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　第11回会合
資料5

電力需給検証小委員会
報告書
（案）

平成 27 年 4 月

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

目　次

はじめに ..... - 1 -

第１章　2014 年度冬季の電力需給の結果分析 ..... - 3 -
　１．各電力会社管内における電力需給の状況 ..... - 3 -
　２．供　給　～事前の想定から＋10 万 kW ..... - 5 -
　３．需　要　～事前の想定から▲494 万 kW ..... - 11 -
　４．2014 年度冬季の電力需給の結果分析の総括 ..... - 18 -

第２章　2015 年度夏季の電力需給の見通し ..... - 20 -
　１．基本的な考え方 ..... - 20 -
　２．2015 年度夏季の供給力の想定 ..... - 21 -
　３．2015 年度夏季の需要の想定 ..... - 31 -
　４．電力需給バランスの検証 ..... - 35 -

第３章　電力コストや温室効果ガス排出等への影響について ..... - 40 -
　１．火力発電所の稼働増に伴う課題について ..... - 40 -
　２．諸課題に関する取組について ..... - 44 -

おわりに　～政府への要請～ ..... - 45 -

はじめに

昨年 10 月、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、本小委員会）でとりまとめた 2014 年度冬季の電力需給見通しは、厳寒となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電の取組が継続されれば、いずれの電力管内も、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。ただし、北海道電力管内においては、厳寒であり、かつ北海道・本州間の地域間連系線の容量は最大 60 万 kW と本州からの電力融通に制約があり、万が一、大規模な電源脱落が発生した場合には、電力需給がひっ迫し、国民の生命・安全が脅かされるリスクがあった。そのため、北海道電力管内においては、計画停電回避緊急調整プログラム等の多重的な対策を行った。

2014 年度冬季は、12 月中旬に日本付近を通過した低気圧が北海道の東で発達し、非常に強い冬型の気圧配置となったため、北日本や東・西日本の日本海側で大雪や暴風雪となった。このため、東京電力及び沖縄電力を除く全ての電力会社において、12 月 16 日から 12 月 18 日にかけて今冬の最大需要を記録した。特に、北陸電力、中国電力及び四国電力管内では、本小委員会が示した想定を上回る需要を記録した。

結果的に、2014 年度冬季において、電力の安定供給に必要な予備力は確保されたが、原子力発電所が完全に稼働停止し、火力発電所の稼働率が増加する中、火力発電所の計画外停止の件数は依然増加傾向にあり、2015 年度夏季に向けて、電力需給は引き続き予断を許さない状況である。

本小委員会においては、電力需給の検証の客観性、透明性を確保する観点から、データや分析手法を明らかにしつつ、第三者の専門家が公開の場で検証を行うことを基本理念としている。

電力需給の検証に当たっては、電力需給を保守的に見込むこととし、東日本大震災後に政府において行われた需給検証の手法を踏まえつつ、その精度を向上させるため、必要な検討を行った上で、新たな手法も取り入れることとしている。

本小委員会では、2014 年度冬季の節電期間の終了に合わせ、速やかに、2014 年度冬季の電力需給実績及び 2015 年度夏季の電力需給見通しの検証に着手し、集中的に議論を行った。この報告書は、その結果をとりまとめたものである。

2015 年度夏季の電力需給見通しのポイントは、以下のとおりである。

１．2015 年度夏季の電力需給見通しは、2010 年度夏季並み（中部電力、関西電力及び九州電力管内は更に猛暑であった 2013 年度並み）の猛暑となるリスクや経済成長の伸びを織り込んだ上で、国民各層の節電の取り組みが継続されれば、いずれの電力管内も、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。

２．ただし、関西電力及び九州電力管内は、単独では電力の安定供給に最低限必要な予備率３％以上を確保できず、他地域から受電せざるを得ないという厳しい状況にある。また、老朽火力を含む発電所の計画外停止は依然として増加傾向にあり、このまま火力発電への依存が高水準で推移すると、大規模な電源脱落が発生し、電力需給がひっ迫する可能性もあり、引き続き、電力需給は予断を許さない状況である。

３．さらに、原子力発電所の稼働停止に伴い、エネルギー効率や環境性能の劣る老朽火力等を含め、火力発電所の稼働は震災前と比較して引き続き高水準にある。その結果、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いる。そのため、政府及び電力会社においては、引き続き、燃料コスト抑制やエネルギー源・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にも併せて努めるべきである。

第１章　2014 年度冬季の電力需給の結果分析

１．各電力会社管内における電力需給の状況

表１は、2014 年度冬季に政府が節電要請を行った９電力会社（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、四国電力及び九州電力）管内及び沖縄電力管内の最大需要日における電力需給を示したものである。

いずれの電力管内においても、電力の安定供給に最低限必要な予備率３％以上は確保され、需給ひっ迫に至らなかった。ただし、12 月に強い寒気が日本付近に流れ込んだ結果、北陸電力、中国電力及び四国電力管内の最大需要は、昨年 10 月に本小委員会が示した想定（以下「事前の想定」という。）を上回った。

【表１　2014 年度冬季の各電力会社管内における需給状況（最大需要日）】

電力会社	節電目標	最大需要日	平均気温（℃）※1	供給力（万kW）	最大需要（万kW）	予備率	供給力（見通し※2）（万kW）	最大需要（見通し※2）（万kW）	予備率（見通し※2）
北海道電力	数値目標を伴わない節電	12月16日（火）（16～17時）	-1.2	635	534	18.8%	625	557	12.3%
東北電力	数値目標を伴わない節電	12月17日（水）（17～18時）	-0.7	1,530	1,396	9.6%	1,528	1,402	9.0%
東京電力	数値目標を伴わない節電	2月5日（木）（17～18時）	2.1	5,352	4,667	14.7%	5,455	4,980	9.5%
中部電力	数値目標を伴わない節電	12月18日（木）（10～11時）	0.1	2,606	2,324	12.1%	2,553	2,393	6.7%
関西電力	数値目標を伴わない節電	12月17日（水）（17～18時）	2.3	2,616	2,484	5.3%	2,612	2,535	3.0%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	12月17日（水）（17～18時）	1.4	561	526	6.6%	542	521	4.0%
中国電力	数値目標を伴わない節電	12月17日（水）（17～18時）	0.3	1,115	1,058	5.4%	1,125	1,048	7.4%
四国電力	数値目標を伴わない節電	12月17日（水）（17～18時）	4.3	535	503	6.3%	525	500	5.1%
九州電力	数値目標を伴わない節電	12月17日（水）（18～19時）	6.3	1,588	1,466	8.3%	1,562	1,516	3.0%
沖縄電力※3	なし	2月9日（月）（19～20時）	12.1	159	114	40.4%	173	117	48.2%

※1　東京電力は最大需要発生時間帯の気温、四国電力・九州電力は同日の最高気温
※2　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（平成26年10月）
※3　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。

北陸電力、中国電力及び四国電力管内において、事前の想定を上回った要因を分析した結果を表２に示す。

まず、気温影響は事前の想定を下回ったものの、最大３日平均（H3）実績を最大電力需要（H1）実績（推計）に割り戻した際に生じた差分が事前の想定を大きく上回った。

次に、経済影響・離脱影響は、需要家による見込みを上回る生産の増及び自

家発の稼働停止、想定より需要家の離脱が少なかったこと等により、実績が事前の想定を上回った。

さらに、定着節電は、北陸電力管内において予期せぬ時期の大雪により、点灯時間帯に暖房需要及び融雪需要が重なった影響により、実績が想定を下回った。

今回のように、実績が事前の想定を上回るケースが今後頻出する場合には、その要因を分析し、必要に応じて算出方法を改善することを視野に研究する必要がある。

【表２　2014 年度冬季の需要の見通しと実績の比較】

（万kW）	北陸電力	中国電力	四国電力
最大需要（実績）	526	1,058	503
最大需要（見通し）	521	1,048	500
差分	+5	+10	+3
①気温影響等	+1	+1	+3
・気温影響	▲5	▲18	▲2
・H1/H3比率による差分	+6	+19	+5
②経済影響等	+1	+11	+5
・経済影響	+1	+8	+5
・離脱影響	0	+3	0
③定着節電	+3	▲2	▲5

以下、2014 年度冬季の電力需給の状況を詳細に分析する。

２．供　給　～事前の想定から＋10 万 kW

2014 年度冬季の最大需要日の供給力（実績）の合計（９電力会社の合計。以下同じ。）は、16,538 万 kW であり、事前の想定である 16,528 万 kW を 10 万 kW 上回った。以下、電源毎に実績と事前の想定との差を検証する。

【表３　2014 年度冬季の供給力（実績）と事前の想定との差】

電源	実績－見通し※（万kW）	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	＋10		
原子力	0	－	－
火力	▲586	発電所の計画外停止。 想定より需要が増加しなかったことによる調整火力の停止。	９電力会社の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、390万kW（予備率に与える影響2.6%）と予備率に与える影響は無視できない水準となっている。
水力	＋185	一部の地域では作業停止、運用の抑制及び雪の影響等もあったが、全国では見通しより実績が上回った。	地域によっては、事前想定を下回ったが、概ね想定は妥当。
揚水	＋112	需給の状況を考慮した日々の運用による供給力増。	－
地熱 太陽光 風力	＋230	一部地域でピークが日照のある時間に出たことによる太陽光の供給力増加及び、最大需要日において風況が良好であったための風力の供給力増加。	今後、データの蓄積状況を勘案して、太陽光及び風力の相関を分析して、新たな供給力への見込み方を検証していく。
融通調整	＋22	電力各社間の融通合計。ゼロとならないのは、各社で最大需要発生時間帯が異なることによる	－
新電力への供給等	＋52	卸電力取引所からの受電増分及び新電力への送電減少分	－

※　９電力の最大需要発生日における値を合計

（１）火力発電所　～事前の想定から▲586 万 kW

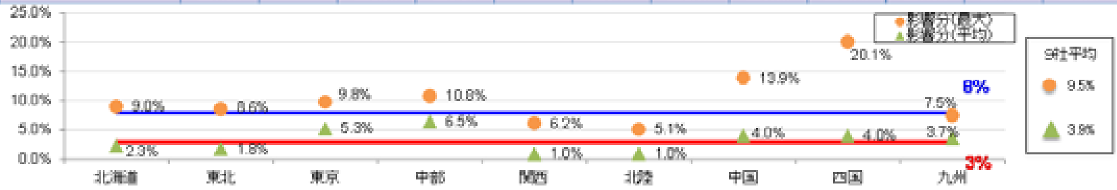
2014 年度冬季の最大需要日における火力発電所の供給力（実績）の合計は、13,097 万 kW であり、事前の想定である 13,683 万 kW を 586 万 kW 下回った。

以下に、2014 年度冬季の火力発電所の状況について記す。

計画外停止について、2014 年度冬季の計画外停止の状況を表４に示す。各電力会社は、2014 年度冬季も引き続き、火力発電所の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を利用した 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、効率的な補修の実行で、トラブルの大規模化や、長期化の防止を図った。これにより、2013 年度に比べ計画外停止の最大値は減少したものの、９電力会社の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 390 万 kW と、予備率に与える影響（▲2.6%）は引き続き無視できない水準となっている。

【表４　2014 年度冬季の計画外停止の状況】

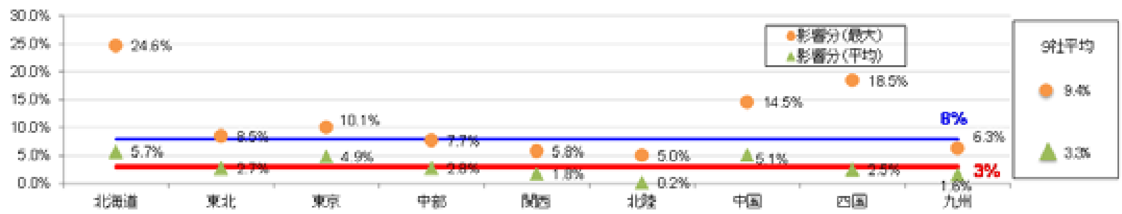
(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①12～2月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分	48	120	457	251	154	27	147	101	110	625	790	1,415
①の発生日	(12/20)	(1/10,11)	(1/4)	(2/22)	(2/27)	(1/7)	(12/2)	(1/1)	(1/31-2/2)	[543](1/4)	[507](2/27)	[915](12/30)
[主な計画外停止発電所] ※( )は定格出力。	伊達火力2号(35)	能代火力1号(60) 東新潟火力1号(60)	鹿島火力6号(100) 広野火力2号(60) 袖ヶ浦火力4号(100)	渥美火力4号(70) 碧南火力2号(70)	姫二火力1号(48) 姫二火力3号(48) 姫二火力4号(48)	福井火力三国1号(25) 水力合計(22)	三隅火力1号(100) 水島火力1号(29)	阿南火力3号(45) 阿南火力4号(45)	川内火力2号(50) 苅田火力新2号(38)	-	-	- ※[ ]は同日の最大
計画外停止となった火力の機数(他社受電を含む)。()内は、その内予防停止の機数	2(1)	2(1)	5(1)	5(1)	4(1)	1(0)	1(0)	2(2)	2(0)	9(3)	15(4)	24(7)
トラブルに起因する出力抑制を行った火力の機数(他社受電含む)。	2	0	9	1	1	0	6	1	1	11	10	21
②12～2月の計画外停止分の平均	13	25	248	150	24	5	43	20	54	285	296	581
③最大需要日の計画外停止実績	10	0	83	205	0	2	22	33	25	103	287	390
今冬の最大需要	534	1,396	4,667	2,324	2,484	526	1,058	503	1,466	6,597	8,361	14,958
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲9.0%	▲8.6%	▲9.8%	▲10.8%	▲6.2%	▲5.1%	▲13.9%	▲20.1%	▲7.5%	▲9.5%	▲9.4%	▲9.5%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響	▲2.3%	▲1.8%	▲5.3%	▲6.5%	▲1.0%	▲1.0%	▲4.0%	▲4.0%	▲3.7%	▲4.3%	▲3.5%	▲3.9%
③が予備率に与える影響	▲1.9%	−	▲2.0%	▲8.8%	−	▲0.4%	▲2.1%	▲6.6%	▲1.7%	▲1.6%	▲3.4%	▲2.6%



【図１　2014 年度冬季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

【表５　2013 年度冬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
①12～2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	133	118	498	183	147	26	151	90	91	749	688	1437
①の発生日	(12/31)	(2/23,24)	(12/27)	(1/28,29)	(2/12)	(1/10)	(12/12)	(12/30-1/2)	(12/22)	[580](12/21)	[339](12/10)	[816](12/20)
[主な計画外停止発電所] ※( )は定格出力。	苫東厚真火力4号(70) 知内火力2号(35)	秋田火力3号(35) 他社受電(火力)	常陸那珂火力1号(100) 鹿島火力5号(100) 姉崎火力3号(60)	川越火力1号(70) 碧南火力3号(70)	舞鶴火力1号(90) 相生火力3号(38) 他社受電(火力)	福井火力三国1号(25) 自社水力	三隅火力1号(100) 水島火力1号(29)	阿南火力3号(45) 阿南火力4号(45)	豊前火力2号(50) 川内火力1号(50) 苅田火力新2号(38)	-	-	- ※[ ]は同日の最大
計画外停止となった火力の機数(他社受電を含む)。()内は、その内予防停止の機数	3(2)	4(1)	8(7)	4(0)	2(0)	1(0)	1(0)	2(2)	2(2)	15(10)	12(4)	27(14)
トラブルに起因する出力抑制を行った火力の機数(他社受電含む)。	0	0	1	0	1	0	4	0	1	1	7	8
②12～2月の計画外停止分の平均	31	38	240	66	45	1	53	12	23	310	200	510
③最大需要日の計画外停止実績	1	78	139	90	109	1	30	0	8	218	238	456
今冬の最大需要	540	1,395	4,943	2,365	2,523	516	1,039	487	1,438	6,878	8,368	15,246
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲24.6%	▲8.5%	▲10.1%	▲7.7%	▲5.8%	▲5.0%	▲14.5%	▲18.5%	▲6.3%	▲10.9%	▲8.2%	▲9.4%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響	▲5.7%	▲2.7%	▲4.9%	▲2.8%	▲1.8%	▲0.2%	▲5.1%	▲2.5%	▲1.6%	▲4.5%	▲2.4%	▲3.3%
③が予備率に与える影響	▲0.2%	▲5.6%	▲2.8%	▲3.8%	▲4.3%	▲0.2%	▲2.8%	0.0%	▲0.6%	▲3.2%	▲2.8%	▲3.0%

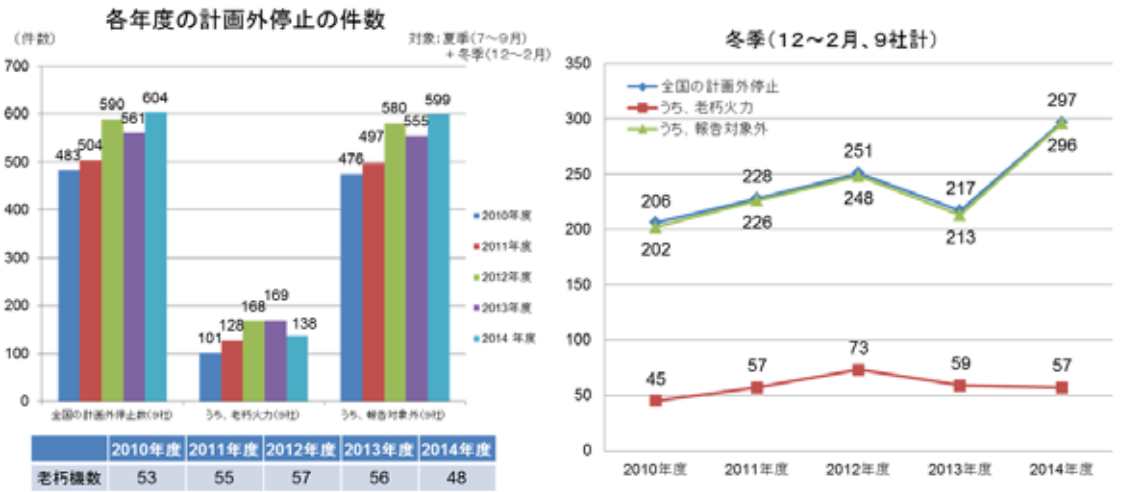


【図２　2013 年度冬季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

2014 年度冬季においては、寒波の影響により電力需要が増加し、12 月 17 日に冬季の最大需要日を記録した。こうした需要の増加と大規模な計画外停止とが重なるリスクも念頭に置いて、需給対策に万全を期す必要がある。

各年度の計画外停止の件数を図３に示す。東日本大震災以降、原子力発電所が稼働停止し、火力発電所の稼働率は増加している。このような状況の中において、2014 年度については、2012 年度に運転開始から 40 年以上が経過した老朽火力の機数は 2013 年度の 56 機から 48 機に減少、計画外停止の件数も 169 件から 138 件に減少したが、依然計画外停止の総数は増加傾向にある。

計画外停止の内容は、異音発生に伴う停止等、法令に基づく報告義務がないものが大半を占めるが、不測の事態に備えて、今後とも点検や補修に万全を尽くす必要がある。



	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度
老朽機数	53	55	57	56	48

注1）計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。
注2）報告対象　：電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。
注3）老朽火力　：2012年に運転開始から40年を経過した火力。
注4）（）内の数字は各年度における老朽火力の機数。

【図３　各年度の計画外停止の件数】

（２）水力発電所　～事前の想定から+184 万 kW

2014 年度冬季の最大需要日における水力発電所の供給力（実績）の合計は、1,202 万 kW であり、事前の想定である 1,018 万 kW を 184 万 kW 上回った（表６）。

2014 年度冬季は、北海道電力及び東京電力管内において、最大需要日において作業停止中の発電所があったことに加え、北海道電力においては、スノージャム（上流から流下するシャーベット状になった雪）の混入、東京電力においては、需給状況に応じ貯水池式水力を抑制した運用を行ったため、事前の想定を下回った。また、自流式水力に限れば、渇水ではなかったことから、スノージャムの混入の影響があった北海道電力を除き、最大需要日の供給実績は事前の想定を上回った。

水力発電所の供給力の事前の想定は、自流式水力については、１ヶ月間のうち下位５日の平均の出水量を過去 30 年間の平均値等で評価している。また、貯水池式水力等については、補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価している。地域によっては実績が事前の想定を下回ったが、供給力の合計は、これをやや上回っており、広域での電力融通が適切に行われることを前提として、この評価方法は妥当であったと評価される。

