

# 電力需給検証小委員会 報告書（案）

平成 27 年 10 月 20 日

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 2015 年度夏季の電力需給の結果分析 .....	- 3 -
1 . 各電力会社における電力需給の状況.....	- 3 -
2 . 供 給 ~ 事前の想定から 187 万 kW .....	- 4 -
3 . 需 要 ~ 事前の想定から 806 万 kW .....	- 11 -
4 . 2015 年度夏季の電力需給の結果分析の総括 .....	- 17 -
第 2 章 2015 年度冬季の電力需給の見通し .....	- 18 -
1 . 基本的な考え方.....	- 18 -
2 . 2015 年度冬季の供給力の想定.....	- 19 -
3 . 2015 年度冬季の需要の想定 .....	- 29 -
4 . 電力需給バランスの検証.....	- 33 -
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 .....	- 37 -
1 . 火力発電の稼働増に伴う課題について .....	- 37 -
2 . 諸課題に関する取組について .....	- 39 -
おわりに ~ 政府への要請 ~ .....	- 41 -

## はじめに

本年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（以下、本小委員会）でとりまとめた2015年度夏季の電力需給見通しは、猛暑となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電取組が継続されれば、火力発電の最大限の活用等を前提に、いずれの電力会社においても、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しであった。

2015年度夏季は、7月中旬から8月上旬かけて高気温となったが、全国的には電力需要のピーク発生日における気温は想定を下回った。2015年度の日最高気温は、特に電力需給が厳しい見込みであった関西で2013年度猛暑比▲0.9℃、九州で同▲1.6℃低い等により、電力需要は猛暑を想定した需要想定を下回った。また、節電が着実に実施された結果、全ての電力会社において見通しを上回る節電がなされたこと等から、結果的に、2015年度夏季において、電力の安定供給に必要な予備力は確保された。

また、9月には九州電力川内原発1号機が営業運転を開始し、供給力の積み増しがあった。しかし、日本全体では、火力発電への依存度は依然高く、計画外停止件数は震災前より増加している。特に、火力発電等の計画外停止による供給力への影響を未然に防ぐための予防停止や、火力発電の高稼働に伴う機器や部品の劣化が要因とみられる計画外停止が増加しており、電力の安定供給に対する潜在的なリスクは拡大している可能性がある。2015年度冬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、2015年度夏季の節電期間の終了に合わせ、速やかに、2015年度夏季の電力需給実績及び2015年度冬季の電力需給見通しの検証に着手し、短期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 年度冬季の電力需給見通しのポイントは、以下のとおりである。

1. 2015 年度冬季の電力需給見通しは、2011 年度冬季並み（北海道電力については更に厳寒であった 2010 年度並み、東北及び東京電力については 2013 年度並み）の厳寒となるリスクを織り込んだ上で、電力の安定供給に最低限必要な予備率 3%以上を確保できる見通しである。
2. ただし、北海道電力管内については、他電力からの電力融通に制約があること、発電所 1 機のトラブル停止が予備率に与える影響が大きいこと、厳寒であるため、万一の電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全を脅かす可能性があること等を踏まえ、計画外停止の年間最大級のリスクに備えることは当然として、過去最大級、又はそれを上回る計画外停止にも備え、電力需給に万全を期す必要がある。
3. その他の電力会社についても、電力需給のひっ迫を避けるため、本小委員会で見込んだ定着節電が確実に行われるよう促す必要がある。
4. また、原子力発電の稼働停止に伴い、火力発電の稼働が増加している。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の多様化、燃料調達源の多角化、合理的な節電や省エネ、温暖化に対する対策などにも併せて努めるべきである。

## 第1章 2015年度夏季の電力需給の結果分析

### 1. 各電力会社における電力需給の状況

表1は、2015年度夏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）及び沖縄電力の最大需要日における電力需給状況を示したものである。

2015年度夏季は、全国的に7月上旬は低温だったものの、8月上旬には東京電力管内で猛暑となるなど、7月中旬から8月上旬にかけて高気温が続き、各電力において8月上旬に最大需要を記録した。

結果的に、各電力会社における最大需要は本年4月に本小委員会が示した想定（以下「事前の想定」という。）を下回り、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

以下、2015年度夏季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表1 2015年度夏季の各電力会社における需給状況（最大需要日）】

電力会社	節電目標	最大需要日	最高気温(°C) <sup>※1</sup>	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率	最大需要(見通し <sup>※2</sup> )(万kW)	供給力(見通し)(万kW)	予備率(見通し)
北海道電力	数値目標を伴わない節電	8月5日(水) (11～12時)	34.5	447	556	24.5%	472	513	8.7%
東北電力	数値目標を伴わない節電	8月6日(木) (14～15時)	34.7	1,393	1,591	14.2%	1,445	1,524	5.5%
東京電力	数値目標を伴わない節電	8月7日(金) (13～14時)	37.0	4,957	5,371	8.3%	5,090	5,650	11.0%
中部電力	数値目標を伴わない節電	8月3日(月) (14～15時)	36.4	2,489	2,701	8.5%	2,597	2,716	4.6%
関西電力	数値目標を伴わない節電	8月4日(火) (16～17時)	36.4	2,556	2,904	13.6%	2,791	2,875	3.0%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	8月7日(金) (11～12時)	33.9	526	599	13.9%	545	570	4.6%
中国電力	数値目標を伴わない節電	8月6日(木) (14～15時)	35.7	1,075	1,194	11.1%	1,128	1,207	7.0%
四国電力	数値目標を伴わない節電	8月7日(金) (16～17時)	34.5	511	553	8.2%	549	611	11.2%
九州電力	数値目標を伴わない節電	8月6日(木) (16～17時)	34.9	1,500	1,703	13.5%	1,643	1,693	3.0%
沖縄電力 <sup>※3</sup>	なし	7月2日(木) (11～12時)	32.8	151	219	45.1%	156	225	43.7%

※1 関西電力の最高気温は累積5日最高気温。

※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(2015年4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。

## 2. 供給 ～事前の想定から▲187万kW

2015年度夏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、17,172万kWであり、事前の想定である17,359万kWを187万kW下回った。以下、電源毎に実績と事前の想定との差を検証する。

【表2 2015年度夏季の供給力（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	▲187		
原子力	0	—	—
火力	▲674	発電所の計画外停止、及び需給のひっ迫が生じ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、408万kW(予備率に与える影響は▲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	+10	一部の地域では降雨量が少なく、また、ダム水位の低下による運用変更等を行ったが、全国では渇水とはならず、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	+9	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	+600	設備導入の拡大等による太陽光の供給力の増加及び、最大需要日において風況が良好であったための風力の増加。	引き続き、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必要がある。
融通調整	+41	電力各社間の融通合計。ゼロとまらないのは、各社で最大需要発生日時が異なることによる。	—
新電力への供給等	▲171	卸電力取引所への売電増分	—

※1 実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは事前の見通しにおける9電力の値を合計。

※2 四捨五入の関係で合計があわないことがある。

### (1) 火力発電 ～事前の想定から▲674万kW

2015年度夏季の最大需要日における火力発電の供給力（実績）の合計は、12,837万kWであり、事前の想定である13,511万kWを674万kW下回った。以下に、2015年度夏季の火力発電の状況について記す。

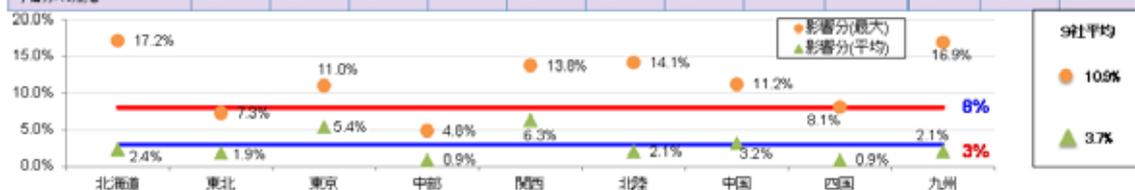
#### ①計画外停止の状況

2015年度夏季の計画外停止の状況を表3に示す。各電力会社は、2015年度夏季も引き続き、火力発電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により、トラブルの大規模化や、長期化の防止を図ったが、2014年度に比べ計画外停止の期間（7、8月）停止分の平均値及び最大値は増加した。また、今夏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9電力合計は408万kW（予備率に与える影響：▲2.6%）と、予備率に与える影響は引き続き無視でき

ない水準となっている。

【表3 2015年度夏季の計画外停止の状況】

(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ 日は各社同日の最大	77 (7/19)	101 (7/31)	545 (8/9)	120 (7/17, 18)	352 (7/17)	74 (7/19)	120 (7/7)	41 (7/30)	254 (8/25)	722 [584] (8/8)	961 [569] (7/7)	1,683 [1,021] (7/3)
【主な計画外停止発電所】 ※ ( )は停止分が最も高い発電所の定額出力。ゴンドラの不良やタービンは、夏季の気温上昇により出力低下。 ※ [ ]は火力発電所の運転開始日	宮城厚木火力4号 (70) [8/4]	秋田火力3号 (90) [8/31]	鹿島火力5、6号 (100×2) [8/9, 9/6]	四日市火力4-5号 (10) [8/3]	播磨第二火力2-8号 (49×5) [8/5-8/27]	七尾大田火力2号 (70) [8/3]	下松火力3号 (70) [8/4]	新出火力4号 (30) [8/8]	新小倉火力3-5号 (90×3) [8/3-8/8]	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	11	26	268	21	162	11	34	4	31	305	264	568
③最大需要日の計画外停止実績	3	6	285	0	97	1	17	0	0	294	114	408
今夏の最大需要	447	1,393	4,857	2,489	2,556	526	1,075	511	1,500	6,797	8,657	15,454
仮に最大需要日に仮が発生した時の予備率への影響	▲17.2%	▲7.3%	▲11.0%	▲4.8%	▲13.8%	▲14.1%	▲11.2%	▲8.1%	▲16.9%	▲10.6%	▲11.1%	▲10.9%
仮に最大需要日に仮が発生した時の予備率への影響	▲2.4%	▲1.9%	▲5.4%	▲0.9%	▲6.3%	▲2.1%	▲3.2%	▲0.9%	▲2.1%	▲4.5%	▲3.0%	▲3.7%
最大需要日に仮が発生した時の予備率への影響	▲0.7%	▲0.4%	▲5.7%	0%	▲3.8%	▲0.2%	▲1.5%	0%	0%	▲4.3%	▲1.3%	▲2.6%



【図1 2015年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

【表4 2014年度夏季の計画外停止の状況】

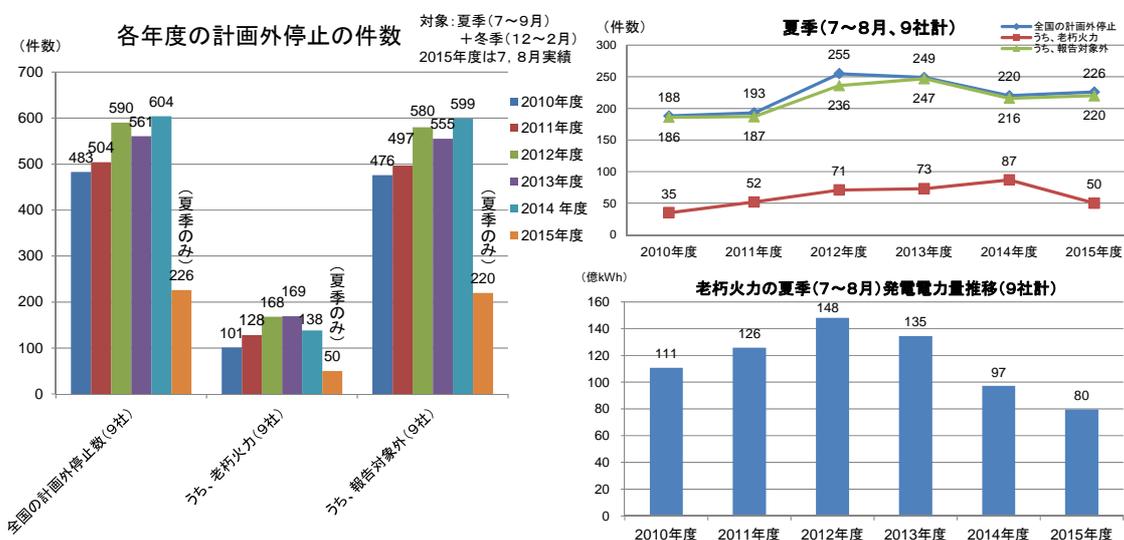
(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①7、8月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ 日は各社同日の最大	68 (8/28)	148 (8/30)	361 (8/9)	142 (7/10)	379 (8/10)	67 (8/17)	144 (8/18)	82 (8/3)	162 (7/12)	577 [533] (8/9)	976 [525] (7/20)	1,553 [897] (7/19)
【主な計画外停止発電所】 ※ ( )は停止分が最も高い発電所の定額出力。ゴンドラの不良やタービンは、夏季の気温上昇により出力低下。 ※ [ ]は火力発電所の運転開始日	伊達火力2号 (35) [5/5]	秋田火力4号 (60) [5/5]	鹿島火力5号 (100) [5/4]	碧南火力4号 (60) [8/1]	堺川火力1-3号 (180) [5/9-4/0]	福井三國火力1号 (25) [5/3]	新小野田火力1、2 (180) [5/1, 6/2]	阿南火力3号 (45) [5/5]	赤北火力1号 (70) [8/7]	-	-	-
②7、8月の計画外停止分の平均	22	46	182	53	75	9	76	26	66	250	305	555
③最大需要日の計画外停止実績	15	4	89	0	96	0	59	37	42	108	234	342
今夏の最大需要	459	1,360	4,980	2,452	2,667	518	1,061	526	1,522	6,799	8,746	15,454
仮に最大需要日に仮が発生した時の予備率への影響	▲14.8%	▲10.9%	▲7.2%	▲5.8%	▲14.2%	▲12.9%	▲13.5%	▲15.6%	▲10.6%	▲8.5%	▲11.2%	▲10.0%
仮に最大需要日に仮が発生した時の予備率への影響	▲4.8%	▲3.4%	▲3.7%	▲2.2%	▲2.8%	▲1.7%	▲7.2%	▲4.9%	▲4.3%	▲3.7%	▲3.5%	▲3.6%
最大需要日に仮が発生した時の予備率への影響	▲3.2%	▲0.3%	▲1.8%	0%	▲3.6%	0%	▲5.6%	▲7.1%	▲2.8%	▲1.6%	▲2.7%	▲2.2%



【図2 2014年度夏季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

2010年度から2015年度夏季（7～8月）までの火力発電の計画外停止の件数の推移を図3に示す。東日本大震災後、原子力発電が稼働停止し、火力発電の稼働率が上昇する中で、火力発電の計画外停止の件数は、今夏も震災前よりも増加しており、これを極力減らすための対応が求められている。現在のところ、火力発電の計画外停止の内容は、異音発生に伴う停止等の法令に基づく報告義務がないものが大半を占めるが、電力会社は、不測の事態に備えて、引き続き点検や補修等に万全を尽くす必要がある。

