8.8	1.4	0.4	1.1	1.3	5.2	48.2
	※カッコ内は時間帯	-	(16-17時)	(14-15時)	(14-15時)	-	(14-15時)	(16-17時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(15-16時)	-
	差分(②-①)	+28.2	+2.0	+19.3	+6.9	+16.8	+8.3	+1.4	+0.4	+0.9	+1.3	+4.5	+45.0
風力設備量 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	154.5	31.7	82.3	40.5	166.7	29.8	13.6	15.1	40.2	15.2	52.8	321.2
	②最大需要日の実績	151.9	31.5	82.0	38.4	154.4	26.0	13.6	15.1	34.9	15.2	49.6	306.3
	差分(②-①)	▲2.6	▲0.2	▲0.3	▲2.1	▲12.3	▲3.8	0.0	0.0	▲5.3	0.0	▲3.2	▲14.9
出力比率(%)	①需給検証小委想定 (8月)	-	2.0	1.2	0.5	-	1.8	0.1	0.0	0.5	0.1	1.4	-
	②最大需要日の実績	-	8.3	24.8	18.5	-	33.9	10.3	2.3	3.1	8.6	10.5	-
	差分(②-①)	-	+6.3	+23.6	+18.0	-	+32.1	+10.2	+2.3	+2.6	+8.5	+9.1	-

3. 需 要 ～事前の想定から▲909万kW

2016年度夏季最大需要日の需要（実績）の合計は、14,641万kWであり、事前の猛暑を想定した需要の15,550万kWを909万kW下回った。

以下、実績と事前の想定との差の要因を検証する。

（1）需要の減少要因

需要変動に影響を与える要素である、①気温影響等⁵、②経済影響等⁶、③節電影響について、それぞれ検証を行った（表11）。

【表11 需要の主な増減要因の分析】

（発受電端）

（9社計）	実績 （万kW）	見通し （万kW）	実績－見通し （万kW）	差の主な要因
合計	14,641	15,550	▲909	
気温影響等	▲380	+168	▲548	全体的には、気温が想定よりも低く推移したこと等（一部で、想定以上の気温及び需要となったエリアもあった。）
経済影響等	▲1,117	▲993	▲124	2016年度のGDP、IIPの伸び率の差異（GDP:+1.1%→+0.7%、IIP:+2.7%→+0.2%）の影響及び需要の離脱の進展等により、見通しを下回った。
節電影響	▲1,849	▲1,612	▲237	ほとんどの旧一般電気事業者管内で想定を上回る節電が行われ、実績が想定を下回った。

※ 実績・見通しは発受電端電力。実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ（2016年4月）による。

※ 需要には、太陽光自家消費分は含まない。

⁵ 気温影響にH3実績をH1実績（推計）に割り戻した際に生じた差分を加えた合計をいう。

⁶ 経済影響と新電力への離脱影響の合計をいう。

①気温影響等 ～事前の想定から ▲548 万 kW

想定した猛暑よりは気温が低かったこと等により、ほぼ全体的に需要が減少し、実績が事前の想定を下回った（表 1 2）。

一部、想定した猛暑を上回る気象により、気温影響が事前の想定を上回ったエリアがあるため、次年度以降の想定においては考慮が必要である。

【表 1 2 旧一般電気事業者各社における気温影響等実績】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証 小委想定	▲ 45	1	▲ 76	30	213	66	64	▲ 1	4	6	74	168
②最大需要日 の実績	▲ 335	▲ 6	▲ 187	▲ 142	▲ 45	▲ 25	20	▲ 27	▲ 34	14	7	▲ 380
差分(②-①)	▲ 290	▲ 7	▲ 111	▲ 172	▲ 258	▲ 91	▲ 44	▲ 26	▲ 38	+ 8	▲ 67	▲ 548

②経済影響等 ～事前の想定から ▲124 万 kW

国内総生産（GDP）、鉱工業生産指数（IIP）の伸び率が、事前の想定より小さかったこと（GDP:+1.1%→+0.7%、IIP:+2.7%→+0.2%）、離脱需要の拡大等により、事前の想定よりも実績が 124 万 kW 下回った（表 1 3）。

【表 1 3 旧一般電気事業者各社における経済影響等実績】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証 小委想定	▲ 523	▲ 37	▲ 2	▲ 484	▲ 470	▲ 61	▲ 230	▲ 2	▲ 44	▲ 21	▲ 112	▲ 993
②最大需要日 の実績	▲ 503	▲ 39	▲ 64	▲ 400	▲ 614	▲ 119	▲ 258	0	▲ 74	▲ 30	▲ 133	▲ 1117
差分(②-①)	+ 20	▲ 2	▲ 62	+ 84	▲ 144	▲ 58	▲ 28	+ 2	▲ 30	▲ 9	▲ 21	▲ 124

③節電影響 ～事前の想定から ▲237 万 kW

今夏は震災後初めて、政府による節電要請がなかったにもかかわらず、国民各層の節電により、中部電力を除く旧一般電気事業者全てにおいて、事前の想定よりも実績が下回り、合計では 237 万 kW の需要減となった（表 1 4）。

【表 1 4 2016 年度夏季の節電見通しと需要減の実績】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ()は2010年度との気温差	▲20.0% (▲2.1℃)	▲17.3% ※1 (▲2.3℃)	▲22.3% (+1.5℃)	▲10.5% (+2.2℃)	▲23.3% (▲0.1℃)	▲10.0% (▲2.1℃)	▲13.2% (▲0.9℃)	▲10.4% (+1.0℃)	▲16.8% (+0.3℃)
<2016年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 405 ② 8/8 ③ 30.4℃	① 1,228 ② 8/5 ③ 32.7℃	① 4,660 ② 8/9 ③ 37.2℃	① 2,425 ② 8/8 ③ 37.8℃	① 2,375 ② 8/8 ③ 36.4℃※3	① 516 ② 8/25 ③ 34.2℃	① 1,042 ② 8/25 ③ 35.1℃	① 535 ② 8/22 ③ 36.0℃	① 1,455 ② 8/25 ③ 35.1℃
<2010年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 506 ② 8/31 ③ 32.5℃	① 1,557 ② 8/5 ③ 35.0℃	① 5,999 ② 7/23 ③ 35.7℃	① 2,709 ② 8/24 ③ 35.6℃	① 3,095 ② 8/19 ③ 36.5℃※3	① 573 ② 8/5 ③ 36.3℃	① 1,201 ② 8/20 ③ 36.0℃	① 597 ② 8/20 ③ 35.0℃	① 1,750 ② 8/20 ③ 34.8℃
定着節電の見通し (2016年4月の需給検証小委 員会想定)	▲8.3%	▲4.5%※1	▲12.3%	▲5.4%	▲11.7%	▲4.4%	▲3.9%	▲6.5%	▲8.5%
最大需要時における節電影 響実績	▲11.1%	▲5.3%	▲13.3%	▲5.2%	▲15.6%	▲5.2%	▲4.2%	▲7.7%	▲9.7%

(参考) 需要減少の対 2010 年度比 (期間平均)

単位(万kW)

需要減少の対2010年度比 (期間平均※2) ()は需要減少量	▲20.6% (▲100)	▲16.7% (▲219)	▲22.5% (▲1,135)	▲8.3% (▲225)	▲25.3% (▲700)	▲7.2% (▲35)	▲10.5% (▲111)	▲13.2% (▲69)	▲16.1% (▲259)
--	------------------	------------------	--------------------	-----------------	------------------	----------------	------------------	-----------------	------------------

※1 2010 年度最大需要から震災影響分 (70 万 kW 程度) を除いた 1,484 万 kW に対する節電率。

※2 2016 年7月1日(金)から8月31日(水)までの期間(土日祝日等を除く)について、2010 年度夏季の需要の気温感応度を基に各日の需要値 (理論値) を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均化したもの。

※3 関西においては、累積5日最高気温。

(2) 需要減のための取組等

① 需要家別の需要減の状況

表 1 5 に各旧一般電気事業者 (9 社) における「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」の需要減の実績 (需要減の実績を気温補正することで気温影響を除いたもの。) を示す。

各地域における産業構造や気象状況等によって、各需要家の節電の実績には差がみられるが、概ね国民各層において、事前に想定した定着節電以上の取組みがなされたものと考えられる (表 1 6)。

節電の実施内容について、旧一般電気事業者が事前に実施したアンケート結果から、東北電力及び中部電力分を抽出すると、エアコンは室温 28℃を心がける、無理のない範囲でエアコンを消して扇風機を使う、テレビは必要なとき以外は消す等の取組みが広く行われたことが窺える (図 4)。

【表 15 大口・小口・家庭別の需要減の実績】

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
需要減少の 対2010年度比 (期間平均) (○)は需要減少量	▲20.6% (▲100)	▲16.7% (▲219)	▲22.5% (▲1,135)	▲8.3% (▲225)	▲25.3% (▲700)	▲7.2% (▲35)	▲10.5% (▲111)	▲13.2% (▲69)	▲16.1% (▲259)
大口 需要家	▲24% (▲16)	▲13% (▲58)	▲20% (▲389)	▲4% (▲48)	▲21% (▲229)	▲5% (▲11)	▲7% (▲31)	▲13% (▲24)	▲20% (▲92)
小口 需要家	▲25% (▲55)	▲20% (▲101)	▲28% (▲513)	▲10% (▲89)	▲35% (▲380)	▲7% (▲12)	▲16% (▲59)	▲15% (▲26)	▲19% (▲129)
家庭	▲15% (▲29)	▲17% (▲60)	▲19% (▲233)	▲12% (▲88)	▲15% (▲91)	▲12% (▲12)	▲8% (▲21)	▲11% (▲19)	▲10% (▲38)

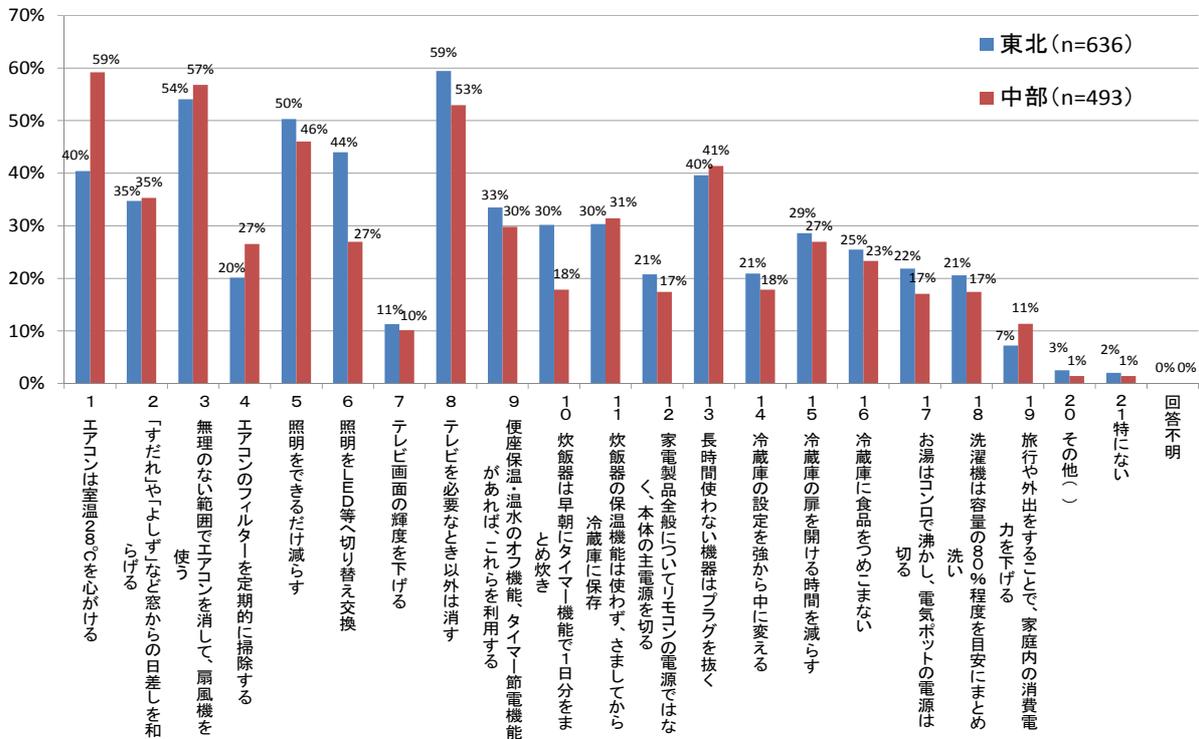
※2016年7月1日(金)から8月31日(水)までの期間(土日祝日等を除く)について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