【表６　2014 年度冬季最大需要日の水力発電所の供給力（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最大需要日の実績	443.6 (323.1)	73.7 (49.5)	188.4 (175.1)	181.5 (98.5)	758.6 (557.8)	158.8 (146.1)	248.6 (192.6)	155.4 (64.8)	59.8 (59.8)	52.0 (36.0)	84.0 (58.5)	1202.2 (880.9)
（最大需要発生日）	-	12月16日	12月17日	2月5日	-	12月18日	12月17日	12月17日	12月17日	12月17日	12月17日	-
②需給検証小委想定 (12月)	454.1 (283.6)	77.1 (53.5)	170.0 (154.0)	207.0 (76.1)	590.2 (387.4)	94.4 (80.2)	215.6 (142.5)	125.5 (52.4)	34.9 (34.9)	43.0 (27.8)	76.8 (49.6)	1044.3 (671.0)
③需給検証小委想定 (1月)	441.3 (270.9)	72.2 (49.5)	157.9 (139.6)	211.2 (81.8)	576.9 (388.1)	88.3 (76.3)	214.6 (145.1)	117.2 (45.2)	44.9 (44.9)	43.2 (28.1)	68.7 (48.5)	1018.2 (659.0)
④需給検証小委想定 (2月)	415.5 (259.4)	72.8 (50.6)	152.2 (134.5)	190.5 (74.3)	558.3 (385.6)	79.3 (72.7)	207.5 (143.4)	114.4 (43.9)	48.6 (48.6)	41.2 (27.6)	67.3 (49.4)	973.8 (645.0)
⑤差分（「最大需要日の実績」－「最大需要が発生した日の月の想定」）	-	**▲3.4 (▲4.0)**	+18.4 (+21.1)	**▲9.0** (+24.2)	-	+64.4 (+65.9)	+33.0 (+50.1)	+29.9 (+12.4)	+24.9 (+24.9)	+9.0 (+8.2)	+7.2 (+8.9)	-

※1　（）内は自流式水力の供給力（L5で供給力を評価）。
※2　自流式を除いた供給力については、貯水池式水力の供給力（補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価）。

（３）再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）～事前の想定から+230 万 kW

①太陽光発電所　～事前の想定から+132 万 kW

2014 年度冬季の最大需要日の太陽光発電所の供給力（実績）を表７に示す。太陽光発電所は、天候によって出力が変動することから、各月の需要上位３日の出力比率を過去 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評価している。2014 年度冬季においては、中部電力及び北陸電力を除く電力会社では、16 時から 19 時の中で最大需要が発生すると想定していた。2014 年度冬季の最大需要日における太陽光発電所の供給力（実績）の合計は、中部電力管内のみの 139 万 kW であり、事前の想定である７万 kW を 132 万 kW 上回った。

【表７　2014 年度冬季最大需要日の太陽光発電所の供給力（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最大需要日の実績	0.0	0.0	0.0	0.0	138.8	138.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	138.8
	※カッコ内は時間帯	-	(16-17時)	(17-18時)	(17-18時)	-	(10-11時)	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	(18-19時)	-
	②需給検証小委想定（1月）	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1
	※カッコ内は時間帯	-	(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)	-
	差分(①-②)	0.0	0.0	0.0	0.0	+131.7	+131.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	+131.7
太陽光設備量(万kW)	①最大需要日の実績	727.8	54.7	132.1	541.0	1,288.8	330.7	235.9	33.1	166.2	102.6	420.3	2,016.6
	②需給検証小委想定（1月）	679.6	67.4	125.5	486.7	1,291.3	339.7	256.5	30.4	163.5	92.1	409.1	1,970.9
	差分(①-②)	+48.2	▲12.7	+6.6	+54.3	▲2.5	▲9.0	▲20.6	+2.7	+2.7	+10.5	+11.2	+45.7
出力比率(%)（自家消費＋供給力）	①最大需要日の実績	-	0.0	0.0	0.0	-	48.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
	②需給検証小委想定（1月）	-	0.0	0.0	0.0	-	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
	差分(①-②)	-	0.0	0.0	0.0	-	+44.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-

太陽光の供給力の主な増加要因は、①設備導入量の増加、②出力比率の増加が考えられる。設備容量の増加は、2012 年７月より開始した再生可能エネルギーの固定価格買取制度下における急速な太陽光発電の導入拡大の影響もあり、想定より９社計で 45.7 万 kW（約２％）多かったが、一部の電力会社では想定を下回った。

ピーク時供給力及び出力比率の増加については、中部電力において想定どおり、太陽光の出力が見込める日中に最大需要が発生したが、最大需要発生時間が９時台から 10 時台となった等、日射量に恵まれ増加したことによるものと考えられる。

②地熱発電所　～事前の想定から▲１万 kW

地熱発電所の供給力（実績）の合計は、31 万 kW であり、事前の想定である 32 万 kW を１万 kW 下回ったが、概ね事前の想定どおりであった。

③風力発電所　～事前の想定から+99 万 kW

2014 年度冬季の最大需要日の風力発電所の供給力（実績）を表８に示す。

風力発電所は、ピーク時に供給力がゼロとなるケースが多数存在することから、保守的に評価する手法として、水力発電所（自流式水力）と同様に、各月の風力発電所の出力が低かった下位５日の平均値を、実績データが把握可能な期間（過去３～８年間）で平均した値を示した。

2014 年度冬季の風力発電所の供給力（実績）の合計は、冬季最大需要日が風況に恵まれたことにより、110.8 万 kW となり、事前の想定である 12.1 万 kW を 98.7 万 kW 上回った。

【表８　2014 年度冬季最大需要日の風力発電所の供給力（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最大需要日の実績	52.9	19.5	32.0	1.4	57.9	12.6	4.9	5.4	10.6	4.6	19.8	110.8
	②需給検証小委想定	9.2	1.6	5.6	2.0	2.9	0.1	0.4	0.1	0.5	0.7	1.1	12.1
	差分(①-②)	+43.7	+17.9	+26.4	▲0.6	+55.0	+12.5	+4.5	+5.3	+10.1	+3.9	+18.7	+98.7
風力設備量（万kW）	①最大需要日の実績	142.6	31.8	72.7	38.1	142.2	23.4	13.7	14.4	30.1	14.5	46.1	284.8
	②需給検証小委想定	140.0	31.9	71.4	36.7	144.8	23.8	13.7	15.1	30.1	15.3	46.8	284.8
	差分(①-②)	+2.6	▲0.1	+1.3	+1.4	▲2.6	▲0.4	0.0	▲0.7	0.0	▲0.8	▲0.7	0.0
出力比率(%)	①最大需要日の実績	-	61.3	44.0	3.7	-	53.8	36.0	37.5	35.2	31.7	43.0	-
	②需給検証小委想定	-	4.9	7.8	5.3	-	0.4	3.0	0.4	1.5	4.9	2.3	-
	差分(①-②)	-	+56.4	+36.2	▲1.6	-	+53.4	+33.0	+37.1	+33.7	+26.8	+40.7	-

３．需　要　～事前の想定から▲494 万 kW

2014 年度冬季の最大需要日の需要（実績）の合計は、14,958 万 kW であり、事前の想定である 15,452 万 kW を 494 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

事前の想定では、需要変動に影響を与える要素を、①気温影響等、②経済影響等、③節電影響に分類して評価を行った。表９にこれらの分析結果を示す。

【表９　需要の主な増減要因の分析】

実績－見通し（万kW）※		差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲494		
気温影響等	▲306	2014年度冬季は全国的に気温が想定を上回ったことにより需要が減少した。	例年リスクサイドで評価を行っているものの、北陸、中国及び四国地域で、H1/H3比率による差分が見通しを大きく上回ったことにより、実績が想定を上回った。今後同様のケースが頻出する場合には、算出方法の改善を検討していく必要がある。
経済影響等	▲116	2014年度のGDP及びIIPの伸び率の下方修正（GDP:3.8%→2.7%、IIP:+0.4→▲1.0%）等の影響	―
節電影響	▲72	ほとんどの地域で想定を上回る節電がなされた。	―

※9電力の最大需要発生日における値を合計

①気温影響等[1]　～事前の想定から▲306 万 kW

2014 年度冬季は、各社が想定していた厳寒基準と比べ、東京電力、中部電力、四国電力以外の地域でピーク時間帯の気温が想定を上回った。一部電力管内においては、大雪の影響から暖房需要が増したこと、H3 実績を H1 実績（推計）に割り戻した際に生じた差分が見通しを大きく上回ったこと等により、事前の想定を上回る需要増となった。

[1] 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「気温影響等」とした。

【表１０　電力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
見通し	+235	0	▲44	+279	+203	+66	+24	+11	+19	+16	+67	+438
実績	+33	▲9	▲41	+83	+99	+42	0	+12	+20	+19	+6	+132
差分	▲202	▲9	+3	▲196	▲104	▲24	▲24	+1	+1	+3	▲61	▲306

②経済影響等[2]　～事前の想定から▲116 万 kW

事前の想定よりも経済成長率が低かった（GDP 伸び率の差異：3.8%→2.7%、IIP の伸び率の差異+0.4%→▲1.0%）こと等により、事前の想定よりも需要が 116 万 kW 減少した。

一部地域では、自家発の稼働停止、離脱量の実績減、需要家の生産増等により、実績が見通しを上回った。

【表１１　電力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
見通し	▲42 (▲132)	5 (▲4)	5 (▲4)	▲52 (▲124)	▲59 (▲93)	40 (▲22)	▲25 (▲35)	▲3 (0)	▲31 (▲7)	▲12 (▲3)	▲28 (▲26)	▲101 (▲225)
実績	▲116 (▲174)	4 (▲4)	3 (▲4)	▲123 (▲166)	▲101 (▲115)	15 (▲24)	▲63 (▲64)	▲2 (0)	▲20 (▲4)	▲7 (▲3)	▲24 (▲20)	▲217 (▲289)
差分	▲74	▲1	▲2	▲71	▲42	▲25	▲38	1	11	5	4	▲116

(注)カッコ内に離脱分を記載

③節電影響　～事前の想定から▲72 万 kW

国民各層の節電により、事前の想定よりも需要が 72 万 kW 減少した。表１２に 2014 年度冬季の各電力管内における節電目標と需要減の実績を示す。

ほとんどの電力会社において、事前に想定した定着節電以上の需要減となった。

なお、中部電力及び四国電力管内では、ピーク時間帯の気温が想定より下回ったこと、あるいは、急激な冷え込みにより暖房需要が増したことによる需要増の影響、北陸電力管内は予期せぬ時期での大雪で、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要の増が重なった影響で需要が急伸し、想定を上回った。

[2] 経済影響と新電力への離脱影響の合計を「経済影響等」とした。

【表１２　2014 年度冬季の節電目標と需要減の実績】

＜2014年度冬季の需要減等＞　　単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
節電目標（12月1日～3月31日）	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電
定着節電（2014年10月の需給検証小委員会想定）	▲4.7%	▲2.0%	▲7.7%	▲2.3%	▲4.8%	▲2.8%	▲1.3%	▲4.6%	▲3.7%
最大需要の対2010年度比（ピーク時）（）は2010年度との気温差	▲7.8% (+5.6℃)	▲5.0% (+0.8℃)	▲9.4% (▲2.0℃)	▲0.8% (▲0.2℃)	▲6.8% (+0.5℃)	▲0.4% (+0.5℃)	▲1.5% (+0.5℃)	▲3.2% (▲1.2℃)	▲4.4% (+0.5℃)
＜2014年度冬季＞ ①最大需要 ②最大需要日 ③平均気温※1	① 534 ② 12/16 ③－1.2℃	① 1,396 ② 12/17 ③－0.7℃	① 4,667 ② 2/5 ③ 2.1℃	①2,324 ②12/18 ③0.1℃	① 2,484 ② 12/17 ③ 2.3℃	① 526 ② 12/17 ③ 1.4℃	① 1,058 ② 12/17 ③ 0.3 ℃	① 503 ② 12/17 ③ 4.3℃	① 1,466 ② 12/17 ③ 6.3℃
＜2010年度冬季＞ ①最大需要 ②最大需要日 ③平均気温※1	① 579 ② 1/12 ③ －6.8℃	① 1,470 ② 1/20 ③ －1.5℃	① 5,150 ② 2/14 ③ 4.1℃	①2,342 ②1/31 ③0.3℃	① 2,665 ② 2/14 ③ 1.8℃	① 528 ② 1/20 ③ 0.9℃	① 1,074 ② 1/31 ③ －0.2℃	① 520 ② 1/31 ③ 5.5℃	① 1,533 ② 1/31 ③ 5.8℃
最大需要の対2010年度比（気温影響、経済影響等を補正後）	▲6.9%	▲2.4%	▲8.6%	▲3.2%	▲4.4%	▲2.3%	▲1.5%	▲5.6%	▲3.2%

（参考）需要減少の対2010年度比

需要減少の対2010年度比(期間平均※2)（）は需要減少量	▲7.6% (▲41)	▲6.2% (▲83)	▲12.2% (▲584)	▲3.4% (▲80)	▲8.1% (▲191)	▲2.9% (▲14)	▲4.5% (▲44)	▲7.7% (▲36)	▲6.6% (▲91)

※1　東京電力は最大需要発生時気温（2014年度の気温は新観測地点での数字）、四国・九州は最高気温
※2　12月1日（月）から2月27日（金）まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2014年度冬季の各日の需要値を算出し、これと2014年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

（２）需要減のための取組等

①需要家別の需要減の状況

表１３に各電力会社管内における「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。各電力会社管内の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、節電努力がなされたものと考えられる。

2014 年度冬季の節電の実施内容として、北海道電力、関西電力及び九州電力管内を抽出して見ると、不要な照明の消灯、テレビは必要なとき以外は消す、長時間使わない機器はプラグを抜く等の取組が広く行われたことが窺える（図４）。

【表１３　大口・小口・家庭別の需要減の実績】

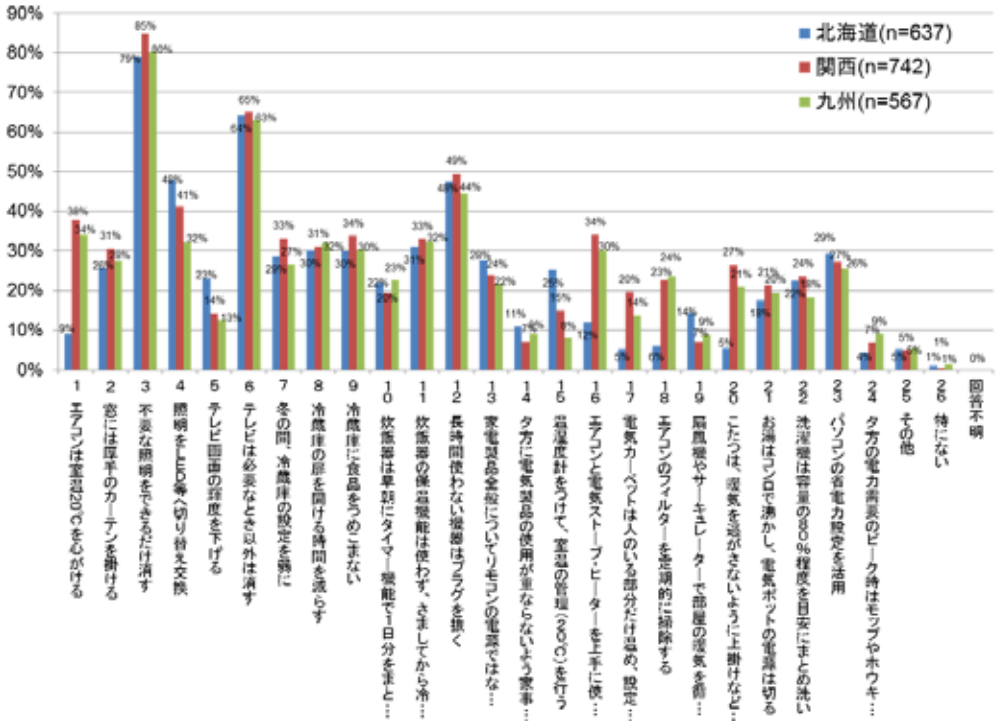
＜需要減少について「大口需要家」「小口需要家」「家庭」の内訳推計※＞　　**単位（万kW）**

	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	▲7.6%（▲41）	▲6.2%（▲83）	▲12.2%（▲584）	▲3.4%（▲80）	▲8.1%（▲191）	▲2.9%（▲14）	▲4.5%（▲44）	▲7.7%（▲36）	▲6.6%（▲91）
大口需要家	▲12%（▲11）	▲9%（▲38）	▲15%（▲237）	▲1%（▲11）	▲10%（▲85）	▲3%（▲7）	▲7%（▲23）	▲8%（▲12）	▲9%（▲32）
小口需要家	▲6%（▲12）	▲4%（▲18）	▲14%（▲211）	▲4%（▲32）	▲7%（▲54）	▲1%（▲2）	▲5%（▲15）	▲9%（▲11）	▲11%（▲46）
家庭	▲7%（▲18）	▲6%（▲27）	▲8%（▲136）	▲7%（▲37）	▲7%（▲52）	▲4%（▲5）	▲2%（▲6）	▲7%（▲13）	▲2%（▲13）

（参考）　＜需要減少について「産業」・「業務」・「家庭」の内訳推計※＞　　**単位（万kW）**

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
産業	▲10%（▲12）	▲7%（▲37）	▲12%（▲155）	0%（+4）	▲9%（▲67）	▲2%（▲5）	▲8%（▲26）	▲8%（▲12）	▲5%（▲18）
業務	▲7%（▲11）	▲5%（▲19）	▲16%（▲293）	▲9%（▲47）	▲9%（▲72）	▲4%（▲4）	▲4%（▲12）	▲9%（▲11）	▲14%（▲60）
家庭	▲7%（▲18）	▲6%（▲27）	▲8%（▲136）	▲7%（▲37）	▲7%（▲52）	▲4%（▲5）	▲2%（▲6）	▲7%（▲13）	▲2%（▲13）

※12月1日（月）から2月27日（金）まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度冬季の需要の気温感応度を基に今冬の各日の需要値（理論値）を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。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（2014 年度冬季・家庭部門）】

②節電が電力量（kWh）に与える影響

表１４に 2014 年度冬季（12 月～２月実績）の節電電力量（kWh）を示す。2014 年度冬季の電力量（kWh）の減少分から、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は全国で▲5.5%であり、2013 年度冬季▲4.6%から増加した。

2014 年度冬季についても、節電が電力使用量の削減に相当の効果を与えたと考えられる。

【表１４　2014 年度冬季の節電影響（kWh）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
①2014年度節電電力量	▲6.2	▲5.5	▲66.4	▲12.0	▲24.6	▲1.3	▲2.0	▲3.1	▲7.8	▲128.9
2014年度節電率（①/③）	▲6.9%	▲2.4%	▲8.8%	▲3.6%	▲6.3%	▲1.6%	▲1.2%	▲4.1%	▲3.4%	▲5.5%
②2013年度節電電力量	▲5.2	▲4.6	▲60.7	▲8.2	▲16.7	▲1.3	▲1.6	▲2.5	▲7.0	▲107.8
2013年度節電率（②/③）	▲5.8%	▲2.0%	▲8.1%	▲2.4%	▲4.3%	▲1.6%	▲1.0%	▲3.3%	▲3.0%	▲4.6%
③2010年度電力量	90.1	225.0	752.6	336.8	387.8	79.9	164.6	75.9	230.2	2342.9

※ 12月分から2月分まで（土日祝日含む）の3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１５及び表１６に 2014 年度冬季の計画調整契約及び随時調整契約の状況を示す。北海道電力については、道内の経済活動への影響を小さくするため、計画調整契約から随時調整契約に移行を図った。その他の電力会社管内においては概ね事前の想定どおりとなった。東北電力及び九州電力管内においては、最大需要発生日の契約実績が想定よりも少なかったことにより減少している。

【表１５　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最大需要日の契約実績	4.2	11.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.9
②需給検証小委想定	5.5	15.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.8	37.3
差分（①－②）	▲1.3	▲3.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲16.8	▲21.4

【表１６　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今冬契約実績	17.8	31.3	160.4	72.6	44.3	20.6	113.0	35.3	36.3	531.6
②需給検証小委想定	14.9	31.3	160.4	72.6	35.1	20.6	113.0	35.3	36.3	519.5
差分(①－②)	2.9	0.0	0.0	0.0	9.2	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1

（３）北海道電力管内において行われた需要対策

北海道電力管内の 2014 年度冬季の電力需給の事前想定は、予備率 11.4%（2015 年２月における最大需要日の想定）であり、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ったため、北海道電力管内においても、他電力管内と同様に、数値目標を伴わない節電をお願いした。

2014 年度冬季において北海道電力管内で取り組まれた需給対策について表１７に概要を示す。

【表１７　北海道電力管内における需給対策の概要】

①万が一の需給ひっ迫時への対策

契約種別	内　容	今冬見通し目標	今冬実績
緊急調整プログラム	需給がひっ迫した際、原則として営業・操業・業務時間外レベルまで負荷調整いただく契約。	18万kW	約175口 約21万kW
通告調整契約	当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。 恒常的なご負担とならないことから広く加入を要請。	約230口 約11万kW	約270口 約13万kW
瞬時調整契約	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。	9口 約4万kW	9口 約4万kW
アグリゲータ事業者の活用	中小ビル・工場等の省エネを管理・支援する事業者(アグリゲータ事業者)にご協力いただき電力需要の削減を図る。 今冬はこれまでの相対協議から、広く公募とした。	6社 約0.2万kW	5社 約0.1万kW
緊急節電要請スキーム	速やかな需要抑制が必要な場合、更なる節電（節電の深堀）にご協力いただくスキーム。チェーン店等、緊急時にまとまった需要を抑制いただけるお客さまが対象。	約4,800口※	約4,700口
ネガワット入札	需給がひっ迫するおそれがある場合に、当社から募集し、応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。	約160口※	約140口

※は 2013 年度実績

②計画調整契約

契約種別	内　容	今冬見通し	今冬実績
操業調整契約	あらかじめ日時を決めて、電気の使用を抑制する契約。	約50口 約4万kW	約70口 約5万kW
休日調整契約 長期休日調整契約	平日の操業を休日に振り替えたり、長期休日を設定したりすることにより、電気の使用を抑制する契約。	2口 約0.2万kW	2口 約0.2万kW