なお、今夏については運転開始から40年以上が経過した老朽火力発電の稼働が減少しており、これに伴って計画外停止も減少していると考えられる。



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年度末に運転開始から40年を経過した火力。

【図3 各年度の計画外停止の件数】

②気温上昇による出力低下等

夏季は、気温が上昇し、吸入する空気の密度が低下すること等により、ガスタービンの出力が低下する。2015年度夏季の最大需要日の出力低下（実績）を表5に示す。全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表5 2015年度夏季最大需要日の気温上昇による火力発電の出力低下】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証小委想定	▲ 92.1	▲ 0.8	▲ 72.4	▲ 18.9	▲ 253.4	▲ 135.2	▲ 75.1	0.0	▲ 13.7	▲ 4.7	▲ 24.7	▲ 345.5
②最大需要日の実績	▲ 89.7	▲ 0.8	▲ 71.7	▲ 17.2	▲ 245.1	▲ 135.2	▲ 68.5	0.0	▲ 12.9	▲ 3.8	▲ 24.7	▲ 334.8
差分(②-①)	+2.4	0.0	+0.7	+1.7	+8.3	0.0	+6.6	0.0	+0.8	+0.9	0.0	+10.7

気温上昇による出力低下を抑制するため、各電力会社は、2012年度夏季から吸気冷却装置を導入している。吸気冷却装置の導入による増出力（実績）を表6に示す。全体としては、概ね事前の想定通りであった。

【表6 2015年度夏季最大需要日の吸気冷却装置による出力増加】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証小委想定	13.7	0.0	3.3	10.4	24.0	6.4	9.7	-	3.9	0.7	3.3	37.7
②最大需要日の実績	14.5	0.0	4.3	10.2	20.0	6.4	9.8	-	0.5	0.0	3.3	34.5
差分(②-①)	+0.8	0.0	+1.0	▲0.2	▲4.0	0.0	+0.1	-	▲3.4	▲0.7	0.0	▲3.2

(2) 水力発電 ～事前の想定から+10万kW

2015年度夏季の最大需要日における水力発電の供給力(実績)の合計は、1,228万kWであり、事前の想定である1,218万kWを10万kW上回った(表7)。

しかし、自流式水力については、中国電力において、8月前半にかけて降水量が少なく、渇水傾向となったことから最大需要日における水力発電の供給力は事前の想定を下回った。貯水池式については、東京電力、北陸電力、四国電力において、8月の貯水池への流入量が減少したことによるダム水位の低下に伴い想定を下回った。

水力発電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7 2015年度夏季最大需要日の水力発電の供給力(実績)】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証小委想定(8月)	479 (323)	56 (39)	152 (137)	271 (147)	739 (519)	137 (122)	264 (184)	122 (55)	48 (48)	59 (38)	109 (72)	1,218 (842)
②最大需要日の実績	449 (353)	64 (50)	161 (145)	224 (158)	778 (575)	187 (172)	278 (202)	115 (59)	32 (32)	58 (38)	109 (72)	1,227 (929)
③差分(②-①)	▲30 (+30)	+8 (+11)	+9 (+8)	▲47 (+11)	+39 (+57)	+50 (+50)	+14 (+18)	▲7 (+3)	▲16 (▲16)	▲2 (+1)	▲0 (+1)	+9 (+87)
(最大需要発生日時)	-	8月5日 11-12時	8月6日 14-15時	8月7日 13-14時	-	8月3日 14-15時	8月4日 16-17時	8月7日 11-12時	8月6日 14-15時	8月7日 16-17時	8月6日 16-17時	-

※()は内、自流式水力の値

(3) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）～事前の想定から+600万 kW

①太陽光発電 ～事前の想定から+583万 kW

2015年度夏季の最大需要日の太陽光発電の供給力（実績）を表8に示す。太陽光発電は、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。2015年度夏季の最大需要日における太陽光発電の供給力（実績）の合計は、1,093万 kW であり、結果として、事前の想定である510万 kW を583万 kW 上回った。

【表8 2015年度夏季最大需要日の太陽光発電の供給力（実績）】

		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
太陽光供給力 (万kW)	①供給検証小委想定 (8月) ※力・コ内は時間帯	148.6	0.0	25.9	122.7	361.2	105.1	82.1	10.8	50.2	47.1	65.9	509.8
		-	(19-20時)	(14-15時)	(14-15時)	-	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(16-17時)	-
	②最大需要日の実績	494.7	40.7	76.1	377.9	598.5	204.7	62.8	30.8	108	39.9	152.3	1093.2
		-	(11-12時)	(14-15時)	(13-14時)	-	(14-15時)	(16-17時)	(11-12時)	(14-15時)	(16-17時)	(16-17時)	-
	差分(②-①)	+346.1	+40.7	+50.2	+255.2	+237.3	+99.6	▲19.3	+20	+57.8	▲7.2	+86.4	+583.4
太陽光設備量 (万kW)	①供給検証小委想定 (8月)	927.7	101.3	173.4	653.0	1713.9	414.7	338	50.6	206.5	165.8	538.3	2641.6
	②最大需要日の実績	932.9	74.5	184.3	674.1	1670.1	426.6	314.7	44.2	212.8	139.3	532.5	2,603.0
	差分(②-①)	+5.2	▲26.8	+10.9	+21.1	▲43.8	+11.9	▲23.3	▲6.4	+6.3	▲26.5	▲5.8	▲38.6
	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	-
	②最大需要日の実績	-	55.6	43.7	60.3	-	51.6	23.6	76.2	56.2	31.2	32.6	-
	差分(②-①)	-	+55.6	+25.5	+37.8	-	+22.2	▲4.3	+51.8	+26.3	+0.5	+17.4	-

太陽光発電の供給力の主な増加要因は、①設備量の増加、②出力比率の上昇が挙げられる。関西電力及び四国電力においては、事前の想定と異なり、最大需要発生時間が夕方となったこと等により、供給実績が想定を下回った。

②地熱発電 ～事前の想定から▲2万 kW

地熱発電の供給力（実績）の合計は、28万 kW であり、事前の想定である30万 kW を2万 kW 下回った。

③風力発電 ～事前の想定から+17万 kW

2015年度夏季の最大需要日の風力発電の供給力（実績）を表9に示す。

風力発電は、ピーク時に供給力がゼロとなるケースが多く存在することから、保守的に評価する手法として、水力発電と同様に、各月の風力発電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）で平均した値を示した。

2015年度夏季の風力発電の供給力（実績）の合計は、夏季の最大需要日が風況に恵まれたことにより、約20万 kW となり、結果として、事前の想定である約2万 kW を約17万 kW 上回った。

【表 9 2015 年度夏季最大需要日の風力発電の供給力（実績）】

		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	1.4	0.5	0.8	0.1	1.0	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	2.4
	※カッコ内は時間帯	-	(19-20時)	(14-15時)	(14-15時)	-	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(16-17時)	-
	②最大需要日の実績	13.6	9.1	4.0	0.5	6.2	1.5	0.4	0.3	0.6	0.1	3.3	19.8
	※カッコ内は時間帯	-	(11-12時)	(14-15時)	(13-14時)	-	(14-15時)	(16-17時)	(11-12時)	(14-15時)	(16-17時)	(16-17時)	-
	差分(②-①)	+12.2	+8.6	+3.2	+0.4	+5.2	+1.4	+0.4	+0.3	+0.4	+0.1	+2.6	+17.4
風力設備量 (万kW)	①需給検証小委想定 (8月)	140.7	31.8	72.0	36.9	143.9	23.4	13.4	15.1	30.1	14.5	47.4	284.6
	②最大需要日の実績	148.3	31.8	78.6	37.9	144.2	23.4	13.4	15.1	30.1	14.5	47.7	292.5
	差分(②-①)	+7.6	0.0	+6.6	+1.0	+0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	+0.3	+7.9
出力比率(%)	①需給検証小委想定 (8月)	-	1.6	1.1	0.2	-	0.5	0.1	0.0	0.7	0.2	1.6	-
	②最大需要日の実績	-	28.6	5.1	1.3	-	6.4	3.0	2.0	2.0	0.7	6.9	-
	差分(②-①)	-	+27.0	+4.0	+1.1	-	+5.9	+2.9	+2.0	+1.3	+0.5	+5.3	-

④再生可能エネルギーの新たな供給力計上方法の検討について

総合資源エネルギー調査会省エネルギー新エネルギー分科会新エネルギー小委員会系統WGの議論を踏まえ、今夏の再生可能エネルギーの供給力見通しについて、仮に太陽光発電と風力発電の合成供給力で評価した場合と実績との比較を行ったものを表10、11に示す。

新たな想定方法では、見通しと実績の差分は、現在の手法による想定と比べて小さくなった。

他方で、太陽光及び風力発電の従前の想定手法と、太陽光及び風力発電の合成出力（新たな手法）での想定手法との間で比較を行った（図4）。新たな手法においては、風力の把握可能な年数分（4～9年分）しかデータの抽出ができない。また、1年分ではH3発生日の3つのデータしかとれず、十分なサンプル数で算出できているとは言い難く、確実な供給力として見込むためには、データ蓄積が十分となる必要がある（データの少ない電力会社では12データしかない）ことから、再生可能エネルギーの供給力計上方法を見直すことは今後の課題と整理する。

【表 10 当初想定(4月)における太陽光、風力発電の供給力及び合計供給力】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
最大需要想定発生時間		(19-20時)	(14-15時)	(16-17時)	-						
(1)太陽光供給力 (万kW)	①見通し	0.0	25.9	122.7	105.1	82.1	10.8	50.2	47.1	65.9	509.8
	②実績	0.0	76.1	299.4	204.7	134.9	18.9	108	64.7	152.3	1,059.0
	③差分(②-①)	0.0	+50.2	+176.7	+99.6	+52.8	+8.1	+57.8	+17.6	+86.4	+549.2
(2)風力供給力 (万kW)	①見通し	0.5	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	2.4
	②実績	2.4	4	0.4	1.5	0.1	0.2	0.6	0.0	3.3	12.5
	③差分(②-①)	+1.9	+3.2	+0.3	+1.4	+0.1	+0.2	+0.4	0.0	+2.6	+10.1
(3)合計((1)+(2)) (万kW)	①見通し	0.5	26.7	122.8	105.2	82.1	10.8	50.4	47.1	66.6	512.2
	②実績	2.4	80.1	299.8	206.2	135	19.1	108.6	64.7	155.6	1071.5
	③差分(②-①)	+1.9	+53.4	+177.0	+101.0	+52.9	+8.3	+58.2	+17.6	+89.0	+559.3

【表 1 1 太陽光及び風力発電の合成供給力（新たな想定手法）】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①見通し	0.4	45.2	216.9	136.4	97.5	18.7	64.8	59.3	81.1	720.3
②実績	2.4	80.1	299.8	206.2	135	19.1	108.6	64.7	155.6	1071.5
③差分(②-①)	+2.0	+34.9	+82.9	+69.8	+37.5	+0.4	+43.8	+5.4	+74.5	+351.2



【図 4 太陽光、風力発電及び両電源の合成供給力想定手法の比較】

### 3. 需 要 ～事前の想定から▲806万kW

2015年度夏季最大需要日の需要（実績）の合計は、15,454万kWであり、事前の猛暑を想定した需要の16,260万kWを806万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12にこれらの分析結果を示す。

【表12 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	▲806		
気温影響等	▲140	2015年度夏季は、東京電力管内を除き想定した猛暑の気温を下回ったため。	2015年度夏季の結果のみに着目するのではなく、引き続き、今後の需給見通しにおいても、平年並ではなく、猛暑や厳寒などのリスクサイドで評価することが必要。
経済影響等	▲369	2015年度のGDP、IIPの伸び率の差異(GDP:+4.6%→+3.8%、IIP:+2.5%→+0.3%)の影響及び需要の離脱の進展等により、見通しを下回った。	—
節電影響	▲298	照明、空調やテレビ等の電力消費において、前年並みの節電が幅広く実施されたと考えられる。	9電力会社において、数値目標無しの節電要請を行い、一定の節電効果がみられた。

\* 実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは事前の見通しにおける9電力の値を合計。

#### ①気温影響等\* ～事前の想定から ▲140万kW

\*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。

2015年度夏季は、東京電力管内を除き想定よりも猛暑ではなかったこと等により、東京電力及び中部電力を除いて、気温影響等による需要増は事前の想定を下回った。

【表13 電力各社における気温影響等実績】

(万kW)

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需給検証小委想定	▲126	▲1	▲75	▲50	+200	+48	+67	0	+4	+7	+74	+74
②最大需要日の実績	▲74	▲6	▲86	+18	+8	+49	+11	▲15	▲19	▲17	▲1	▲66
差分(②-①)	+52	▲5	▲11	+68	▲192	+1	▲56	▲15	▲23	▲24	▲75	▲140

②経済影響等※ ～事前の想定から ▲369 万 kW

※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。

事前の想定よりも IIP の伸び率が小さかったこと（2.5%→0.3%）や、離脱需要の拡大等により、事前の想定よりも需要が 369 万 kW 減少した。

【表 1 4 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	▲98 (▲256)	3 (▲4)	28 (▲10)	▲129 (▲242)	▲174 (▲116)	▲28 (▲27)	▲61 (▲45)	▲3 (▲1)	▲33 (▲7)	▲19 (▲7)	▲30 (▲29)	▲272 (▲372)
実績	▲267 (▲370)	▲4 (▲10)	1 (▲17)	▲264 (▲343)	▲374 (▲246)	▲94 (▲41)	▲120 (▲101)	▲3 (▲1)	▲52 (▲14)	▲25 (▲7)	▲80 (▲67)	▲641 (▲616)
差分	▲169	▲7	▲27	▲135	▲200	▲66	▲59	0	▲19	▲6	▲50	▲369

(注) カッコ内に離脱分を記載

③節電影響 ～事前の想定から ▲298 万 kW

国民各層の節電により、事前の想定よりも需要が 298 万 kW 減少した。表 1 5 に 2015 年度夏季の各電力会社における節電目標と需要減の実績を示す。

全て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。

【表 1 5 2015 年度夏季の節電目標と需要減の実績】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ( <sup>(1)</sup> )は2010年度との気温差	▲11.7% (+2.0℃)	▲6.1% (▲0.3℃)	▲17.4% (+1.3℃)	▲8.1% (+0.8℃)	▲17.4% (▲0.1℃)	▲8.3% (▲2.4℃)	▲10.5% (▲0.3℃)	▲14.3% (▲0.5℃)	▲14.3% (+0.1℃)
<2015年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 447 ② 8/5 ③ 34.5℃	① 1393 ② 8/6 ③ 34.7℃	① 4,957 ② 8/7 ③ 37.0℃	① 2,489 ② 8/3 ③ 36.4℃	① 2,556 ② 8/4 ③ 36.4℃	① 526 ② 8/7 ③ 33.9℃	① 1,075 ② 8/6 ③ 35.7℃	① 511 ② 8/7 ③ 34.5℃	① 1,500 ② 8/6 ③ 34.9℃
<2010年度夏季> ①最大需要 ②最大需要日 ③最高気温	① 506 ② 8/31 ③ 32.5℃	① 1557 ② 8/5 ③ 35.0℃	① 5,999 ② 7/23 ③ 35.7℃	① 2,709 ② 8/24 ③ 35.6℃	① 3,095 ② 8/19 ③ 36.5℃	① 573 ② 8/5 ③ 36.3℃	① 1,201 ② 8/20 ③ 36.0℃	① 597 ② 8/20 ③ 35.0℃	① 1,750 ② 8/20 ③ 34.8℃
定着節電の見通し [2015年4月の需給検証小委員会想定]	▲7.1%	▲4.4%	▲12.2%	▲4.9%	▲10.0%	▲4.4%	▲3.7%	▲6.0%	▲8.6%
最大需要時における節電 影響実績	▲9.7%	▲5.3%	▲13.3%	▲6.5%	▲13.9%	▲5.2%	▲4.6%	▲7.4%	▲9.7%