【表 16 産業・業務・家庭別の需要減の実績(参考)】

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
産業	▲15% (▲15)	▲12% (▲71)	▲18% (▲301)	▲2% (▲20)	▲23% (▲250)	▲4% (▲11)	▲8% (▲34)	▲13% (▲24)	▲11% (▲53)
業務	▲30% (▲56)	▲24% (▲88)	▲28% (▲601)	▲16% (▲117)	▲32% (▲359)	▲10% (▲12)	▲16% (▲56)	▲15% (▲26)	▲25% (▲168)
家庭	▲15% (▲29)	▲17% (▲60)	▲19% (▲233)	▲12% (▲88)	▲15% (▲91)	▲12% (▲12)	▲8% (▲21)	▲11% (▲19)	▲10% (▲38)

※2016年7月1日(金)から8月31日(水)までの期間(土日祝日等を除く)について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。



【図 4 実施した節電内容 (2016年度夏季・家庭部門)】

※旧一般電気事業者が実施したアンケート結果から広域機関が集計

②節電が電力量（kWh）に与える影響

表 17 に 2016 年 7 月～8 月の節電電力量（kWh）の実績を示す。

電力量（kWh）の想定と実績の差から、気温影響等及び経済影響等を除いた節電による電力量の減少率（節電率）は、全国で▲7.8%であり、前年の▲7.1%と概ね同程度であり、今年度においても、節電が使用電力量の削減に相当貢献したと考えられる。

【表 17 2016 年度夏季の節電電力量について】

(単位:億kWh)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①2016年度 節電電力量※	▲ 4.4	▲ 7.8	▲ 57.3	▲ 14.1	▲ 23.1	▲ 1.3	▲ 3.9	▲ 4.6	▲ 8.2	▲ 124.7
2016年度 節電率 (①/③)	▲ 8.7%	▲ 5.6%	▲ 10.7%	▲ 6.0%	▲ 8.4%	▲ 2.6%	▲ 3.6%	▲ 8.7%	▲ 5.3%	▲ 7.8%
①2015年度 節電電力量※	▲ 4.1	▲ 7.7	▲ 50.9	▲ 13.0	▲ 19.6	▲ 1.3	▲ 4.4	▲ 4.0	▲ 9.1	▲ 114.1
2015年度 節電率 (①/③)	▲ 8.2%	▲ 5.5%	▲ 9.5%	▲ 5.6%	▲ 7.1%	▲ 2.6%	▲ 4.1%	▲ 7.6%	▲ 5.9%	▲ 7.1%
③2010年度 電力量	50.3	140.3	535.3	233.8	276.2	51.2	108.3	52.9	155.0	1603.3

※ 7 月から 8 月まで（土日祝日含む）の 2 ヶ月の販売電力量を対象に 2010 年度を基準とした節電電力量を算出。

③需給調整契約

表18及び表19に計画調整契約及び随時調整契約の状況を示す。

一部地域で実績が想定を下回ったが、契約件数及び契約電力が減少したこと、需要家側での負荷調整が困難であったこと等が要因であった。

【表18 計画調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①需給検証小委想定	1	18	158	45	105	4	41	18	30	420
②最大需要日の契約実績	0	14	124	57	38	2	11	8	31	285
③差分(②-①)	▲1	▲4	▲34	+12	▲67	▲2	▲30	▲10	+1	▲135

※需給検証小委想定は契約総量等のため、最大需要日の契約実績に比べ高くなる場合がある。

【表19 随時調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①需給検証小委想定	17	26	151	70	33	20	88	40	31	476
②今夏契約実績	18	23	137	69	33	20	88	40	28	456
差分(②-①)	+1	▲3	▲14	▲1	0	0	0	0	▲3	▲20

4. 2016 年度夏季の電力需給の結果分析の総括

供給面では、火力発電の計画外停止件数が震災前を下回るなど、十分な供給力が確保できたこと、需要面では、ほとんどの地域で想定ほどの猛暑とはならず、節電の定着も相俟って、全国大で見れば需要が想定を大きく下回ったことから、今夏の需給は最大需要日においても安定した状況であったといえる。

これは、発電事業者が、昨年までと同様に巡視点検の強化や定期検査の延期等を行って適切に夏に備えたことに加え、国民が節電の努力を継続していることによって実現したものであり、安定供給の維持のため、今後もこうした取り組みが継続されることを期待したい。

なお、今回の検証を通じ、節電が相当程度定着している状況を確認できたことから、来年以降、実態を踏まえた検証ができるよう、需要想定への反映について検討を進めていくこととする。

以下に、需給両面での検証結果のポイントを記す。

(1) 供給面

○火力発電については、震災後初めて老朽火力の計画外停止が震災前の水準を下回った。最大需要日における計画外停止による供給力低下分の合計は 288 万 kW（揚水 27 万 kW 含む。予備率に与える影響は▲2.0%）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、一部の地域では降雨量が少なく、また、ダム水位の低下による運用変更等を行ったため、日本全国で見ると最大需要日の供給実績は事前の想定を下回った。

○太陽光発電については、太陽光発電の設備量の合計は事前の想定を 197 万 kW（約 6%）下回った。一方、出力比率は、事前の想定において安定的に見込める量のみを供給力に計上していたことから、全ての旧一般電気事業者において上回り、全国合計では供給実績が事前の想定である 737 万 kW を 806 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、設備量の合計は想定を下回ったものの、出力比率が全ての旧一般電気事業者において想定を上回り、供給実績は事前の想定である 3 万 kW を 45 万 kW 上回った。

(2) 需要面

○2016 年度夏季は、ほとんどの電力管内において、想定した猛暑を下回る気温となったこと、想定を上回る節電がなされたこと等により、1社を除き全ての旧一般電気事業者において最大需要実績が事前の想定を下回った。

○表 20 に 2013 年度以降の夏季の節電実績と節電目標について示す。
今夏は、東日本大震災以降、初めて政府による節電要請が行われなかったが、節電の実績は過去 3 年間（2013 年夏季～2015 年夏季）と同程度であり、省エネを含む節電が広く定着していることが窺われる。

【表 20 節電実績と節電目標】

(発受電端、万 kW)

夏季節電		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
2013年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲44	▲80	▲764	▲140	▲324	▲30	▲51	▲39	▲185
2014年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲43	▲76	▲805	▲155	▲371	▲30	▲52	▲42	▲172
2015年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲49	▲79	▲796	▲175	▲430	▲30	▲55	▲44	▲169
2016年度	目標	節電要請なし								
	実績	▲56	▲78	▲797	▲140	▲482	▲30	▲51	▲46	▲169

5. エリアを対象とした2016年度夏季の電力需給実績の確認

上記1から4は、旧一般電気事業者の需給のみを対象として検証を行ったものであり、新電力の電力需給が含まれていないことから、広域機関が平常時の需給監視業務において把握しているデータを活用し、本年夏季における新電力も含むエリア全体の需給実績について確認したので参考に以下に示す。

(1) 2016年度夏季の各エリアにおける需給状況

表21は、全国10エリアの2016年度夏季最大需要日における電力需給状況（送電端）を示したものである。

最大需要実績は、全国的に本年6月に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。）を四国、沖縄エリアを除き全国的に下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保していた。

なお、各エリアとも旧一般電気事業者の需給のみを対象とした検証結果と大きな違いはなかった。

【表21 2016年度夏季の各エリアにおける需給状況（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	想定月	最大需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率
北海道	8月8日(月)	16～17時	425	520	22.4%	8月	449	530	18.0%
東北	8月5日(金)	14～15時	1,286	1,606	24.8%	8月	1,409	1,495	6.0%
東京	8月9日(火)	14～15時	5,332	5,985	12.2%	8月	5,627	5,781	2.7% ^{※2}
東3エリア	—	—	7,043	8,111	15.1%	—	7,485	7,806	4.3%
中部	8月8日(月)	14～15時	2,491	2,717	9.1%	8月	2,578	2,728	5.8%
関西	8月22日(月)	13～14時	2,657	2,917	9.8%	8月	2,785	2,954	6.0%
北陸	8月25日(木)	14～15時	497	552	11.0%	8月	517	578	11.8%
中国	8月25日(木)	14～15時	1,058	1,180	11.5%	8月	1,108	1,269	14.5%
四国	8月22日(月)	14～15時	532	606	14.1%	8月	531	570	7.3%
九州	8月22日(月)	14～15時	1,550	1,738	12.1%	8月	1,622	1,783	9.9%
中西エリア	—	—	8,785	9,710	10.5%	—	9,141	9,882	8.1%
全国9エリア	—	—	15,828	17,821	12.5%	—	16,626	17,688	6.4%
沖縄	8月24日(月)	13～14時	149	206	38.2%	8月	148	214	44.6%
全国10エリア	—	—	15,977	18,027	12.8%	—	16,774	17,902	6.7%

※1：第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会事務局が報告した値

※2：運用上の追加的な需給対策（エリア間取引、火力機過負荷運転等）により、予備率3%を確保できることを第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会確認

猛暑H1想定では、東京エリアの8月の予備率が2.7%と厳しい状況であったが、供給力が想定を204万kW上回り、需要が295万kW下回ったことから、

追加的な需給対策メニューを発動しなくても電力の安定供給に最低限必要な予備率 3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

東京エリアにおける供給力の増は、太陽光の供給力の実績が 271 万 kW⁷ 想定を上回ったことが主な要因である。

(2) 猛暑 H1 想定的前提条件と実績

猛暑 H1 想定的前提条件と今夏の実績について表 2 2 に示す。

猛暑 H1 想定と今夏 H1 を比較すると、四国・沖縄を除き実績が想定を下回った。四国・沖縄については実績と想定が同等、もしくは想定以上に高温となったため、実績が想定を上回る結果になった。

一部エリアについては、猛暑想定と同等の気象実績であったものの、経済の状況、節電の進展等の気象以外の要因により、実績が想定を下回る結果になった。

【表 2 2 猛暑 H1 需要の想定詳細 (7, 8 月)】

平成28年度夏季実績	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	H1/H3比率	感応度式	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	2010※1	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009	
気象感応度 (最高気温、 万kW/°C)	想定	6	35	122	134	71 (万kW/pt) 累積不快 指数	13 (万kW/pt) 合成不快 指数	85 (累積5日最 高気温)	32	22	48	3
	実績	6	35	110		67	11	80	29	21	35.5	4
最高気温以外の 考慮要素	最低気温	前2日最高気 温・最小湿度	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 数との 合成不快指数	累積5日最高 気温	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	前5日最高 気温平均・ 最小湿度	前5日平均気 温※4	前3日平均気 温	
H3気温 (°C)	想定	31.0	32.5	34.7		83.9	82.9	35.5※3	35.2	34.4	34.3	33.1
	H1	30.4	32.7	37.2	前3日 28.9	84.5	81.9	36.3	33.6	36.0	35.1	33.5
	H2	29.6	32.0	33.8	平均 27.0	83.6	82.0	36.3	33.5	35.4	35.0	32.5
	H3	29.3	31.8	33.8	気温 29.6	83.4	81.0	36.3	29.1	36.2	35.3	32.7
H3需要 (万kW)	想定	432	1,309	5,247	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
	H1	425	1,286	5,332	5,332	2,491	497	2,657	1,058	532	1,550	149
	H2	423	1,275	5,033	5,033	2,420	485	2,648	1,048	516	1,537	147
	H3	417	1,264	4,952	4,952	2,389	479	2,642	1,036	512	1,532	146
H3平均	422	1,275	5,106	5,106	2,433	487	2,649	1,047	520	1,540	147	
H3気温想定(再掲)(°C)	31.0	32.5	34.7		83.9	82.9	35.5	35.2	34.4	34.3	33.1	
猛暑H3前提気温(°C)	33	34.8	36	37(猛暑H1 前提)※2	85.5	84.4	36.6	35.9	35	36.2	34	
猛暑H3需要(万kW)	445	1,394	5,478	※2	2,542	514	2,739	1,094	522	1,610	147	
H1/H3比率 (5カ年実績平均)	1.01	1.01	1.01	※2	1.01	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.00	
猛暑H1需要(万kW)	449	1,409	5,553	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148	
猛暑H1/H3比率	1.04	1.08	1.06	1.07	1.06	1.04	1.06	1.05	1.05	1.07	1.03	
H1/H3比率 (今年度夏季実績)	1.01	1.01	1.04	1.04	1.02	1.02	1.00	1.01	1.02	1.01	1.01	