③夜間の需要抑制に向けた取組み

方策	内　容	今冬見通し	今冬実績
自家発の焚き増し	自家発の焚き増しにより、夜間時間における電気の使用を抑制。	約16万kW	約17万kW
夜間通電時間の変更やしゃ断時間の追加	深夜のピーク時間帯を避けて通電するように、当社設備（タイムスイッチ）の設定変更や融雪用電力の夜間帯のしゃ断時間の追加。	過去実施分も含む 約28万kW	過去実施分も含む 約27万kW

④その他需要抑制に向けた取組み（新たな取組み）

方策	内　容	今冬見通し	今冬実績
需要抑制事業プラン	デマンド監視装置を設置している顧客に対し、需要抑制をおこなうものや、見える化システムを導入している顧客に対し需要抑制をおこなうといったプランをご応募いただいた３社と委託契約を締結。	3社 約0.3万kW	3社 約0.3万kW

４．2014 年度冬季の電力需給の結果分析の総括

以上、事前の想定と実績との差等について検証を行ったが、供給、需要の両面から、そのポイントを総括して以下に記す。

（１）供給面

〇火力発電については、震災後のフル稼働が続いている影響から、計画外停止による供給力低下は引き続き無視できない水準となっている。現状では電力各社による効率的な補修点検等により、需給ひっ迫につながる緊急的なトラブルは避けられている状況ではあるが、引き続き、各電力会社において、点検や補修に万全を尽くす必要がある。北海道電力管内では、他社からの融通に制約があること、寒冷地であり電力不足が国民生活に甚大な影響を及ぼす可能性があること等の特殊性がある中で、今冬は暖冬・少雪等の影響及び大規模な発電所のトラブルが発生しなかったこと等により需給ひっ迫は生じなかった。しかし、今後も大規模な発電所や北本連系線のトラブルに最大需要発生日に重なった場合、電力需給に多大な影響を与えるリスクがあることも念頭に置いて、引き続き需給対策に万全を期す必要がある。

〇水力発電については、地域によっては実績が事前の想定を下回ったが、供給力の合計は、これを上回っており、広域での電力融通が適切に行われることを前提として、従来の評価方法は適切であったと評価される。

〇太陽光発電について、確実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ところであり、最大需要日の実績が想定を上回ったことから、従来の評価方法は適切であったと評価される。

〇風力発電については、ピーク時に供給力がゼロとなるケースがあることも考慮し、確実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ところであり、ほとんどの地域で最大需要日の実績が想定を上回ったことから、従来の評価方法は適切であったと評価される。

〇一方、自然変動電源の供給力評価については、現在は各個別に検証を行っている。今後、データの蓄積状況を勘案して、それぞれの相関を分析して、新たな供給力への見込み方を検証していく。

（２）需要面

〇2014 年度冬季は、一部の電力会社管内において H1/H3 比率による差分が見通しを大きく上回ったこと及び需要家における自家発の稼働停止、離脱量の実績減、生産増等の影響により、事前の需要想定を超える最大需要となった。今後の需給見通しにおいても、厳寒などのリスクサイドで評価を行うが、同様に事前の想定を越えるケースが頻発する場合には、算出方法を検討する必要がある。

〇産業の活性化等による需要の伸びは一部あったものの、全体として GDP、IIP

の伸び率の下方修正により、事前の想定から減少した。

〇2014 年度冬季は、全ての電力管内で数値目標を伴わない一般的な節電要請を行ったところ、ほとんどの電力管内で、事前に想定された定着節電の量を上回る需要減となった。

第２章　2015 年度夏季の電力需給の見通し

１．基本的な考え方

2015 年度夏季の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記す。

（１）供給面

各電源について、2015 年度夏季に供給力として確実に見込めるかどうかを十分に精査しつつ、可能な限り、供給力を積み上げる。その際、各電力会社間の電力融通も加味する。

原子力発電所については、今夏確実に見込める供給力のみを積み上げるという観点から、全原子力発電所が稼働しない前提とする。

（２）需要面

気温が高くなるリスクを想定し、2010 年度夏季並みの猛暑の需要を想定する（中部電力、関西電力及び九州電力管内については、2010 年度夏季よりも猛暑であった 2013 年度夏季並みの需要を想定する）。

これに直近の経済見通し、節電の定着状況等を反映して、2015 年度夏季の需要想定とする。

（３）電力需給バランスの検証

以上により想定された各電力会社の需給バランスについて、９電力管内全体、東日本の３電力管内全体、中西日本の６電力管内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。

沖縄電力管内については、他電力管内のように原子力発電所の稼働停止により供給力が大幅に不足するような状況にないこと、他電力管内と連系設備で連結されていないことを踏まえ、沖縄電力管内単体の 2015 年度夏季の需給見通しを示す。

２．2015 年度夏季の供給力の想定

2015 年度夏季の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かどうかを十分に精査しつつ、可能な限り、供給力を積み増す。以下、電源毎に供給力の見込みを示す。

（１）原子力発電所　～2015 年度夏季（８月）は 2014 年度夏季実績（最大需要日の供給力（実績）。以下同じ。）から増減なし

原子力発電所については、今夏確実に見込める供給力のみを積み上げるという観点から、全原子力発電所が稼働しない前提とする。但し、後述の参考２において、川内原子力発電所が再稼働した場合の試算を参考として示す。

（２）火力発電所　～2015 年度夏季（８月）は 2014 年度夏季実績から+231 万 kW

①火力発電所の定期検査

火力発電所で稼働可能なものは、稼働させ、最大限供給力として見込む。

ただし、第１章にも記したとおり、東日本大震災以降、火力発電所の計画外停止件数は増えている。火力発電所については、電気事業法に基づき、原則として、ボイラーは２年毎、タービンは４年毎に定期検査を実施する必要がある。前回定期検査の終了から２年以上を経過した火力発電所は 70 機（全火力発電所の 24%程度）に上り、前回定期検査の終了から４年以上を経過したものは５機（全火力発電所の２%程度）に上る。

そのため、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、その他は稼働させ、供給力として見込むこととする。

表１８に 2015 年度夏季に定期検査等が不可避であると評価したもの（９社 42 機）を示す。

【表１８　2015 年度夏季に定期検査等を行う必要のある火力発電所】

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
北海道電力	奈井江1号機	17.5万kW	石炭	6/15～9/27	低圧タービン動翼の取替が必要であるため。
	苫東厚真4号機	70万kW	石炭	4/1～7/11	ボイラー蒸気管の取替が必要であるため。
	知内2号機	35万kW	石油	7/12～11/16	電気式集塵装置の補修が必要であるため。
東北電力	秋田3号機	35万kW	石油	3/14～7/25	経年に伴うタービン附属設備やボイラーの点検及び修繕が必要であるため。
	東新潟2号機	60万kW	LNG	3/28～7/23	経年に伴う発電機やボイラーの点検及び修繕が必要であるため。
東京電力	川崎1-3号機	50万kW	LNG	6/29～7/31	ガスタービン等の点検が必要であるため。
	横浜7-2号機	35万kW	LNG	3/22～7/31	ボイラー及びタービン等の点検が必要であるため。
	姉崎3号機	60万kW	LNG	3/14～7/12	ボイラー及びタービン等の点検が必要であるため。
	富津4-1号機	50.7万kW	LNG	4/10～7/15	ボイラー及びタービン等の点検が必要であるため。
	広野2号機	60万kW	石油	2/28～7/8	ボイラー及びタービン等の点検が必要であるため。
	常陸那珂2号機	100万kW	石炭	5/3～7/3	ボイラー等の点検が必要であるため。
中部電力	川越3-1号機	24.3万kW	LNG	2/14～7/2	発電制御装置に関する部品等の取替等が必要であるため。
	川越3-7号機	24.3万kW	LNG	6/27～9/6	蒸気タービン等の補修等が必要であるため。
	知多4号機	70万kW	LNG	2/21～7/4	蒸気タービン等の補修等が必要であるため。
	知多第二2号機	85.4万kW	LNG	1/31～7/3	蒸気タービンに関する部品の取替等が必要であるため。
	新名古屋8-1号機	40万kW	LNG	6/18～7/4	ガスタービン等の補修等が必要であるため。
	碧南3号機	70万kW	石炭	3/25～7/9	ボイラー蒸発管の補修等が必要であるため。
	川越2号機	70万kW	LNG	8/8～12/1	蒸気タービン等の補修等が必要であるため。
	川越4-2号機	24.3万kW	LNG	8/29～12/9	蒸気タービン等の補修等が必要であるため。
関西電力	南港2号機	60万kW	LNG	3/1～7/13	震災特定適用期間2年到達により、更なる延期は不可能であるため。
	姫路第二1号機	48.7万kW	LNG	5/8～7/15	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
北陸電力	七尾大田2号機	70万kW	石炭	3/30～7/6	ボイラー部品の経年による摩耗に伴う交換が必要であるため。
中国電力	三隅1号機	100万KW	石炭	3/28～7/15	経年化したボイラー及びタービンの補修が必要であるため。
	水島2号機	15.6万kW	石炭	4/25～9/7	経年化したボイラー及びタービンの補修が必要であるため。
	柳井1-2号機	12.5万kW	LNG	5/18～8/4	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
	柳井1-6号機	12.5万kW	LNG	5/20～7/8	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
	柳井2-3号機	19.8万kW	LNG	1/12～7/25	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
	柳井2-4号機	19.8万kW	LNG	8/29～2/20	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
四国電力	橘湾	70万kW	石炭	3/24～7/6	経年化したボイラー等の補修が必要であるため。
	坂出2号機	35万kW	石油	8/14～H28/8	リプレース工事にかかる停止。
九州電力	苓北1号機	70万kW	石炭	6/29～7/8	ボイラー等の補修が必要なため。
	相浦2号機	50万kW	石油	4/29～7/5	ボイラー等の補修が必要なため。
	新大分1-1軸	11.5万kW	LNG	6/17～7/8	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造及びガスタービン部品の取替が必要であるため。
	新大分1-2,3軸	11.5万kW×2	LNG	6/17～7/7	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造が必要であるため。
	新大分2-1軸	21.8万kW	LNG	6/17～7/8	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造及びガスタービン部品の取替が必要であるため。
	新大分2-2軸	21.8万kW	LNG	6/17～7/7	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造が必要であるため。
	新大分1-4,5,6軸	11.5万kW×3	LNG	7/11～7/12	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造が必要であるため。
	新大分2-3,4軸	21.8万kW×2	LNG	7/11～7/12	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造が必要であるため。

②長期停止火力発電所

東日本大震災以降、これまで長期停止火力発電所[3]の再稼働（６社 10 機。うち 2015 年度夏季の稼働は５社５機）が行われ、供給力として計上してきた（表１９）。一方で、被災からの復帰や長期停止からの再稼動を行ったが、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所（２社９機）もある（表２０）。これらの、再び長期停止に入った火力発電所を含めた長期停止火力発電所については、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、補修工事等により再稼働できないため、2015 年度夏季の供給力として見込まない（表２１）。

【表１９　2015 年度夏季に稼働している長期停止から再稼動した火力発電所】

電力会社名	発電所･号機	出力	種別	運転年数
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	42年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	18年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	44年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	46年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	43年
合計		155万kW		

【表２０　設備の劣化が著しいため長期停止となる火力発電所】

電力会社	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
東京電力	鹿島1･2･3･4号	各60万kW	石油	42～44年	0～3年	被災から復帰した火力。長期間の停止･運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より順次長期停止。
	横須賀1号GT、2号GT、3･4号	3、14、35、35万kw	LNG,石油	21～49年	1～3年	長期停止から再稼動した火力。長期間の停止･運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より長期停止中。
中部電力	武豊2号機	38万kW	石油	42年	0年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止･運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。リプレースに伴い2015年4月1日より長期停止中。年度内に廃止予定。
合計		365万kW				

[3] 運転年数が相当程度経過し、設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、廃止を見据えて、数年単位で行う計画停止しているもの。

【表２１　2015 年度夏季に供給力として計上できない長期停止火力発電所】

電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況
東京電力	横須賀5～8号機	各35万kW	石油	44～47年	5～10年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、補修工事が必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	13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ついても修理が必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	6年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、修理が必要。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	37年	10年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、修理のため機械加工及び組立並びに検査が必要。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	25年	14，11年	
中国電力	大崎1－1号機	26万kW	石炭	14年	3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、設計及び製作から現地工事が必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	51年	12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。
九州電力	唐津2・3号機	38,50万kW	石油	44,42年	11年	チューブ全体に外面腐食が進行し、チューブ取替、また発電機については高経年によりコイル絶縁が劣化しているためコイルの更新等が必要。 平成27年6月に廃止予定。
合計		551万kW				

③火力発電所の増出力

火力発電所の増出力は、過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等により行われる。2014 年度夏季の増出力状況等を踏まえ、2015 年度夏季の増出力を見込むこととする（表２２）。

【表２２　過負荷運転等による増出力見込み】

○火力の増出力見込み（2015年度夏季（8月））

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	0万kW	11万kW	63万kW	13万kW	7万kW	1万kW	5万kW	2万kW	4万kW	106万kW

（参考）2014年度夏季（8月）における火力の増出力見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	1万kW	9万kW	62万kW	14万kW	7万kW	1万kW	5万kW	2万kW	4万kW	103万kW

なお、夏季は気温が上昇し、ガスタービンに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。この出力低下対策として、吸気冷却装置の導入を 2012 年度夏季から実施しており、引き続き、2015 年度夏季においても、同装置の導入を進める。2014 年度夏季の増出力状況や 2015 年度夏季の吸気冷却装置の導入状況を踏まえ、2015 年度夏季の増出力を見込むこととする。（表２３）

【表２３　吸気冷却装置の導入による増出力見込み】

○吸気冷却装置の導入見通し（2015年度夏季）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
吸気冷却装置	-	3.3万kW	10万kW	6.4万kW	11万kW	-	3.9万kW	0.7万kW	3.3万kW	38.6万kW

（参考）2014年度夏季の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
吸気冷却装置	-	2.8万kW	10万kW	1.6万kW	8万kW	-	2.9万kW	0.7万kW	3.3万kW	29.3万kW

④緊急設置電源の設置・自家発事業者からの電力購入

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、新設の火力発電所の稼働等に伴う廃止等により、2014 年度夏季に比べ、９電力合計で９万 kW 減少することを見込む（表２４）。

【表２４　緊急設置電源の活用見込み】

○緊急設置電源の活用見込み（2015年度夏季（8月））

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	57万kW	－	－	5万kW	－	－	－	0.4万kW	77万kW

（参考）2014年度夏季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	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	65万kW	－	－	5万kW	－	－	－	1.0万kW	86万kW

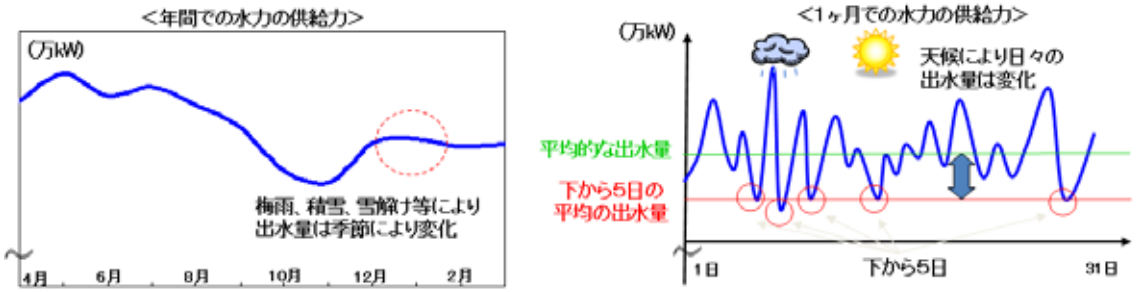
自家発事業者からの電力購入について、一部電力管内において、新規電源の運転開始等に伴う減少、また契約の早期化による増加が見込まれているが、概ね、2014 年度夏季と同程度の購入を想定している。９電力会社の合計では、2014 年度夏季よりも 10 万 kW の増加を見込む（表２５）。

【表２５　自家発事業者からの電力購入見込み】

（３）水力発電所　～2015 年度夏季（8 月）は 2014 年度夏季実績から▲106 万 kW

水力発電には、自流式と貯水池式があり、その合計値を供給力としている。貯水池式水力の供給力については、補修停止等を見込んだ発電可能量を評価。自流式水力の供給力については、降雨等によって出水量が日々変化するため、従来、月毎（７月～９月）に供給力が低かった下位５日の平均値を、過去 30 年間平均した値を安定的に見込める供給力として評価してきた。

第１章に記したとおり、広域的な電力融通が行われることを前提として、従来の評価方法は適切であったと評価されるところ、2015 年度夏季においても、同様の評価方法を採用し、水力発電所の供給力を見込むこととする（表２６）。



【図５　水力発電所の供給力の計上方法】

【表２６　水力発電所の供給力見込み】

○水力の供給力見込み（2015年8月）　（万kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	56 （39）	152 （137）	271 （147）	137 （122）	264 （184）	122 （55）	48 （48）	59 （38）	109 （72）	1,218 （842）

※（）内は自流式水力の値

（参考）2014年度夏季の見通し及び供給力　（万kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	60	166	296	138	260	138	48	59	109	1,274
供給力実績	60 （8/4）	171 （8/5）	275 （8/5）	163 （7/25）	283 （7/25）	149 （8/1）	45 （7/25）	58 （7/25）	120 （7/25）	1,324

なお、水力発電所についても、火力発電所と同様に、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（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働させ、供給力として見込むこととする。

表２７に 2015 年度夏季に定期検査を行う必要があると評価したもの（6 社 18 機）を示す。

【表２７　2015 年度夏季に定期検査等を行う必要のある水力発電所】

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
北海道電力	春別	3万kW	水力	6/2～11/4	水車本体の補修作業が必要であるため。
	上岩松2号	1万kW	水力	8/20～12/17	水路で接続されている然別第二発電所の補修停止に伴う停止。
	金山	3万kW	水力	8/25～9/1	設備の発錆による腐食の進行をとめるため、塗装工事を行う必要があるため。
東北電力	第二沼沢2号	23万kW	揚水	8/17～4/2	経年に伴う水車の分解点検及び摩耗部の修繕が必要であるため。
東京電力	塩原1～3号	90万kW	揚水	H24.8～7/31	八汐調整池止水工事を実施。
	湯沢1～4号	1.56万kW	水力	1/10～未定	建屋屋根崩落に伴う復旧工事を実施。
関西電力	大河内4号	32万kW	揚水	1/31～7/18	監視制御装置の経年劣化に伴う改修が必要なため。
	黒部川第二1号	2万kW	水力	H26.9～H29	経年による水車発電機の取替が必要なため。
北陸電力	有峰第1,第2,第3	27，12，2万kW	水力	7/4～12/11	経年による水車及び発電機の部品交換等が必要なため。
九州電力	天山1，2号	30万kW×2	揚水	3/18～7/10(1号) 3/18～8/3(2号)	自動制御盤の経年劣化に伴う更新工事が必要なため。

（４）揚水発電所　～2015 年度夏季（8 月）は 2014 年度夏季実績から+359 万 kW

揚水発電所は、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。2015 年度夏季は、北海道電力京極１号機の運転開始及び京極２号機の試運転開始により設備容量は増加するが、関西電力管内における夜間の融通受電の減少に伴う汲み上げ量の減少等により、2014 年度夏季見通しと比較すると、全社合計で 16 万 kW 減少する見込み。ただし、猛暑ではなく、需要が伸びなかった 2014 年度夏季の実績と比較すると、359 万 kW 増加する見通しである。表２８に 2015 年度夏季の揚水発電所の見込みを示す。

【表２８　2015 年度夏季の揚水発電所の見込み】

（万kW）	設備容量（①）	2015年度夏季（8月）の供給力見通し（②）	①と②の差の理由	（参考）2014年度夏季（8月）の供給力見通し
北海道	80	75	・京極2号機は試運転機として発電機能のみ先行して運用する。 ・夜間休日の汲み上げが1号機のみに限定されるため、設備容量並の発電はできない。	30
東北	71	60	・第二沼沢2号機（23）が補修停止。	71
東京	1140	920	・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いるため、設備容量並の発電はできない。	890
中部	433	360	・昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としているため、設備容量並の発電はできない。	381
関西	506	384	・夜間の融通受電の減少に伴う揚水汲み上げ量の減少や、昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としているため、設備容量並の発電はできない。	430
北陸	11	11	－	11
中国	212	137	・昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	144
四国	69	52	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間（＝昼間の運転必要時間）等の制約があることに加え、昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としているため、設備容量並の発電はできない。	52
九州	230	215	・天山2号機（30）が補修停止。 ・昼間放水時間が約14時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	221
合計	2,752	2,214		2,230

（５）再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）　～2015 年度夏季（8 月）は 2014 年度夏季実績から▲158 万 kW

①太陽光発電所　～2015 年度夏季（８月）は 2014 年度夏季実績から▲123 万 kW

太陽光発電所は天候によって供給力が変化するが、夏季は気温が上昇し需要が高まる日中に大きな出力が発生する傾向がある。そのため、ピーク需要の発生時間帯を適切に予測しつつ、当該時間帯に確実に見込める供給力を評価することとし、夏季の需要の大きい上位３日の太陽光出力を過去 20 年間分集計し、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評価することとする。