(参考) 需要減少の対 2010 年度比 (期間平均)

需要減少の対2010年度比 (期間平均) ( <sup>(1)</sup> )は需要減少量	▲12.8% (▲62)	▲12.6% (▲168)	▲19.2% (▲952)	▲8.6% (▲232)	▲15.9% (▲416)	▲7.6% (▲37)	▲8.9% (▲94)	▲12.2% (▲64)	▲13.4% (▲195)
---	-----------------	------------------	------------------	-----------------	------------------	----------------	----------------	-----------------	------------------

※節電要請期間であった7月1日(水)から8月31日(月)時点まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について 2010 年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

## (2) 需要減のための取組等

### ① 需要家別の需要減の状況

表16に各電力会社における「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」の需要減の実績（需要減の実績を気温補正することで気温影響を除いたもの。）を示す。各電力会社地域における産業構造や気象状況等によって、各需要家の節電の実績には差がみられるが、概ね国民各層において、事前に想定した節電努力がなされたものと考えられる。

2015年度夏季の節電の実施内容として、関西電力及び九州電力分を抽出して見ると、エアコンは室温28℃を心がける、無理のない範囲でエアコンを消して扇風機を使う、テレビは必要なとき以外は消す等の取組みが広く行われたことが窺える（図5）。

【表16 大口・小口・家庭別の需要減の実績】

単位（万kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
需要減少の 対2010年度比 (期間平均) ( )は需要減少量	▲12.8% (▲62)	▲12.6% (▲168)	▲19.2% (▲952)	▲8.6% (▲232)	▲15.9% (▲416)	▲7.6% (▲37)	▲8.9% (▲94)	▲12.2% (▲64)	▲13.4% (▲195)
大口 需要家	▲16% (▲11)	▲9% (▲40)	▲18% (▲351)	▲5% (▲51)	▲16% (▲169)	▲6% (▲14)	▲7% (▲30)	▲15% (▲27)	▲14% (▲64)
小口 需要家	▲15% (▲33)	▲14% (▲71)	▲23% (▲389)	▲10% (▲85)	▲16% (▲168)	▲7% (▲11)	▲11% (▲43)	▲11% (▲19)	▲16% (▲100)
家庭	▲9% (▲18)	▲16% (▲57)	▲17% (▲212)	▲13% (▲96)	▲14% (▲79)	▲12% (▲12)	▲8% (▲21)	▲11% (▲18)	▲7% (▲31)

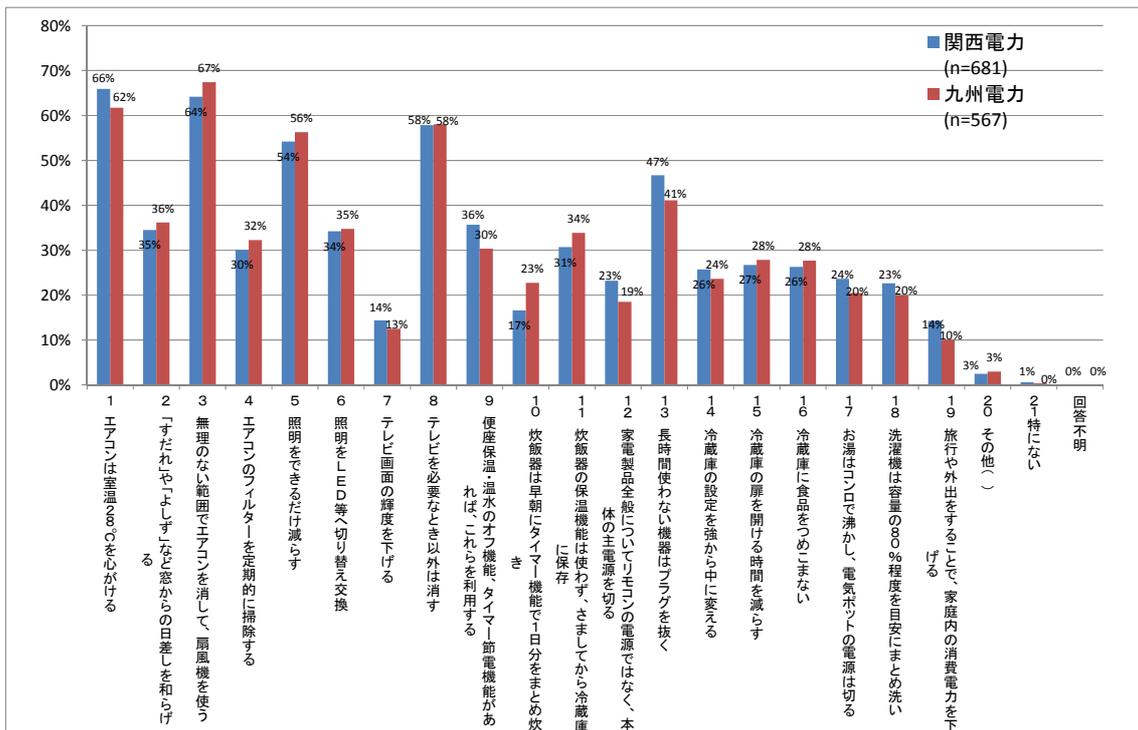
※節電要請期間であった7月1日（水）から8月31日（月）時点まで（土日祝日、その他異常値を除く）の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値（理論値）を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

【表17 産業・業務・家庭別の需要減の実績（参考）】

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	▲12% (▲12)	▲10% (▲57)	▲13% (▲217)	▲2% (▲25)	▲14% (▲138)	▲5% (▲14)	▲8% (▲35)	▲14% (▲25)	▲9% (▲44)
業務	▲17% (▲32)	▲14% (▲54)	▲26% (▲523)	▲16% (▲111)	▲19% (▲199)	▲9% (▲11)	▲11% (▲38)	▲12% (▲21)	▲20% (▲120)
家庭	▲9% (▲18)	▲16% (▲57)	▲17% (▲212)	▲13% (▲96)	▲14% (▲79)	▲12% (▲12)	▲8% (▲21)	▲11% (▲18)	▲7% (▲31)

※節電要請期間であった7月1日（水）から8月31日（月）時点まで（土日祝日、その他異常値を除く）の期間について2010年度夏季の需要の気温感応度を基に今夏の各日の需要値（理論値）を算出し、これと今夏の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。



【図5 実施した節電内容 (2015年度夏季・家庭部門)】

## ②節電が電力量 (kWh) に与える影響

表18に2015年度夏季(7月～8月実績)の節電電力量(kWh)を示す。2015年度夏季の電力量(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▲7.1%であり、2014年度夏季▲6.3%と概ね同程度であった。

2015年度夏季についても、節電が電力使用量の削減に相当貢献したと考えられる。

【表18 2015年度夏季の節電電力量について】

(単位:億 kWh)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①2015年度節電電力量 <sup>※</sup>	▲4.1	▲7.7	▲50.9	▲13.0	▲19.6	▲1.3	▲4.4	▲4.0	▲9.1	▲114.0
2015年度節電率(①/③)	▲8.2%	▲5.5%	▲9.5%	▲5.6%	▲7.1%	▲2.6%	▲4.1%	▲7.6%	▲5.9%	▲7.1%
②2014年度節電電力量 <sup>※</sup>	▲4.1	▲6.8	▲45.9	▲9.0	▲16.5	▲1.3	▲4.0	▲3.7	▲9.3	▲100.6
2014年度節電率(②/③)	▲8.2%	▲4.8%	▲8.6%	▲3.8%	▲6.0%	▲2.6%	▲3.7%	▲7.0%	▲6.0%	▲6.3%
③2010年度電力量	50.3	140.3	535.3	233.8	276.2	51.2	108.3	52.9	155.0	1603.3

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

### ③需給調整契約

表19及び表20に2015年度夏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、東北、中国、四国電力については、最大需要発生日の契約が想定よりも少なかったことにより減少した。東北、関西電力については、離脱による契約廃止、生産増や自家発の廃止などにより電力需要の調整が困難となったことから、加入口数及び契約量が減少した。九州電力については、需要家の設備更新等により節電が進んだことに伴う調整幅の減少等により減少した。

中部電力においては、2015年度夏季は計画調整契約が想定より増加したことにより、ピークシフトしたことで、電力ピーク需要の発生していた時間帯における需要が抑えられた可能性がある。

【表19 計画調整契約の状況】

単位（万kW）

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①需給検証小委想定	1	21	172	45	109	4	46	18	48	464
②最大需要日の契約実績	0	18	166	70	83	4	36	9	28	414
③差分(②-①)	▲1	▲3	▲6	+25	▲26	0	▲10	▲9	▲20	▲50

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

【表20 随時調整契約の状況】

単位（万kW）

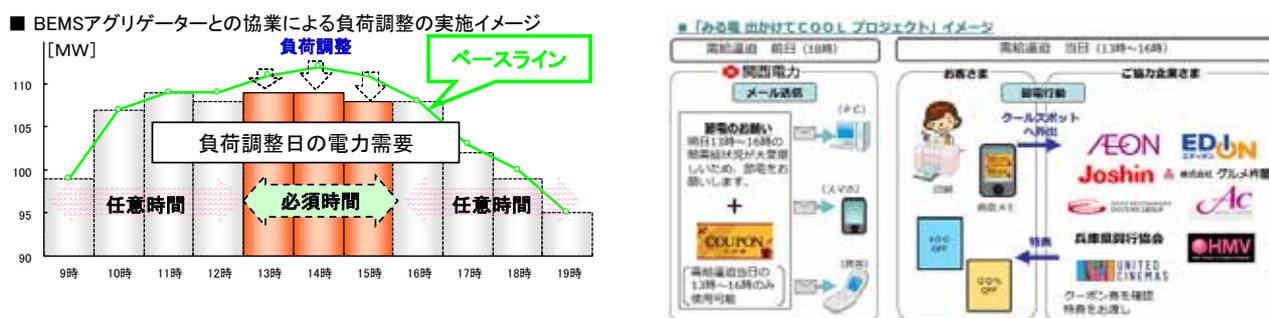
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①需給検証小委想定	17	31	160	70	35	20	109	35	36	513
②今夏契約実績	20	26	153	71	43	20	109	35	31	508
差分(②-①)	+3	▲5	▲7	+1	+8	0	0	▲1	▲5	▲5

### (3) 電力会社において行われた需要対策（関西電力の例）

2015 年度夏季の事前の想定において、電力需給バランスが厳しかった関西電力では、2014 年度夏季に引き続き、BEMS アグリゲーターとの協業による需要抑制に取り組んだ。(図 6) また、関西電力の供給区域内に店舗が所在する企業と協力し、「みる電 出かけて COOL プロジェクト」によりクールスポットへの外出を促し、家庭の電力需要を抑制する取り組みを実施した。(図 6) その結果、実施した 10 回の合計で、延べ約 1.9 万人（アンケート回答ベース）が対象店舗へ足を運び、節電に協力した。(図 6)

BEMS アグリゲーターとの協業による需要抑制では、2014 年度夏季の結果を踏まえ、負荷調整対象顧客の拡大(契約電力 2,000kW 未満から上限なしに拡大)という制度面の改善を行った。また、実施結果についても、契約調整電力に対して約 6 割のピーク抑制効果を確認することができた。

こうした結果や、アグリゲーターへのヒアリング結果等を踏まえ、引き続き制度面・運用面での改善を検討していく方針である。



【図 6 関西電力における需要抑制の取組例】

#### 4. 2015 年度夏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、需給両面から総括して、ポイントを以下に記す。

##### (1) 供給面

○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。

○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、ほぼ事前の想定通りとなった。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。

○太陽光発電については、設備量の拡大と出力比率の上昇により、実績が事前の想定を大幅に上回った。

近年、太陽光発電設備の導入量が大きくなり、事前の想定と実績との乖離が大きくなっていることから、風力発電と合成で出力評価を行う等、供給力の想定手法について、確実な供給力を評価する考え方を踏まえた上で、引き続き検討が必要。

○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るが、最大需要日の供給力の実績が想定を下回る地域はなかった。現時点までの実績からは、本委員会における想定手法は適切であったと評価される。

##### (2) 需要面

○2015 年度夏季は、10 電力会社全てにおいて最大需要実績が事前の想定を下回った。しかし、引き続き、火力発電のフル稼働等、楽観視できる状況ではないため、引き続き、今後の需給見通しにおいても、猛暑及び厳寒などのリスクサイドで評価を行う必要がある。

○産業の活性化等による需要の伸びはあったものの、GDP・IIP の伸び率の下方修正や離脱需要の拡大等により、事前の想定から減少した。

○ディマンドレスポンスの取組の結果を踏まえ、需要家の負担と需要削減効果の両面に留意しつつ、その実施方法について改善を検討していくべきである。

## 第2章 2015年度冬季の電力需給の見通し

### 1. 基本的な考え方

2015年度冬季の電力需給見通しの検証に当たっての基本的な考え方を以下に記す。

#### (1) 供給面

各電源について、2015年度冬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。

原子力発電については、すでに稼働しているものを除き、稼働しないことを前提とする。

#### (2) 需要面

気温が低くなるリスクを想定し、2011年度冬季並みの厳寒の需要を想定する（ただし、北海道電力管内については、2010年度が2011年度よりも厳寒であったため2010年度並みを想定する。また、東京電力及び東北電力管内については、2013年度に2011年度の厳寒を更新したことから、2013年度並みを想定する。）。

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年度冬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電力需給バランスについて、9電力会社全体、東日本の3電力会社全体、中部及び西日本の6電力会社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。

沖縄電力については、他電力会社のように原子力発電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系されていないことを踏まえ、沖縄電力単体の2015年度冬季の需給見通しを示す。

## 2. 2015 年度冬季の供給力の想定

2015 年度冬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、供給力を積み増すこととする。以下、電源毎に供給力の見込みを示す。

### (1) 原子力発電

原子力発電については、既に再稼働しているものを除き、今冬の供給力として確実に見込むことはできないことから、他の原子力発電が稼働しないことを前提とする。

### (2) 火力発電 ～2015 年度冬季（1 月）は 2014 年度冬季見通しから▲273 万 kW（実績から+313 万 kW）

#### ①火力発電の定期検査

火力発電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、火力発電の計画外停止件数は増加している状況にある。火力発電については、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は 75 機（全火力発電の 3 割程度）、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 2 1 に 2015 年度冬季に定期検査等が不可避であると評価したもの（8 社 39 機）を示す。