※1: 東北エリアは、至近 10 年間の H3 需要日の最高気温は 2015 年 (34.9°C) であるが、需給検証小委では気温影響量の大きい 2010 年 (34.8°C) を猛暑年としている。

※2: 東京エリアは、H1/H3 比率 (5 年平均) を用いた広域機関指定の想定方法のほか、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 発生日の前提条件と供給計画 H3 需要の前提条件 (過去 10 年平均) の差分から直接気象影響を算出」に基づく。

※3: 過去 10 年間における、夏季 H3 発生日の累積 5 日最高気温の平均値を表記。

※4: 九州エリアは夕方にかけての特殊な気温低下傾向を考慮。

⁷ 旧一般電気事業者分 (東京電力)

(3) 需要面（ピーク時間帯）の確認

今夏の最大需要日（7、8月）の上位3日の最大需要発生時間帯（ピーク時間帯）を表23に示す。

北海道、関西、九州、沖縄エリア以外は、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と実際の夏季最大需要電力のピーク時間帯が一致した。

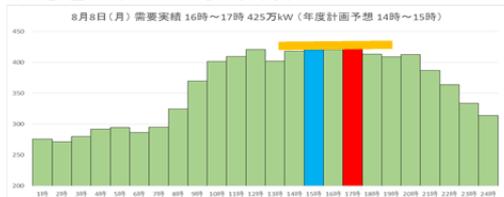
【表23 最大需要日（7、8月）の上位3日のピーク時間帯】

各供給区域の最大電力発生時間(7、8月) ()内は日付

供給区域		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		15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	17時 (8月)	15時 (8月)
		18時 (1月)	18時 (1月)	—	—	—	—	—	—	—	—
最大電力発生時間 (7、8月)	第一位	17時 (8/8)	15時 (8/5)	15時 (8/9)	15時 (8/8)	15時 (8/25)	14時 (8/22)	15時 (8/25)	15時 (8/22)	15時 (8/22)	14時 (8/24)
	第二位	17時 (8/4)	15時 (8/8)	15時 (8/5)	15時 (8/9)	12時 (8/8)	16時 (8/8)	14時 (8/22)	15時 (8/9)	14時 (8/19)	12時 (8/23)
	第三位	17時 (8/2)	15時 (8/4)	12時 (8/10)	15時 (8/5)	15時 (8/5)	16時 (8/5)	14時 (8/26)	17時 (8/8)	15時 (8/23)	12時 (8/25)

ピーク時間帯の実績が供給計画と異なっていた北海道、関西、九州及び沖縄エリアの需給実績カーブを図5に示す。

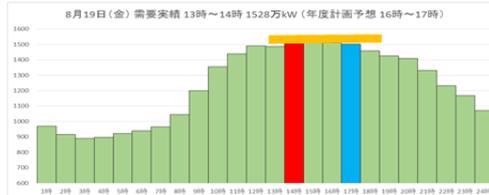
北海道エリア 需給実績カーブ



九州エリア 需給実績カーブ



関西エリア 需給実績カーブ



沖縄エリア 需給実績カーブ



■ : 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
 ■ : 最大電力発生時間(ピーク時間帯)

【図5 需要実績ロードカーブ（北海道、関西、九州、沖縄エリア）】

北海道、関西及び沖縄エリアは、節電等により需要カーブが比較的平滑化されており、ピーク時間帯が想定より多少前後したものと考えられる。

九州エリアは、夏季平日におけるピーク時間帯が、震災以前は15時であったが、昼間帯の節電が進んできた2011年度以降は17時の発生が多くなっていた。また、近年の太陽光発電増加に伴う影響も踏まえ、平成28年度供給計画ではピーク時間帯を17時と想定していた。

しかし、今夏は平年と比べ、日の最高気温発生時（13時～14時頃）から17時にかけて、気温が大きく下がったことが影響し、ピーク時間帯が15時になったものと推測される。

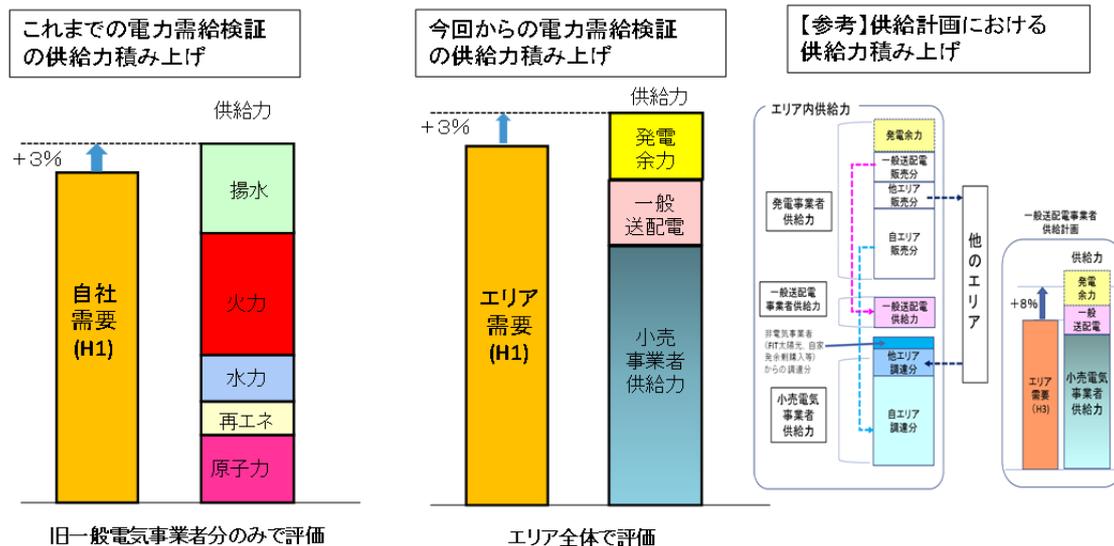
第2章 2016年度冬季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方

2016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) 供給面

エリア別に、①小売電気事業者が調達した供給力⁸と②一般送配電事業者が調整力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。（図6）。



【図6 供給力の計上方法】

発電余力については、エリア間の取引で活用されることも想定されるが、今回の算定では、発電所所在地の各エリアの供給力として計上する。

なお、この供給力の検証のため、広域機関に提出された各電気事業者の供給計画の他、以下の事業者から報告を求め今春提出された供給計画からの変更分も含め最新のデータを収集し分析を行った。

⁸ 受給契約に基づき安定的に供給されると見込める分、及び卸電力取引所の先渡市場における約定分のみを計上。

- 旧一般電気事業者⁹および昨年度の供給量が5億 kWh 以上の小売電気事業者 計28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28年供給計画で、昨年度末時点の発電出力合計が50万 kW 以上の発電事業者 14社（旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の火力の供給量の約95%をカバー）

（2）需要面

これまで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2011年度冬季並みの厳寒の需要を想定する。但し、北海道エリアについては、2010年度が2011年度よりも厳寒であったため2010年度並みを想定する。また、東京エリア及び東北エリアについては、2013年度に2011年度の厳寒を更新したことから、2013年度並みを想定する。同様に沖縄エリアは2015年度並みを想定する。

これに直近の経済見通し、節電の定着状況等を反映して、2016年度冬季の需要想定とする。

なお、本章における需要の想定値は各エリアの最大需要電力（送電端）を用いる。

（3）電力需給バランスの検証

以上により想定された各エリア電力需給バランスについて、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、安定供給が可能であるかを検証する。

需給バランスの検証においては、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(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した。

⁹ 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

2. 2016 年度冬季の供給力の想定

供給力の想定に当たっては、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を除き、稼働しないことを前提とする。

(2) 火力発電

①火力発電設備の定期検査

火力発電については、保安の観点から定期検査をする必要のあるものを見極めて定期検査を行う（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。

表 2 4 に 2016 年度冬季に定期検査等が不可避であると評価したもの（8 エリア 48 機）を示す。

【表 2 4 2016 年度冬季に定期検査等を行う必要のある火力発電設備】

エリア	発電所・号機	出力	種別	期間
東北	秋田2号機	34万kW	石油	11/22～3/5
	東新潟港1号機	34万kW	LNG	8/16～1/18
	原町2号機	94.8万kW	石炭	1/11～5/13
東京	袖ヶ浦1号機	60万kW	LNG	10/19～1/25
	富津1-1軸	17万kW	LNG	10/5～3/3
	富津2-5軸	17万kW	LNG	10/3～3/17
	富津4-1軸	51万kW	LNG	H27.8/16～H29.9/29
	川崎1-1軸	50万kW	LNG	1/11～1/25
	横浜7-4軸	35万kW	LNG	8/30～1/1
	横浜8-1軸	35万kW	LNG	1/4～5/15
	品川1-1軸	38万kW	LNG	1/6～5/8
	常陸那珂1号機	100万kW	石炭	1/5～3/22
	千葉3-3軸	48万kW	LNG	2/1～3/19
	JFEコンバインド発電所	13.6万kW	LNG	2/10-4/11
	鹿島共同発電所5号機	29.2万kW	その他ガス	1/10-1/31
	君津共同発電所4号機	16.7万kW	石油	9/1-3/31
	中部	四日市3号機	22万kW	LNG
四日市4-1号機		11.7万kW	LNG	10/21～1/11
四日市4-2号機		11.7万kW	LNG	10/8～2/1
渥美4号機		70万kW	石油	1/14～3/8
川越3-1～6号機		145.8万kW	LNG	12/23～1/5
川越3-7号機		24.3万kW	LNG	10/15～3/6
川越4-3号機		24.3万kW	LNG	10/1～2/24
碧南1号機		70万kW	石炭	9/10～2/12
新名古屋8-3号機		40万kW	LNG	2/25～4/15
川越4-6号機		24.3万kW	LNG	2/21～7/15
関西	海南1号機	43.5万kW	石油	1/4～6/3
	海南2号機	43.6万kW	石油	9/3～5/20
	姫路第二6号機	46.2万kW	LNG	2/25～5/1
中国	柳井1-3号機	12.2万kW	LNG	1/21～3/28
	柳井2-2号機	19.3万kW	LNG	1/16～4/8
	倉敷共同発電所5号機	14.7万kW	石炭	2/15-2/28
四国	阿南3号機	43.2万kW	石油	1/7～4/22
九州	苅田新2号機	35.9万kW	石油	4/1～3/31
	新大分1-1軸	11.3万kW	LNG	7/28-2/23
	新大分3-1軸	24.1万kW	LNG	9/20-1/22
	新小倉5号機	58.3万kW	LNG	2/17-6/24
	松島火力2号機	46.8万kW	石炭	9/3-1/15
沖縄	牧港9号機	11.8万kW	石油	12/19-2/3
	具志川1号機	14.1万kW	石炭	1/5-3/9
	石川GT1号機	10.2万kW	石油	11/1-5/31
	吉の浦マルチGT	3.4万kW	LNG	12/6-1/26
	石川石炭火力1号機	14.1万kW	石炭	10/1-3/17