なお、2012 年 7 月から再生可能エネルギーの固定価格買取制度が始まったことを受け、引き続き、太陽光の設置が進んでいることから、設備容量は 2014 年度よりも大幅に増加する見込みである。

表２９に 2015 年度夏季の太陽光発電所の見込みを示す。

【表２９　2015 年度夏季の太陽光発電所の供給力見込み】

				北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
太陽光供給力（万kW）				0.0	25.9	122.7	105.1	82.1	10.8	50.2	47.1	65.9	509.8
内訳	Ⅰ. PV設備量（万kW）		合計	101.3	173.4	653.0	414.7	338.0	50.6	206.5	165.8	538.3	2,641.6
		内訳	余剰買取	12.9	58.0	236.0	150.2	121.3	12.8	76.8	37.1	134.9	840.0
			全量買取	88.3	114.9	414.0	262.8	215.7	37.4	129.1	128.5	403.1	1,793.8
			自社メガソーラー	0.1	0.5	3.0	1.7	1.1	0.4	0.6	0.2	0.3	7.9
	Ⅱ. 出力比率（%）（自家消費＋供給力）			0.0%	18.2%	22.5%	29.4%	27.9%	24.4%	29.9%	30.7%	15.2%	－
	内訳	自家消費比率（%）		0.0%	9.7%	12.8%	10.5%	10.1%	11.9%	9.6%	10.2%	11.8%	－
		供給力比率（%）		0.0%	8.5%	9.7%	18.9%	17.8%	12.5%	20.3%	20.5%	3.4%	－

※余剰買取分については設備量に出力比率から自家消費比率を控除した供給力比率をかける。全量買取と自社メガソーラーについては出力比率をかける。これらの合計が太陽光供給力となる。

（参考）2014年度夏季の見通し及び実績　（万kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し（万kW）	0	8	60	61	54	4	31	17	33	268
供給力実績（万kW）（最大需要日）	16（8/4）	31（8/5）	192（8/5）	115（7/25）	89（7/25）	13（8/1）	44（7/25）	39（7/25）	94（7/25）	633

②地熱発電所　～2015 年度夏季（８月）は 2014 年度夏季実績から+1.4 万 kW

地熱発電所は、蒸気量の増加等により、2014 年度夏季から 1.4 万 kW の供給力の増加を見込む。

表３０に 2015 年度夏季の地熱発電所の供給力見込みを示す。

【表３０　2015 年度夏季の地熱発電所の供給力見込み】

○地熱発電の供給力（2015年8月）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
地熱供給力（万kW）	1.0	12.8	0.2	―	―	―	―	―	15.5	29.5

（参考）2014年度夏季の見通し試算及び実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し試算（万kW）	1.6	12.1	0.2	―	―	―	―	―	15.6	29.5
供給力実績（万kW） (最大需要日)	0.0 (8/4)	12.1 (8/5)	0.2 (8/5)	― (7/25)	― (7/25)	― (8/1)	― (7/25)	― (7/25)	15.8 (7/25)	28.0

③風力発電所　～2015 年度夏季（８月）は 2014 年度夏季実績から▲35.9 万 kW

風力発電所は、ピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、水力発電所と同様に、各月の風力発電所の出力が低かった下位５日の平均値を実績データが把握可能な期間（過去４～９年間）で各月毎に平均した出力（L5 評価値）を供給力として評価することとしている。ただし、風力発電所は、水力発電所に比べてデータの蓄積が少ない（過去４～９年）ことに伴い、誤差が生じる可能性についての懸念もあり、将来的には、設備の導入拡大が見込まれることから、供給力の予測精度を上げていくことが必要であり、引き続きデータの整備や予測手法の高度化に努めることとする。

表３１に 2015 年度夏季の風力発電所の見込みを示す。

【表３１　2015 年度夏季の風力発電所の見込み】

○風力発電の供給力（2015年8月）

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力（万kW）		0.5	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	2.4
内訳	設備容量（万kW）	31.8	72.0	36.9	23.4	13.4	15.1	30.1	14.5	47.4	284.6
	出力比率（%）	1.6%	1.1%	0.2%	0.5%	0.1%	0.0%	0.7%	0.2%	1.6%	－
	発電実績データ期間	9年	8年	4年	4年	7年	7年	4年	8年	9年	－

（参考）2014年度夏季の見通し試算及び実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し試算（万kW）	0.4	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	2.1
供給力実績（万kW） (最大需要日)	10.5 (8/4)	17.5 (8/5)	0.6 (8/5)	1.0 (7/25)	0.0 (7/25)	0.0 (8/1)	0.2 (7/25)	2.3 (7/25)	6.0 (7/25)	38.1

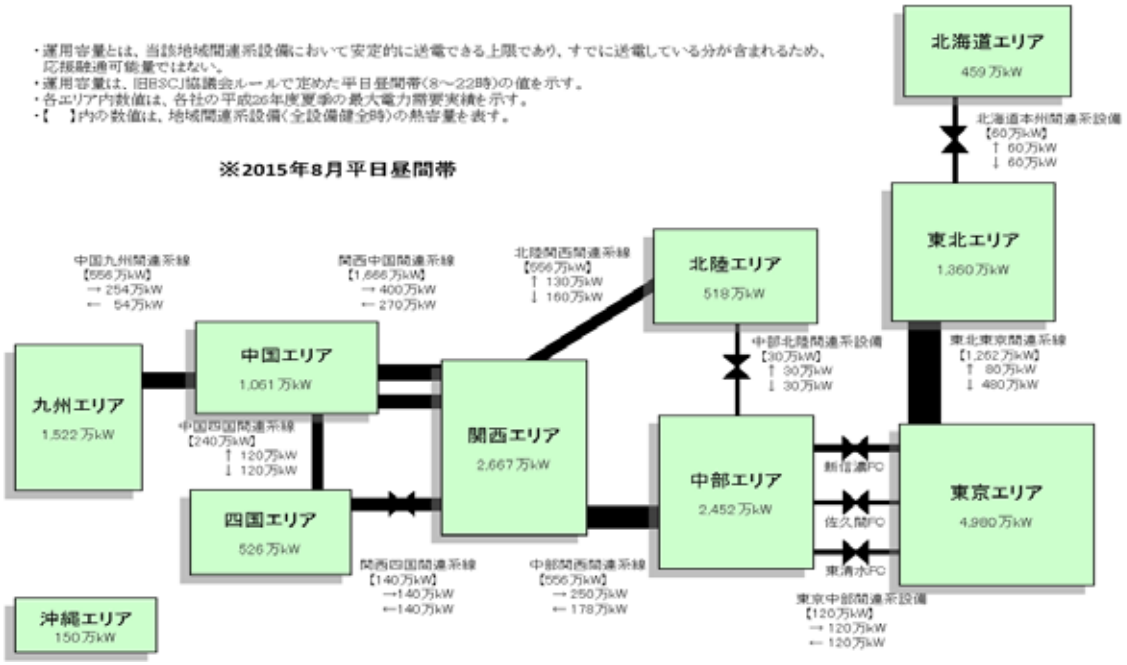
（６）電力融通

表３２に 2015 年度夏季の電力融通の見通しを示す。需給バランスの厳しい関西電力及び九州電力管内は、他電力（中部電力及び中国電力）から、それぞれ 48 万 kW、61 万 kW の融通を見込む。

【表３２　2015 年度夏季における電力融通見込み】

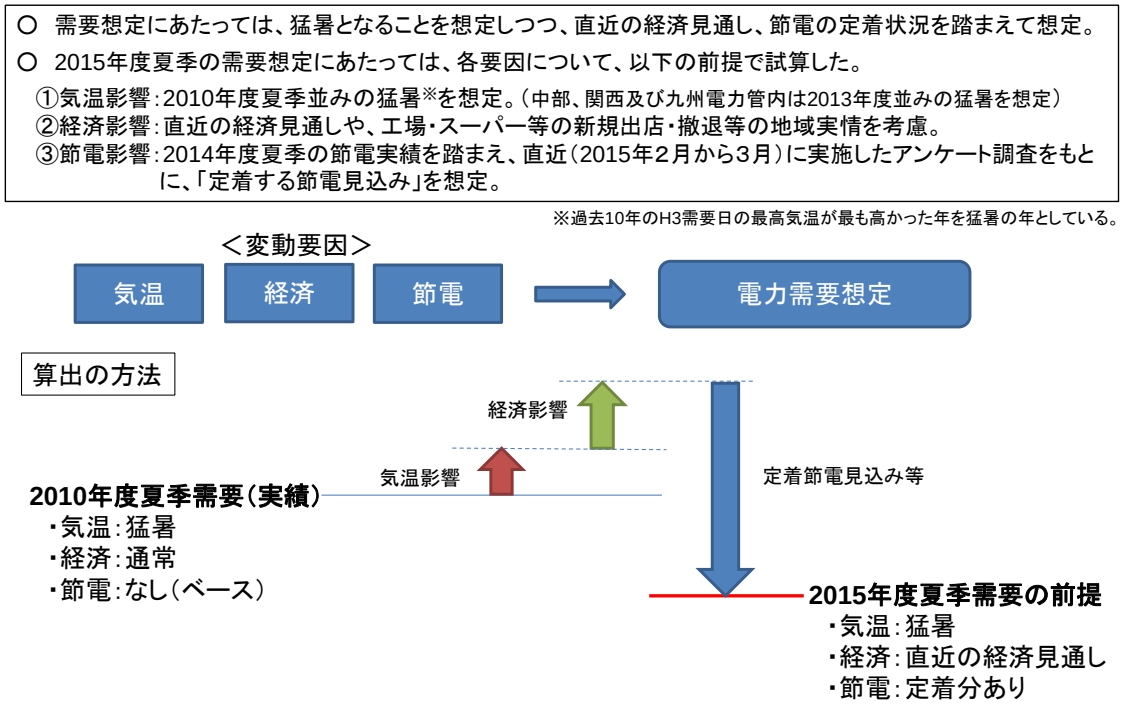
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	－	－	－	▲40万kW （夜間最大▲20）	＋48万kW （夜間最大＋48）	－	▲69万kW （夜間最大▲28）	－	＋61万kW

（参考　地域間連系線の現状（日本地図））



３．2015 年度夏季の需要の想定

2015 年度夏季の需要想定に当たっては、電力需要の変動要因である気温影響、経済影響等、節電影響について、どの程度見込むかを検証した（図６）。以下、変動要因毎に検証結果を記す。



【図６　2015 年度夏季の需要想定について】

（１）気温影響　～2010 年度夏季から気温影響＋142 万 kW

2015 年度夏季において気温が高くなるリスクを考慮し、過去 10 年の中で最も猛暑だった 2010 年度夏季並みを想定する。ただし、中部電力、関西電力及び九州電力管内については、更に猛暑であった 2013 年度夏季並みを想定する。このため、2010 年度と比較して、気温影響による需要は 142 万 kW 増加する見込みとなる。

（２）経済影響等　～2010 年度夏季から経済影響＋100 万 kW、離脱影響▲372 万 kW

2015 年度夏季の経済影響については、直近の経済見通しとして GDP 及び IIP の直近の見通しを反映し、さらに、各電力会社管内における工場・スーパー等の新規出店、撤退等に伴う需要変動を織り込んで電力会社毎に算出した。

表３３に各電力会社 2015 年度夏季の経済影響及び新電力への離脱影響を示す。政府が行う経済対策、金融政策の効果により、GDP、IIP が増加すること等

から、経済影響による需要増は、９電力会社管内の合計では、2010 年度比で 100 万 kW の増加を見込むこととする（2014 年度夏季実績からは 76 万 kW の増加を見込む。）。なお、離脱影響については、電力システム改革も見据えつつ、離脱分の需要やこれに対応する供給力を含めてどのように把握・評価するべきか今後検討していく必要がある。

【表３３　2015 年度夏季の経済影響等】

○2015年度夏季の経済影響等（対2010年度夏季差）　（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
2015年度経済影響等		+3	+28	▲129	▲28	▲61	▲3	▲33	▲19	▲30	▲272
内訳	経済影響	+7	+38	+113	▲1	▲16	▲2	▲26	▲12	▲1	+100
内訳	新電力への離脱影響	▲4	▲10	▲242	▲27	▲45	▲1	▲7	▲7	▲29	▲372

（参考）2014年度夏季の経済影響（対2010年度夏季差）　（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
2014年度経済影響	+6	+25	+82	▲11	▲32	▲4	▲27	▲9	▲6	+24

（３）節電影響　～2010 年度夏季から▲1,529 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、2014 年度夏季の各電力会社管内における節電実績をベースとし、これに本年２月から３月にかけて各電力会社が行ったアンケート調査結果を踏まえて算出した。

具体的には、各電力会社管内で「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」を対象に行ったアンケート調査において、「2015 年度夏季、節電を継続する」と回答した者であって、「2015 年度夏季も 2014 年度夏季と同等の節電を継続する」と回答した者の割合を、節電の継続率とし、これに 2014 年度夏季の節電実績を乗じて、2015 年度夏季に見込む定着節電を算出した。

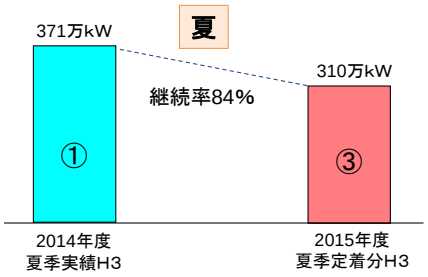
表３４に以上の方法によって算出された各電力会社管内の定着節電を示す。節電影響による需要減は、９電力会社管内の合計では、2010 年度比で▲1,529 万 kW を見込むこととする。

○ 2014年度夏季の節電実績を踏まえ、直近に実施したアンケート調査※1により「定着節電見込み」を算出。
○ 具体的には、2015年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査より、用途別（大口、小口、家庭）に2015年度夏季の節電継続率②※2を算出。
○ 2014年度夏季の節電実績①に2015年度夏季の継続率②を乗じて、2015年度夏季の定着節電見込み③を算出。

※1 2015年度夏季において、2014年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査（実施時期：2015年2月下旬～3月上旬）。
※2 「2014年度夏季節電を実施した」と回答した人のうち、「2015年度夏季節電を継続する」×「2015年度夏季に2014年度夏季と同等の節電取組を継続することは可能」を継続率として算出。

例）関西電力

（1） 2015年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査より、大口、小口、家庭の2015年度夏季の継続率はそれぞれ、83%、84%、84%となる。
（2） 2014年度夏季節電実績371万kWに上記継続率を用途別に乗じて、2015年度夏季の定着節電310万kWを算出。



	大口	小口	家庭	（合計）
2014年度夏季の節電実績①	156万kW	134万kW	81万kW	371万kW
2015年度夏季の継続率②（アンケートⅱ×ⅲ）	83%	84%	84%	84%
ⅱ）2015年度夏季、節電を継続する	93%	96%	92%	－
ⅲ）2015年度夏季も2014年度夏季と同等の節電を継続する	89%	88%	91%	－
2015年度夏季の定着節電見込み③（①×②）	129万kW	113万kW	68万kW	310万kW

【図７　定着節電の算出方法（関西電力の例）】

【表３４　2015 年度夏季の節電影響】

（単位：万kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2014年度夏季節電実績	▲43 [▲8.5%]	▲76 [▲5.1%]注2	▲805 [▲13.4%]	▲155 [▲5.7%]	▲371 [▲12.0%]	▲30 [▲5.2%]	▲52 [▲4.3%]	▲42 [▲7.0%]	▲172 [▲9.8%]
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%	86%	91%	85%	84%	83%	85%	86%	88%
③2015年度夏季定着節電見込み（①×②）	▲36 [▲7.1%]	▲65 [▲4.4%]注2	▲730 [▲12.2%]	▲132 [▲4.9%]	▲310 [▲10.0%]	▲25 [▲4.4%]	▲44 [▲3.7%]	▲36 [▲6.0%]	▲151 [▲8.6%]
（参考）2010年度夏季最大電力需要	506	1,557 (1,484)注2	5,999	2,709	3,095	573	1,201	597	1,750

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1,484万kWとの節電率。

②需給調整契約

需給調整契約には計画調整契約と随時調整契約の２種類があるが、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）計画調整契約の契約見込みを、定着節電として電力需要想定に織り込む。

表３５に 2015 年度夏季の各電力会社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３５　2015 年度夏季の需給調整契約見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	1万kW	21万kW	172万kW	45万kW	109万kW	4万kW	46万kW	18万kW	48万kW	464万kW
随時調整契約電力	17万kW	31万kW	160万kW	70万kW	35万kW	20万kW	109万kW	35万kW	36万kW	513万kW

（参考）2014年度夏季の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	2万kW	25万kW	182万kW	45万kW	111万kW	4万kW	49万kW	19万kW	53万kW	490万kW
随時調整契約電力	14万kW	29万kW	165万kW	70万kW	34万kW	20万kW	113万kW	35万kW	32万kW	512万kW

（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、前日等）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）2015 年度夏季の電力需給の見通し

以上を踏まえ、表３６に 2015 年度夏季の電力需給の見通しを示す。2015 年度夏季の電力需給は、猛暑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、一部電力会社間での電力融通を実施することにより、いずれの電力管内においても、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る。

【表３６　2015 年度夏季の電力需給の見通し】

○7月

(万kW)	東日本3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,538	500	1,491	5,547	9,819	2,795	2,875	599	1,220	638	1,693	17,357	203
最大電力需要	6,970	453	1,427	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,223	156
供給－需要	568	47	64	457	566	198	84	54	92	89	50	1,134	48
（予備率）	8.1%	10.4%	4.5%	9.0%	6.1%	7.6%	3.0%	9.9%	8.1%	16.1%	3.0%	7.0%	30.6%

○8月

(万kW)	東日本3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,706	2,725	2,875	580	1,217	616	1,693	17,393	225
最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
供給－需要	680	41	79	560	453	128	84	35	89	67	50	1,133	68
（予備率）	9.7%	8.7%	5.5%	11.0%	4.9%	4.9%	3.0%	6.4%	7.9%	12.1%	3.0%	7.0%	43.7%

○9月

(万kW)	東日本3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,232	517	1,400	5,315	9,198	2,628	2,794	555	1,146	543	1,532	16,430	218
最大電力需要	6,702	472	1,340	4,890	8,752	2,506	2,712	520	1,013	514	1,487	15,454	151
供給－需要	530	45	60	425	446	122	82	35	133	29	45	976	67
（予備率）	7.9%	9.4%	4.4%	8.7%	5.1%	4.9%	3.0%	6.8%	13.2%	5.7%	3.0%	6.3%	44.1%

（２）予備率の評価

電力需要は、常に上下最大３%程度の間で、時々刻々と変動する。これに対応するため、最低でも３%の予備率を確保する必要がある。2015 年度夏季においては、関西電力及び九州電力管内は単独で予備率３%以上を確保できないものの、電力会社間での電力融通を行えば、いずれの電力会社管内でも予備率３%以上を確保できる見通しであり、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する。

しかし、予備率３%は安定供給に最低限必要な予備率であり、火力発電の計画外停止が増加傾向にある等、大電源脱落や想定外の気温の上昇による需要増のリスクがあることに十分留意する必要がある。

（３）2015 年度夏季の需給対策の必要性

これらの評価を踏まえ、政府においては、火力発電設備の保守・保安の強化、需要家に対して具体的で分かりやすい節電メニューを示しつつ必要な節電要請を行うこと、ディマンドリスポンス等の促進を図ること等も含め、需給両面で適切な対策を講じるべきである。

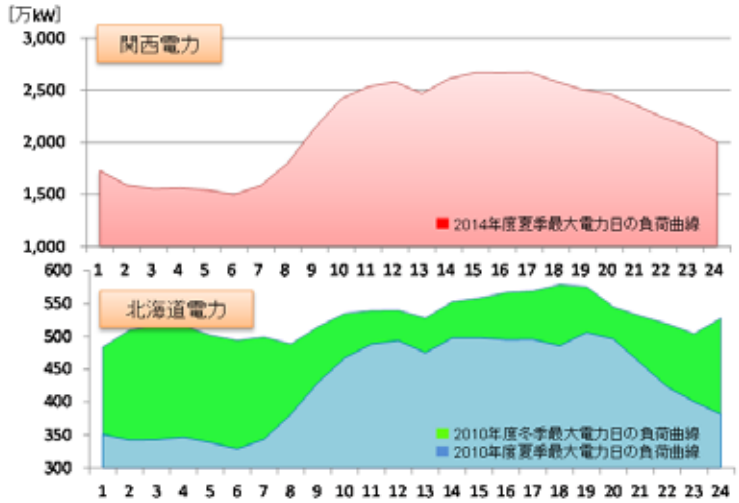
（参考１）電気料金の値上げが需要に与える影響について

2014 年度冬季の電力需給見通しでは、北海道電力の料金値上げが需要に与える影響を参考として試算した。

この際、夜間も電力需要が高く、一日の負荷曲線が矩形に近いという冬季の北海道電力管内の特徴を踏まえ、電力量（kWh）に係る価格弾性値を電力需要（kW）に適用した。

一方､2014 年 12 月 24 日に値上げ申請を行った関西電力の夏季の負荷曲線は、昼夜の電力需要が大きく異なる形状を示すため、電力量（kWh）に係る価格弾性値を電力需要（kW）に適用することが適当であるとは考えられない。