【表 2 1 2015 年度冬季に定期検査等を行う必要のある火力発電設備】

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
東北電力	秋田4号機	60万kW	石油	1/23～7/3	発電機及びボイラー等の点検・補修が必要であるため。
東京電力	横浜5号機	18万kW	LNG	11/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	横浜8-3軸	35万kW	LNG	9/1～1/10	ガスタービン・蒸気タービンの更新工事に伴う停止。
	横浜8-4軸	35万kW	LNG	1/6～5/9	ガスタービン・蒸気タービンの更新工事に伴う停止。
	五井1号機	27万kW	LNG	12/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	五井4号機	27万kW	LNG	1/1～3/31	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	袖ヶ浦4号機	100万kW	LNG	9/11～1/19	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要であるため。
	富津1-2軸	17万kW	LNG	1/15～2/11	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-1軸	17万kW	LNG	2/1～7/29	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-2軸	17万kW	LNG	1/11～2/5	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津2-3軸	17万kW	LNG	9/30～1/26	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津3-4軸	38万kW	LNG	10/15～2/9	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津4-1軸	51万kW	LNG	8/16～3/31	8月16日に発生した火災の復旧作業のため。
	富津4-2軸	51万kW	LNG	1/15～3/1	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	品川1-1軸	38万kW	LNG	2/3～2/13	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
千葉2-2軸	36万kW	LNG	1/18～3/19	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。	
広野4号機	100万kW	石油	1/25～4/13	発電機及びボイラー等の点検・補修が必要であるため。	
中部電力	新名古屋7-4号機	24.3万kW	LNG	1/23～4/22	蒸気タービン動翼の修理等が必要であるため。
	新名古屋8-3号機	40万kW	LNG	2/27～3/14	ガスタービン燃焼機の部品修理等が必要であるため。
	四日市4-1号機	11.7万kW	LNG	2/27～4/30	ガスタービン制御装置の取替等が必要であるため。
	四日市4-3号機	11.7万kW	LNG	9/19～1/7	ガスタービン制御装置の取替等が必要であるため。
	知多6号機	85.4万kW	LNG	11/14～5/2	タービンロータの修理等が必要であるため。
	知多第二1号機	85.4万kW	LNG	2/6～7/24	蒸気タービン低圧ロータの取替等が必要であるため。
	碧南5号機	100万kW	石炭	9/25～2/1	主要蒸気管修理等が必要であるため。
	上越1-1号機	57.5万kW	LNG	1/6～2/14	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。
	上越1-2号機	57.5万kW	LNG	10/17～1/5	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。
上越2-1号機	57.5万kW	LNG	2/15～3/25	蒸気タービン動翼の取替等が必要であるため。	
関西電力	相生1号機	37.5万kW	石油	10/1～5/18	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	相生3号機	37.5万kW	石油	2/11～8/30	ボイラー自動制御装置等の補修が必要であるため。
	南港1号機	60万kW	LNG	2/27～7/14	発電機等の補修が必要であるため。
	舞鶴1号機	90万kW	石炭	2/28～7/22	ボイラー等の補修が必要であるため。
	海南2号機	45万kW	石油	12/26～1/2	主要変圧器絶縁油内の可燃性ガスの脱気処理が必要であるため。
	姫路第二6号機	46万kW	LNG	1/4～1/27	ガスタービン高温部品の取替が必要であるため。
北陸電力	富山新港石炭2号機	25万kW	石炭	2/20～6/20	タービンの点検・補修が必要なため。
中国電力	下関2号機	40万kW	石油	1/8～4/6	経年化したタービンの補修が必要であるため。
	柳井2-2号機	19.8万kW	LNG	11/20～1/8	ガスタービン高温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	ガスタービン高温部品の取替が必要であるため。
四国電力	西条2号機	25万kW	石炭	2/27～5/23	蒸気タービンの補修等が必要であるため。
九州電力	相浦1号機	38万kW	石油	12/6～1/3	ボイラー等の補修が必要なため。

## ②長期停止火力発電

東日本大震災以降、これまで長期停止火力発電設備<sup>1</sup>の再稼働（6社14機。うち2015年度冬季の稼働は5社5機）が行われ、供給力として計上してきた（表22）。一方で、被災からの復帰や長期停止からの再稼働を行ったが、設備の劣化が著しいため、再び長期停止となった火力発電設備（2社9機）もある（表23）。これらの、再び長期停止に入った火力発電を含めた長期停止火力発電設備については、主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや既に設備、部品が撤去されているケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により、すぐには再稼働できないため、2015年度冬季の供給力として見込まない（表24）。

【表22 2015年度冬季に稼働している長期停止から再稼働した火力発電設備】

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	35万kW	LNG	42年
中部電力	知多第二号GT	15万kW	LNG	18年
関西電力	海南2号	45万kW	石油	45年
四国電力	阿南2号	22万kW	石油	46年
九州電力	苅田新2号	38万kW	石油	43年
合計		155万kW		

【表23 設備の劣化が著しいため長期停止となる火力発電設備】

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転期間	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	鹿島1～4号	各60万kW	石油	42～44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	22～50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。2014年4月より長期停止中。
中部電力	武豊2号	38万kW	石油	42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。リブレースに伴い2015年4月1日より長期停止中。
合計		365万kW			

<sup>1</sup> 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 2 4 2015 年度冬季に再稼働できない長期停止火力発電設備】

電力会社名	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	横濱賀5～8号機	各35万kW	石油	44～47年	5～11年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、材料手配から補修工事が必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	14年	ボイラ内部の劣化が進み、詳細な点検実施及び修理が必要。また低圧タービンの復旧には材料手配から修理が必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	7年	ボイラ伝熱管の内厚薄化が進み、材料手配から修理が必要。
関西電力	多摩川第二1・2号機	各60万kW	石油	38年	10年	主蒸気タービンロータ等の腐食、劣化が進み、材料手配から機械加工・組立・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	26,25年	14,11年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	14年	3年	ボイラー火床層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事が必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	52年	13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。
合計		463万kW				

③新設火力発電及び火力発電の廃止について

表 2 5 に、2014 年度の冬季見通しで供給力として計上した火力発電と比較して、新設等により 2015 年度冬季にさらに供給力として見込むことのできる、主な火力発電を、表 2 6 に廃止等により供給力として見込めなくなった主な火力発電を示す。

【表 2 5 2015 年度冬季に新設等で供給力として見込める火力発電】

電力会社名	号機	発電区分	運転予定時期	定格出力	備考
北海道電力	京極2号	揚水	H27.11	20.0万kW	新設、H27.11に営業運転開始予定。
東北電力	新仙台3-1号	LNG	H27.12	49.0万kW	新設、H27.12に営業運転開始予定。
東京電力	川崎2-2号	LNG	H28.1	66.5万kW	新設、H28.1に営業運転開始予定。
九州電力	川内1号	原子力	H27.9	89.0万kW	再稼働、H27.9に通常運転開始済み。
電源開発	松浦2号	石炭	H27.6	100.0万kW	トラブルからの復旧、H27.6に仮復旧(38.7万kW)から完全復旧。

【表 2 6 2015 年度冬季に供給力として見込めなくなった火力発電】

電力会社名	号機	発電区分	廃止時期	定格出力	備考
東北電力	新仙台1号	石油	H27.9	35.0万kW	リブレースに伴いH27.9に廃止済み。
中部電力	武豊2号	石油	H28.3	37.5万kW	リブレースに伴いH27.4から長期停止中。H28.3に廃止予定。
中部電力	武豊3号	石油	H28.3	37.5万kW	リブレースに伴いH27.4から長期停止中。H28.3に廃止予定
四国電力	坂出2号	石油	H27.8	35.0万kW	リブレースに伴いH27.8に廃止済み。

#### ④火力発電の増出力について

火力発電の増出力は、過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等により行われる。2014 年度冬季の増出力状況等を踏まえ、2015 年度冬季の増出力を見込むこととする（表 27）。

【表 27 2015 年度冬季における過負荷運転等による増出力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	6万kW	13万kW	59万kW	14万kW	27万kW	6万kW	7万kW	3万kW	12万kW	147万kW

（参考）2014 年度冬季（1 月）における火力発電の増出力見込み

	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	7万kW	14万kW	87万kW	14万kW	20万kW	6万kW	7万kW	3万kW	14万kW	172万kW

#### ⑤緊急設置電源の設置・自家発電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、新設の火力発電設備の稼働等に伴い、2014 年度冬季に比べ、9 電力会社合計で 7 万 kW 減少することを見込む（表 28）。

【表 28 2015 年度冬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	67万kW	-	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	89万kW

（参考）2014 年度冬季（1 月）における緊急設置電源の活用見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	74万kW	-	-	7万kW	-	-	-	0.4万kW	96万kW

自家発電事業者からの電力購入について、北海道電力において、自家発電設備の補修等により電気の購入量が減少した。また、東北、関西電力においては、新規電源の運転開始等に伴い、2014 年度冬季よりも自家発電事業者からの電気の購入が減少した。9 電力会社合計では、2014 年度冬季と比較して同程度の購入を見込む（表 29）。

【表 29 自家発電事業者からの電力購入見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発電の活用	19万kW (20万kW)	11万kW (10万kW)	57万kW (135万kW)	0万kW (0万kW)	75万kW (64万kW)	5万kW (4万kW)	13万kW (13万kW)	14万kW (14万kW)	8万kW (7万kW)	202万kW (266万kW)

※( )は夜間

（参考）2014 年度冬季（1 月）の見直し

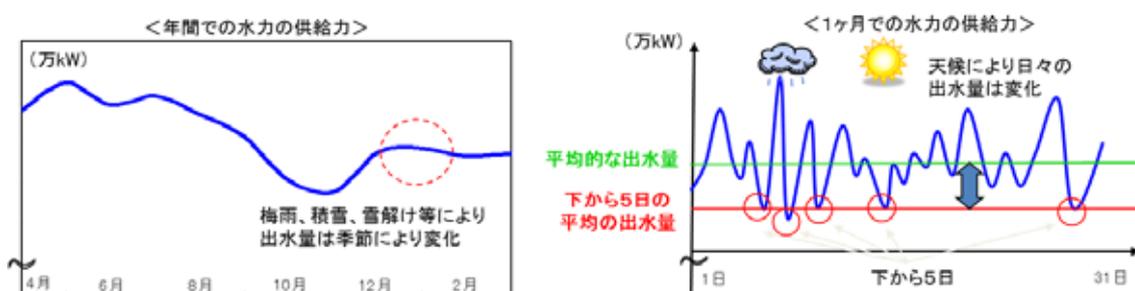
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発電の活用	23万kW (19万kW)	15万kW (4万kW)	49万kW (163万kW)	0万kW (0万kW)	78万kW (64万kW)	3万kW (2万kW)	14万kW (14万kW)	12万kW (12万kW)	7万kW (7万kW)	201万kW (285万kW)

※( )は夜間

(3) 水力発電 ～2015 年度冬季（1 月）は 2014 年度冬季見通しから▲9 万 kW（実績から▲193 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。貯水池式水力発電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する。自流式水力発電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（1 月～12 月）に供給力が低かった下位 5 日の平均値を、過去 30 年間平均した値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ので、2015 年度冬季においても、同様の評価方法を採用し、水力発電の供給力を見込むこととする（表 3 0）。



【図 7 水力発電の供給力の計上方法】

【表 3 0 2015 年度冬季の水力発電の供給力見込み】

○水力発電の供給力見込み(2015 年度 1 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	68.6 (46.3)	158.8 (142.0)	191.8 (72.1)	84.1 (70.4)	218.2 (154.3)	113.2 (35.5)	44.3 (44.3)	48.5 (28.6)	81.4 (50.2)	1,008.9 (643.7)

※( )内は自流式水力発電の値

(参考)2014 年度冬季(1 月)の供給力 (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	72 (50)	158 (140)	211 (101)	88 (76)	215 (145)	117 (35)	45 (45)	43 (28)	69 (49)	1,018 (669)
供給力実績	74 (50)	188 (175)	182 (99)	159 (146)	249 (193)	155 (65)	60 (60)	52 (36)	84 (59)	1,202 (881)

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

表 3 1 に 2015 年度冬季に定期検査を行う必要がある水力発電設備（7 社 31 機）を示す。

【表 3 1 2015 年度冬季に定期検査を行う必要のある水力発電設備】

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	金山	2.5万kW	水力	10/1-4/8	水車羽根を操作するシールパッキングが寿命に達することから、水車発電機の分解修繕を実施する必要があるため。
	右左府	2.5万kW	水力	12/1-3/18	電力ケーブル等の取替工事及び劣化に伴う取水口制水門水密部等の修繕工事を実施する必要があるため。
	日高	1.0万kW	水力	10/1-4/22	放水路を覆うコンクリートが変形しているため、修繕工事を実施する必要があるため。
	七飯	1.0万kW	水力	2/18-2/29	灌漑用放流弁の振動増に伴う放流弁の取替を実施する必要があるため。
東北電力	第二沼沢1, 2号	23万kW×2	揚水	2/22-3/6 8/17-3/28	経年に伴う水車発電機の分解点検・摩耗部修繕などを実施中。
東京電力	矢木沢2号	8万kW	揚水	10/1-3/31	経年に伴う変圧器修理が必要なため。
	安曇4号	10万kW	揚水	10/1-3/31	経年に伴う軸受点検修理が必要なため。
	安曇6号	10万kW	揚水	8/21-3/31	経年に伴う軸受点検修理が必要なため。
	今市3号	35万kW	揚水	11/27-6/30	保安規定に則ったポンプ水車発電電動機点検修理を行うため。
	塩原1～3号	30万kW×3	揚水	12/8-1/8	ハタダム減水深測定に伴う停止。
	葛野川2号	40万kW	揚水	1/25-1/29	経年に伴う下部軸受潤滑油ポンプ修理が必要なため。
中部電力	奥美濃3～5号	25万kW×3	揚水	9/26-3/16, 9/11-5/20, 2/29	経年によるオーバーホールを実施する必要があるため。
	畑薙第一2号	3.5万kW	揚水	1/9-1/12	発電機絶縁診断等を実施する必要があるため。
	高根第一3号	7.8万kW	揚水	1/16-1/18, 2/29	発電機の遠隔制御装置の部品取替を実施(1/16-1/18)する必要があるため。 保護盤不具合対策を実施(2/29)する必要があるため。
関西電力	奥吉野4, 5号機	20.1万kW×2	揚水	9/23-3/11	同期遮断器の取替を実施する必要があるため。
	奥多々良木1, 2号機	30.3万kW×2	揚水	2/29-H31/2 10/1-H29/12	深夜帯の周波数調整力対策のため、可変速化の工事が必要であるため。
	伊奈川1号機	4.07万kW	水力	9/1-2/3	水車部品における土砂磨耗が著しいことから取替を実施中。
	黒部川第二1号機	2.4万kW	水力	H26/9-H29/5	経年に伴う水車発電機の取替を実施中。
	黒部川第三1号機	2.7万kW	水力	10/1-6/30	土砂流入に伴う水車ランナの摩耗等の対策工事を実施する必要があるため。
	小原2号機	1.52万kW	水力	12/2-6/12	軸受け部品における温度上昇に伴う取替が必要であるため。
	下小鳥1号機	14.2万kW	水力	11/1-4/10	水車部品の摩耗による不具合等の対策工事が必要であるため。
中国電力	俣野川3号機	30.0万kW	揚水	11/7-7/4	経年に対応した水車及び発電機の細密点検を実施する必要があるため。
	新成羽川1号機	7.7万kW	揚水	2/4-3/25	経年に対応した制御装置の補修が必要であるため。
九州電力	小丸川3号機	30.0万kW	揚水	10/15-6/8	水車及び発電機部品の摩耗、劣化の進展に伴う解体修繕工事を実施する必要があるため。