②これまで長期停止していた火力発電

東日本大震災以降、これまで長期停止火力発電設備¹⁰の再稼働¹¹が行われ、供給力として計上してきた（表25）。

一方で、長期停止からの再稼働を行ったが、設備の劣化が著しいため、再び長期停止となった火力発電設備（1エリア1機）もある（表26）。この再び長期停止に入った火力発電設備を含む長期停止中（未稼働）の火力発電設備については、主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや既に設備、部品が撤去されているケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により、すぐには再稼働できないため、2016年度冬季の供給力として見込まない（表27）。

【表25 2016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】

エリア	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北	東新潟港1号	34万kW	LNG	43年
中部	知多第二2号GT	15万kW	LNG	20年
合計		49万kW		

【表26 震災後の再稼働等により設備の劣化が著しいため長期停止となる火力発電設備】

エリア	発電所・号機	出力	種別	運転期間	劣化状況及び必要な復旧期間等
四国	阿南2号	22万kW	石油	47年	長期停止から再稼働した火力。経年により、ボイラ煙道等、設備劣化が著しいことから、伊方発電所3号再稼働に伴い2016年8月より長期停止中。
合計		22万kW			

¹⁰ 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。

¹¹ 6エリア10機、うち2016年度冬季の稼働（作業停止分を除く。）は2エリア2機。

【表 2 7 2016 年度冬季に再稼働できない長期停止火力発電設備】

エリア	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京	横須賀1号GT,2号GT	3,14.4万kW	石油・LNG	9~45年	2年	GT、発電機本体等の腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事が必要。復旧期間1~2年程度。
	横須賀3~8号機	各35万kW	石油	46~52年	2~12年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事が必要。復旧期間2年程度。
	鹿島1~4号機	各60万kW	石油	44~45年	2年	ボイラ伝熱管、煙道等の腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事が必要。復旧期間は1~2年程度。
中部	渥美1号機	50万kW	石油	30年	14年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理が必要。復旧期間2年以上。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	8年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理が必要。復旧期間2.5年以上。
関西	多奈川第二1・2号機	各58万kW	石油	39年	11年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査が必要。復旧期間3年程度。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各36万kW	石油	27,26年	14,12年	
中国	大崎1-1号機	26万kW	石炭	15年	4年	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事が必要。復旧期間3年程度。
四国	阿南1号機	12.5万kW	石油	53年	14年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替が必要。復旧期間2~3年。
沖縄	石川1号機	12.5万kW	石油	39年	3年	タービンの補修工事が必要。類似事例の過去実績により復旧期間は2年程度を想定。
合計		794万kW				

③火力発電の増出力について

火力発電の増出力は、過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等により行われる。2016 年度冬季は 9 エリアで 127 万 kW が可能であることを確認した(表 2 8)。なお、運用上の需給対策と位置付けるため供給力算定からは除外する。

【表 2 8 2016 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】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力の増出力	6	17	42	14	18	5	8	4	13	-	127

④緊急設置電源の設置について

東日本大震災以降、東北電力及び東京電力を中心に緊急設置電源を導入してきたが、新設の火力発電設備の稼働等に伴い順次廃止しており、今冬は 3 エリア 86 万 kW を見込む(表 2 9)。

【表 2 9 2016 年度冬季(1 月)における緊急設置電源の活用見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
緊急設置電源の設置	14	66	-	-	6	-	-	-	-	-	86

⑤自家発設備設置者からの電力購入について

小売電気事業者による自家発設備設置者からの電力購入については、9 エリア 217 万 kW を見込む（表 3 0）。

【表 3 0 2016 年度冬季(1 月)における自家発設置者からの電力購入見込み】

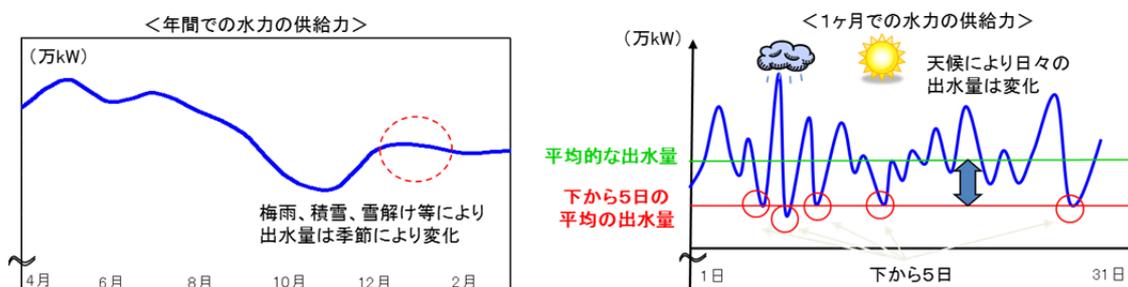
(万kW)											
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
自家発の活用	6	14	63	8	61	6	33	7	19	0	217

(3) 水力発電

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）。2016 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（表 3 1）。



【図 7 水力発電の供給力の計上方法】

【表 3 1 2016 年度冬季(1 月)における水力発電の供給力見込み】

(万kW)											
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
供給力見込み	45.8 (38.2)	135.8 (125.9)	184.6 (158.5)	113.0 (103.3)	224.2 (151.2)	110.8 (28.7)	32.4 (32.4)	28.5 (23.7)	77.3 (50.6)	0 (0)	952.4 (712.5)

※()内は自流式水力の値

なお、水力発電についても、火力発電と同様に、保安の観点から定期検査をする必要のあるものを見極めて定期検査を行うこととし、その他は稼働するものとして供給力に見込むこととする。

表 3 2 に 2016 年度冬季に定期検査を行う必要がある水力発電設備（8 エリア 74 機）を示す。

【表32 2016年度冬季に定期検査を行う必要のある水力発電設備】

エリア	発電所	出力	種別	期間
北海道	十勝	4万kW	水力	11/14-4/24
	日高	1.0万kW	水力	9/29-4/26
	富村	4.1万kW	水力	8/31-未定
	奥沙流	1.5万kW	水力	8/30-未定
東京	塩原1~3号機	30万kW×2	揚水	12/9-1/12
	今市3号機	35万kW	揚水	2/13-5/31
	奥清津第二1号機	28.4万kW	揚水	1/18-6/30
中部	奥美濃1~6号	25万kW×6	揚水	1号:1/19-1/21,2/1 2号:1/23-1/24,2/1 3号:1/25-1/26,2/2 4号:1/27-1/28,2/2 5号:9/10-5/20, 6号:9/10-2/18
	奥矢作第一・第二1~3号	110.3万kW	揚水	2/19-3/9
	高根第一1号	8.5万kW	揚水	2/19-3/7
	秋葉第一1,2号機	2.25万kW×2	水力	1号:10/28-1/27, 2号:10/1-5/10
	船明	2.4万kW	水力	10/1-3/31
	湯上	2.7万kW	水力	9/16-1/21
	尾鷲第二	2.5万kW	水力	1/11-2/12
	池原1号機	2.9万kW	揚水	2/25-3/4
関西	小森1,2号機	0.75万kW×2	水力	1号:11/21-3/30, 2号:11/21-3/25
	奥吉野2,3号機	40.2万kW	揚水	9/19-3/4
	奥多々良木1,2号機	60.6万kW	揚水	H27-H30
	奥多々良木3号機	30.3万kW	揚水	H27-未定
	長殿1~3号機	1.53万kW	水力	H23-H30
	殿山1号機	1.5万kW	水力	9/29-3/24
	賤母1~4号機	1.63万kW	水力	11/14-2/28
	滝越1,2号機	2.89万kW	水力	11/10-6/10
	大井4号機	1.3万kW	水力	10/1-2/24
	丸山2号機	6.9万kW	水力	12/16-H30
	黒部川第二1号機	2.4万kW	水力	H26-H29
	奥多々良木4号機	30.3万kW	揚水	2/27-3/30
	常盤1,2号機	1.5万kW	水力	2/20-3/4
	小森1,2号機	0.75万kW×2	水力	1号:11/21-3/30, 2号:11/21-3/25
十津川第一1,2号機	3.1万kW×2	水力	11/1-6/15	
北陸	西勝原第三1号機	5万kW	水力	10/1-3/28
	和田川第二1,2号機	12万kW	水力	2/20-4/15
	和田川第一1,2号機	3万kW	水力	2/20-4/15
	湯上	2.7万kW	水力	9/16-1/21
中国	俣野川4号機	29.9万kW	揚水	12/14-7/17
四国	松尾川第一・第二	4.2万kW	水力	10/10-3/9
	分水第一~第四	5.3万kW	水力	12/1-4/28
	柳谷	2.4万kW	水力	1/16-2/24
	長山1,2号機	1.85万kW×2	水力	1,2号:1/16-1/20 2号:2/12-2/25
	早明浦	3.7万kW	水力	12/1-3/22
九州	小丸川1号機	29.9万kW	揚水	8/3-3/22
	小丸川4号機	29.9万kW	揚水	1/12-1/28
	下笠	1.5万kW	水力	7/22-1/26
	山須原1,2号機	1.3万kW	水力	H23.11-H34.5
	西郷1号機	1.9万kW	水力	H23.11-H30.5
	瀬戸石	2.0万kW	水力	11/15-2/28

(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。このことを考慮した供給力見込みを以下に示す(表33)。

【表33 2016年度冬季の揚水発電の供給力見込み】

エリア	出力(送電端) (①)	2016年度冬季 (1月)の供給 力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2015年度 冬季(1月)の供 給力見通し
北海道	80	67	・年間貯水池運用によるダム水位低下に伴う可能減および潜在出力を考慮	67
東北	71	71	—	48
東京	1031	787	・揚水潜在出力による減	800
中部	427※	247	・運用水位を考慮	284
関西	374	339	・運用水位を考慮	300
北陸	11	11	—	11
中国	182	120	・1日で夜間に汲み上げる揚水動力量を計算し、ロードカーブに対応した揚水供給力を算出	96
四国	69	38	・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。	38
九州	229	181	・小丸川1,4号機(30)補修停止	183
沖縄	—	—	—	—
合計	2,474	1,861		1,827

※発電端から送電端へ換算した暫定値

(5) 再生可能エネルギー(太陽光、地熱、風力)

再生可能エネルギー発電(太陽光、地熱、風力)については、9エリア59万kWを見込む。

① 太陽光発電

2エリア16.4万kWを見込む(表34)。

冬季は、多くのエリアで電力需要のピーク時間帯が夕方となり、日射量が見込めないため、原則、供給力として見込まない。但し、中部エリア及び北陸エリアにおいては、電力需要のピーク時間帯が午前中となるため、供給力として見込む。

【表34 2016年度冬季の太陽光発電の供給力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
供給力見通し	0.0	0.0	0.0	15.5	0.0	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	16.4
想定最大需要時間	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	18-19時	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	19-20時	—

② 風力発電

10 エリア 14.5 万 kW を見込む（表 3 5）。

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、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 5～10 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こととする。

【表 3 5 2016 年度冬季（1 月）の風力発電の供給力見込み】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
風力供給力(万kW)		1.7	6.6	2.0	1.0	0.5	0.1	0.8	0.6	1.2	0.0	14.5
内訳	設備容量(万kW)	35.8	89.8	41.3	27.0	17.1	15.1	37.2	15.2	55.4	1.0	334.9
	出力比率(%)	4.8	7.4	4.5	3.9	2.7	0.5	2.1	4.0	2.2	0.1	-

③ 地熱発電

4 エリア 28 万 kW を見込む（表 3 6）。

【表 3 6 2016 年度冬季（1 月）の地熱発電の供給力見込み】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
		(万kW)										
地熱供給力		2	10	0	-	-	-	-	-	16	-	28

(6) 新設及び長期停止・廃止となる電源について

表37に、新設等により今年度から新たに供給力として見込むことができるようになった電源を、表38に長期停止又は廃止等により今年度から供給力として見込めなくなった主な電源を示す。