このため、今回の夏季の需給検証にあわせて、関西電力の電気料金の値上げが需要に与える影響を予め加味した上で試算することは困難であり、事後的な検証時に分析を試みることとする。

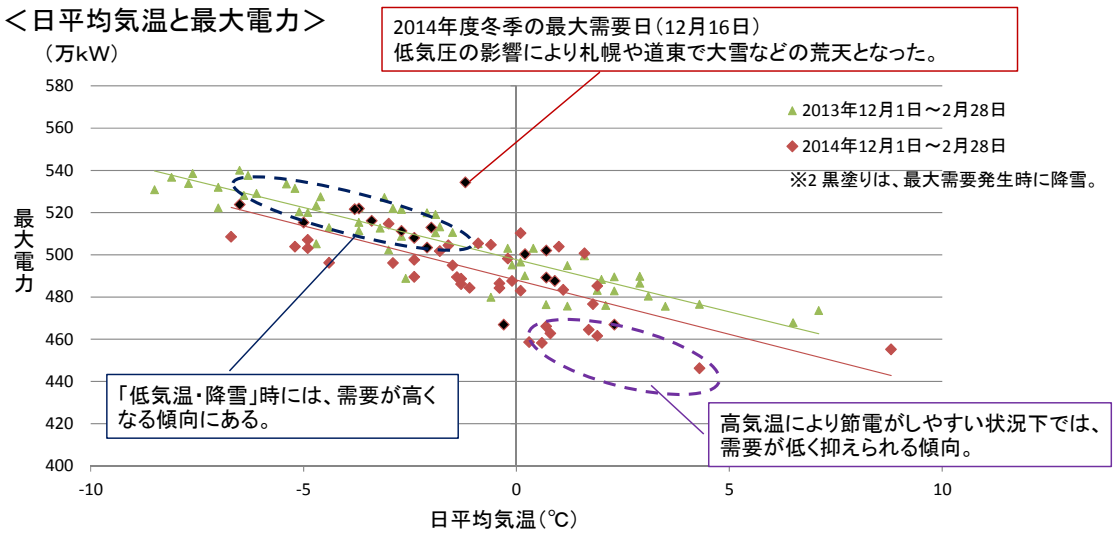


【図８　関西電力及び北海道電力の夏季の需要曲線】

なお、2014 年度冬季の需要見通しで試算した北海道電力の電気料金の値上げが需要に与える影響については、従来の手法により、算定された 557 万 kW から、さらに 2.4%（約 13 万 kW）低下するとされた。

2014 年度冬季の最大電力は、電気料金の値上げによる影響を含めた節電の進展や景気の影響により、見通しに比べ約 14 万 kW 低下した。

他方、日平均気温と最大電力を比較すると、低気温かつ降雪があった場合には需要が高くなる傾向が見られる。従って、冬季の需要見通しにおいて、最大電力を見通す場合には、こうした傾向について考慮する必要がある。



【図９　北海道電力管内の日平均気温と最大電力の相関】

（参考２）仮に川内原発が稼働した場合の試算について

2015 年度夏季の電力需給見通しでは、川内原発が稼働した場合の電力供給に対する影響を参考として試算した。（表３７）

川内原発が１基稼働した場合、九州電力管内の予備率は他電力からの融通を加味せずに 5.1%を確保でき、電力の安定供給に最低限必要とされる３%以上を確保できる見込み。さらには、電力を融通する中部電力及び中国電力の予備率も向上し、各地域内における電力の安定供給に寄与すると考える。

【表３７　仮に川内原発が稼働した場合の試算】

(万kW)	東日本3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,706	2,725	2,875	580	1,217	616	1,693	17,393	225
最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
供給－需要	680	41	79	560	453	128	84	35	89	67	50	1,133	68
（予備率）	9.7%	8.7%	5.5%	11.0%	4.9%	4.9%	3.0%	6.4%	7.9%	12.1%	3.0%	7.0%	43.7%

九州の供給力：**+34(原子力+89、揚水+6、融通▲61)**
中部の供給力：+20(九州への融通分+20)
中国の供給力：+41(九州への融通分+41)

1基目稼働（川内原発1機、＋89万kW）

(万kW)	東日本3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,801	2,745	2,875	580	1,258	616	1,727	17,488	225
最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
供給－需要	680	41	79	560	547	148	84	35	130	67	84	1,228	68
（予備率）	9.7%	8.7%	5.5%	11.0%	5.9%	5.7%	3.0%	6.4%	11.6%	12.1%	5.1%	7.5%	43.7%

九州の供給力：**+95(原子力+89、揚水+6)**

さらに2基目稼働（川内原発1基、＋89万kW、計178万kW）

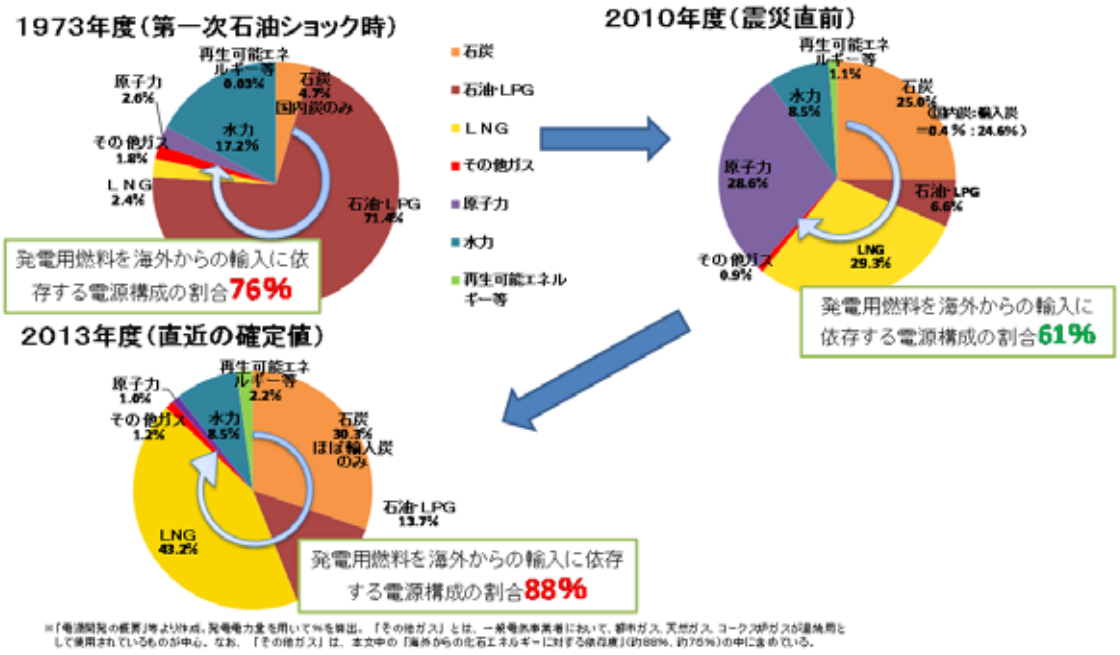
(万kW)	東日本3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,896	2,745	2,875	580	1,258	616	1,822	17,583	225
最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
供給－需要	680	41	79	560	643	148	84	35	130	67	179	1,323	68
（予備率）	9.7%	8.7%	5.5%	11.0%	6.9%	5.7%	3.0%	6.4%	11.6%	12.1%	10.9%	8.1%	43.7%

第3章　電力コストや温室効果ガス排出等への影響について

1．火力発電所の稼働増に伴う課題について

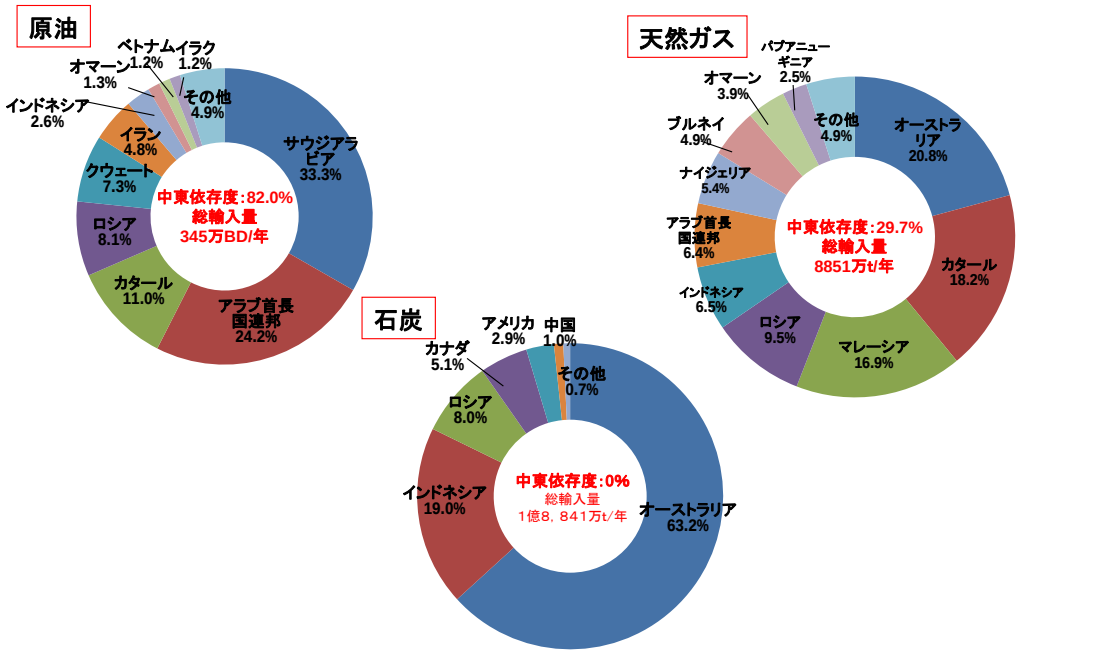
（１）火力発電の稼働増に伴う発電用燃料を海外からの輸入に依存する電源構成の割合の増加について

東日本大震災以降、原子力発電所が稼働停止する中、長期停止させていた火力発電所の再稼働を含め、火力発電所の稼働増等によって供給力を確保してきた。図１０に東日本大震災前後の発電用燃料を海外からの輸入に依存する電源構成の割合、図１１に、燃料種毎の海外調達比率を示す。発電用燃料を海外からの輸入に依存する電源構成の割合は、東日本大震災前の 2010 年度には約 61%であったが、震災後の 2013 年度には 88%を超え、オイルショック時（1973 年度：76%）を上回っている。また、資源のない我が国は、火力発電の燃料である化石燃料の大部分を特定の地域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、このようなエネルギー供給構造の脆弱性が非常に高まっている。



※「電源開発の概要」等より作成。発電電力量を用いて%を算出。「その他ガス」とは、一般電気事業者において、都市ガス、天然ガス、コークス炉ガスが混焼用として使用されているものが中心。なお、「その他ガス」は、本文中の「海外からの化石エネルギーに対する依存度」（約88%、約76%）の中に含めている。

【図１０　電気事業者の発電用燃料を海外からの輸入に依存する電源構成の割合】



出典:貿易統計(2014年1月～12月)
＊原油の備蓄考慮版は備蓄量の2分の1を自給としてカウント。(2年で備蓄を取り崩すケースで試算)

【図１１　燃料種毎の海外調達比率】

（２）火力発電の稼働増に伴う燃料費の増加について

表３８に燃料費増加の見通しを示す。原子力発電所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試算すると、東日本大震災前並み（2008～2010 年度の平均）にベースロード電源として原子力を利用した場合に比べ、2014 年度の燃料費は約 3.4 兆円増加（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり３万円弱の負担増加。販売電力量（8,936 億 kWh）で単純に割り戻すと、3.8 円／kWh の負担増加）したと試算される。原油価格の値下がりはあったものの、それでも引き続き多額の燃料費増が続いている。累積での燃料費の増加額は、2014 年度末までに 12.4 兆円に達したと試算される。また、累積での燃料費の増加額は、2013 年度末までに９兆円に達しており、見込みも含めると 2014 年度末までに 12.4 兆円に達すると試算されている。

【表３８　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年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	18.8兆円＋α
燃料費	3.6兆円	5.9 兆円	7.0 兆円	7.7兆円	7.5兆円＋α
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
燃料費増が総コストに占める割合（%）	―	13.6%	17.1%	19.4%	18.1%
原子力利用率	66.8%	25%	3.9%	2.3%	0%

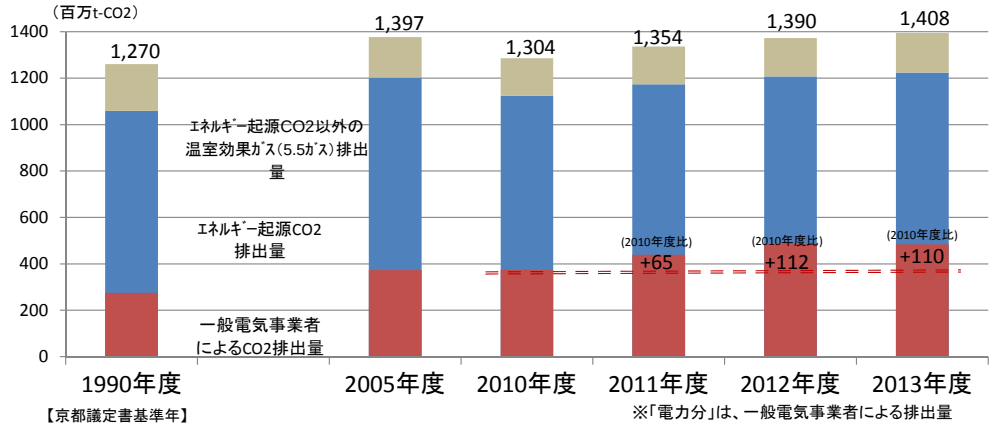
（３）火力発電の稼働増に伴う温室効果ガス排出の増加について

火力発電の稼働増による発電部門における温室効果ガスの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焚き増しにより、2013 年度は約 4.84 億 t-CO2 と、2010 年度比で約 1.10 億 t-CO2（約 29%）増加している。その間、我が国全体の温室効果ガス排出量は 2010 年度の 13.0 億 t-CO2 から 2013 年度の 14.1 億 t-CO2 へと約 1.1 億 t-CO2（約９%）増加しており、発電部門の排出量の増加が大きな要因となっている。

	1990年度	2005年度	2010年度	2011年度		2012年度		2013年度	
温室効果ガス排出量（百万t-CO2）	1，270	1，397	1，304	1，354		1，390		1，408	
エネ起CO2排出量（百万t-CO2）	1，067	1，219	1，139	1，188	（10年比）	1，221		1，235	
うち電力分※（百万t-CO2）	275	373	374	439	+65	486	+112（10年比）	484	+110（10年比）
うち電力分以外（百万t-CO2）	792	846	765	749	▲16	735	▲30	751	▲14

※「電力分」は、一般電気事業者による排出量



【出典】総合エネルギー統計、環境行動計画（電気事業連合会）、日本の温室効果ガス排出量の算定結果（環境省）をもとに作成。

【図１２　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

原子力発電所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。

原子力発電所については、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。原子力発電所が再稼働すれば、その分の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。

また、米国で日本企業が関与するすべての LNG プロジェクトについて米国政府の輸出承認を獲得し、いずれも 2016 年以降の調達開始予定である。これらは、天然ガス価格指標に連動した LNG 売買契約であり、従来の石油価格連動の契約よりも安価に調達出来ることが期待される。また、燃料調達先や価格決定方式の多様化等による燃料調達コストの低減も期待される。

このような電力会社の燃料調達コストの引き下げに向けた努力とともに、政府においては、日本企業の資源開発への参画支援を通じた供給源の多角化や、LNG 消費国間の連携強化等による買主側のバーゲニングパワーの強化等を図るべきである。また、供給源の多角化を進めることによる資源供給国の分散は、エネルギーセキュリティのリスク分散にもつながる。

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るものである。なお、節電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、東日本大震災後の電力　需給のひっ迫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は、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新たな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は留意が必要である。

おわりに　～政府への要請～

本小委員会における検証の結果、2015 年度夏季の電力需給は、猛暑となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電取組が継続されれば、いずれの電力管内も、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。

但し、関西電力及び九州電力管内は単独で予備率３％以上を確保できず、電力会社間の融通を考慮する必要がある。また、老朽火力を含む発電所の計画外停止は依然として増加傾向にある。特に、このまま火力発電への依存が高水準で推移すると、大規模な電源脱落が発生し、電力需給がひっ迫する可能性もあり、引き続き、電力需給は予断を許さない状況である。

また、関西電力が規制部門で値上げ幅平均 10.23%の電気料金改定を申請しており、この水準の料金変化は需要家の行動に影響を及ぼす可能性がある。電気料金の値上げによる需要の変化については、電気料金の値上げ後の結果を踏まえる必要があり、今後、フォローしていくべきである。

こうした状況を総合的に勘案し、政府においては、全国で火力発電設備の保守・保安の強化、需要家に対して具体的で分かりやすい節電メニューを示すとともに、節電に取り組むための参考となる先進事例を共有しつつ必要な節電要請を行うこと、ディマンドリスポンスも含めた需給調整契約等の促進を図ること等も含め、引き続き需給両面で適切な対策を講じるべきである。

あわせて、本年４月１日に発足した電力広域的運営推進機関においては、電力の需給状況を不断に監視し、必要な場合には、会員たる事業者に対して果断に指示を行い、電力の安定供給確保に万全を期すことを期待する。

電力需給の量的なバランスのみならず、コスト増や CO2 排出量の増加も深刻な問題である。本小委員会で示してきたとおり、原子力発電所の稼働停止に伴う火力発電の増加により、東日本大震災前並み（2008～2010 年度の平均）にベースロード電源として原子力を利用した場合に比べ、2014 年度の燃料費は、3.4 兆円増加したものと試算される。その影響もあり、2013 年度の電気料金は東日本大震災前と比較して家庭用で約 20%、産業用で約 30%上昇しており、電力コスト上昇が国民生活に与える影響は甚大である。また、一般電気事業者のエネルギー起源 CO2 排出量は、2010 年度と比較して、2013 年度には 1.10 億トン（約９％）増加している。さらに、発電用燃料を海外からの輸入に依存する電源構成の割合についても、震災前（2010 年度）の 61%から 2013 年度には 88%と大幅に上昇しており、第一次石油ショック時（76%）を上回っている。こうした中、海外情勢が不安定化すると、我が国のエネルギー供給構造は甚大な影響を受ける可能性がある。現在、同じく総合資源エネルギー調査会基本政策分

科会の下に置かれている長期エネルギー需給見通し小委員会において、エネルギーミックスについての議論が行われているところであるが、こうした点も踏まえた、コスト抑制策やエネルギー源の多様化、調達源の多角化、合理的な節電や省エネなどの総合的な対策を長期的、計画的に講じていく必要がある。

また、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。

（別紙１）

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

委員長	柏木　孝夫	東京工業大学特命教授
委員	秋元　圭吾	（公財）地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダ ー
	植田　和弘	京都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
	鯉沼　晃	（一社）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
	清水　宏和	日本商工会議所 中小企業政策専門委員
	辰巳　菊子	（公社）日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会常任顧問
	中上　英俊	（株）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

（別紙2）

2014年度冬季の電力会社の最大需要日及び最小予備率日の需給バランス実績

2014年度冬季の需給実績（全国9社）

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2014年度冬季			
					①1月見通し（注4）	②2月見通し（注4）	③ピーク需要日	③-①
原子力	3,487	434	246	0	0	0	0	0
火力	11,470	13,092	12,776	13,413	13,683	13,642	13,097	▲586
うち常設されている火力	11,325	12,434	12,107	12,864	13,264	13,240	12,694	▲570
うち長期停止 火力の再稼働	–	195	133	171	125	105	85	▲40
うち緊急設置電源	–	155	255	130	96	96	96.4	+0.4
うち自家発電買取	146	309	283	248	201	203	225	+24
水力（注1）	992	1,167	1,109	1,128	1,018	974	1,202	+185
揚水	1,642	1,776	1,808	1,793	1,865	1,866	1,977	+112
地熱・太陽光・風力	28	38	133	147	52	52	282	+230
地熱	28	31	30	31	32	32	31	▲1
太陽光	–	0	13	25	7	8	138.8	+132
風力	–	7	90	91	12.1	11.5	110.8	+99.8
融通	0	19	50	7	0	0	22	+22
新電力への供給等	▲82	37	0	▲76	▲93	▲95	▲41	+52
供給力　計	17,534	16,561	16,123	16,410	16,528	16,436	16,538	+10
融通前供給力　計	17,534	16,541	16,073	16,403	16,528	16,436	16,516	▲12
需要想定 （①、②、③加味）	15,861	15,472	14,757	15,246	15,452	15,441	14,958	▲494
需要想定 （①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	▲57	27	▲101	▲101	▲217	▲116
②定着節電	–	–	▲227	▲852	▲746	▲746	▲818	▲72
③気温影響・その他（注3）	–	–	▲78	210	438	427	132	▲306
④随時調整契約 （実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ （予備率） （①、②、③加味）	1,674 （10.6%）	1,089 （7.0%）	1,367 （9.3%）	1,164 （7.6%）	1,076 （7.0%）	995 （6.4%）	1,578 （10.5%）	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	4.0%	3.4%	7.5%	–

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注3）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注4）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（東3社）