(4) 揚水発電 ～2015 年度冬季（1 月）は 2014 年度冬季見通しから▲40 万 kW（実績から▲152 万 kW）

揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する。2015 年度冬季は、揚水発電所（北海道電力京極揚水発電所 2 号機、20 万 kW）が新設されたこと等により、北海道電力における揚水供給力は増加するが、9 電力会社の合計では 40 万 kW の減少を見込む。

表 3 2 に 2015 年度冬季の揚水発電の見込みを示す。

【表 3 2 2015 年度冬季の揚水発電の供給力見込み】

(万 kW)

電力会社名	設備容量 (①)	2015年度冬季(1月) の供給力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2014年度冬季 (1月)の供給力見通し
北海道	80	67	・冬季は、夜間の需要も高く、ロードカーブが平坦であることから汲み上げ量が減少し、上部ダムを満水にできない。 ・春先の融雪に備え、上池ダムの運用水位を低下。	59
東北	71	48	・第二沼沢2号機(23万kW)が補修停止。	71
東京	1,140	800	・塩原発電所(90)等が補修停止。 ・放水時間が約16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	860
中部	433	284	・奥美濃1,2号機(計50)等が補修停止。 ・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、設備容量並の発電ができないため。	287
関西	506	300	・奥吉野4,5号機(40)、奥多々良木1,2号機(計61)等が補修停止。 ・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電はできない。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	268
北陸	11	11	—	5
中国	212	96	・侯野川3号機(計30)及び新成羽川1号機(7.7)が補修停止 ・昼間放水時間が約15時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電ができない。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	103
四国	69	38	・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電ができないため。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	37
九州	230	183	・小丸川3号機(30)が補修停止。 ・昼間放水時間が約15時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並みの発電は出来ない。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできない。	175
合計	2,752	1,825		1,865

(5) 再生可能エネルギー(太陽光、地熱、風力) ~2015 年度冬季(1月)  
は 2014 年度冬季見通しから+4.5 万 kW (実績から▲226 万 kW)

①太陽光発電 ~2015 年度冬季(1月)は 2014 年度冬季見通しから+5 万 kW  
(実績から▲127 万 kW)

冬季は、電力需要のピーク時間帯が夕方となる地域が多く、日射量が見込めないため、太陽光発電の供給力は基本的に見込まない(中部電力については、電力需要のピーク時間帯が午前中となるため、供給力に計上する。)

表 3 3 に 2015 年度冬季の太陽光発電の見込みを示す。

【表 3 3 2015 年度冬季の太陽光発電の供給力見込み】

(万 kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見通し	0.0	0.0	0.0	12.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.1
想定最大需要時間	17-18時	17-18時	17-18時	9-10時	18-19時	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	—

(参考)2014 年度冬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	合計
供給力見通し	0.0	0.0	0.0	7.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	7.1
供給力実績	0.0	0.0	0.0	138.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	138.8
(最大需要日時)	12/16 16-17時	12/17 17-18時	2/5 17-18時	12/18 10-11時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	2/9 19-20時	—

②風力発電 ～2015 年度冬季（1月）は 2014 年度冬季見通しから+0.2 万 kW（実績から▲99 万 kW）

風力発電は、電力需要のピーク時間帯に風が吹くとは限らないことから、水力発電と同様に、各月の風力発電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、風力発電は、水力発電に比べてデータの蓄積が少ない（過去 4～9 年間）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 3 4 に 2015 年度冬季の風力発電の供給力見込みを示す。

【表 3 4 2015 年度冬季の風力発電の供給力見込み】

○風力発電の供給力(2015 年度 1 月)

(万kW,%)		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)		1.5	6.1	1.9	0.0	0.4	0.1	0.6	0.7	1.0	12.3
内訳	設備容量(万kW)	31.8	81.8	40.6	24.2	13.4	15.1	30.1	14.5	47.0	298.5
	出力比率(%)	4.8%	7.4%	4.5%	0.2%	2.7%	0.5%	2.1%	4.5%	2.0%	-
	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 年度冬季の見通し試算及び実績

(万kW)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し試算(万kW)		1.6	5.6	2.0	0.1	0.4	0.1	0.5	0.7	1.1	12.1
供給力実績		19.5	32.0	1.4	12.6	4.9	5.4	10.6	4.6	19.8	110.8
(最大需要日時)		12/16 16-17時	12/17 17-18時	2/5 17-18時	12/18 10-11時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 18-19時	-

③地熱発電 ～2015 年度冬季（1月）は 2014 年度冬季見通しから増減 0kW（実績から+1 万 kW）

地熱発電は、蒸気量の増加等により、2014 年度冬季から 1 万 kW の供給力の増加を見込む。表 3 5 に 2015 年度冬季の地熱発電の供給力見込みを示す。

【表 3 5 2015 年度冬季の地熱発電の供給力見込み】

○地熱発電の供給力(2015 年度 1 月)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
地熱供給力(万kW)	2	13	0	-	-	-	-	-	17	32

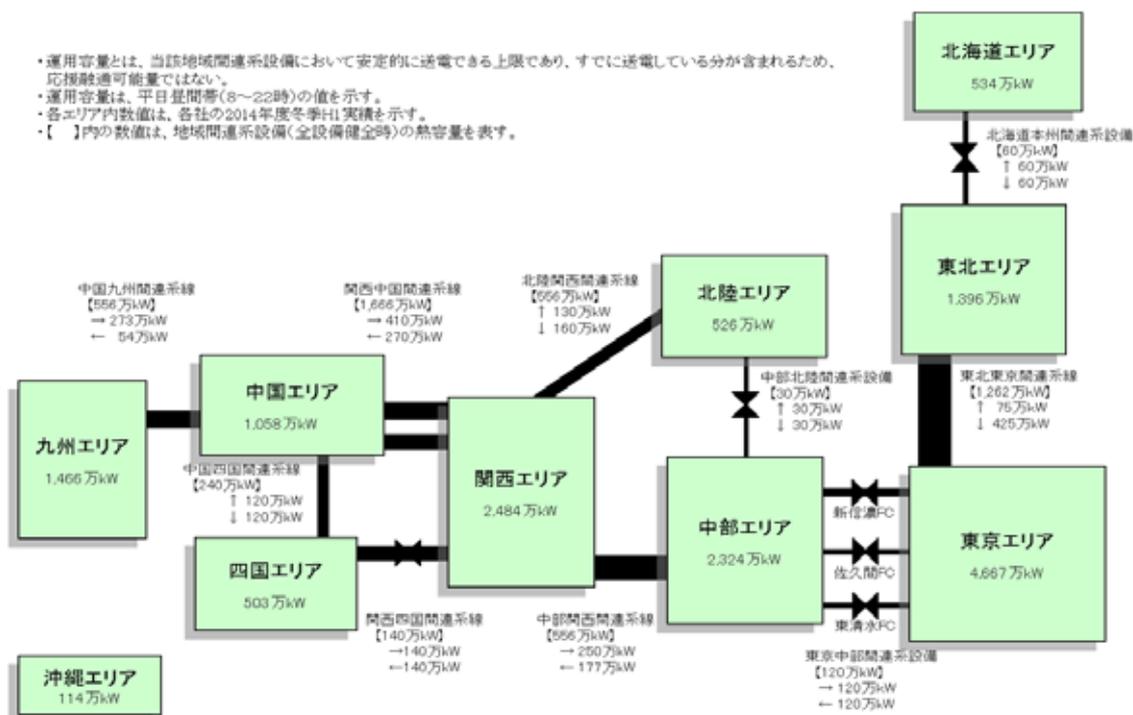
(参考)2014 年度冬季の見通し及び実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見通し(万kW)	2	13	0	-	-	-	-	-	17	32
供給力実績(万kW)	2	13	0	-	-	-	-	-	16	31
(最大需要日時)	12/16 16-17時	12/17 17-18時	2/5 17-18時	12/18 10-11時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 17-18時	12/17 18-19時	-

## (6) 電力融通

今冬の需給見通しにおいて、現時点では各社間の融通を見込んでいない。

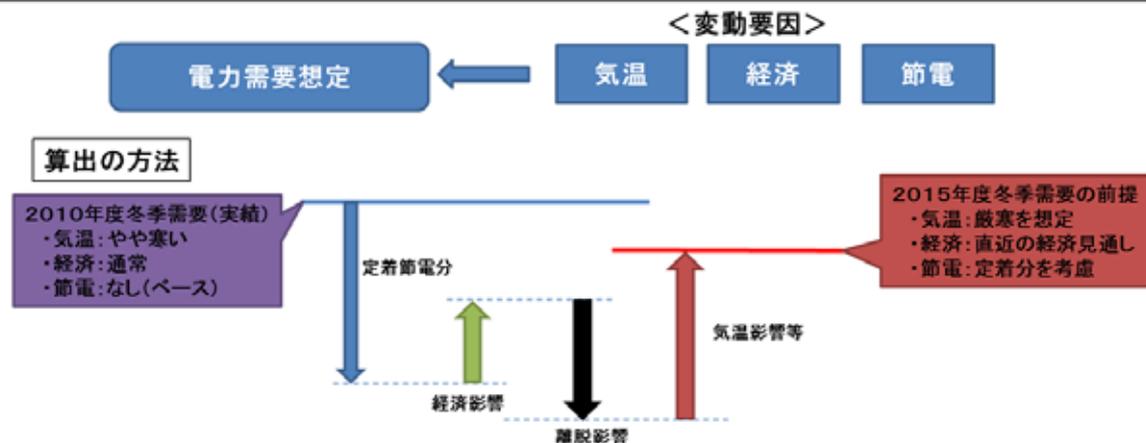
(参考 地域間連系線の現状 (日本地図))



### 3. 2015 年度冬季の需要の想定

2015 年度冬季の需要想定にあたっては、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 8）。以下、変動要因毎に検証結果を記す。

- 需要想定にあたっては、厳寒となることを想定しつつ、直近の経済見通し、節電の定着状況を踏まえて想定。
- 2015 年度冬季の需要想定にあたっては、各要因について、以下の前提で試算した。
  - ① 気温影響：2011 年度冬季並みの厳寒を想定。（北海道電力は2010 年度、東北電力及び東京電力は2013 年度並みの厳寒を想定）
  - ② 経済影響：直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域の実情を考慮。
  - ③ 節電影響：2014 年度冬季の節電実績を踏まえ、直近（2015 年8～9 月）に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電」を想定。



【図 8 2015 年度冬季の需要想定について】

#### (1) 気温影響等<sup>※</sup> ～2010 年度冬季から気温影響等+471 万 kW

※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。

2015 年度冬季において気温が低くなるリスクを考慮し、過去 10 年の中で最も厳寒だった 2011 年度冬季並みを想定する。ただし、北海道電力管内については更に厳寒であった 2010 年度、東北電力及び東京電力については 2013 年度冬季並みを想定する。このため、2010 年度と比較して、気温影響等による需要は 471 万 kW 増加する見込みとなる。

#### (2) 経済影響等<sup>※</sup> ～2010 年度冬季から経済影響+150 万 kW、離脱影響▲496 万 kW

※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。

2015 年度冬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 3 6 に各電力会社 2015 年度冬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電力会社の合計では、2010年度比で150万kWの増加を見込む(2014年度見通しからは6万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、本年4月に発足した広域機関(電力広域的運営推進機関)の役割を踏まえ、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36 2015年度冬季の経済影響等】

○2015年度冬季の経済影響等(対2010年度冬季差)

(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	▲1	+17	▲206	+12	▲98	▲3	▲18	▲14	▲38	▲346
内訳	経済影響	+10	+34	+71	+53	+6	▲10	▲7	▲5	+150
	新電力への 離脱影響	▲11	▲17	▲277	▲41	▲104	▲1	▲7	▲33	▲496

(参考)2014年度冬季の経済影響(対2010年度冬季差(見通し))

(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	+9	+9	+72	+62	+10	▲3	▲24	▲9	▲2	+124

### (3) 節電影響 ～2010年度冬季から▲724万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年度冬季の各電力会社における節電実績をベースとし、これに本年8～9月に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、各電力会社において「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年度冬季に節電を継続する」と回答した回答者であって、「2015年度冬季も2014年度冬季と同等の節電を継続する」と回答した回答者の割合を、節電の継続率とし、これに2014年度冬季の節電実績を乗じて、2015年度冬季に見込む定着節電を算出した。

表37に以上の方法によって算出された各電力会社における定着節電を示す。節電影響による需要減は、9電力会社の合計では、2010年度比で▲724万kWを見込むこととする。

- 2014年度冬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を踏まえて「定着節電」を算出。
- 具体的には、2015年度冬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年度冬季の継続率※2を算出。
- 2014年度冬季の節電実績①に、2015年度冬季の継続率②を乗じて、2015年度冬季の定着節電③を算出。

※1 2015年度冬季において、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：8月下旬～9月上旬）。  
 ※2 「2014年度冬季節電を実施した」と回答した人のうち、「2015年度冬季節電を継続する」×「2015年度冬季に2014年度冬季と同様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) 北海道電力**
- (1) 2015年度冬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年度冬季の継続率はそれぞれ、83%、90%、80%となる。
  - (2) 2014年度冬季節電実績40万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2015年度冬季の定着節電34万kWを算出。



【図9 定着節電の算出方法（北海道電力の例）】

【表37 2015年度冬季の節電影響】

○2015年度冬季の節電影響 (単位: 万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2014年度冬季節電実績	▲40 [▲6.9%]	▲36 [▲2.6%]注2	▲443 [▲8.6%]	▲75 [▲3.2%]	▲118 [▲4.4%]	▲12 [▲2.3%]	▲16 [▲1.5%]	▲29 [▲5.6%]	▲49 [▲3.2%]
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	85%	83%	91%	87%	86%	83%	88%	86%	88%
③2015年度冬季定着節電(①×②)	▲34 [▲5.9%]	▲30 [▲2.1%]	▲402 [▲7.8%]	▲65 [▲2.8%]	▲101 [▲3.8%]	▲10 [▲1.9%]	▲14 [▲1.3%]	▲25 [▲4.8%]	▲43 [▲2.8%]
(参考) 2010年度冬季最大電力需要	579	1,470 (1,398)	5,150	2,342	2,665	528	1,074	520	1,533

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1,398万kWとの節電率。

## ②需給調整契約

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

表38に2015年度冬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38 2015年度冬季の需給調整契約見込み】

○2015年度冬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	5万kW	12万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	17万kW
随時調整契約電力	20万kW	26万kW	152万kW	71万kW	37万kW	21万kW	109万kW	35万kW	31万kW	502万kW

(参考)2014年度冬季の見通し

	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	5万kW	15万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	0万kW	17万kW	37万kW
随時調整契約電力	15万kW	31万kW	160万kW	73万kW	35万kW	21万kW	113万kW	35万kW	36万kW	519万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、電気料金が割り引かれる。

②随時調整契約

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

## 4. 電力需給バランスの検証

### (1) 2015 年度冬季の電力需給の見通し

以上を踏まえ、表 39 に 2015 年度冬季の電力需給の見通しを示す。2015 年度冬季の電力需給は、厳寒となるリスクや直近の経済成長、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力会社においても、予備率 3% 以上を確保できる見通しである。