【表37 2016年度冬季に新設等で供給力として見込める電源】

分類	エリア	発電所・号機	発電区分	運開予定時期	定格出力	備考
新設	東北	新仙台3-2号	LNG	H28.7	49.0万kW	新設、H28.7に営業運転開始。
	東京	川崎2号3軸	LNG	H28.6	68.5万kW	新設、H28.6に営業運転開始。
	四国	坂出2号	LNG	H28.8	28.9万kW	リブレース、H28.8に営業運転開始。
	九州	新大分3号4軸	LNG	H28.6	45.9万kW	新設、H28.6に営業運転開始。
再稼働	四国	伊方3号機	原子力	H28.8	89.0万kW	H28.8に再稼働。
合計					281.3万kW	

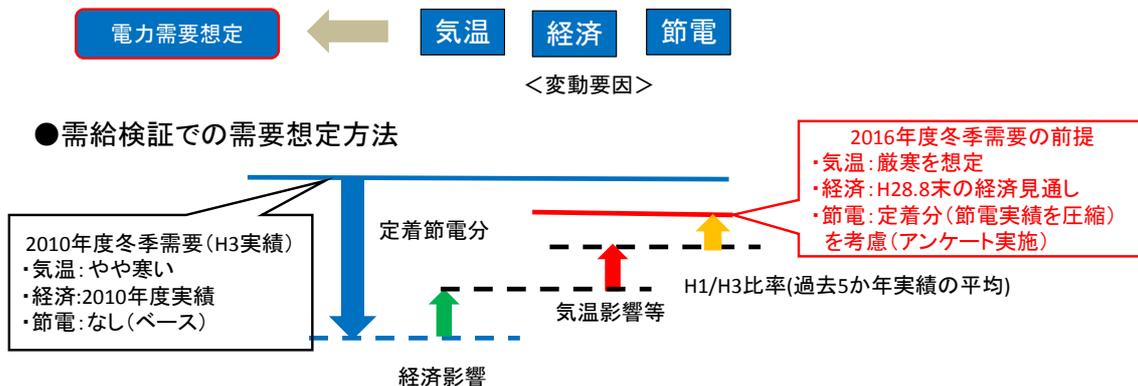
【表38 2016年度冬季に供給力として見込めなくなった電源】

分類	エリア	発電所・号機	発電区分	停止・廃止時期	定格出力	備考
廃止	東北	八戸3号	石油	H28.7	25.0万kW	老朽化に伴いH28.7に廃止済み。
長期停止	東京	横浜5,6号	LNG	H28.4	52.5万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		五井1~6号	LNG	H28.4	188.6万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		大井1~3号	石油	H28.4	105.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		広野1号	石油	H28.4	60.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		矢木沢2号	揚水	H28.4	8.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
		安曇4,6号	揚水	H28.4	20.6万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止。
	中部	四日市1,2号	LNG	H28.4	44.0万kW	高経年化に加え、需給上不要と判断し、H28.4から長期停止。
	四国	阿南2号	石油	H28.8	22.0万kW	老朽化に伴いH28.8から長期停止。
関西	大阪発電所2号	石油	H28.9	14.9万kW	電力卸売契約満了(9月末)に伴う停止。	
合計					540.6万kW	

3. 2016 年度冬季の需要の想定

2016 年度冬季の需要想定に当たっては、これまでの電力需給検証小委員会の手法を踏襲し、電力需要の変動要因である気温影響、経済影響、節電影響について、どの程度見込むかを検証した（図 8）。

以下、変動要因毎に検証結果を記す。



【図 8 2016 年度冬季の需要想定について】

（1）気温影響等 ～2010 年度冬季から+463 万 kW

気温が低くなるリスクを考慮し、過去 10 年の中で最も厳寒だった 2011 年度冬季並みを想定する。但し、北海道エリアは更に厳寒であった 2010 年度、東北及び東京エリアは 2013 年度、沖縄エリアは 2015 年度冬季並みを想定する。

想定の結果、2010 年度と比較して、気温影響等による需要は 10 エリア合計で 463 万 kW 増加する見込みとなる。

（2）経済影響 ～2010 年度冬季から+134 万 kW

GDP 及び IIP の直近の見通しに加え、各エリアにおける工場・スーパー等の新規出店、撤退等の動向を織り込んでエリア毎に想定する。

表 39 に各エリアにおける今冬の経済影響を示す。

政府が行う経済対策、金融政策の効果による GDP、IIP の増加等から、経済影響による需要増は、2010 年度と比較して、10 エリア合計で 134 万 kW の増加を見込む。

なお、地域経済の実勢や、大規模工場の操業縮小や撤退等により、2010 年度比でマイナスとなるエリアもある。

【表 39 2016 年度冬季の経済影響】

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
2016年度 経済影響	+5	+33	+75	+27	+35	+3	▲17	+3	▲36	+6	134

(3) 節電影響 ～2010 年度冬季から▲834 万 kW

①節電影響の算出

定着節電については、従来と同様に、2015 年度冬季の各旧一般電気事業者の需要における節電実績をベースとし、これに本年 8～9 月に各旧一般電気事業者が行ったアンケート調査結果を加味してエリア毎の節電影響を想定する。

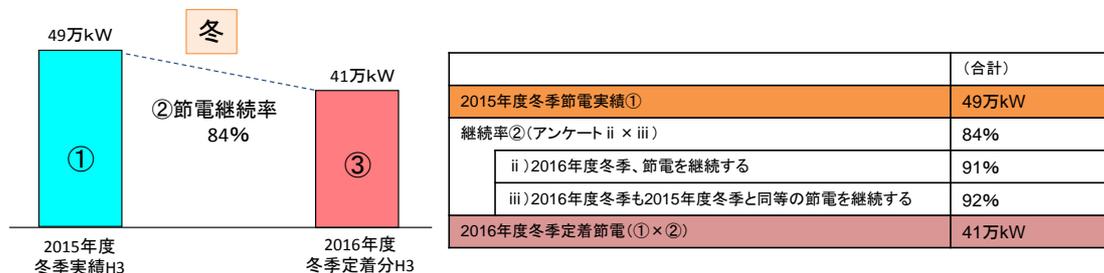
具体的には、旧一般電気事業者 9 社が需要家を対象に行ったアンケート調査において、「2016 年度冬季に節電を継続する」と回答した回答者であって、「2016 年度冬季も 2015 年度冬季と同等の節電を継続する」と回答した回答者の割合を、節電の継続率とし、これに 2015 年度冬季の節電実績を乗じて、2016 年度冬季に見込む定着節電を算出、それをエリア全体に換算した。(図 9)。

以上の方法によって算出された各エリアにおいて定着したと見込まれる節電量を表 40 に示す。

節電影響による需要減は、2010 年度と比較して、9 エリア合計で▲834 万 kW を見込む。

例)北海道電力

- (1) 2016 年度冬季の節電継続意向に関するアンケート調査より、2016 年度冬季の継続率は 84% となる。
- (2) 2015 年度冬季節電実績 49 万 kW に上記継続率を乗じて、2016 年度冬季の定着節電 41 万 kW を算出。



【図 9 定着節電の算出方法 (北海道電力の例)】

【表 40 2016 年度冬季の節電影響】

(単位: 万 kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄
①2015 年度冬季節電実績	▲49 [▲8.8%]	▲40 [▲2.9%] ^{注2}	▲478 [▲9.3%]	▲77 [▲3.3%]	▲185 [▲6.9%]	▲12 [▲2.4%]	▲19 [▲1.8%]	▲30 [▲6.0%]	▲42 [▲2.7%]	-
備考	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	-
②継続率	84%	85%	93%	87%	84%	83%	89%	87%	91%	-
③2016 年度冬季定着節電(① × ②)	▲41 [▲7.4%]	▲34 [▲2.5%]	▲446 [▲8.7%]	▲67 [▲2.9%]	▲155 [▲5.8%]	▲10 [▲2.0%]	▲17 [▲1.6%]	▲26 [▲5.2%]	▲38 [▲2.5%]	-
(参考) 2010 年度冬季最大電力需要	557	1,441 (1,369) ^{注2}	5,246	2,315	2,676	506	1,051	500	1,492	108

注1)[]は2010年度最大需要比の節電率。

注2)2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の1,369万kWとの節電率。(今回からエリア評価へ見直し)

②需給調整契約

節電影響の内数として、計画調整契約（平日の昼間から夜間等に電気の使用を計画的に振り替える（すなわちピークシフトする）契約）を見込む。

表 4 1 に 2016 年度冬季の各エリアにおける需給調整契約の見込みを示す。

なお、随時調整契約については、需給のひっ迫時のみ発動する契約のため、需要想定には、あらかじめ織り込まない。

【表 4 1 2016 年度冬季の需給調整契約見込み】

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	沖縄	合計
計画調整契約電力	1	10	0	0	0	0	0	0	0	0	11
随時調整契約電力 (瞬時含む)	17	23	92	72	33	21	84	40	27	0	409

(参考)需給調整契約の概要

①計画調整契約

夏季・冬季のピーク期間中、平日の昼間から夜間や休日などに電気の使用を計画的に振り替える契約(契約時期:毎年度春先～)。調整電力及び調整時間の実績により、電気料金が割り引かれる。

②随時調整契約

需給の逼迫時に、電力会社からの事前通告(即時、1～3時間前、前日)によって電力の使用を抑制する契約(契約時期:毎年度春先～)。「発動の有無に関わらず毎月割引」及び「発動時の実施割引」により、電気料金が割り引かれる。事前割引のないものも存在。

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2016 年度冬季の電力需給の見通し

表 4 2 に 2016 年度冬季の電力需給の見通しを示す。

直近の経済成長、企業や家庭における節電の定着等を織り込んだ上で、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、12 月、1 月の中部エリア以外は、最大需要発生時においても、予備率 3%以上を確保できる見通しである。

【表 4 2 2016 年度厳寒 H1 需要発生時の需給バランス】

平成28年度冬季需給バランス(厳寒H1)

(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	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,346	536	2,737	1,192	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	41	41	228	186	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	10.8	45.5
予備率3%確保に対する不足分						28							
【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	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,446	569	2,823	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	65	54	249	168	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備率3%確保に対する不足分						7							
【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	7,351	602	1,505	5,244	9,232	2,482	558	2,810	1,215	536	1,631	16,583	177
最大電力需要	6,945	521	1,395	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,442	116
供給予備力	406	81	110	215	735	101	43	236	158	45	152	1,141	61
供給予備率	5.8	15.6	7.9	4.3	8.6	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	7.4	52.3
予備率3%確保に対する不足分													
【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	7,043	600	1,437	5,007	8,816	2,369	528	2,728	1,162	495	1,535	15,860	173
最大電力需要	6,437	482	1,301	4,654	7,657	2,221	493	2,301	953	430	1,259	14,094	112
供給予備力	606	118	136	353	1,159	148	35	427	209	65	276	1,766	60
供給予備率	9.4	24.5	10.4	7.6	15.1	6.7	7.0	18.5	21.9	15.1	21.9	12.5	53.8
予備率3%確保に対する不足分													

(2) 予備率の評価

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きた。上述のとおり、今回もこの基準を踏襲する。

中部エリアでは、現段階では予備率が 3%を下回るが、供給力に計上しなかったエリア間の市場取引分(未契約分)を考慮すれば、予備率 3%以上が確保できる見通しである。(詳細後述)