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注4)	②2月見通し(注4)	③ピーク需要日	③-①
原子力	1,628	341	0	0	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,138	6,233	6,169	6,044	▲189
うち常設されている火力	5,179	5,357	5,488	5,855	6,024	5,959	5,821	▲203
うち長期停止 火力の再稼働	–	120	35	35	35	35	32	▲3
うち緊急設置電源	–	155	248	123	89	89	89	0
うち自家発電買取	72	184	152	124	87	87	103	+16
水力(注1)	472	470	390	437	441	416	444	+3
揚水	690	771	820	818	990	985	1,011	+21
地熱・太陽光・風力	11	15	67	61	25	24	69	+44
地熱	11	15	14	14	15	15	15	0
太陽光	–	–	0	0	0	0	0	0
風力	–	–	53	48	9.2	9.0	52.9	+43.7
融通	0	▲1	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲134	26	▲3	▲49	▲82	▲82	▲50	+32
供給力 計	7,919	7,437	7,196	7,405	7,608	7,511	7,517	▲91
融通前供給力 計	7,919	7,438	7,196	7,405	7,608	7,511	7,517	▲91
需要想定 （①、②、③加味）	7,199	6,896	6,667	6,878	6,939	6,928	6,597	▲342
需要想定 （①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	0	–
①経済影響等	–	–	▲8	38	▲42	▲42	▲116	▲74
②定着節電	–	–	▲60	▲515	▲453	▲453	▲519	▲66
③気温影響・その他(注3)	–	–	▲57	156	235	224	33	▲202
④随時調整契約 （実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	0	–
需給ギャップ （予備率） （①、②、③加味）	720 (10.0%)	541 (7.8%)	530 (7.9%)	528 (7.7%)	669 (9.6%)	583 (8.4%)	919 (13.9%)	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	6.6%	5.4%	–	–

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注3）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注4）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（北海道電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2014年度冬季 ①1月 見通し(注5)	②2月 見通し(注5)	③ピーク需 要日（12月 16日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	119	95	0	0	0	0	0		
火力	442	451	476	493	494	493	479	▲16	
うち常設されている 火力	442	447	448	456	457	456	447	▲10	IPP停止（10万kW）
うち長期停止 火力の再稼働	–	–	–	–	–	–	–	–	
うち緊急設置電源	–	–	15	15	15	15	15	0	
うち自家発電買取	–	4	14	21	23	23	17	▲5	当日の自家発余剰電力購入減
水力(注1)	72	72	65	62	72	73	74	+2	自流式水力の増
揚水	40	30	40	40	59	54	60	+1	12月と1月の運用水位の差
地熱・太陽光・風力	1	1	8	6	4	4	22	+18	
地熱	1	1	2	2	2	2	2	0	
太陽光	–	–	0	0	0	0	0	0	
風力	–	–	6	3.9	1.6	2.2	19.5	+18	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲29	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲1	2	17	1	▲4	▲4	1	+4	当日の新電力への供給減
供給力 計	674	621	606	602	625	620	635	+9	
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(625)	(620)	(635)	(+9)	
需要想定 （①、②、③加味）	579	568	552	540	557	557	534	▲23	
需要想定 （①、②、③、④加味）	–	–	–	–	545	545	–	–	
①経済影響等	–	–	6	7	5	5	4	▲1	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映
②定着節電	–	–	▲30	▲34	▲27	▲27	▲40	▲13	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことなどによる節電の増
③気温影響・その他（注4）	–	–	▲3	▲12	0	0	▲9	▲9	2010年度の最大需要日の日平均気温（−6.8℃）に対し、今冬の最大需要日の気温（−1.2℃）が高かったことなどによる減
④随時調整契約 （実効率等加味後）	–	–	–	–	▲12	▲12	–	–	
需給ギャップ （予備率） （①、②、③加味）	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	68 (12.3%)	63 (11.4%)	100 (18.8%)	–	
要解消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	9.3%	8.4%	15.8%	–	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、各季最大電力発生日（2010年度：1月12日、2011年度：2月2日、2012年度：1月18日、2013年度：1月17日、2014年度：12月16日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（北海道電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③最小予備率日（12月22日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	119	95	0	0	0	0	0	0	
火力	442	451	476	493	494	493	456	▲39	
うち常設されている火力	442	447	448	456	457	456	421	▲36	ボイラー付属弁点検による停止（伊達発電所2号機（35万kW））
だうち長期停止火力の再稼働	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち緊急設置電源	－	－	15	15	15	15	15	0	
うち自家発電買取	－	4	14	21	23	23	20	▲3	当日の自家発余剰電力購入減
水力(注1)	72	72	65	62	72	73	70	▲3	自流式水力の減
揚水	40	30	40	40	59	54	60	+1	12月と1月の運用水位の差
地熱・太陽光・風力	1	1	8	6	4	4	20	+16	
地熱	1	1	2	2	2	2	2	0	
太陽光	－	－	0	0	0	0	0	0	
風力	－	－	6	3.9	1.6	2.2	17.7	+16	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲29	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲1	2	17	1	▲4	▲4	5	+9	卸電力取引所からの受電増
供給力 計	674	621	606	602	625	620	610	▲15	
融通前供給力 計	(674)	(650)	(606)	(602)	(625)	(620)	(610)	(▲15)	
需要想定（①、②、③加味）	579	568	552	540	557	557	524	▲33	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	545	545	－	－	
①経済影響等	－	－	6	7	5	5	4	▲1	業務用・産業用の設備稼働状況など、地域の実情を反映
②定着節電	－	－	▲30	▲34	▲27	▲27	▲40	▲13	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことなどによる節電の増
③気温影響・その他(注4)	－	－	▲3	▲12	0	0	▲19	▲19	2010年度の最大需要日の日平均気温（-6.8℃）に対し、今冬の最小予備率日の気温（-6.5℃）が高かったことなどによる減やその他要因による減
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	▲12	▲12	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	95（16.4%）	52（9.2%）	55（9.9%）	62（11.5%）	68（12.3%）	63（11.4%）	87（16.5%）	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	9.3%	8.4%	13.5%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月12日、2011年度：2月2日、2012年度：1月18日、2013年度：1月17日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（東北電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③ピーク需要日（12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	270	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,385	1,380	1,330	▲55	
うち常設されている火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,262	1,256	1,211	▲51	補修差による減，機器不具合に伴う出力抑制（東新潟港2号：▲3）
うち長期停止火力の再稼働	0	35	35	35	35	35	32	▲3	機器不具合に伴う出力抑制（東新潟港1号：▲3）
うち緊急設置電源	－	8	102	74	74	74	74	▲1	気温上昇に伴うガスタービンの出力減
うち自家発電買取	9	46	34	30	15	15	14	▲1	当日の自家発購入減
水力(注1)	184	144	134	184	158	152	188	＋31	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	48	71	71	71	0	
地熱・太陽光・風力	10	14	50	49	19	18	45	＋26	
地熱	10	14	12	12	13	13	13	0	
太陽光	－	－	0	0	0	0	0	0	
風力	－	－	38	37.5	5.6	4.6	32.0	＋26.4	風況による増
融通	0	28	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲114	22	▲53	▲101	▲105	▲105	▲104	＋1	他電力への融通送電の減
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,528	1,516	1,530	＋2	
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,528	1,516	1,530	＋2	
需要想定（①、②、③加味）	1,470	1,362	1,372	1,395	1,402	1,391	1,396	▲6	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－	－	
①経済影響等	－	－	－	－	＋5	＋5	＋3	▲2	景気影響の見込み差
②定着節電	－	－	－	－	▲29	▲29	▲36	▲7	お客さまの節電意識の定着などによる影響
③気温影響・その他(注4)	－	－	－	－	▲44	▲55	▲41	＋3	降雪が多かったことによる増
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	90（6.1%）	74（5.4%）	144（10.5%）	174（12.5%）	126（9.0%）	125（9.0%）	134（9.6%）	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	－	－	－	－	6.0%	6.0%	6.6%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月20日、2011年度：2月2日、2012年度：1月18日、2013年度：2月5日、2014年度：12月17日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（東北電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③最小予備率日（12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	270	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,385	1,380	1,330	▲55	
うち常設されている火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,262	1,256	1,211	▲51	補修差による減，機器不具合に伴う出力抑制（東新潟港2号：▲3）
うち長期停止火力の再稼働	0	35	35	35	35	35	32	▲3	機器不具合に伴う出力抑制（東新潟港1号：▲3）
うち緊急設置電源	－	8	102	74	74	74	74	▲1	気温上昇に伴うガスタービンの出力減
うち自家発電買取	9	46	34	30	15	15	14	▲1	当日の自家発購入減
水力(注1)	184	144	134	184	158	152	188	＋31	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	48	71	71	71	0	
地熱・太陽光・風力	10	14	50	49	19	18	45	＋26	
地熱	10	14	12	12	13	13	13	0	
太陽光	－	－	0	0	0	0	0	0	
風力	－	－	38	37.5	5.6	4.6	32.0	＋26.4	風況による増
融通	0	28	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲114	22	▲53	▲101	▲105	▲105	▲104	＋1	他電力への融通送電の減
供給力 計	1,560	1,436	1,516	1,569	1,528	1,516	1,530	＋2	
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,516	1,569	1,528	1,516	1,530	＋2	
需要想定（①、②、③加味）	1,470	1,362	1,372	1,395	1,402	1,391	1,396	▲6	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－	－	
①経済影響等	－	－	－	－	＋5	＋5	＋3	▲2	景気影響の見込み差
②定着節電	－	－	－	－	▲29	▲29	▲36	▲7	お客さまの節電意識の定着などによる影響
③気温影響・その他(注4)	－	－	－	－	▲44	▲55	▲41	＋3	降雪が多かったことによる増
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	90（6.1%）	74（5.4%）	144（10.5%）	174（12.5%）	126（9.0%）	125（9.0%）	134（9.6%）	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	－	－	－	－	6.0%	6.0%	6.6%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月20日、2011年度：2月2日、2012年度：1月18日、2013年度：2月5日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（東京電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③ピーク需要日（2月5日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,354	4,296	4,235	▲119	
うち常設されている火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,305	4,247	4,163	▲142	増出力運転の不実施、需要減に伴う予備停止 等
うち長期停止火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	147	131	34	0	0	0	0	
うち自家発電買取	63	134	104	73	49	49	72	23	自家発購入増
水力(注1)	216	254	191	191	211	191	182	▲29	出水状況による減
揚水	625	716	755	730	860	860	880	20	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	0.3	0.2	8.9	6.5	2.2	2.4	1.6	▲0.6	
地熱	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	
太陽光	－	－	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	－	－	8.7	6.3	2.0	2.2	1.4	▲0.6	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲19	2	33	51	27	27	53	26	前日スポット 等
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	5,455	5,375	5,352	▲103	
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(5,455)	(5,375)	(5,352)	(▲103)	
需要想定（①、②、③加味）	5,150	4,966	4,743	4,943	4,980	4,980	4,667	▲313	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	—	—	
①経済影響等	－	－	－	－	▲52	▲52	▲123	▲71	想定していたGDP・IIPの伸び率（対2010年度）の差異の影響など GDP：＋3.8％ → ＋2.7％、IIP：＋0.4％ → ▲1.0％
②定着節電	－	－	－	－	▲397	▲397	▲443	▲46	アンケート結果を上回る、前年並みの節電がみられた影響など（前年：▲446）
③気温影響・その他(注4)	－	－	－	－	279	279	83	▲196	2013年厳寒（H3発生日0.5℃（当社エリア内加重平均値、北の丸公園ベースでは0.3℃））を想定していたが、今冬のH3発生日の気温が2.7℃と、想定を上回ったことによる減少など
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	—	—	—	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	535（10.4%）	414（8.3%）	331（7.0%）	292（5.9%）	475（9.5%）	395（7.9%）	685（14.7%）	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	6.5%	4.9%	11.7%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：2月14日、2011年度：1月20日、2012年度：2月19日、2013年度：2月14日、2014年度：2月5日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（東京電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し（注5）	②2月見通し（注5）	③ピーク需要日（12月16日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,354	4,296	3,961	▲393	
うち常設されている火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,305	4,247	3,895	▲410	増出力運転の不実施、機器不具合に伴う出力抑制、補修作業（南横浜1T 等）、計画補修差等
うち長期停止火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	147	131	34	0	0	0	0	
うち自家発電買取	63	134	104	73	49	49	66	17	自家発購入増
水力（注1）	216	254	191	191	211	191	223	12	出水状況による増
揚水	625	716	755	730	860	860	725	▲135	計画補修差(葛野川1,2G)、日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0.3	0.2	8.9	6.5	2.2	2.4	4.6	2.4	
地熱	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	
太陽光	–	–	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
風力	–	–	8.7	6.3	2.0	2.2	4.4	2.2	風力発電実績
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲19	2	33	51	27	27	29	2	常時バックアップ 他
供給力 計	5,685	5,380	5,074	5,234	5,455	5,375	4,943	▲512	
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,074)	(5,234)	(5,455)	(5,375)	(4,943)	(▲512)	
需要想定 （①、②、③加味）	5,150	4,966	4,743	4,943	4,980	4,980	4,613	▲367	
需要想定 （①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–	–	
①経済影響等	–	–	–	–	▲52	▲52	▲123	▲71	想定していたGDP・IIPの伸び率（対2010年度）の差異の影響など GDP ： ＋3.8 % → ＋2.7 % 、IIP ： ＋0.4 % → ▲1.0 %
②定着節電	–	–	–	–	▲397	▲397	▲443	▲46	アンケート結果を上回る、前年並みの節電がみられた影響など（前年：▲446）
③気温影響・その他（注4）	–	–	–	–	279	279	29	▲250	2013年厳寒（H3発生日0.5℃（当社エリア内加重平均値、北の丸公園ベースでは0.3℃））を想定していたが、今冬の最小予備率日の気温が3.4℃と、想定を上回ったことによる減少など
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–	–	
需給ギャップ（予備率） （①、②、③加味）	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	475 (9.5%)	395 (7.9%)	330 (7.2%)	–	
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	6.5%	4.9%	4.2%	–	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度： 2月14日、2011年度：1月20日、2012年度：2月19日、2013年度：2月14日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（中西6社）

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し（注4）	②2月見通し（注4）	③ピーク需要日	③-①
原子力	1,859	93	246	0	0	0	0	0
火力	6,219	7,276	6,854	7,275	7,450	7,473	7,053	▲397
うち常設されている火力	6,146	7,077	6,619	7,009	7,240	7,281	6,873	▲367
うち長期停止火力の再稼働	–	75	98	136	90	70	53	▲37
うち緊急設置電源	–	0	7	7	7	7	7.4	+0.4
うち自家発電買取	74	125	131	124	114	116	122	+8
水力（注1）	520	697	719	691	577	558	759	+182
揚水	952	1,005	988	975	875	881	966	+91
地熱・太陽光・風力	17	23	66	86	27	28	213	+186
地熱	17	16	16	17	17	17	16	▲1
太陽光	–	0	13	25	7	8	138.8	+132
風力	–	7	37	44	2.5	2.5	57.9	+56.1
融通	0	20	50	7	0	0	22	+22
新電力への供給等	52	11	3	▲27	▲11	▲13	9	+20
供給力 計	9,615	9,124	8,927	9,005	8,920	8,925	9,021	+111
融通前供給力 計	9,615	9,103	8,877	8,998	8,920	8,925	8,999	+79
需要想定 （①、②、③加味）	8,662	8,576	8,090	8,368	8,513	8,513	8,361	▲152
需要想定 （①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	▲167	▲337	▲59	▲59	▲101	▲42
②定着節電	–	–	▲21	54	▲293	▲293	▲299	▲6
③気温影響・その他（注3）	–	–	–	–	203	203	99	▲104
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率） （①、②、③加味）	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	636 (7.6%)	407 (4.8%)	412 (4.8%)	659 (7.9%)	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	1.8%	1.8%	–	–