【表 39 2015 年度冬季の電力需給の見通し】

【12月】

(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	沖縄
①最大電力需要	6,316	543	1,373	4,400	8,081	2,297	2,410	503	987	497	1,387	14,397	113
②供給力	7,244	631	1,456	5,157	8,601	2,426	2,531	554	1,097	515	1,478	15,845	172
②供給-①需要 (予備率)	928 (14.7%)	88 (16.2%)	83 (6.1%)	757 (17.1%)	520 (6.4%)	129 (5.6%)	121 (5.0%)	51 (10.1%)	110 (11.1%)	18 (3.7%)	91 (6.6%)	1,448 (10.1%)	59 (52.1%)

※東京電力富津4-2、3軸の稼働を加味

【1月】

(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	沖縄
①最大電力需要	6,799	543	1,416	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,259	117
②供給力	7,288	622	1,516	5,150	8,955	2,496	2,604	567	1,151	535	1,602	16,244	176
②供給-①需要 (予備率)	489 (7.2%)	79 (14.5%)	100 (7.1%)	310 (6.4%)	495 (5.9%)	140 (6.0%)	108 (4.3%)	38 (7.3%)	84 (7.8%)	38 (7.5%)	87 (5.8%)	985 (6.5%)	59 (50.0%)

※東京電力富津4-2、3軸の稼働を加味

【2月】

(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	沖縄
①最大電力需要	6,791	543	1,408	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,251	115
②供給力	7,272	619	1,493	5,160	8,919	2,499	2,579	557	1,170	528	1,586	16,192	168
②供給-①需要 (予備率)	481 (7.1%)	76 (14.0%)	85 (6.1%)	320 (6.6%)	459 (5.4%)	143 (6.1%)	83 (3.3%)	28 (5.3%)	103 (9.6%)	31 (6.2%)	71 (4.7%)	941 (6.2%)	53 (46.1%)

※東京電力富津4-2、3軸の稼働を加味

【3月】

(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	沖縄
①最大電力需要	6,111	505	1,316	4,290	7,643	2,193	2,261	501	963	431	1,294	13,754	112
②供給力	7,140	594	1,403	5,143	8,273	2,369	2,331	551	1,037	486	1,499	15,413	172
②供給-①需要 (予備率)	1,029 (16.8%)	89 (17.6%)	87 (6.6%)	853 (19.9%)	630 (8.2%)	176 (8.0%)	70 (3.1%)	50 (10.0%)	74 (7.7%)	55 (12.8%)	205 (15.8%)	1,659 (12.1%)	60 (53.4)

※東京電力富津4-2、3軸の稼働を加味

### (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 年度冬季においては、電力会社間での電力融通がなくとも、いずれの電力会社においても予備率 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。

他方、北海道電力については、予備力の絶対値を見る必要がある。北海道電力は、予備率 14.0%<sup>2</sup> (76 万 kW) であるが、他電力からの電力融通に制約があること (北本連系線の設備容量である 60 万 kW まで)、発電所 1 機の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと (最大機である苫東厚真発電所 4 号機 (石

<sup>2</sup> 北海道における需給対策を検討するときは、電力需給バランスが最も厳しい 2 月をもとに検討している。

炭、70万kW)の停止は、予備率12.9%の喪失に相当)、厳寒であり、電力需給のひっ迫が、国民の生命、安全に与える影響が甚大であること等を踏まえ、特別な対応を検討する必要がある。

### (3) 北海道電力における電力需給についての検証

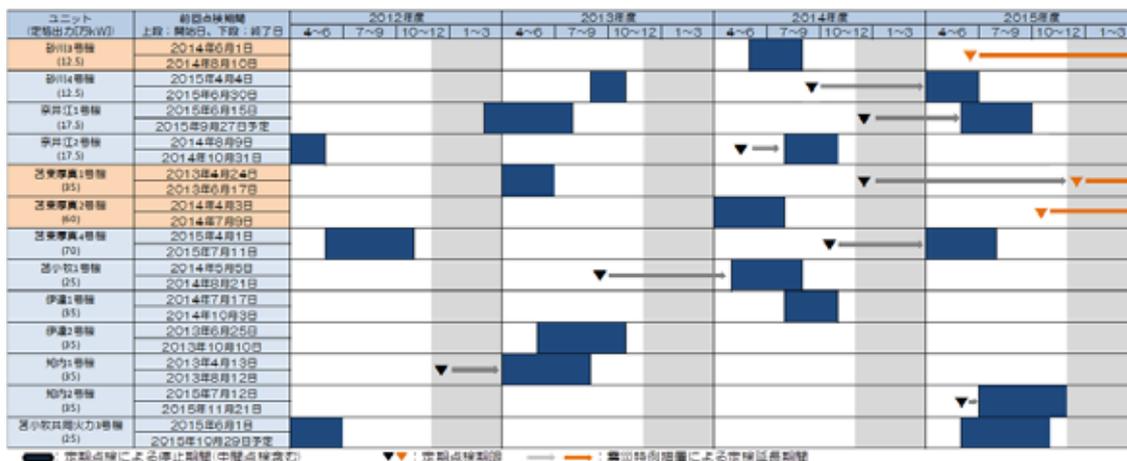
#### ① 冬季の北海道の電力需要の特殊性

冬季の北海道は、暖房(約242万世帯)、水道管等の凍結防止ヒーター、鉄道ポイントヒーター(約400箇所)、積雪対策のためのルーフヒーティング(約3万箇所)、ロードヒーティング(約8万箇所)等に電力を使用するため、夏季に比べて最大電力需要が約15%、電力量で25%程度増加する。万一、電力需給がひっ迫すれば、暖房器具の停止、水道管の凍結、路面凍結等を引き起こし、国民の生命やライフライン機能の維持に重大な支障を来すおそれがある。

#### ② 北海道電力における計画外停止のリスク

北海道電力においては、火力発電設備の計画外停止を避けるため、パトロールや運転監視の強化による発電設備の異常兆候の早期発見、資機材の在庫確保や24時間体制での補修作業等に努めている。

しかし、原子力発電設備の稼働停止に伴い、従前のように定期検査を実施できていない状況にあり、供給力確保のため、図10の通り、震災特例措置により定期検査の実施を繰り延べることにより、冬季の供給力を確保している。



【図10 震災特例による定期検査の繰り延べ状況】

北海道電力において、2010年度に137万kWの計画外停止(過去最大)が発生している。仮に、同規模の計画外停止が2015年度冬季(2月)に発生したとしても、随時調整契約を発動し(17万kW)、北本連系線により他電力から最大限の電力融通(60万kW)の受電を織り込むことで、安定供給に必要な予備率

3%を確保できる見込みである。

北海道電力は、需給状況が緩和する秋季に可能な限りの設備点検や補修を行うとともに、冬季における現場パトロールの強化、補修作業の24時間体制構築等に引き続き努め、その上で、大規模な計画外停止が発生した場合にも、電力需給がひっ迫することのないよう、需給両面での対策に万全を期す必要がある。

#### (4) 需要サイドの対策

以上を踏まえ、まず、需要サイドで必要と考える対策を以下に記す。

北海道電力においては、最近発生している計画外停止の年間最大級のリスクに備えることは当然として、過去最大級、又はそれを上回る計画外停止が発生しても電力需給がひっ迫することのないようリスクに備える必要があるが、今冬においては、大規模な計画外停止が発生しない限り、電力の安定供給に必要な予備率は確保されていることを踏まえ、通告調整契約等への加入促進など、できる限り需要家の負担にならない弾力的な方策を検討すべきである。

他の電力会社についても、本小委員会で示した需給見通しは、表40に示す定着節電分の節電が行われることを前提としており、節電がこの水準で行われるよう促す必要がある。

なお、節電要請を行うに当たっては、事業者（各業種）と家庭とでは節電の方法が異なるため、国民各層において効果的かつ適切に節電が行われるよう、2015年度夏季に引き続き、節電メニュー等を分かりやすく示すべきである。その際、ピークカット対策としての節電（kW）と日常の省エネ（kWh）との違いが国民に理解されるよう、留意すべきである。また、でんき予報による電力需給の状況等の情報提供を引き続き行うべきである。

【表40 各電力会社における2015年度冬季の定着節電見込み】

(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
2015年度冬季 定着節電	▲34 [▲5.9%]	▲30 [▲2.1%]	▲402 [▲7.8%]	▲65 [▲2.8%]	▲101 [▲3.8%]	▲10 [▲1.9%]	▲14 [▲1.3%]	▲25 [▲4.8%]	▲43 [▲2.8%]

※[ ]は2010年度比

#### (5) 供給サイドの対策

計画外停止の件数が震災前より増えていることを踏まえ、まずは、各電力会社において、引き続き、発電設備の保守・点検を徹底すべきである。

その上で、発電設備の計画外停止等が発生した場合に、他の電力会社から電力融通を受けることができるよう、本年4月に発足した電力広域的運営推進機関が中心的役割を担い、電力の広域融通を行う体制を確保する必要がある。また、自家発電事業者からの追加的な電力購入等の供給力を確保するための対策を適切に図るべきである。

(6) 川内原発2号機の再稼働を考慮した場合の試算について

川内原発2号機は本年10月15日に再起動したところであり、以下に川内原発2号機の再稼働を考慮した場合の需給見通しを示す。(表41)

川内原発2号機の再稼働を考慮した場合、2月では九州電力において8.8%、9電力合計では6.6%の予備率を確保できる見通しとなる。

【表41】川内原発2号機の再稼働を考慮した場合の需給見通し

【12月】

(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	沖縄
①最大電力需要	6,316	543	1,373	4,400	8,081	2,297	2,410	503	987	497	1,387	14,397	113
②供給力	7,244	631	1,456	5,157	8,679	2,426	2,531	554	1,097	515	1,556	15,923	172
②供給-①需要 (予備率)	928 (14.7%)	88 (16.2%)	83 (6.1%)	757 (17.2%)	598 (7.4%)	129 (5.6%)	121 (5.0%)	51 (10.1%)	110 (11.1%)	18 (3.7%)	169 (12.2%)	1,526 (10.6%)	59 (52.1%)

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【1月】

(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	沖縄
①最大電力需要	6,799	543	1,416	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,259	117
②供給力	7,288	622	1,516	5,150	8,987	2,496	2,604	567	1,151	535	1,634	16,275	176
②供給-①需要 (予備率)	489 (7.2%)	79 (14.5%)	100 (7.1%)	310 (6.4%)	527 (6.2%)	140 (6.0%)	108 (4.3%)	38 (7.3%)	84 (7.8%)	38 (7.5%)	119 (7.8%)	1,016 (6.7%)	59 (50.0%)

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【2月】

(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	沖縄
①最大電力需要	6,791	543	1,408	4,840	8,460	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,251	115
②供給力	7,272	619	1,493	5,160	8,981	2,499	2,579	557	1,170	528	1,648	16,254	168
②供給-①需要 (予備率)	481 (7.1%)	76 (14.0%)	85 (6.1%)	320 (6.6%)	521 (6.2%)	143 (6.1%)	83 (3.3%)	28 (5.3%)	103 (9.6%)	31 (6.2%)	133 (8.8%)	1,003 (6.6%)	53 (46.1%)

※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

【3月】

(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	沖縄
①最大電力需要	6,111	505	1,316	4,290	7,643	2,193	2,261	501	963	431	1,294	13,754	112
②供給力	7,140	594	1,403	5,143	8,393	2,369	2,331	551	1,037	486	1,619	15,533	172
②供給-①需要 (予備率)	1,029 (16.8%)	89 (17.6%)	87 (6.6%)	853 (19.9%)	750 (9.8%)	176 (8.0%)	70 (3.1%)	50 (10.0%)	74 (7.7%)	55 (12.8%)	325 (25.1%)	1,779 (12.9%)	60 (53.4%)

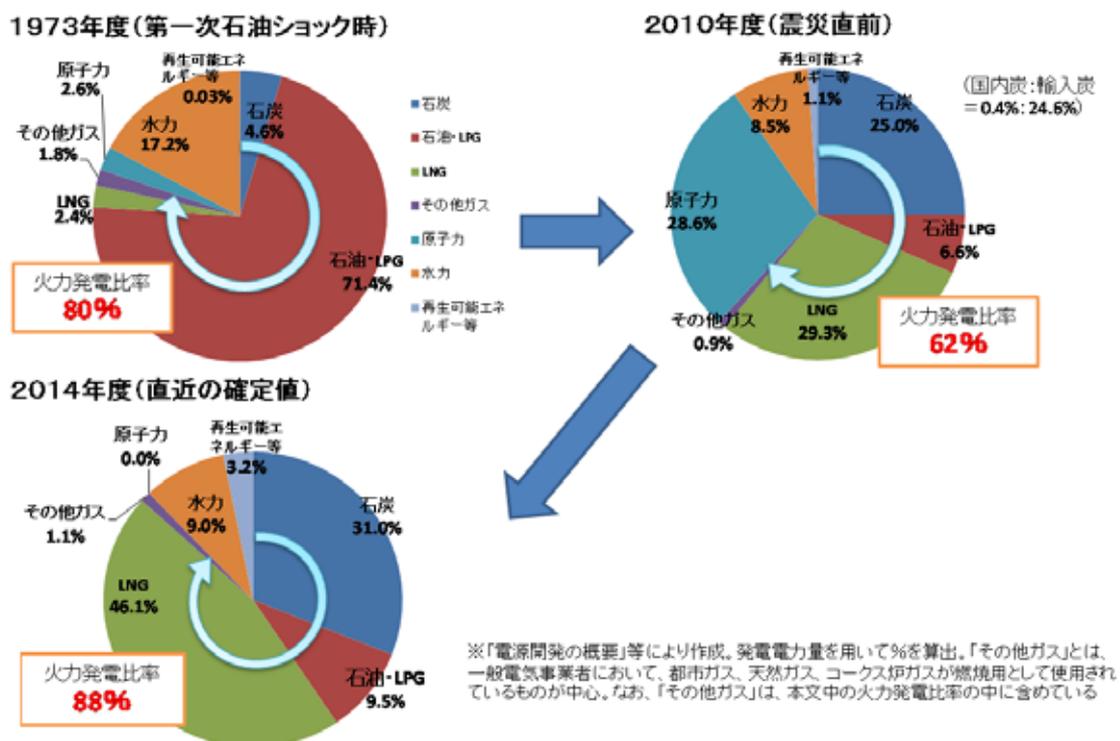
※東京電力富津4-2, 3軸の稼働を加味

### 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. 火力発電設備の稼働増に伴う課題について

##### (1) 火力発電設備の稼働増に伴う化石燃料への依存度の増加について

東日本大震災以降、原子力発電が稼働停止する中、長期停止させていた火力発電設備の再稼働を含め、火力発電設備の稼働増等によって供給力を確保してきた。図11に東日本大震災前後の電源構成を示す。電源構成に占める火力発電比率は、東日本大震災前の2010年度には約62%であったが、震災後の2014年度には約88%となっており、オイルショック時（1973年度：80%）を上回っている。エネルギー資源に乏しい我が国は、火力発電の燃料である化石燃料の大部分を海外からの輸入に依存しており、資源調達における交渉力の限界等の課題や、資源調達国やシーレーンにおける情勢変化の影響による、供給不安に直面するリスクを常に抱えている。東日本大震災以降、こういったエネルギー供給構造の脆弱性が非常に高まっている。