よって、全国大で電力の安定供給に最低限必要な供給力は確保できると評価できる。

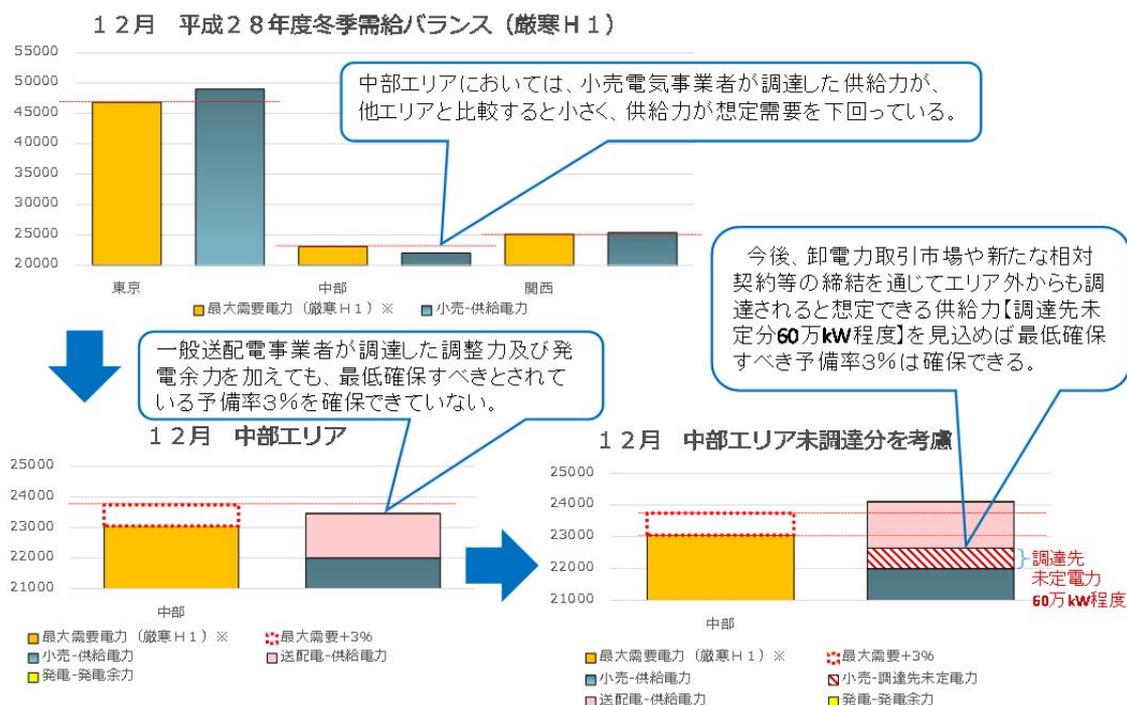
(3) 中部エリアの需給バランス評価(厳寒 H1 需要発生時)

中部エリアの供給予備率が 3%に達しないのは、小売電気事業者が、今後、卸電力取引市場や新たな相対契約等を通じて調達することとしている「調達先未定分」が影響していると考えられる。

よって、中部エリアについては、上記バランスでは考慮していない実需給までの市場取引も加味した供給力確保状況の検証を行う。

①中部エリアの供給力分析（図10）

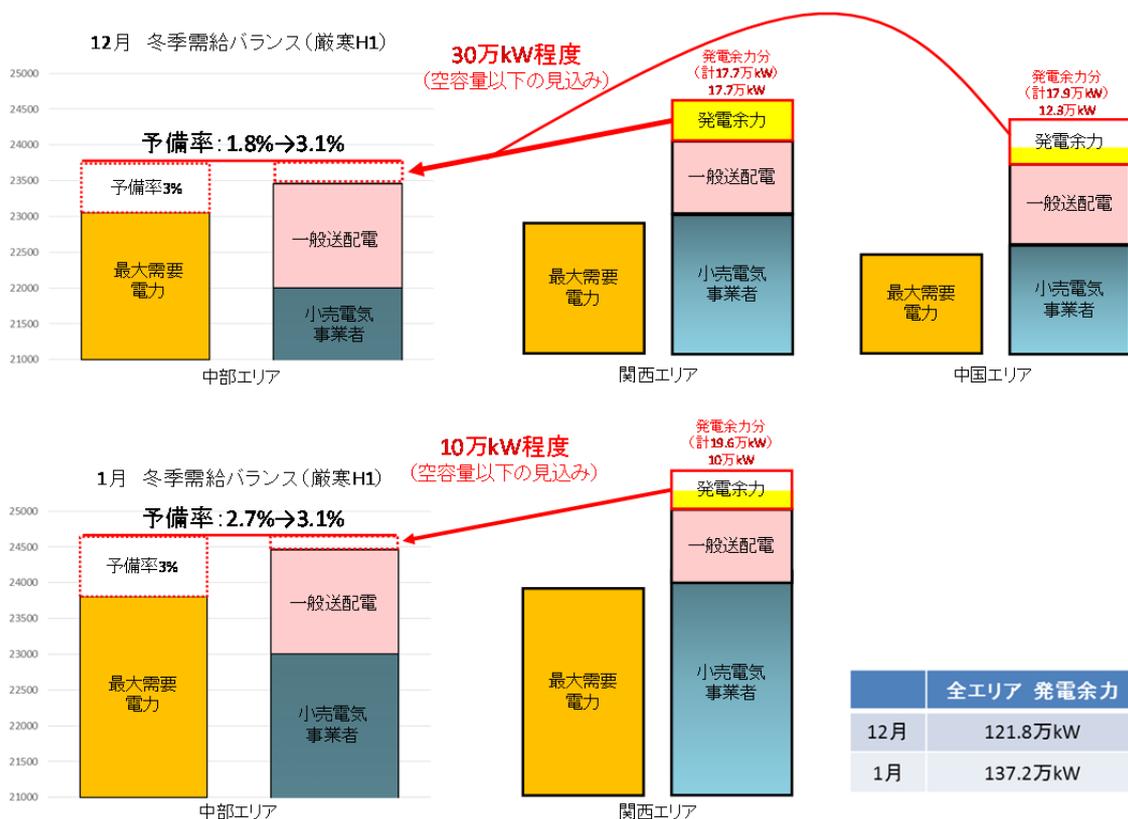
小売電気事業者が確保した供給力に一般送配電事業者の調達する調整力及び発電余力を加えた場合でも、供給予備率3%は確保できないが、今後、小売電気事業者が卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じてエリア外からも調達する可能性のある供給力（約60万kW）のうち30万kWを加えれば、供給予備率3%は確保できる見通しとなる。



【図10 中部エリアの供給力分析（厳寒H1）】

②供給力を他エリアからの取引で賄う場合の試算（図 1 1）

試算の結果、関西・中国エリアに存在する発電余力だけでも、中部エリアで不足している予備力は十分賄える。今後、全国発電余力が卸電力取引市場に投入される蓋然性は高いと考えられることから、最終的に中部エリアの予備率3%は確保できるものと判断できる。



【図 1 1 供給力を他エリアからの取引で賄う場合の試算（厳寒 H1）】

関西・中国エリアの発電余力のうちの一部（12月に30万kW、1月に10万kW）が、市場取引により中部エリアで活用された場合は、表4.3に示す通り、中部エリアも含め各エリア供給予備率3%を上回る。

【表 4 3 2016 年度厳寒 H1 需要発生時の需給バランス(12,1 月分エリア間取引考慮)】

平成28年度冬季需給バランス(厳寒H1) (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	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,376	536	2,720	1,179	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	71	41	211	173	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	3.1	8.3	8.4	17.2	9.3	15.0	10.8	45.5
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	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,456	569	2,813	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	75	54	239	168	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	3.1	10.5	9.3	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備力3%確保に対する不足分													
【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	7,351	602	1,505	5,244	9,232	2,482	558	2,810	1,215	536	1,631	16,583	177
最大電力需要	6,945	521	1,395	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,442	116
供給予備力	406	81	110	215	735	101	43	236	158	45	152	1,141	61
供給予備率	5.8	15.6	7.9	4.3	8.6	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	7.4	52.3
予備力3%確保に対する不足分													
【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	7,043	600	1,437	5,007	8,816	2,369	528	2,728	1,162	495	1,535	15,860	173
最大電力需要	6,437	482	1,301	4,654	7,657	2,221	493	2,301	953	430	1,259	14,094	112
供給予備力	606	118	136	353	1,159	148	35	427	209	65	276	1,766	60
供給予備率	9.4	24.5	10.4	7.6	15.1	6.7	7.0	18.5	21.9	15.1	21.9	12.5	53.8
予備力3%確保に対する不足分													

(4) 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 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 4 4)。

東京(2月)、中部(12月、1月)の両エリアでは、予備率が3%を大きく下回る結果となったが、後述の追加的な需給対策を行うことにより、両エリアとも予備率3%を確保できることが確認できた(表 4 5、表 4 6)。

【表 4 4 供給力減少リスク要因と供給予備力(厳寒 H1) の比較】

供給力減少リスク要因と、供給予備力(H1)との比較 (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
電源N-1故障による最大脱流量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
送電線N-1故障による最大脱流量※1	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	1	-3	314	-123	-38	67	61	-55	78	24
【1月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電源N-1故障による最大脱流量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
送電線N-1故障による最大脱流量※1	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	2	13	-76	-102	-26	86	41	-49	2	20
【2月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電源N-1故障による最大脱流量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
送電線N-1故障による最大脱流量※1	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	-1	10	-182	-66	-37	73	32	-55	23	33
【3月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
電源N-1故障による最大脱流量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
送電線N-1故障による最大脱流量※1	-	-	244	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(厳寒H1)	37	39	-31	-14	-44	272	85	-34	154	33

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

【表 4 5 東京・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 運用上の需給対策		効果量(万kW)			備考
		中部	中部	東京	
		12月	1月	2月	
①	エリア間取引等 (FC活用なし)	60Hz		50Hz	他エリア予備率3%超過分かつ連 系線空容量範囲内で計上
		166	157	93	
②	火力機の過負荷運転	9	14	39	発電事業者からヒアリングにより 当該エリア分のみを計上
①+②市場取引等による需給対策		175	171	132	
③	エリア間取引等 (FC活用)	50Hz		60Hz	他エリア予備率3%超過分かつ連 系線空容量範囲内で計上
		98	93	0	
①+②+③市場取引等による需給対策		273	264	132	
④	広域機関による逼迫時の指示	50Hz		35	他エリア予備率3%超過分かつ連 系線マージン範囲内で計上
		67	72		
		60Hz			
		33	34	73	
⑤	契約に基づく需要抑制	72	72	92	小売電気事業者からのヒアリング により計上
④+⑤広域機関等による需給対策		172	178	200	
合計		445	442	332	

【表 4 6 連系線を介した東京・中部エリアへの供給可能量(表 4 5)の算出諸元】

厳寒H1需要における供給予備力のうち、供給予備率3%の超過分 (送電端、万kW、%)

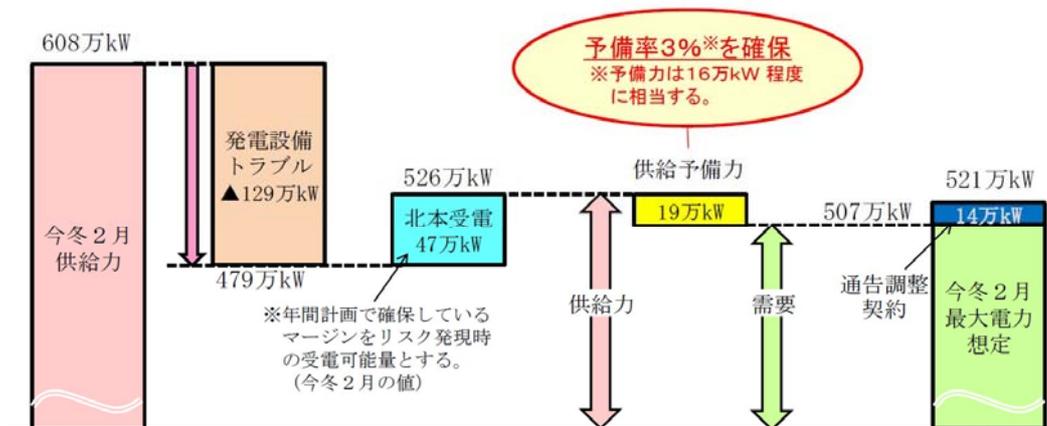
【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	83	96	667	41	41	228	186	46	203	52
B	供給予備率	16.0	7.1	14.2	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	45.5
C	厳寒H1需要の3%	16	41	140	69	15	75	30	15	41	3
A-C	3%超過分予備力	68	55	526	-28	26	153	155	31	162	49
【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	85	113	321	65	54	249	168	51	131	48
B	供給予備率	16.2	8.0	6.4	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	41.5
C	厳寒H1需要の3%	16	42	151	71	15	77	32	15	44	3
A-C	3%超過分予備力	69	71	170	-7	39	172	136	36	87	45
【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	81	110	215	101	43	236	158	45	152	61
B	供給予備率	15.6	7.9	4.3	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	52.3
C	厳寒H1需要の3%	16	42	151	71	15	77	32	15	44	3
A-C	3%超過分予備力	65	68	64	29	27	159	127	30	108	57