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注3）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注4）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（中部電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③ピーク需要日（12月18日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	180	0	0	0	0	0	0	0	－
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,309	2,244	2,120	▲189	－
うち常設されている火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,257	2,212	2,105	▲152	定期点検差：▲25万kW、計画外停止：▲104万kW、増出力未実施他：▲23万kW
うち長期停止火力の再稼働	－	53	15	53	52	31	15	▲37	計画外停止：▲38万kW
うち緊急設置電源	－	－	－	－	－	－	－	－	－
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	0	－
水力(注1)	111	90	87	92	88	79	159	71	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	288	301	287	290	249	▲38	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	4	26	7	8	151	144	－
地熱	－	－	－	－	－	－	－	－	－
太陽光	－	－	2	20	7	8	139	132	日射量に恵まれたことによる増
風力	－	－	2	6	0	0	13	13	風力発電実績分
融通	0	▲63	▲5	▲149	▲122	▲76	▲48	75	融通送電減（関西電力への送電：3万kW、九州電力への送電：71万kW）
新電力への供給等	47	▲3	▲2	▲12	▲17	▲15	▲25	▲9	取引所取引の増
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,553	2,530	2,606	53	－
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,675)	(2,606)	(2,654)	▲21	－
需要想定（①、②、③加味）	2,342	2,367	2,258	2,365	2,393	2,393	2,324	▲69	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	-	－	－	－	－	－	
①経済影響等	－	－	▲38	34	40	40	15	▲25	消費税率引き上げに伴う駆け込み需要の反動が当初予想より長引いたため
②定着節電	－	－	▲65	▲65	▲55	▲55	▲75	▲20	節電にご協力いただけたことにより、節電量が計画より増加
③気温影響・その他(注4)	－	－	19	54	66	66	42	▲24	厳寒基準並みの気象状況とならなかったことなどによる減
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	160 (6.7%)	137 (5.7%)	282 (12.1%)	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	3.7%	2.7%	9.1%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：2月2日、2012年度：2月18日、2013年度：2月14日、2014年度：12月18日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（中部電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③最小予備率日（3月10日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	180	0	0	0	0	0	0.0	0.0	－
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,309	2,244	1,857	▲452	－
うち常設されている火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,257	2,212	1,857	▲400	定期点検差：▲172万kW、計画外停止：▲209万kW、増出力未実施他：▲19万kW
うち長期停止火力の再稼働	－	53	15	53	52	31	0	▲52	定期点検差：▲15万kW、計画外停止：▲38万kW
うち緊急設置電源	－	－	－	－	－	－	－	－	－
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0	0	－
水力(注1)	111	90	87	92	88	79	150	62	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	288	301	287	290	306	19	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	0	0	4	26	7	8	15	8	－
地熱	－	－	－	－	－	－	－	－	－
太陽光	－	－	2	20	7	8	0	▲7	点灯ピーク（19h）により発電が見込めなかったことによる減
風力	－	－	2	6	0	0	15	15	風力発電実績分
融通	0	▲63	▲5	▲149	▲122	▲76	▲70	52	融通送電減（関西電力への送電：3万kW、九州電力への送電：49万kW）
新電力への供給等	47	▲3	▲2	▲12	▲17	▲15	▲37	▲20	取引所取引の増
供給力 計	2,539	2,528	2,380	2,490	2,553	2,530	2,222	▲332	－
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,385)	(2,639)	(2,675)	(2,606)	(2,292)	(▲384)	－
需要想定（①、②、③加味）	2,342	2,367	2,258	2,365	2,393	2,393	2,129	▲264	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	-	－	－	－	－	－	
①経済影響等	－	－	▲38	34	40	40	15	▲25	消費税率引き上げに伴う駆け込み需要の反動が当初予想より長引いたため
②定着節電	－	－	▲65	▲65	▲55	▲55	▲75	▲20	節電にご協力いただけたことにより、節電量が計画より増加
③気温影響・その他(注4)	－	－	19	54	66	66	▲153	▲219	厳寒基準並みの気象状況とならなかったことなどによる減
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－		
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	160 (6.7%)	137 (5.7%)	93 (4.4%)	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.4%	3.8%	2.4%	2.3%	3.7%	2.7%	1.4%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：2月2日、2012年度：2月18日、2013年度：2月14日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（関西電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し（注6）	②2月見通し（注6）	③ピーク需要日（12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	805	93	246	0	0	0	0	0	
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	2,071	2,080	1,955	▲116	
うち常設されている火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,986	1,995	1,863	▲124	1月と12月における補修量の差(姫二既設6G定期点検(60万kW)、他社火力補修停止)等
うち長期停止火力の再稼働	0	0	45	45	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7	7	0	
うち自家発電買取	57	97	93	88	78	79	86	+7	当日の自家発購入増
水力（注1）	142	283	261	240	215	208	249	+34	出水による増
揚水	365	359	361	390	268	265	388	+121	日々の需給状況による増
地熱・太陽光・風力	0	0	8	10	0	0	5	+5	
地熱	－	－	－	－	－	－	－	－	
太陽光	－	－	4	4	0	0	0	0	
風力	－	－	4	6	0	0	5	+5	風力発電実績
融通	0	100	0	149	41	46	35	▲6	1月と12月における受電量の差
新電力への供給等（注4）	97	20	3	7	17	14	▲16	▲33	卸電力取引所における取引量の差等
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,612	2,612	2,616	+4	
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,571)	(2,566)	(2,581)	+10	
需要想定（①、②、③加味）	2,665	2,578	2,432	2,523	2,535	2,535	2,484	▲51	
需要想定（①、②、③、④加味）									
①経済影響等	－	－	－	－	▲25	▲25	▲63	▲38	離脱需要の拡大等
②定着節電	－	－	－	－	▲129	▲129	▲118	＋11	例年にない初冬の寒波に伴う暖房需要増等
③気温影響・その他（注5）	－	－	－	－	24	24	0	▲24	2011年並（1.9℃）の想定に対して、今冬の最大需要日の平均気温（2.3℃）が高かったことによる需要減等
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	77 (3.0%)	77 (3.0%)	131 (5.3%)	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	0.0%	0.0%	2.3%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：2月14日、2011年度：2月2日、2012年度：2月19日、2013年度：2月14日、2014年度：12月17日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。
（注5）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注6）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（関西電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し（注6）	②2月見通し（注6）	③最小予備率日（12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	805	93	246	0	0	0	0	0	
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	2,071	2,080	1,955	▲116	
うち常設されている火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,986	1,995	1,863	▲124	1月と12月における補修量の差(姫二既設6G定期点検(60万kW)、他社火力補修停止)等
うち長期停止火力の再稼働	0	0	45	45	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7	7	0	
うち自家発電買取	57	97	93	88	78	79	86	+7	当日の自家発購入増
水力（注1）	142	283	261	240	215	208	249	+34	出水による増
揚水	365	359	361	390	268	265	388	+121	日々の需給状況による増
地熱・太陽光・風力	0	0	8	10	0	0	5	+5	
地熱	－	－	－	－	－	－	－	－	
太陽光	－	－	4	4	0	0	0	0	
風力	－	－	4	6	0	0	5	+5	風力発電実績
融通	0	100	0	149	41	46	35	▲6	1月と12月における受電量の差
新電力への供給等（注4）	97	20	3	7	17	14	▲16	▲33	卸電力取引所における取引量の差等
供給力 計	2,901	2,769	2,683	2,692	2,612	2,612	2,616	+4	
融通前供給力 計	(2,901)	(2,699)	(2,683)	(2,543)	(2,571)	(2,566)	(2,581)	+10	
需要想定（①、②、③加味）	2,665	2,578	2,432	2,523	2,535	2,535	2,484	▲51	
需要想定（①、②、③、④加味）									
①経済影響等	－	－	－	－	▲25	▲25	▲63	▲38	離脱需要の拡大等
②定着節電	－	－	－	－	▲129	▲129	▲118	＋11	例年にない初冬の寒波に伴う暖房需要増等
③気温影響・その他（注6）	－	－	－	－	24	24	0	▲24	2011年並（1.9℃）の想定に対して、今冬の最大需要日の平均気温（2.3℃）が高かったことによる需要減等
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	77 (3.0%)	77 (3.0%)	131 (5.3%)	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	0.0%	0.0%	2.3%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：2月14日、2011年度：2月2日、2012年度：2月19日、2013年度：2月14日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。
（注5）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注6）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（北陸電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③ピーク需要日（12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	219	0	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	440	420	443	394	▲26	
うち常設されている火力	360	440	400	438	418	441	391	▲26	富山新港2号（50万kW）の定期点検による減など
うち長期停止火力の再稼働	–	–	–	–	–	–	–	–	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	2	3	3	3	0	
水力(注1)	111	118	135	152	117	114	155	38	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	10	5	7	5	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	6	8	0	0	5	5	
地熱	–	–	–	–	–	–	–	–	
太陽光	0	0	0	1	0	0	0	0	
風力	0	0	6	7	0	0	5	5	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲10	0	▲15	0	▲5	0	0	
新電力への供給等	▲76	3	0	▲31	▲1	▲1	1	1	新電力等からの受電増
供給力 計	624	564	555	564	542	559	561	19	
融通前供給力 計	624	573	555	579	542	564	561	19	
需要想定（①、②、③加味）	528	526	505	516	521	521	526	5	
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–					
①経済影響等	–	–	–	–	▲3	▲3	▲2	1	電気機械産業等の生産増加
②定着節電	–	–	–	–	▲15	▲15	▲12	3	12月に例年にない急な大雪となり、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要が重なって伸びたこと等
③気温影響・その他(注4)	–	–	–	–	11	11	12	1	2011年度並みの厳寒(0.0℃)に対して、今冬の最大需要日の気温(1.4℃)は高かったものの、降雪等の要因による増
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–	–	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	96（18.1%）	38（7.3%）	50（10.0%）	48（9.2%）	21（4.0%）	38（7.2%）	35（6.6%）	14（2.6%）	
要解消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	1.0%	4.2%	3.6%	2.6%	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月20日、2011年度：2月2日、2012年度：2月8日、2013年度：2月5日、2014年度：12月17日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（北陸電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③最小予備率日（12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	219	0	0	0	0	0	0	0	
火力	360	442	403	440	420	443	394	▲26	
うち常設されている火力	360	440	400	438	418	441	391	▲26	富山新港2号（50万kW）の定期点検による減など
うち長期停止火力の再稼働	–	–	–	–	–	–	–	–	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	0	2	2	2	3	3	3	0	
水力(注1)	111	118	135	152	117	114	155	38	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	11	10	5	7	5	0	
地熱・太陽光・風力	0	0	6	8	0	0	5	5	
地熱	–	–	–	–	–	–	–	–	
太陽光	0	0	0	1	0	0	0	0	
風力	0	0	6	7	0	0	5	5	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲10	0	▲15	0	▲5	0	0	
新電力への供給等	▲76	3	0	▲31	▲1	▲1	1	1	新電力等からの受電増
供給力 計	624	564	555	564	542	559	561	19	
融通前供給力 計	624	573	555	579	542	564	561	19	
需要想定（①、②、③加味）	528	526	505	516	521	521	526	5	
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–					
①経済影響等	–	–	–	–	▲3	▲3	▲2	1	電気機械産業等の生産増加
②定着節電	–	–	–	–	▲15	▲15	▲12	3	12月に例年にない急な大雪となり、点灯時間帯の暖房需要と融雪需要が重なって伸びたこと等
③気温影響・その他(注4)	–	–	–	–	11	11	12	1	2011年度並みの厳寒(0.0℃)に対して、今冬の最大需要日の気温(1.4℃)は高かったものの、降雪等の要因による増
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–	–	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	96（18.1%）	38（7.3%）	50（10.0%）	48（9.2%）	21（4.0%）	38（7.2%）	35（6.6%）	14（2.6%）	
要解消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	1.0%	4.2%	3.6%	2.6%	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（（2010年度：1月20日、2011年度：2月2日、2012年度：2月8日、2013年度：2月5日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（中国電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③ピーク需要日(12月17日)	③-①	備考（差分理由等）
原子力	83	0	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	1,006	992	1,019	945	▲47	
うち常設されている火力	965	1,046	954	995	978	1,005	929	▲50	需給安定に伴う停止（他社火力）等
うち長期停止火力の再稼働	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち緊急設置電源	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち自家発電買取	1	1	11	11	14	14	17	2	自家発の実績増
水力(注1)	40	51	58	65	45	49	60	15	出水に恵まれたことによる増
揚水	79	83	125	125	103	106	107	4	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・風力	0	7	18	5	1	1	11	10	
地熱	－	－	－	－	－	－	－	－	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	0	
風力	0	7	15	4.7	0.5	0.5	10.6	10.1	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲47	0	▲13	▲12	▲35	0	12	融通送電の減（関西向け送電が3万kW減，九州向け送電が9万kW減）
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲11	▲4	▲4	▲8	▲4	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,196	1,134	1,162	1,176	1,125	1,135	1,115	▲11	
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(1,189)	(1,137)	(1,170)	(1,115)	▲23	
需要想定（①、②、③加味）	1,074	1,045	995	1,039	1,048	1,048	1,058	10	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－	－	
①経済影響等	－	－	－	▲21	▲31	▲31	▲20	11	機械等の産業用需要の増加などによる。
②定着節電	－	－	－	▲16	▲14	▲14	▲16	▲2	お客さまの節電意識が高まったことなどによる。
③気温影響・その他(注4)	－	－	－	2	19	19	20	1	2011年度並みの厳冬（▲0.8℃）見通しに対して，今冬の最大需要日の気温（0.3℃）は高かったものの，急激な気温の低下に伴う需要の増などによる。
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	137 (13.2%)	77 (7.4%)	87 (8.3%)	57 (5.4%)	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	10.2%	4.4%	5.3%	2.4%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：2月2日、2012年度：12月25日、2013年度：2月6日、2014年度：12月17日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（中国電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③最小予備率日(12月17日)	③-①	備考（差分理由等）
原子力	83	0	0	0	0	0	0	0	
火力	966	1,046	964	827	992	1,019	945	▲47	
うち常設されている火力	965	1,046	954	805	978	1,005	929	▲50	需給安定に伴う停止（他社火力）等
うち長期停止火力の再稼働	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち緊急設置電源	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち自家発電買取	1	1	11	22	14	14	17	2	自家発の実績増
水力(注1)	40	51	58	60	45	49	60	15	出水に恵まれたことによる増
揚水	79	83	125	91	103	106	107	4	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・風力	0	7	18	16	1	1	11	10	
地熱	－	－	－	－	－	－	－	－	
太陽光	0	0	3	0	0	0	0	0	
風力	0	7	15	15.7	0.5	0.5	10.6	10.1	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲47	0	0	▲12	▲35	0	12	融通送電の減（関西向け送電が3万kW減，九州向け送電が9万kW減）
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲5	▲4	▲4	▲8	▲4	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,196	1,134	1,162	988	1,125	1,135	1,115	▲11	
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,162)	(988)	(1,137)	(1,170)	(1,115)	▲23	
需要想定（①、②、③加味）	1,074	1,045	995	907	1,048	1,048	1,058	10	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－	－	
①経済影響等	－	－	－	▲21	▲31	▲31	▲20	11	機械等の産業用需要の増加などによる。
②定着節電	－	－	－	▲16	▲14	▲14	▲16	▲2	お客さまの節電意識が高まったことなどによる。
③気温影響・その他(注4)	－	－	－	▲130	19	19	20	1	2011年度並みの厳冬（▲0.8℃）見通しに対して，今冬の最大需要日の気温（0.3℃）は高かったものの，急激な気温の低下に伴う需要の増などによる。
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	81 (9.0%)	77 (7.4%)	87 (8.3%)	57 (5.4%)	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	6.0%	4.4%	5.3%	2.4%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：2月2日、2012年度：12月25日、2013年度：12月11日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（四国電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2014年度冬季 ①1月 見通し （注5）	②2月 見通し （注5）	③ピーク 需要日 （12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	207	0	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	457	457	462	452	▲5	
うち常設されている火力	412	430	412	443	445	449	445	▲1	当日の他社火力受電減等
うち長期停止火力の再稼働	0	22	0	0	0	1	0	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	1	13	14	14	12	12	7	▲5	当日の自家発購入減
水力（注1）	41	45	61	52	43	41	52	9	出水に恵まれたことによる増
揚水	38	38	38	34	37	37	38	1	出水に恵まれたことによる増
地熱・太陽光・風力	0	0	10	4	1	1	5	4	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	4	0	0	0	0	0	
風力	0	0	6	4	1	1	5	4	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲60	▲10	▲11	▲17	▲12	▲13	▲11	1	淡路島への融通減等
供給力 計	638	538	524	529	525	527	535	10	
融通前供給力 計	（638）	（538）	（524）	（529）	（525）	（527）	（535）	（535）	
需要想定 （①、②、③加味）	520	522	477	487	500	500	503	3	
需要想定 （①、②、③、④加味）	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	▲4	▲6	▲12	▲12	▲7	5	大口の実績増など
②定着節電	—	—	▲27	▲27	▲24	▲24	▲29	▲5	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
③気温影響・その他（注4）	—	—	▲12	0	16	16	19	3	2011年度H1発生日（2/2 最高気温3.7℃）並の想定に対し、当日最高気温は＋0.6℃であったものの、各地で初雪を観測するなど急激に冷え込み需要がかかったことによる増
④随時調整契約（実効率等加味後）	—	—	—	—	—	—	—	—	
需給ギャップ （予備率） （①、②、③加味）	118 （22.6%）	16 （3.0%）	47 （9.8%）	41 （8.5%）	25 （5.1%）	27 （5.5%）	32 （6.3%）	6 （1.3%）	
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	—	—	—	—	—	—	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：2月2日、2012年度：2月19日、2013年度：2月6日、2014年度：12月17日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（四国電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2014年度冬季 ①1月 見通し （注5）	②2月 見通し （注5）	③.最小 予備率日 （12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	207	0	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	426	457	457	462	452	▲5	
うち常設されている火力	412	430	412	443	445	449	445	▲1	当日の他社火力受電減等
うち長期停止火力の再稼働	0	22	0	0	0	1	0	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	1	13	14	14	12	12	7	▲5	当日の自家発購入減
水力（注1）	41	45	61	52	43	41	52	9	出水に恵まれたことによる増
揚水	38	38	38	34	37	37	38	1	出水に恵まれたことによる増
地熱・太陽光・風力	0	0	10	4	1	1	5	4	
地熱	0	0	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	4	0	0	0	0	0	
風力	0	0	6	4	1	1	5	4	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲60	▲10	▲11	▲17	▲12	▲13	▲11	1	淡路島への融通減等
供給力 計	638	538	524	529	525	527	535	10	
融通前供給力 計	（638）	（538）	（524）	（529）	（525）	（527）	（535）	（535）	
需要想定 （①、②、③加味）	520	522	477	487	500	500	503	3	
需要想定 （①、②、③、④加味）	—	—	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	▲4	▲6	▲12	▲12	▲7	5	大口の実績増など
②定着節電	—	—	▲27	▲27	▲24	▲24	▲29	▲5	アンケート結果を上回る節電がみられた影響等
③気温影響・その他（注4）	—	—	▲12	0	16	16	19	3	2011年度H1発生日（2/2 最高気温3.7℃）並の想定に対し、当日最高気温は＋0.6℃であったものの、各地で初雪を観測するなど急激に冷え込み需要がかかったことによる増
④随時調整契約（実効率等加味後）	—	—	—	—	—	—	—	—	
需給ギャップ （予備率） （①、②、③加味）	118 （22.6%）	16 （3.0%）	47 （9.8%）	41 （8.5%）	25 （5.1%）	27 （5.5%）	32 （6.3%）	6 （1.3%）	
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	—	—	—	—	—	—	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：2月2日、2012年度：2月19日、2013年度：2月6日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（九州電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2014年度冬季 ①1月 見通し （注5）	②2月 見通し （注5）	③ピーク 需要日 （12月17日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	365	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,101	1,220	1,250	1,243	1,201	1,225	1,187	▲14	
うち常設されている火力	1,086	1,208	1,201	1,196	1,156	1,179	1,140	▲16	補修差による減
うち長期停止火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買取	15	12	11	9	7	8	9	+1	当日の自家発購入増
水力（注1）	75	110	117	90	69	67	84	+15	出水に恵まれたことによる増
揚水	145	200	165	115	175	176	179	+4	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	17	16	20	33	18	18	36	+18	
地熱	17	16	16	17	17	17	16	▲1	当日の蒸気量の減
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	4	16	1	1	20	+19	風況による増
融通	0	40	55	35	93	70	35	▲58	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等	15	6	16	37	6	6	68	+62	卸電力取引所からの調達増
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,554	1,562	1,562	1,588	+26	
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,519)	1,469	1,492	1,553	+84	
需要想定 （①、②、③加味）	1,533	1,538	1,423	1,438	1,516	1,516	1,466	▲50	
需要想定 （①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–	–	
①経済影響等	–	–	▲7	▲5	▲28	▲28	▲24	+4	想定していた離脱需要の差異（2010年度差：▲26万kW→▲20万kW）などによる増
②定着節電	–	–	▲75	▲63	▲56	▲56	▲49	+7	最大需要日（12/17）が冬季計画調整契約の期間外であったことなどによる増
③気温影響・その他（注4）	–	–	▲28	▲27	＋67	＋67	＋6	▲61	2011年度厳寒並み（最高気温2.1℃）の想定に対し、当日最高気温は6.3℃（＋4.2℃）となったことなどによる減。
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–	–	
需給ギャップ （予備率） （①、②、③加味）	184 （12.0%）	53 （3.5%）	200 （14.1%）	115 （8.0%）	46 （3.0%）	46 （3.0%）	122 （8.3%）	–	
要解消ギャップ 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	5.0%	–	–	–	–	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：2月2日、2012年度：2月8日、2013年度：2月13日、2014年度：12月17日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（九州電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2011年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2012年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2013年度 冬季実績 （ピーク 需要日）	2014年度冬季 ①1月 見通し （注5）	②2月 見通し （注5）	③最小予備率日 （3月10日）	③-①	備考（差分理由等）
原子力	365	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,101	1,220	1,250	1,246	1,201	1,225	1,009	▲192	
うち常設されている火力	1,086	1,208	1,201	1,199	1,156	1,179	962	▲194	自社火力トラブル、補修差等による減
うち長期停止火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買取	15	12	11	9	7	8	9	+2	
水力（注1）	75	110	117	100	69	67	90	+22	出水に恵まれたことによる増
揚水	145	200	165	118	175	176	170	▲5	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	17	16	20	35	18	18	32	+14	
地熱	17	16	16	17	17	17	17	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	4	18	1	1	15	+14	風況による増
融通	0	40	55	0	93	70	35	▲58	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等	15	6	16	50	6	6	94	+88	卸電力取引所からの調達増
供給力 計	1,717	1,591	1,623	1,550	1,562	1,562	1,429	▲133	
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,568)	(1,550)	1,469	1,492	1,394	▲75	
需要想定 （①、②、③加味）	1,533	1,538	1,423	1,436	1,516	1,516	1,368	▲148	
需要想定 （①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–	–	
①経済影響等	–	–	▲7	▲5	▲28	▲28	▲24	+4	想定していた離脱需要の差異（2010年度差：▲26万kW→▲20万kW）などによる増
②定着節電	–	–	▲75	▲63	▲56	▲56	▲49	+7	
③気温影響・その他（注4）	–	–	▲28	▲29	＋67	＋67	▲92	▲159	2011年度厳寒並み（最高気温2.1℃）の想定に対し、当日最高気温は7.9℃（＋5.8℃）となったことなどによる減。
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–	–	
需給ギャップ （予備率） （①、②、③加味）	184 （12.0%）	53 （3.5%）	200 （14.1%）	114 （7.9%）	46 （3.0%）	46 （3.0%）	61 （4.5%）	–	
要解消ギャップ 3%控除予備率	9.0%	0.5%	11.1%	4.9%	–	–	–	–	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：2月2日、2012年度：2月8日、2013年度：2月18日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（沖縄電力） ①最大需要日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③ピーク需要日（2月9日）	③－②	備考（差分理由等）
原子力	－	－	－	－	－	－	－	－	
火力	144	139	159	154	173	176	159	▲17	
うち常設されている火力	144	139	159	154	173	176	159	▲17	定検実績に伴う減（具志川2号、石川GT1号、牧港GT1号、吉の浦1号、電発石川1号、電発石川2号 18万kW）
うち長期停止火力の再稼働	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち緊急設置電源	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち自家発電買取	－	－	－	－	－	－	－	－	
水力(注1)	－	－	－	－	－	－	－	－	
揚水	－	－	－	－	－	－	－	－	
地熱・太陽光・風力	－	－	－	－	－	－	－	－	
地熱	－	－	－	－	－	－	－	－	
太陽光	－	－	0	0	0	0	0	0	
風力	－	－	－	0	0	0	0	0	
融通	－	－	－	－	－	－	－	－	
新電力への供給等	－	－	－	－	－	－	－	－	
供給力 計	144	139	159	154	173	176	159	▲17	
融通前供給力 計	－	－	－	－	－	－	－	－	
需要想定（①、②、③加味）	114	108	106	108	117	115	114	▲1	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－	－	
①経済影響等	－	－	－	▲6	2	2	▲3	▲5	
②定着節電	－	－	－	－	－	－	－	－	
③気温影響・その他(注4)	－	－	－	0	1	▲1	3	4	
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	29（25.6%）	31（28.6%）	53（50.3%）	46（42.6%）	56（48.2）	61（53.4%）	46（40.4%）	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	22.6%	25.6	47.3%	39.6%	45.2%	50.4%	37.4%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2014年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：1月25日、2012年度：3月23日、2013年度：2月10日、2014年度：2月9日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

2014年度冬季の需給実績（沖縄電力） ②最小予備率日

（供給力内訳）	2010年度冬季実績（ピーク需要日）	2011年度冬季実績（ピーク需要日）	2012年度冬季実績（ピーク需要日）	2013年度冬季実績（ピーク需要日）	2014年度冬季 ①1月見通し(注5)	②2月見通し(注5)	③最小予備率日（2月9日）	③－②	備考（差分理由等）
原子力	－	－	－	－	－	－	－	－	
火力	144	139	159	154	173	176	159	▲17	
うち常設されている火力	144	139	159	154	173	176	159	▲17	定検実績に伴う減（具志川2号、石川GT1号、牧港GT1号、吉の浦1号、電発石川1号、電発石川2号 18万kW）
うち長期停止火力の再稼働	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち緊急設置電源	－	－	－	－	－	－	－	－	
うち自家発電買取	－	－	－	－	－	－	－	－	
水力(注1)	－	－	－	－	－	－	－	－	
揚水	－	－	－	－	－	－	－	－	
地熱・太陽光・風力	－	－	－	－	－	－	－	－	
地熱	－	－	－	－	－	－	－	－	
太陽光	－	－	0	0	0	0	0	0	
風力	－	－	－	0	0	0	0	0	
融通	－	－	－	－	－	－	－	－	
新電力への供給等	－	－	－	－	－	－	－	－	
供給力 計	144	139	159	154	173	176	159	▲17	
融通前供給力 計	－	－	－	－	－	－	－	－	
需要想定（①、②、③加味）	114	108	106	108	117	115	114	▲1	
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－	－	
①経済影響等	－	－	－	▲6	2	2	▲3	▲5	
②定着節電	－	－	－	—	—	—	—	－	
③気温影響・その他(注4)	－	－	－	0	1	▲1	3	4	
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－	－	
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	29（25.6%）	31（28.6%）	53（50.3%）	46（42.6%）	56（48.2）	61（53.4%）	46（40.4%）	－	
要解消ギャップ 3%控除予備率	22.6%	25.6	47.3%	39.6%	45.2%	50.4%	37.4%	－	