【図11 電気事業者の電源構成推移】

##### (2) 火力発電設備の稼働増に伴う燃料費の増加について

表42に燃料費増加の見通しを示す。原子力発電の停止分の発電電力量を、火力発電の焼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、2015年度の燃料費は約2.3兆円増加（人

口で単純に割り戻すと、国民一人当たり 2 万円弱の負担増加。販売電力量（10 社 8,230 億 kWh）で単純に割り戻すと、3 円/kWh の負担増加）すると推計される。また、累積での燃料費の増加額は、2014 年度末までに 12.4 兆円に達しており、見込みも含めると 2015 年度末までに 14.7 兆円に達すると試算される。

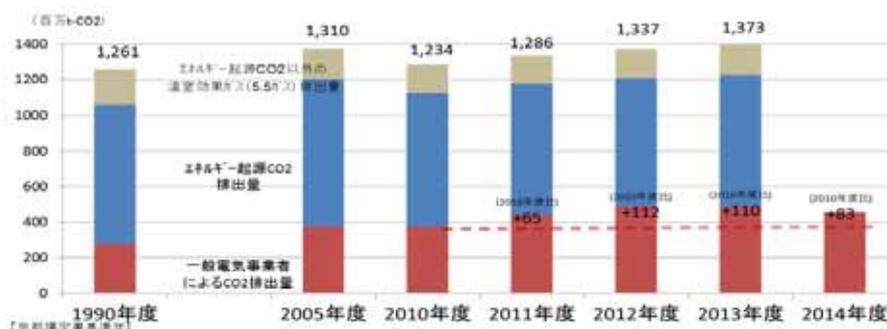
【表 4 2 燃料費の増加の見通し】

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.3兆円	18.2兆円±α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.7兆円	7.2兆円	6.1兆円±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	+2.3兆円 内訳 LNG +1.7兆円 石油 +0.8兆円 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%	18.9%	17.6%	12.6%
原子力利用率	67.3%	23.7%	3.9%	2.3%	0%	1.3%

### （3）火力発電設備の稼働増に伴う温室効果ガス排出の増加について

火力発電設備の稼働増による発電部門における温室効果ガス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-CO<sub>2</sub> であったが、震災後、原発停止に伴う火力発電の焼き増しにより、2014 年度は約 4.57 億 t-CO<sub>2</sub> と、2010 年度比で約 0.83 億 t-CO<sub>2</sub>（約 22%）増加し、電力分野からの温室効果ガスの排出量は高止まり傾向にある。その間、我が国全体の温室効果ガス排出量は 2010 年度の 13.0 億 t-CO<sub>2</sub> から 2013 年度の 14.1 億 t-CO<sub>2</sub> へと約 1.1 億 t-CO<sub>2</sub>（約 8%）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。



【図 1 2 温室効果ガス排出の推移】

## 2. 諸課題に関する取組について

原子力発電の稼働停止に伴う燃料調達コストの増加、電気料金の上昇は、国民、企業の負担増につながるものであり、政府及び電力会社においては、対策を着実かつ迅速に進めていく必要がある。

原子力発電については、政府は、いかなる事情よりも安全性を全てに最優先し、その安全性については、原子力規制委員会の専門的な判断に委ね、原子力規制委員会により規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し再稼働を進めることとしている。また、その際、国も前面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るように取り組むとしている。

本年9月に九州電力川内原子力発電所1号機が営業運転を開始し、供給力が増したことで、万一の火力発電設備のトラブルへの対応力が増すとともに、火力発電の稼働を低減することが可能となり、燃料調達コストの抑制や温室効果ガスの排出削減、化石燃料依存度の低減につながる。

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

また、米国で日本企業が関与する全てのLNGプロジェクトについて、米国政府からの輸出承認を獲得し、2016年以降順次供給が開始される予定である。これらは、米国天然ガス価格指標に連動したLNG売買契約であり、従来よりも安定した価格での調達が期待される。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。

このような取組は電力会社の燃料調達コストの引き下げにつながるが、政府においても、燃料調達先の多角化や、資源外交の積極的展開を通じた日本企業による上流権益獲得、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構を通じたリスクマネー供給、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上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、東日本大震災後の厳しい電力需給の状況を踏まえた節電の取組においては、企業を中心に、電力の確保や製品の供給を行うため、一方的なコスト負担となる取組も多数行われている。東日本大震災後、企業を中心に自家発電設備の設置や生産の夜間・休日シフト（人件費の増加）等の取組が行われてきており、機会費用の損失や対策費用を含め、コストの増加を伴う取組が数多く行われていることを忘れてはならない。

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

## おわりに ～政府への要請～

本小委員会における検証の結果、2015年度冬季の電力需給は、厳寒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、いずれの電力会社においても、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。

但し、火力発電や水力発電の震災特例等による定期検査の繰延べや震災前に長期停止していた火力発電の稼働等を前提としていたとともに、火力発電設備の高稼働に伴う機器や部品の劣化が要因とみられる計画外停止が増加しており、このまま火力発電設備の稼働率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。

特に、北海道電力においては、昨年より予備率は改善しているものの、引き続き、他電力からの電力融通に制約があること、発電所1機の計画外停止の予備率に与える影響が大きいこと、厳寒であり、万一、電力需給がひっ迫した場合には、国民の生命、安全を脅かす可能性があること等を踏まえた特別の需給対策を講じる必要がある。

こうした状況を勘案し、政府においては、全国で火力発電設備の保守・保安の一層の強化、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、ディマンドレ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、需給両面で適切な対策を講じるべきである。

また、北海道電力においては、これまでの節電要請の影響も勘案し、計画外停止の年間最大級のリスクにも備えることは当然として、過去最大級、又はそれを上回る計画外停止が発生しても、電力需給がひっ迫することのないよう、多重的な需給対策を講じ、安定した電力需給の実現に万全を期すべきである。

電力需給の量的なバランスのみならず、コスト増やCO<sub>2</sub>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、原子力発電設備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、2015年度の燃料費は、2.3兆円増加すると試算される。また、一般電気事業者のエネルギー起源CO<sub>2</sub>排出量は、2010年度と比較して、2014年度には0.83億トン（約22%）増加している。さらに、発電電力量に占める火力発電の割合についても、震災前（2010年度）の62%から2014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（80%）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。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。

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
	市川 晶久	日本商工会議所 産業政策第二部 副部長
	植田 和弘	京都大学大学院経済学研究科教授・研究科長
	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
	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・相談員協会常任顧問
	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



# 2015年度夏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

45

## 2015年度夏季の需給実績(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 見通し(注4)	8月 見通し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0	0	0	0
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,328	13,376	13,511	12,837	674
うち常設されている火力	12,398	12,019	12,525	12,833	12,810	12,966	13,088	12,465	623
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	184	217	149	149	86	63
うち緊急設置電源	-	87	289	272	85	78.4	77.4	77.4	0
うち自家発電買取	144	237	311	225	213	185	197	209	+12
水力(注1)	1,367	1,380	1,268	1,287	1,324	1,331	1,218	1,228	+10
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	1,855	2,188	2,222	2,231	+9
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	699	527.2	541.7	1,140.6	+599.5
地熱	30	30	30	27	28	28.4	29.5	27.6	2.4
太陽光	-	-	121	220	633	495.8	509.8	1,093.2	+583.5
風力	-	-	14	24	38.3	3.0	2.4	19.8	+17.2
融通	0	64	36	5	14	0	0	41	+41
新電力への供給等	47	82	45	17	170	136	137	308	171
<b>供給力計</b>	<b>19,518</b>	<b>17,141</b>	<b>17,090</b>	<b>17,206</b>	<b>17,048</b>	<b>17,287</b>	<b>17,359</b>	<b>17,172</b>	<b>187</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(19,518)</b>	<b>(17,077)</b>	<b>(17,054)</b>	<b>(17,211)</b>	<b>(17,034)</b>	<b>(17,287)</b>	<b>(17,359)</b>	<b>17,130</b>	<b>229</b>
<b>需要想定</b> (、、、加味)	<b>17,987</b>	<b>15,661</b>	<b>15,743</b>	<b>16,125</b>	<b>15,545</b>	<b>16,223</b>	<b>16,260</b>	<b>15,454</b>	<b>806</b>
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	0	0	0	0
経済影響等	-	-	-	39	224	272	272	641	369
定着節電	-	-	-	1,667	1,746	1,529	1,529	1,827	298
気温影響・その他(注3)	-	-	-	106	472	37	74	66	140
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、、加味)	<b>1,530 (8.5%)</b>	<b>1,479 (9.4%)</b>	<b>1,347 (8.6%)</b>	<b>1,080 (6.7%)</b>	<b>1,503 (9.7%)</b>	<b>1,064 (6.6%)</b>	<b>109 (6.8%)</b>	<b>1,719 (11.1%)</b>	-
<b>要綱需ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.5%</b>	<b>6.4%</b>	<b>5.6%</b>	<b>3.7%</b>	<b>6.7%</b>	<b>3.6%</b>	<b>3.8%</b>	<b>8.1%</b>	-

(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等が合わない場合がある。

(注3) 気象影響分の他、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) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

46

# 2015年度夏季の需給実績(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 見通し(注4)	8月 見通し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	1,527	470	0	0	0	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,204	6,085	5,914	6,075	5,703	372
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	5,523	381
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	30	85	30	30	27	3
うち緊急設置電源	-	87	287	267	79	73	72	72	0
うち自家発電買取	48	164	169	95	85	62	69	81	+12
水力(注1)	599	527	420	509	506	525	479	449	30
揚水	926	754	945	775	781	1,026	1,055	992	63
地熱・太陽光・風力	13	14	54	86	280	160.7	164.0	520.6	+356.6
地熱	13	14	14	11	12	12.9	14.0	12.3	1.7
太陽光	-	-	33	68	239	145.9	148.6	494.7	+346.1
風力	-	-	7	8	29.1	1.9	1.4	13.6	+12.2
融通	0	65	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	38	46	19	33	112	87	88	147	59
<b>供給力 計</b>	<b>8,728</b>	<b>7,321</b>	<b>7,433</b>	<b>7,540</b>	<b>7,540</b>	<b>7,538</b>	<b>7,687</b>	<b>7,518</b>	<b>169</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(8,728)</b>	<b>(7,256)</b>	<b>(7,433)</b>	<b>(7,540)</b>	<b>(7,540)</b>	<b>(7,538)</b>	<b>(7,687)</b>	<b>7,518</b>	<b>169</b>
<b>需要想定</b> (、、、加味)	8,062	6,653	6,925	6,865	6,799	6,970	7,007	6,797	-210
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-	0	0
経済影響等	-	-	-	53	46	98	98	267	169
定着節電	-	-	-	898	924	831	831	924	93
気温影響・その他(注3)	-	-	-	303	293	163	126	74	+52
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	0	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	675 (9.8%)	741 (10.9%)	568 (8.1%)	680 (9.7%)	722 (10.6%)	-
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	6.8%	7.9%	5.1%	6.7%	7.6%	-

(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) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注3) 気象影響分の他、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) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(北海道電力) 最大需要日

(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 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (8月5日)	備考(差分理由等)
原子力	210	94	0	0	0	0	0	0	0
火力	357	398	378	429	395	362	384	371	14
うち常設されている火力	357	398	367	407	375	343	359	355	4 IPP出力制約作業( 3万kW)
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	15	0
うち自家発電買取	0	0	4	6	4	3	10	1	9 当日の自家発電余剰購入減
水力(注1)	79	93	83	70	60	67	56	64	+8 自流水水力の増
揚水	25	29	30	30	30	75	75	80	+5 日々の運用状況による増
地熱・太陽光・風力	1	1	7	4	27	0.6	1.5	49.8	+48.3
地熱	1	1	2	0	0	0.0	1.0	0.0	1.0
太陽光	-	-	0	3	16	0.0	0.0	40.7	+40.7 日射に恵まれたことによる増
風力	-	-	5	2	11	0.6	0.5	9.1	+8.6 風況に恵まれたことによる増
融通	0	57	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	14	1	14	12	2	4	4	9	5 当日の新電力への供給増
<b>供給力 計</b>	<b>658</b>	<b>558</b>	<b>512</b>	<b>544</b>	<b>510</b>	<b>500</b>	<b>513</b>	<b>556</b>	<b>+43</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(658)</b>	<b>(615)</b>	<b>(512)</b>	<b>(544)</b>	<b>(510)</b>	<b>(500)</b>	<b>(513)</b>	<b>(556)</b>	<b>(+43)</b>
<b>需要想定</b> (、、、加味)	506	485	483	450	459	453	472	447	25
<b>需要想定</b> (、、、加味)	-	-	-	-	-	439	458	-	-
経済影響等	-	-	2	3	3	3	3	4	7 離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	43	44	43	36	36	49	13 アンケート結果を上回るご協力をいただいたことによる節電の増
気温影響・その他(注4)	-	-	18	15	7	20	1	6	5 2010年度のH3発生日の最高気温(32.1℃)に対し、今夏のH3発生日の最高気温(31.0℃)が低かったことによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	95 (21.1%)	51 (11.1%)	47 (10.4%)	41 (8.7%)	110 (24.5%)	-
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	18.1%	8.1%	7.4%	5.7%	21.5%	-

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月4日、2013年度:8月7日、2012年度:9月18日、2011年度:9月16日、2010年度:8月31日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(北海道電力)

# 最小予備率日

(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 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	最小予備率日 (9月16日)	備考(差分理由等)		
原子力	210	94	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	357	398	378	429	395	362	384	326	59		
うち常設されて いる火力	357	398	367	407	375	343	359	308	52	蒸気漏洩補修による停止(苫厚真発電所2号機(60万kW))	
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	14	1		
うち自家発電買 取	0	0	4	6	4	3	10	4	7	8月と9月における自家発余剰購入量の差	
水力(注1)	79	93	83	70	60	67	56	58	+3	自流水水力の増	
揚水	25	29	30	30	30	75	75	53	22	有水試験による停止(京極発電所2号機(20万kW))	
地熱・太陽光・ 風力	1	1	7	4	27	0.6	1.5	3.7	+2.2		
地熱	1	1	2	0	0	0.0	1.0	1.8	+0.8		
太陽光	-	-	0	3	16	0.0	0.0	0.0	0		
風力	-	-	5	2	11	0.6	0.5	1.9	+1.4	風況に恵まれたことによる増	
融通	0	57	0	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等	14	1	14	12	2	4	4	9	+13	卸電力取引所からの受電増	
<b>供給力 計</b>	<b>658</b>	<b>558</b>	<b>512</b>	<b>544</b>	<b>510</b>	<b>500</b>	<b>513</b>	<b>450</b>	<b>63</b>		
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(658)</b>	<b>(615)</b>	<b>(512)</b>	<b>(544)</b>	<b>(510)</b>	<b>(500)</b>	<b>(513)</b>	<b>(450)</b>	<b>(63)</b>		
<b>需要想定 (、加味)</b>	<b>506</b>	<b>485</b>	<b>483</b>	<b>450</b>	<b>459</b>	<b>453</b>	<b>472</b>	<b>400</b>	<b>72</b>		
<b>需要想定 (、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>439</b>	<b>458</b>	<b>-</b>	<b>-</b>		
経済影響等	-	-	2	3	3	3	3	4	7	離脱需要の拡大等	
定着節電	-	-	43	44	43	36	36	49	13	アンケート結果を上回るご協力をいただいたことによる節電の増	
気温影響・その他 (注4)	-	-	18	15	7	20	1	53	52	2010年度のH3発生日の最高気温(32.1)に対し、今夏の最小予備率日の最高気温(24.0)が低かったことなどによる減	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
<b>需給ギャップ (予備率)</b>	<b>152 (29.9%)</b>	<b>73 (14.9%)</b>	<b>29 (6.0%)</b>	<b>95 (21.1%)</b>	<b>51 (11.1%)</b>	<b>47 (10.4%)</b>	<b>41 (8.7%)</b>	<b>50 (12.6%)</b>	<b>-</b>		
<b>要綱消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>26.9%</b>	<b>11.9%</b>	<b>3.0%</b>	<b>18.1%</b>	<b>8.1%</b>	<b>7.4%</b>	<b>5.7%</b>	<b>9.6%</b>	<b>-</b>		