■地域間連系線の空容量(東京・中部
向き一部抜粋)
※2/19時点での年間計画(12、1、
2月分)の連系線空容量(最小値)を
表記(マージンは3月公表値に置き
換えて計算)

■地域間連系線のマージン
(中部向き・一部抜粋)
※3/10公表の年間段階での連系線
マージン

地域間連系線 空容量	潮流方向	12月		1月		2月	
		空容量	マージン	空容量	マージン	空容量	マージン
北海道東北間	北海道⇒東北	41	18	39	20	41	18
東北東京間	東北⇒東京	62	68	40	72	93	72
東京中部間	中部⇒東京	47	68	0	73	0	73
東京中部間	東京⇒中部	98	67	93	72	93	72
中部北陸間	北陸⇒中部	30	0	30	0	30	0
中部関西間	関西⇒中部	136	33	127	34	134	34
北陸関西間	関西⇒北陸	77	-	57	-	68	-
関西中国間	中国⇒関西	169	31	156	34	156	34

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 47 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、70 万 kW）の停止は、予備率 12.7%の喪失に相当）、③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から、さらに、計画外停止の過去最大級のリスク¹²にも対応できることを追加で確認した（図 1 2）。



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8回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10月6日)資料2-1 参考資料3 一部抜粋

【図 1 2 北海道エリアの供給力(火力増出力分含み)減少リスク確認】

5. 冬季の需給見通しの検証の総括（まとめ）

今冬が、至近 10 年間で最も厳寒となった場合でも、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。

中部エリアについては、現時点で予備率 3%が確保できていないものの、広域機関のひっ迫時指示などを行わなくとも前日スポット市場等でのエリア間取引にて供給予備率 3%は確保できることを確認できた。

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、火力発電の過負荷運転、広域機関による需給ひっ迫時の供給指示等の追加的な対策を行うことにより、全国で予備力 3%を確保できることが確認できた。

さらに、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。

広域機関としては、上記の需給ひっ迫時対応を担っていることの責任を自覚し、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

¹² 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）

携し、万一の緊急時に即応できる協調体制を構築、維持していくこととする。

6. 今後の需給バランス評価にかかる改善の方向性

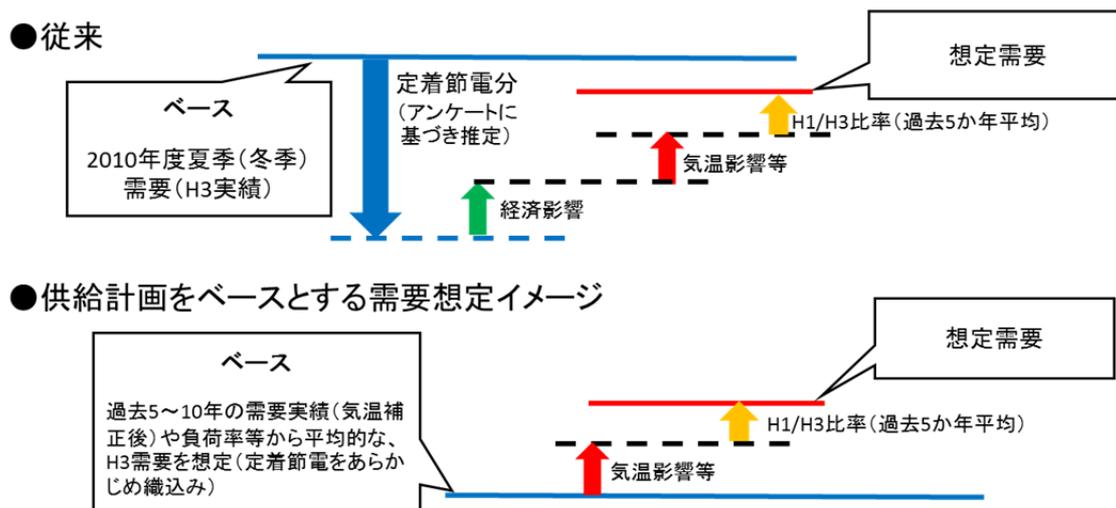
(1) 需要想定方法の見直し

今後、広域機関が、夏季及び冬季の需給検証の作業を引き続き担っていくに当たっては、需要想定の手法を広域機関が供給計画の取りまとめ等において実施している方法に変更し、需給バランス評価の一貫性を確保することとする。

具体的には、図13のとおり供給計画をベースとする需要想定方法に見直す。

見直し後の手法では、節電などの需要が減少する傾向や、経済見通しによる需要の変動など様々な要因について、エリアごとの特性をより適切に織り込めるものと考えている。

なお、供給計画の需要の前提となる経済見通しは、毎年11月ごろに広域機関が公表する経済見通し等を基礎としている。直近の経済見通しの集計が可能なことから需要動向に影響を与える場合には経済見通しの見直しを行う。



【図13 需要想定方法の違い】

【表 4 7 これまでの需要想定と広域機関試算の需要想定（参考）】

●平成28年度冬季需要想定(厳気象H1)

(送電端、万kW)

	想定方法のベース	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	需給検証	521	1358	4683	2305	495	2509	1006	491	1355	114
	供給計画	524	1356	4667	2294	489	2523	1003	488	1351	114
	供給計画－需給検証	3	▲ 2	▲ 16	▲ 11	▲ 6	14	▲ 3	▲ 3	▲ 4	0
1月	需給検証	521	1402	5029	2381	515	2574	1057	491	1479	116
	供給計画	524	1400	4986	2370	510	2589	1053	488	1475	116
	供給計画－需給検証	3	▲ 2	▲ 43	▲ 11	▲ 5	15	▲ 4	▲ 3	▲ 4	0
2月	需給検証	521	1395	5029	2381	515	2574	1057	491	1479	116
	供給計画	524	1393	4986	2370	510	2589	1053	488	1475	116
	供給計画－需給検証	3	▲ 2	▲ 43	▲ 11	▲ 5	15	▲ 4	▲ 3	▲ 4	0
3月	需給検証	482	1301	4654	2221	493	2301	953	430	1259	112
	供給計画	485	1299	4646	2210	487	2314	950	427	1255	112
	供給計画－需給検証	3	▲ 2	▲ 8	▲ 11	▲ 6	13	▲ 3	▲ 3	▲ 4	0

(2) 小売電気事業者が確保する供給力の評価方法の検討

今回の検証では、供給力は相対契約が確認できる等の確実なもののみ計上し、現段階では供給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た。しかし、当日までにはスポット市場等が活用される蓋然性は高いと考えられることから、こうした流動的な供給力を想定上どのように扱うかという課題が残る。

今回、中部エリアにおいて、予備率3%を確保できていないという評価となったのも、これに起因するものであった。

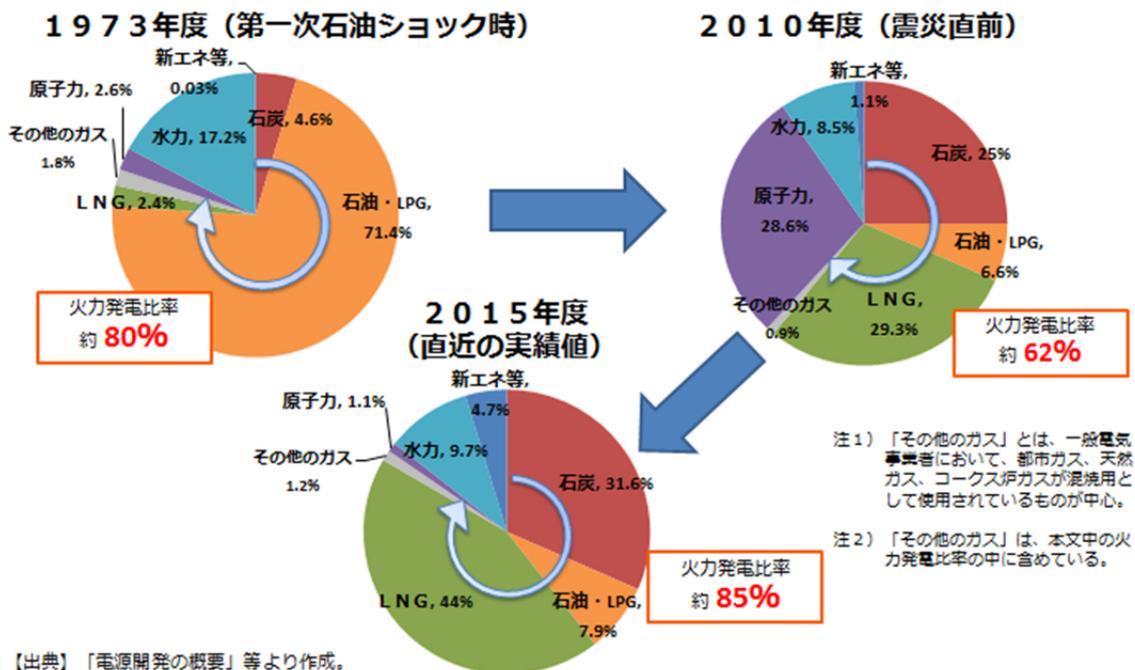
今後の市場活用の進展状況も注視しつつ、この課題を含む適切な供給力想定のあり方について、引き続き検討を深めることとしたい。

第3章 電力コストや温室効果ガス排出への影響等について

1. 火力発電設備の稼働増に伴う課題について

(1) 火力発電設備の稼働増に伴う化石燃料依存度の増加について

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14に東日本大震災前後の電源構成を示す。電源構成に占める火力発電比率は、東日本大震災前の2010年度には約62%であったが、震災後の2015年度には約85%となっており、オイルショック時（1973年度：80%）を上回っている。エネルギー資源に乏しい我が国は、火力発電の燃料である化石燃料の大部分を海外からの輸入に依存しており、資源調達における交渉力の限界等の課題や、資源調達国やシーレーンにおける情勢変化の影響による供給不安に直面するリスクを常に抱えている。東日本大震災以降、こうしたエネルギー供給構造の脆弱性が非常に高まっている。



【図14 電気事業者の電源構成推移】

(2) 火力発電設備の稼働増に伴う燃料費の増加について

表48に燃料費増加の見通しを示す。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並み（2008～2010年度の平均）に比べ、2015年度の燃料費は約1.8兆

円増加（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり約 1.4 万円の負担増加。販売電力量（旧一般電気事業者 10 社 8,230 億 kWh）で単純に割り戻すと、約 2.2 円/kWh の負担増加）すると推計される。

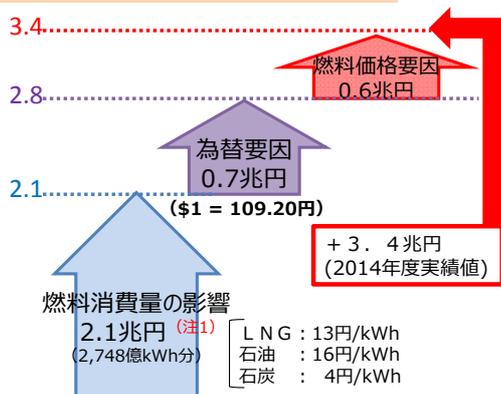
2014 年度の燃料費増加分と比較すると大きく減少している。これは、省エネ等による燃料消費量の減少及び円安、さらには、足下の LNG 及び原油価格の急激な下落により燃料価格が大幅に低下したことによるものと分析される。

また、累積での燃料費の増加額は、2015 年度末までに約 14.2 兆円に達する（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり約 11 万円の負担増加。）。