（注1）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注2）2010年度～2013年度実績は、冬季最大電力発生日（2010年度：1月31日、2011年度：1月25日、2012年度：3月23日、2013年度：2月10日）における実績。
（注3）四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
（注4）気象影響分の他，過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分なども含まれる。
（注5）平成26年10月の電力需給検証小委員会における見込み値。

（別紙3）

2015年度夏季の需給バランス見通し

全国9社

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0	0
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,328	13,462	13,559
うち常設されている火力	12,398	12,019	12,525	12,833	12,810	13,061	13,146
うち長期停止火力の再稼働	–	168	236	184	217	149	149
うち緊急設置電源	–	87	289	272	85	78.4	77.4
うち自家発電買取	144	237	311	225	213	176	187
水力（注3）	1,367	1,380	1,268	1,287	1,324	1,331	1,218
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	1,855	2,180	2,214
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	699	527.2	541.7
地熱	30	30	30	27	28.1	28.4	29.5
太陽光	–	–	121	220	633	495.8	509.8
風力	–	–	14	24	38.3	3.0	2.4
融通	0	64	36	▲5	14	0	0
新電力への供給等	▲47	▲82	▲45	▲17	▲170	▲ 142	▲ 143
供給力 計	19,518	17,141	17,090	17,206	17,048	17,357	17,393
融通前供給力 計	(19,518)	(17,077)	(17,054)	(17,211)	(17,034)	(17,357)	(17,393)
需要想定（①、②、③加味）	17,987	15,661	15,743	16,125	15,545	16,223	16,260
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	—	439	458
①経済影響等	–	–	–	–	▲224	▲ 272	▲ 272
②定着節電	–	–	–	–	▲1,746	▲ 1529	▲ 1529
③気温影響・その他（注2）	–	–	–	–	▲472	▲ 49	▲ 12
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	—	—	—
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,080 (6.7%)	1,503 (9.7%)	1,134 (7.0%)	1,133 (7.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	3.7%	6.7%	4.0%	4.0%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	—	—	—
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	—	—	—

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注3）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

東3社

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	1,527	470	0	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,204	6,085	5,914	6,075
うち常設されている火力	5,653	5,165	5,459	5,811	5,834	5,749	5,904
うち長期停止火力の再稼働	－	120	118	30	85	30	30
うち緊急設置電源	－	87	287	267	79	73	72
うち自家発電買取	48	164	169	95	85	62	69
水力（注3）	599	527	420	509	506	525	479
揚水	926	754	945	775	781	1,026	1,055
地熱・太陽光・風力	13	14	54	86	280	160.7	164.0
地熱	13	14	14	11	12.3	12.9	14.0
太陽光	－	－	33	68	239	145.9	148.6
風力	－	－	7	8	29.1	1.9	1.4
融通	0	65	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲19	▲33	▲112	▲ 87	▲ 88
供給力 計	8,728	7,321	7,433	7,540	7,540	7,538	7,687
融通前供給力 計	(8,728)	(7,256)	(7,433)	(7,540)	(7,540)	7,538	7,687
需要想定（①、②、③加味）	8,062	6,653	6,925	6,865	6,799	6,970	7,007
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－
①経済影響等	－	－	－	－	▲46	▲ 98	▲ 98
②定着節電	－	－	－	－	▲924	▲ 831	▲ 831
③気温影響・その他（注2）	－	－	－	－	▲293	▲ 163	▲ 126
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	675 (9.8%)	741 (10.9%)	568 (8.1%)	680 (9.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	6.8%	7.9%	5.1%	6.7%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－
要解消ギャップ 3%控除予備率	－	－	－	－	－	－	－

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注3）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

北海道電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	210	94	0	0	0	0	0
火力	357	398	378	429	395	362	384
うち常設されている火力	357	398	367	407	375	343	359
うち長期停止火力の再稼働	－	－	－	－	－	－	－
うち緊急設置電源	－	0	7	15	15	15	15
うち自家発電買取	0	0	4	6	4	3	10
水力（注4）	79	93	83	70	60	67	56
揚水	25	29	30	30	30	75	75
地熱・太陽光・風力	1	1	7	4	27	0.6	1.5
地熱	1	1	2	0	0.0	0.0	1.0
太陽光	－	－	0	3	16	0.0	0.0
風力	－	－	5	2	11	0.6	0.5
融通	0	▲57	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲14	▲1	14	12	▲2	▲4	▲4
供給力 計	658	558	512	544	510	500	513
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(544)	(510)	(500)	(513)
需要想定（①、②、③加味）	506	485	483	450	459	453	472
需要想定（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－
①経済影響等	－	－	2	3	3	3	3
②定着節電	－	－	▲43	▲44	▲43	▲36	▲36
③気温影響・その他（注3）	－	－	18	▲15	▲7	▲20	▲1
④随時調整契約（実効率等加味後）	－	－	－	－	－	－	－
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	95 (21.1%)	51 (11.1%)	47 (10.4%)	41 (8.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	18.1%	8.1%	7.4%	5.7%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	－	－	－	－	－	－	－
要解消ギャップ 3%控除予備率	－	－	－	－	－	－	－

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：8月31日、2011年度：9月16日、2012年度：9月18日、2013年度：8月7日、2014年度：8月4日）における実績。
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

東北電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	247	0	0	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,397	1,319	1,377
うち常設されている火力	1,194	912	1,088	1,253	1,285	1,220	1,278
うち長期停止火力の再稼働	–	35	35	30	30	30	30
うち緊急設置電源	–	0	88	88	64	58	57
うち自家発電買取	0	25	37	29	18	12	12
水力（注4）	185	120	134	154	171	169	152
揚水	69	25	71	25	71	71	60
地熱・太陽光・風力	12	13	22	24	60	37.0	39.5
地熱	12	13	12	11	12.1	12.7	12.8
太陽光	–	–	8	9	31	23.2	25.9
風力	–	–	2	4.1	17.5	1.1	0.8
融通	0	162	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲101	▲113	▲105	▲105
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,586	1,491	1,524
融通前供給力 計	1,658	1,141	1,468	1,502	1,586	1,491	1,524
需要想定（①、②、③加味）	1,557	1,246	1,364	1,322	1,360	1,427	1,445
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	–	–	＋21	＋28	＋28
②定着節電	–	–	–	–	▲76	▲65	▲65
③気温影響・その他（注3）	–	–	–	–	▲142	▲93	▲75
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	101（6.5%）	57（4.6%）	104（7.6%）	180（13.6%）	226（16.7%）	64（4.5%）	79（5.5%）
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	13.7%	1.5%	2.5%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：8月5日、2011年度：8月9日、2012年度：8月22日、2013年度：8月19日、2014年度：8月5日）における実績。
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

東京電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,293	4,233	4,314
うち常設されている火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,174	4,186	4,267
うち長期停止火力の再稼働	–	85	83	0	55	0	0
うち緊急設置電源	–	87	192	164	0	0	0
うち自家発電買取	48	139	128	60	63	47	47
水力（注4）	335	314	203	285	275	289	271
揚水	832	700	844	720	680	880	920
地熱・太陽光・風力	0.3	0.3	25.1	57.8	192.6	123.1	123.0
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
太陽光	–	–	24.8	55.8	191.8	122.7	122.7
風力	–	–	0.1	1.8	0.6	0.2	0.1
融通	0	▲40	0	0	0	0	0
新電力への供給等	25	▲56	▲26	56	3	22	21
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,444	5,547	5,650
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,444)	(5,547)	(5,650)
需要想定（①、②、③加味）	5,999	4,922	5,078	5,093	4,980	5,090	5,090
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	–	48	▲70	▲129	▲129
②定着節電	–	–	–	▲774	▲805	▲730	▲730
③気温影響・その他（注3）	–	–	–	▲180	▲144	▲50	▲50
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	413（6.9%）	538（10.9%）	375（7.4%）	401（7.9%）	464（9.3%）	457（9.0%）	560（11.0%）
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	6.3%	6.0%	8.0%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：7月23日、2011年度：8月18日、2012年度：8月30日、2013年度：8月9日、2014年度：8月5日）における実績。
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

中西6社

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	1,956	707	237	236	0	0	0
火力	6,841	6,975	7,327	7,311	7,243	7,548	7,484
うち常設されている火力	6,745	6,854	7,066	7,022	6,976	7,312	7,242
うち長期停止火力の再稼働	–	48	118	154	132	119	119
うち緊急設置電源	–	0	2	5	6	5.4	5.4
うち自家発電買取	96	73	142	130	128	114	118
水力（注3）	768	853	848	778	818	806	739
揚水	1,215	1,305	1,125	1,149	1,054	1,154	1,159
地熱・太陽光・風力	17	16	110	184	419	366.5	377.7
地熱	17	16	16	16	15.8	15.5	15.5
太陽光	–	–	88	152	394	349.9	361.2
風力	–	–	6	16	9.2	1.1	1.0
融通	0	▲1	36	▲5	14	0	0
新電力への供給等	▲9	▲36	▲26	16	▲58	▲ 55	▲ 55
供給力 計	10,790	9,820	9,657	9,666	9,508	9,819	9,706
融通前供給力 計	(10,790)	(9,821)	(9,621)	(9,671)	(9,494)	9,819	9,706
需要想定（①、②、③加味）	9,925	9,008	8,818	9,260	8,746	9,253	9,253
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	—	0	0
①経済影響等	–	–	–	▲92	▲178	▲ 174	▲ 174
②定着節電	–	–	–	▲769	▲822	▲ 698	▲ 698
③気温影響・その他（注2）	–	–	–	197	▲179	114	114
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	0
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	864 (8.7%)	811 (9.0%)	839 (9.5%)	405 (4.4%)	762 (8.7%)	566 (6.1%)	453 (4.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.5%	1.4%	5.7%	3.1%	1.9%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注3）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

中部電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	274	0	0	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,248	2,248	2,190
うち常設されている火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,199	2,234	2,176
うち長期停止火力の再稼働	–	48	13	49	49	14	14
うち緊急設置電源	–	–	–	–	–	–	–
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0
水力（注4）	147	176	153	126	163	152	137
揚水	411	399	382	386	326	361	360
地熱・太陽光・風力	0	0	22	56	116	103	105
地熱	–	–	–	–	–	–	–
太陽光	–	–	20	51	115	103	105
風力	–	–	2	4	1	0	0
融通	0	0	▲56	▲125	▲167	▲40	▲40
新電力への供給等	32	5	▲25	▲27	▲40	▲28	▲28
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,728	2,647	2,795	2,725
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,853)	(2,814)	(2,835)	(2,765)
需要想定（①、②、③加味）	2,709	2,520	2,478	2,623	2,452	2,597	2,597
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	▲10	▲25	▲33	▲28	▲28
②定着節電	–	–	▲155	▲140	▲155	▲132	▲132
③気温影響・その他（注3）	–	–	▲66	79	▲69	48	48
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	105 (4.0%)	195 (8.0%)	198 (7.6%)	128 (4.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	1.0%	5.0%	4.6%	1.9%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：8月24日、2011年度：8月10日、2012年度：7月27日、2013年度：8月22日、2014年度：7月25日）における実績
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

関西電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	838	337	237	236	0	0	0
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	1,971	2,107	2,102
うち常設されている火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,834	1,979	1,973
うち長期停止火力の再稼働	–	–	45	45	45	45	45
うち緊急設置電源	–	–	1	5	5	5	5
うち自家発電買取	91	55	106	93	87	78	78
水力（注5）	232	273	303	307	283	284	264
揚水	447	465	356	345	351	391	384
地熱・太陽光・風力	0	0	19	44	89	79	82
地熱	–	–	–	–	–	–	–
太陽光	–	–	19	44	89	79	82
風力	–	–	0	1	0	0	0
融通	0	76	160	85	140	19	48
新電力への供給等（注3）	74	41	17	89	9	▲5	▲5
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,936	2,843	2,875	2,875
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,851)	(2,703)	2,856	2,827
需要想定（①、②、③加味）	3,095	2,784	2,682	2,816	2,667	2,791	2,791
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	–	–	▲68	▲61	▲61
②定着節電	–	–	–	–	▲371	▲310	▲310
③気温影響・その他（注4）	–	–	–	–	11	67	67
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	120 (4.3%)	175 (6.6%)	84 (3.0%)	84 (3.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	1.3%	3.6%	0.0%	0.0%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：8月19日、2011年度：8月9日、2012年度：8月3日、2013年度：8月22日、2014年度：7月25日）における実績。
（注3）系統のつながりの関係で、関西電力管内の淡路島で四国電力から受電している分等が含まれている。
（注4）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注5）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

北陸電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	162	0	0	0	0	0	0
火力	435	438	440	433	436	438	438
うち常設されている火力	435	436	438	432	434	436	436
うち長期停止火力の再稼働	–	–	–	–	–	–	–
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	1	2	3	3
水力（注4）	152	159	133	146	149	141	122
揚水	11	11	11	11	11	11	11
地熱・太陽光・風力	0	0	3.0	7.9	12.6	10.3	10.8
地熱	–	–	–	–	–	–	–
太陽光	0	0	2.4	6.6	12.6	10.3	10.8
風力	0	0	0.6	1.3	0.0	0.0	0.0
融通	▲20	▲1	▲10	▲20	▲17	0	0
新電力への供給等	▲78	▲7	▲1	▲24	▲19	▲2	▲2
供給力 計	662	600	576	553	572	599	580
融通前供給力 計	682	601	586	573	589	599	580
需要想定（①、②、③加味）	573	533	526	526	518	545	545
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–		
①経済影響等	–	–	–	–	–	▲3	▲3
②定着節電	–	–	–	–	–	▲25	▲25
③気温影響・その他（注3）	–	–	–	–	–	0	0
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–		
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	27 (5.1%)	54 (10.4%)	54 (9.9%)	35 (6.4%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	7.4%	6.9%	3.4%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：8月5日、2011年度：8月9日、2012年度：8月22日、2013年度：8月19日、2014年度：8月1日）における実績。
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

中国電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）（注2）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）（注2）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）（注2）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）（注2）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）（注2）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	0	81	0	0	0	0	0
火力	1,039	989	1,078	1,021	978	1,037	1,057
うち常設されている火力	1,034	986	1,071	1,005	968	1,030	1,045
うち長期停止火力の再稼働	–	–	–	–	–	–	–
うち緊急設置電源	–	–	–	–	–	–	–
うち自家発電買取	5	3	7	16	10	8	12
水力（注4）	56	51	55	52	45	54	48
揚水	124	148	159	153	129	139	137
地熱・太陽光・風力	0	0	23	18	44	48.9	50.4
地熱	–	–	–	–	–	–	–
太陽光	0	0	20	18	44	48.7	50.2
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.2	0.2
融通	20	▲72	▲104	▲60	▲8	▲53	▲69
新電力への供給等	32	▲9	▲14	▲15	▲28	▲6	▲6
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,168	1,160	1,220	1,217
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,228)	(1,168)	(1,273)	(1,286)
需要想定（①、②、③加味）	1,201	1,083	1,085	1,112	1,061	1,128	1,128
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	–	–	▲32	▲33	▲33
②定着節電	–	–	–	–	▲52	▲44	▲44
③気温影響・その他（注3）	–	–	–	–	▲56	4	4
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	56 (5.0%)	99 (9.3%)	92 (8.1%)	89 (7.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	2.0%	6.3%	5.1%	4.9%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：8月20日、2011年度：8月9日、2012年度：8月3日、2013年度：8月22日、2014年度：7月25日）における実績。
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

四国電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	204	113	0	0	0	0	0
火力	448	449	489	478	437	491	470
うち常設されている火力	448	436	451	445	418	455	434
うち長期停止火力の再稼働	–	0	22	22	0	22	22
うち緊急設置電源	–	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	13	16	11	18	14	14
水力（注4）	64	69	68	48	58	62	59
揚水	52	52	52	52	48	52	52
地熱・太陽光・風力	0	0	7.3	17.2	41.1	45.3	47.1
地熱	–	–	–	–	–	–	–
太陽光	–	–	7.1	12.4	38.8	45.3	47.1
風力	–	–	0.2	4.8	2.3	0.0	0.0
融通	0	▲4	0	▲5	0	0	0
新電力への供給等（注5）	▲67	▲64	▲13	▲13	▲11	▲13	▲13
供給力 計	702	615	603	577	572	638	616
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(582)	(572)	(638)	(616)
需要想定（①、②、③加味）	597	544	526	549	526	549	549
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	▲6	▲10	▲13	▲19	▲19
②定着節電	–	–	▲45	▲39	▲42	▲36	▲36
③気温影響・その他（注3）	–	–	▲20	2	▲16	7	7
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	46 (8.8%)	89 (16.1%)	67 (12.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	2.0%	5.8%	13.1%	9.1%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：8月20日、2011年度：8月9日、2012年度：8月7日、2013年度：8月22日、2014年度：7月25日）における実績。
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。
（注5）系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。

九州電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	478	176	0	0	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,173	1,227	1,227
うち常設されている火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,123	1,178	1,178
うち長期停止火力の再稼働	–	0	38	38	38	38	38
うち緊急設置電源	–	0	1	0.4	1	0.4	0.4
うち自家発電買取	0	0	11	9	11	11	11
水力（注4）	117	125	136	99	120	113	109
揚水	170	230	165	202	209	200	215
地熱・太陽光・風力	17	16	36.0	40.8	116.2	80.1	82.1
地熱	17	16	16.0	16.0	15.8	15.5	15.5
太陽光	–	–	19.8	19.7	94.4	63.7	65.9
風力	–	–	0.2	5.1	6.0	0.9	0.7
融通	0	0	46	120	66	74	61
新電力への供給等	▲2	▲2	10	6	31	▲1	▲1
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,704	1,714	1,693	1,693
融通前供給力 計	1,895	1,671	1,580	1,584	1,648	1,619	1,632
需要想定（①、②、③加味）	1,750	1,544	1,521	1,634	1,522	1,643	1,643
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	–	▲3	▲28	▲30	▲30
②定着節電	–	–	–	▲185	▲172	▲151	▲151
③気温影響・その他（注3）	–	–	–	72	▲28	74	74
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	145（8.3%）	127（8.3%）	106（6.9%）	70（4.3%）	193（12.7%）	50（3.0%）	50（3.0%）
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	9.7%	0.0%	0.0%
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：8月20日、2011年度：9月1日、2012年度：7月26日、2013年度：8月20日、2014年度：7月25日）における実績。
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。

沖縄電力

（供給力内訳）	2010年度夏季実績（ピーク需要日）	2011年度夏季実績（ピーク需要日）	2012年度夏季実績（ピーク需要日）	2013年度夏季実績（ピーク需要日）	2014年度夏季実績（ピーク需要日）	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	–	–	–	–	–	–	–
火力	194	220	220	179	183	198	219
うち常設されている火力	194	220	220	179	183	198	219
うち長期停止火力の再稼働	–	–	–	–	–	–	–
うち緊急設置電源	–	–	–	–	–	–	–
うち自家発電買取	–	–	–	–	–	–	–
水力（注4）	–	–	–	–	–	–	–
揚水	–	–	–	–	–	–	–
地熱・太陽光・風力	–	–	0.4	1.7	17.1	5.8	5.8
地熱	–	–	–	–	–	–	–
太陽光	–	–	0.4	1.7	17.1	5.8	5.8
風力	–	–	–	0	0	0	0
融通	–	–	–	–	–	–	–
新電力への供給等	–	–	–	–	–	–	–
供給力 計	194	220	220	181	200	203	225
融通前供給力 計	–	–	–	–	–	–	–
需要想定（①、②、③加味）	148	144	148	153	150	156	156
需要想定（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
①経済影響等	–	–	–	0	0	1	1
②定着節電	–	–	–	–	–	–	–
③気温影響・その他（注3）	–	–	–	5	2	7	7
④随時調整契約（実効率等加味後）	–	–	–	–	–	–	–
需給ギャップ（予備率）（①、②、③加味）	46（31.1%）	76（52.9%）	72（48.4%）	27（17.9%）	50（33.3%）	48（30.6%）	68（43.7%）
要解消ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	30.3	27.6	40.7
需給ギャップ（予備率）（①、②、③、④加味）	–	–	–	–	–	–	–
要解消ギャップ 3%控除予備率	–	–	–	–	–	–	–

（注1）四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
（注2）2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日（2010年度：7月6日、2011年度：7月22日、2012年度：7月6日、2013年度：8月8日、2014年度：8月28日）における実績。
（注3）気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値（H3）をベースに算出しているため、過去のH1／H3比率の実績から、最大電力需要（H1）に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
（注4）過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値（月単位）で評価。