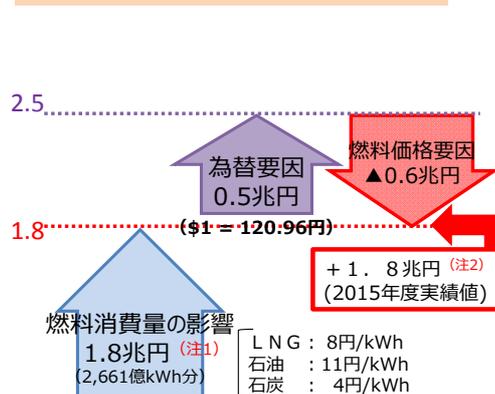
【表 4 8 燃料費の増加の見通し】

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度実績
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.3兆円	16.4兆円
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.7兆円	7.2兆円	4.4兆円
うち原発停止による燃料費増(試算)	-	+2.3兆円 (内訳) LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力 ▲0.2兆円	+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
燃料費増分が総コストに占める割合(%)	-	13.6%	17.1%	18.9%	17.6%	10.9%
原子力利用率	67.3%	23.7%	3.9%	2.3%	0%	2.3%

【2010年度 → 2014年度(実績)】



【2010年度 → 2015年度(実績)】



(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。

【図 1 5 原発停止に伴う燃料費増加分の要因分析】

(3) 火力発電設備の稼働増に伴う温室効果ガス排出の増加について

火力発電設備の稼働増による発電部門における温室効果ガス排出量の大幅な

増加が、我が国の地球温暖化問題への対応について困難をもたらしている。

一般電気事業者の温室効果ガス排出量は、震災前の2010年度では約3.74億t-CO₂であったが、震災後、原発停止に伴う火力発電の焼き増しにより、2014年度は約4.57億t-CO₂と、2010年度比で約0.83億t-CO₂（約22%）増加し、電力分野からの温室効果ガスの排出量は削減傾向にあるが、引き続き高い水準である。その間、我が国全体の温室効果ガス排出量は2010年度の約13.0億t-CO₂から2014年度の約13.6億t-CO₂へと約0.6億t-CO₂（約5%）増加しており、発電部門の排出量の増加が大きな要因の一つとなっている。

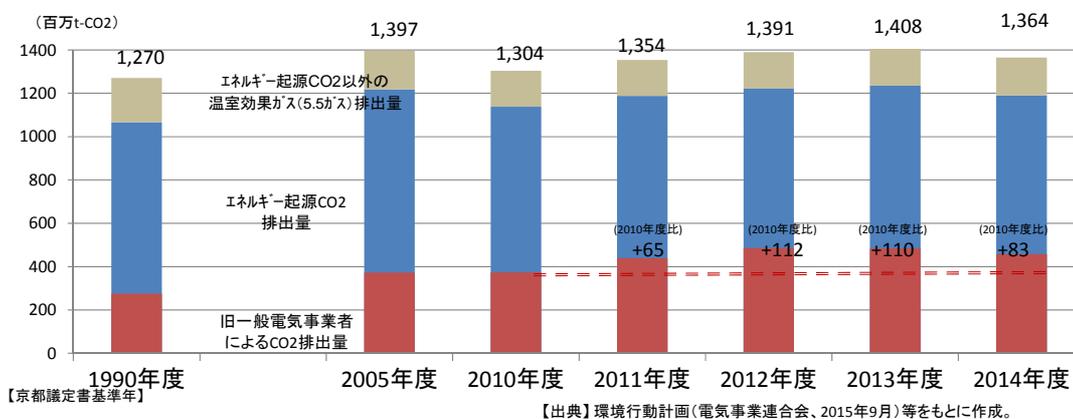
一方で、2013年度の温室効果ガス排出量と比較すると我が国全体としては約0.4億t-CO₂減少し、電力分野でも約0.3億t-CO₂減少している。これは、

- ① 省エネの進展や気候の状況等による電力消費量の減少や、
- ② 再エネの導入拡大等による電力排出原単位の改善

に伴う電力由来のCO₂排出量が減少していることなどによるものである。

(年度)	1990	2005	2010	2011	2012	2013	2014
温室効果ガス排出量 (百万t-CO ₂)	1,270	1,397	1,304	1,354	1,391	1,408	1,364
エネ起CO ₂ 排出量 (百万t-CO ₂)	1,067	1,219	1,139	1,188 (10年比)	1,221 (10年比)	1,235 (10年比)	1,189 (10年比)
うち電力分※ (百万t-CO ₂)	275	373	374	439 +65	486 +112	484 +110	457 +83
うち電力分以外 (百万t-CO ₂)	792	846	765	749 ▲16	735 ▲30	751 ▲14	732 ▲33

※「電力分」は、旧一般電気事業者による排出量



【図16 温室効果ガス排出の推移】

2. 諸課題に関する取組について

原子力発電の稼働停止に伴う燃料調達コストの増加、電気料金の上昇は、国民、企業の負担増につながるものであり、政府及び電力会社においては、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最優先し、そ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、その判断を尊重し再稼働を進めることとしている。また、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に取り組むとしている。

昨年は九州電力川内原子力発電所1・2号機、本年は四国電力伊方原子力発電所3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、燃料調達コストの抑制や温室効果ガスの排出削減、化石燃料依存度の低減につながる。

再稼働により増加する高レベル放射性廃棄物について、政府は、「エネルギー基本計画」において、「国が全面に立って最終処分に向けた取組を進める」としているおり、その着実な取組を期待する。

また、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、電力会社の燃料調達コストの引き下げの観点からも、重要な課題である。足下では、2014年以来の資源価格の低迷により、世界中で資源開発投資が停滞している。今後、新興国を中心とした需要拡大が予想されるところ、将来的に資源価格が急騰するリスクが高まっており、政府には早急な対策が求められる。

先日閣議決定された「独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構法の一部を改正する法律案」においては、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機能を抜本的に拡充することとされている。これらに基づく支援や、資源外交の積極的な展開等を通じて、停滞している我が国企業の投資が促進されるよう、引き続き政府の取組に期待したい。LNGについては、特に東日本大震災後、原子力発電所の稼働停止に伴うLNG火力の稼働率上昇によって、大量のLNGをスポット取引等により追加的に輸入した。従来、LNG取引価格は原油価格に連動して決定される慣行であり、東日本大震災後の原油高の影響を受けたことに加え、LNG取引の大部分は長期契約に基づくものであり、LNG需要の急増により、結果として我が国は欧米諸国に比べて高値の天然ガスを輸入せざるを得ず、経常収支を大幅に悪化させる結果となった。中長期的には原油価格の上昇が見込まれる中、LNGを安定的かつ合理的な価格で調達する環境整備が必要である。

我が国としては、シェール革命の果実を取り込みつつ、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市場の実現を目指しつつ、LNGの最大消費国である我が国としての立場を活かし、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（平成28年5月2日）」に沿って、仕向地条項の撤廃等、LNG取引の容易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。

その他、再生可能エネルギーの導入や、需要家の節電による省エネなども、燃料調達コストの抑制や温室効果ガスの排出削減、化石燃料依存度の低減につながり得るものである。再生可能エネルギーについては、固定価格買取制度創設以来、3年間で対象となる再生可能エネルギーの導入量が概ね倍増するといった成果を挙げてきている一方で、買取費用総額が昨年度（2015年度）に年間約1.8兆円（賦課金総額は約1.3兆円）に達するなど、国民負担の増大への懸念が高まっており、コスト効率的な形での導入を進める仕組みとする方針である。また、節電についてもその取組が合理的な経費節減となる等、中長期的に需要家にとって利益につながる場合もあるが、東日本大震災後の厳しい電力需給の状況を踏まえた節電の取組においては、企業を中心に、電力の確保や製品の供給を行うため、一方的なコスト負担となる取組も多数行われている。東日本大震災後、企業を中心に自家発電設備の設置や生産の夜間・休日シフト（人件費の増加）等の取組が行われてきており、機会費用の損失や対策費用を含め、コストの増加を伴う取組が数多く行われていることを忘れてはならない。

一方で、家庭及び企業において、使用していない部屋や廊下の消灯などコスト負担を必要としない節電の余地は狭まっている。更なる節電を進めるための設備投資は、多くの家庭や企業にとって更なるコスト負担を発生させるため、慎重に検討を行わざるを得ない状況にあることに留意が必要である。

おわりに ～政府への要請～

本小委員会における検証の結果、2016年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、卸電力取引市場の活用等が行われることで、全エリアで電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しである。

本年4月に電力全面自由化が実施されたことを受け、今冬の需給検証は、従来とは異なり、旧一般電気事業者のみならず、新規参入者の需給も含めたエリア全体でのより精緻な分析でもあり、今冬の需給は安定するといえる蓋然性が高いことから、今冬の節電要請は不要と考えられる。

しかし、その実情は、震災前に長期停止していた火力発電所の稼働等を前提としており、大規模な電源脱落や想定外の気温の上昇による需要増に伴う供給力不足のリスクがあることに十分留意しなければならない。

特に、北海道エリアについては、他電力からの電力融通に制約があること、発電所1機のトラブル停止が予備率に与える影響が大きいこと、厳寒であり、万一、電力需給がひっ迫した場合には、国民の生命・安全を脅かす可能性があること等を踏まえ、必要に応じて、更なる追加的な需給対策を検討する必要がある。

こうした状況を勘案し、政府においては、電力会社に対して全国で発電設備等の保守・保全の強化や、デマンドリスポンスを含めた需給調整契約等の促進を図ること、広域機関に対して各エリアの電力需給状況を改善する必要があると認められる時は、速やかに広域融通を指示する等、必要な対策を講じるよう要請すべきと考える。また、産業界や一般消費者と一体となった省エネキャンペーンを実施するなど、2030年度に向けた、徹底した省エネの取組を進めていくことが望まれる。

さらに、北海道エリアにおいては、定着節電の割合も勘案しつつ、過去最大級の電源脱落等又はそれを上回るリスクに備えて、多重的な需給対策を講じ、安定した電力需給の実現に万全を期すべきである。

2011年3月の東日本大震災から5年半以上経ち、電力需給については、安定の兆しを見せつつある。しかし、前述のとおり、現状我が国の電力供給構造は、長期間停止していた発電設備を含め、火力発電に依存せざるを得ない状況となっており、資源の乏しい我が国は、経済性や気候変動の問題を常に孕んでいることを認識しなければならない。

こうした状況を改善していくためにも、徹底した省エネへの取組、再生可能エネルギーの最大限の導入、CO₂排出の抑制、エネルギー源の多様化、調達源の多角化、安全最優先という前提に立った原発再稼働といった諸課題への総合的な対策を2030年度に向けて、国民負担の抑制を考慮しつつ、計画的に講じ

ていく必要がある。こうした総合的な需給対策を進めていくことは、我が国の成長戦略における重要な契機であるとともに、エネルギー問題、地球温暖化問題の解決に向けた国際的貢献としても重要である。

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

引頭 麻実 株式会社大和総研 専務理事

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 副部長

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 讓 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1回委員会（平成28年10月18日）
（議題）

- ・2016年度夏季の需給検証まとめ並びに冬季の需給見通し及び需給対策の方針（案）
について

(参考)

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
電力需給検証小委員会 委員名簿

※五十音順、敬称略、◎は小委員長

(委員)

- ◎ 柏木 孝夫 東京工業大学 特命教授
- 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
- 市川 晶久 日本商工会議所 産業政策第二部 副部長
- 大山 力 横浜国立大学大学院工学研究院 教授
- 辰巳 菊子 公益社団法人日本消費生活アドバイザー・
コンサルタント・相談員協会常任顧問
- 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
- 中上 英俊 株式会社 住環境計画研究所 代表取締役会長
- 松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
電力需給検証小委員会 審議経過

○第16回委員会（平成28年8月30日）
（議題）

- ・今後の電力需給検証の進め方について

(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
亀田 正明 (一社)太陽光発電協会 事務局長
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

(平成 28 年 10 月 18 日現在 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8回委員会（平成28年10月6日）

（議題）

- ・2016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

○第9回委員会（平成28年10月14日）

（議題）

- ・2016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