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月4日、2013年度:8月7日、2012年度:9月18日、2011年度:9月16日、2010年度:8月31日)における実績。  
 (注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
 (注4) 気象影響分他、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の他、の見込み差なども含まれる。  
 (注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(東北電力)

# 最大需要日

(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 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (8月6日)	備考(差分理由等)	
原子力	247	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,397	1,319	1,377	1,384	+7	
うち常設されて いる火力	1,194	912	1,088	1,253	1,285	1,220	1,278	1,288	+10	試運転転差(新仙台3-1号(49万kW))、復水器性能低下(東新潟港2号(3万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	30	30	30	30	27	3	復水器性能低下(東新潟港1号(3万kW))
うち緊急設置電 源	-	0	88	88	64	58	57	57	0	
うち自家発電買 取	-	25	37	29	18	12	12	12	0	
水力(注1)	185	120	134	154	171	169	152	161	+9	出水に恵まれたことによる増
揚水	69	25	71	25	71	71	60	65	+5	第二沼沢の補修差等
地熱・太陽光・ 風力	12	13	22	24	60	37.0	39.5	92.2	+52.7	
地熱	12	13	12	11	12	12.7	12.8	12.1	0.7	
太陽光	-	-	8	9	31	23.2	25.9	76.1	+50.2	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	2	4.1	17.5	1.1	0.8	4.0	+3.2	風況に恵まれたことによる増
融通	0	162	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	49	11	7	101	113	105	105	111	6	卸電力取引への売電増等
<b>供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,303</b>	<b>1,468</b>	<b>1,502</b>	<b>1,586</b>	<b>1,491</b>	<b>1,524</b>	<b>1,591</b>	<b>+67</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,658</b>	<b>1,141</b>	<b>1,468</b>	<b>1,502</b>	<b>1,586</b>	<b>1,491</b>	<b>1,524</b>	<b>1,591</b>	<b>+67</b>	
<b>需要想定 (、加味)</b>	<b>1,557</b>	<b>1,246</b>	<b>1,364</b>	<b>1,322</b>	<b>1,360</b>	<b>1,427</b>	<b>1,445</b>	<b>1,393</b>	<b>52</b>	
<b>需要想定 (、加味)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	
経済影響等	-	-	-	-	-	+28	+28	+1	27	経済情勢の変化や離脱の進展などにより見通しを下回った
定着節電	-	-	-	-	-	65	65	79	14	お客さまの節電意識の定着などによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	93	75	86	11	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率)</b>	<b>101 (6.5%)</b>	<b>57 (4.6%)</b>	<b>104 (7.6%)</b>	<b>180 (13.6%)</b>	<b>226 (16.7%)</b>	<b>64 (4.5%)</b>	<b>79 (5.5%)</b>	<b>198 (14.2%)</b>	<b>-</b>	
<b>要綱消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>3.5%</b>	<b>1.6%</b>	<b>4.6%</b>	<b>10.6%</b>	<b>13.7%</b>	<b>1.5%</b>	<b>2.5%</b>	<b>11.2%</b>	<b>-</b>	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月5日、2013年度:8月19日、2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。  
 (注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
 (注4) 気象影響分他、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の他、の見込み差なども含まれる。  
 (注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(東北電力)

# 最小予備率日

(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 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (9月10日)	備考(差分理由等)	
原子力	247	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,397	1,319	1,377	1,066	311	
うち常設されて いる火力	1,194	912	1,088	1,253	1,285	1,220	1,278	969	308	補修差による減, 需給安定による停止(新潟4号(25万kW), 秋田2号(35万kW), 秋田3号(35万kW), 新仙台1号(35万kW), 東新潟港2号(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	30	30	30	30	26	4	復水器性能低下(東新潟港1号(4万kW))
うち緊急設置電 源	-	0	88	88	64	58	57	59	+2	
Aうち自家発電 買取	-	25	37	29	18	12	12	12	0	
水力(注1)	185	120	134	154	171	169	152	115	37	出水状況による減
揚水	69	25	71	25	71	71	60	60	0	出水による発電不可
地熱・太陽光・ 風力	12	13	22	24	60	37.0	39.5	65.8	+26.3	
地熱	12	13	12	11	12	12.7	12.8	11.0	1.8	補修差(柳津西山7.5万kW)
太陽光	-	-	8	9	31	23.2	25.9	23.7	2.2	日射量に恵まれなかったことによる減
風力	-	-	2	4.1	17.5	1.1	0.8	31.1	+30.3	風況に恵まれたことによる増
融通	0	162	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	49	11	7	101	113	105	105	114	9	卸電力取引への売電増等
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,586	1,491	1,524	1,133	391	
融通前供給力 計	1,658	1,141	1,468	1,502	1,586	1,491	1,524	1,133	391	
需要想定 (、加味)	1,557	1,246	1,364	1,322	1,360	1,427	1,445	1,027	418	
需要想定 (、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	+28	+28	+1	27	経済情勢の変化や離脱の進展などにより見通しを下回った
定着節電	-	-	-	-	-	65	65	79	14	お客さまの節電意識の定着などによる影響
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	93	75	86	7	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	180 (13.6%)	226 (16.7%)	64 (4.5%)	79 (5.5%)	106 (10.3%)	-	
要綱消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	13.7%	1.5%	2.5%	7.0%	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月5日、2013年度:8月19日、2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(東京電力)

# 最大需要日

(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 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (8月7日)	備考(差分理由等)	
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,293	4,233	4,314	3,948	366	
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	3,880	387	機器不具合による補修作業(千葉3-3軸(50万kW), 川崎1-1軸(50万kW), 鹿島6号機(100万kW), 姉崎4号機(60万kW)), 増出力運転の不実施等
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	55	0	0	0	0	
うち緊急設置電 源	-	87	192	164	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	48	139	128	60	63	47	47	68	21	自家発電購入増
水力(注1)	335	314	203	285	275	289	271	224	47	出水状況による減
揚水	832	700	844	720	680	880	920	847	73	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0.3	0.3	25.1	57.8	192.6	123.1	123.0	378.6	255.6	
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	
太陽光	-	-	24.8	55.8	191.8	122.7	122.7	377.9	255.2	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0.1	1.8	0.6	0.2	0.1	0.5	0.4	風力発電実績
融通	0	40	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	25	56	26	56	3	22	21	27	48	前日スポット(57)
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,444	5,547	5,650	5,371	279	
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,444)	(5,547)	(5,650)	(5,371)	(279)	
需要想定 (、加味)	5,999	4,922	5,078	5,093	4,980	5,090	5,090	4,957	133	
需要想定 (、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	129	129	264	135	新電力への離脱の影響や、想定していたGDP・IPの伸び率(対2010年度)の差異の影響など(GDP:+4.6% +3.8% IP:+2.5% +0.3%)
定着節電	-	-	-	-	-	730	730	796	66	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: 805)
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	50	50	+18	+68	2010年度並み猛暑(H3発生日最高気温:35.7(当社エリア内加重平均値、北の丸公園ベース)では35.6)を想定していたが、今夏のH3発生日の気温が、36.0度と想定を上回った影響など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (、加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	401 (7.9%)	464 (9.3%)	457 (9.0%)	560 (11.0%)	414 (8.3%)	-	
要綱消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	6.3%	6.0%	8.0%	5.3%	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月5日、2013年度:8月9日、2012年度:8月30日、2011年度:8月18日、2010年度:7月23日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(東京電力)

# 最小予備率日

(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				備考(差分理由等)
						7月 見直し(注5)	8月 見直し(注5)	ピーク需要日 (7月14日)	-	
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	0	0	
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,293	4,233	4,314	3,531	783	
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	3,457	810	補修停止(広野3号機(100万kW), 千葉3-3軸(50万kW), 川崎1-3軸(50万kW), 姉崎3号機(60万kW) 他)、需給安定に伴う停止、増出力運転の不実施等
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	55	0	0	0	0	
うち緊急設置電 源	-	87	192	164	0	0	0	0	0	
うち自家発電買 取	48	139	128	60	63	47	47	74	27	自家発電購入増
水力(注1)	335	314	203	285	275	289	271	265	6	出水状況による減
揚水	832	700	844	720	680	880	920	802	118	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0.3	0.3	25.1	57.8	192.6	123.1	123.0	169.0	46	
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0	
太陽光	-	-	24.8	55.8	191.8	122.7	122.7	163.2	40.5	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0.1	1.8	0.6	0.2	0.1	5.6	5.5	風力発電実績
融通	0	40	0	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	25	56	26	56	3	22	21	76	97	前日スポット(62)
<b>供給力 計</b>	<b>6,412</b>	<b>5,460</b>	<b>5,453</b>	<b>5,494</b>	<b>5,444</b>	<b>5,547</b>	<b>5,650</b>	<b>4,692</b>	<b>958</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(6,412)</b>	<b>(5,500)</b>	<b>(5,453)</b>	<b>(5,494)</b>	<b>(5,444)</b>	<b>(5,547)</b>	<b>(5,650)</b>	<b>(4,692)</b>	<b>(958)</b>	
<b>需要想定</b> (、、、加味)	<b>5,999</b>	<b>4,922</b>	<b>5,078</b>	<b>5,093</b>	<b>4,980</b>	<b>5,090</b>	<b>5,090</b>	<b>4,398</b>	<b>692</b>	
<b>需要想定</b> (、、、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	-	129	264	135	新電力への離脱の影響や、想定していたGDP・IPの伸び率(対2010年度)の差異の影響など (GDP:+4.6% +3.8% IP:+2.5% +0.3%)
定着節電	-	-	-	-	-	-	730	796	66	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: 805)
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	-	50	541	491	2010年度並み猛暑(H3発生日最高気温:35.7(当社エリア内加重平均値、北の丸公園 ベースでは35.6))を想定していたが、今夏の最小予備率日の気温が、34.6度と想定を下 回った影響など
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、、加味)	<b>413</b> (6.9%)	<b>538</b> (10.9%)	<b>375</b> (7.4%)	<b>401</b> (7.9%)	<b>464</b> (9.3%)	<b>457</b> (9.0%)	<b>560</b> (11.0%)	<b>294</b> (6.7%)	-	
<b>要綱需ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>3.9%</b>	<b>7.9%</b>	<b>4.4%</b>	<b>4.9%</b>	<b>6.3%</b>	<b>6.0%</b>	<b>8.0%</b>	<b>3.7%</b>	-	

(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)過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月16日、2013年度:8月9日、2012年度:8月30日、2011年度:8月18日、2010年度:7月23日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5)平成27年6月の見直しの見直しプレス時における見込み値。

53

# 2015年度夏季の需給実績(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 見直し(注4)	8月 見直し(注4)	ピーク需要日	-
原子力	1,956	707	237	236	0	0	0	0	0
火力	6,841	6,975	7,327	7,311	7,243	7,462	7,436	7,134	302
うち常設されて いる火力	6,745	6,854	7,066	7,022	6,976	7,217	7,184	6,942	242
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	118	154	132	119	119	59	60
うち緊急設置電 源	-	0	2	5	6	5.4	5.4	5.4	0
うち自家発電買 取	96	73	142	130	128	123	128	128	0
水力(注1)	768	853	848	778	818	806	739	779	+40
揚水	1,215	1,305	1,125	1,149	1,054	1,162	1,167	1,239	+72
地熱・太陽光・風力	17	16	110	184	419	366.5	377.7	620	+242.9
地熱	17	16	16	16	16	15.5	15.5	15.3	0.7
太陽光	-	-	88	152	394	349.9	361.2	598.5	+237.4
風力	-	-	6	16	9.2	1.1	1.0	6.2	+5
融通	0	1	36	5	14	0	0	41	+41
新電力への供給等	9	36	26	16	58	49	49	161	112
<b>供給力 計</b>	<b>10,790</b>	<b>9,820</b>	<b>9,657</b>	<b>9,666</b>	<b>9,508</b>	<b>9,749</b>	<b>9,672</b>	<b>9,654</b>	<b>18</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(10,790)</b>	<b>(9,821)</b>	<b>(9,621)</b>	<b>(9,671)</b>	<b>(9,494)</b>	<b>(9,749)</b>	<b>(9,672)</b>	<b>9,612</b>	<b>60</b>
<b>需要想定</b> (、、、加味)	<b>9,925</b>	<b>9,008</b>	<b>8,818</b>	<b>9,260</b>	<b>8,746</b>	<b>9,253</b>	<b>9,253</b>	<b>8,657</b>	<b>596</b>
<b>需要想定</b> (、、、加 味)	-	-	-	-	-	0	0	0	0
経済影響等	-	-	-	92	178	174	174	-374	200
定着節電	-	-	-	769	822	698	698	-903	205
気温影響・その他(注3)	-	-	-	197	179	200	200	8	192
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	0	0	0	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率) (、、、加味)	<b>864</b> (8.7%)	<b>811</b> (9.0%)	<b>839</b> (9.5%)	<b>405</b> (4.4%)	<b>762</b> (8.7%)	<b>568</b> (8.1%)	<b>419</b> (4.5%)	<b>997</b> (11.5%)	-
<b>要綱需ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>5.7%</b>	<b>6.0%</b>	<b>6.5%</b>	<b>1.4%</b>	<b>5.7%</b>	<b>5.1%</b>	<b>1.5%</b>	<b>8.5%</b>	-

(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等が合わない場合がある。

(注3)気象影響分の他、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)平成27年6月の見直しの見直しプレス時における見込み値。

54

# 2015年度夏季の需給実績(中部電力)

# 最大需要日

(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				備考(差理由等)
						7月	8月	ピーク需要日 (8月3日)		
						見通し(注5)	見通し(注5)			
原子力	274	0	0	0	0	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,248	2,248	2,190	2,044	146	-
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	2,030	146	需給安定に伴う停止(バランス停止): 190万kW、定期点検差: 56万kW、 増出力未実施他: 12万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	14	14	14	0	-
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買 取	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	147	176	153	126	163	152	137	187	50	出水に恵まれたことによる増
揚水	411	399	382	386	326	361	360	378	18	日々の運用状況による増
地熱・太陽光・ 風力	0	0	22	56	116	103	105	206	101	-
地熱	-	-	-	-	-	0	0	0	0	-
太陽光	0	0	22	51	115	103	105	205	100	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	4	1	0	0	2	1	風力発電実績分
融通	0	0	56	125	167	65	49	71	22	融通送電増(関西電力への送電: +29万kW、九州電力への送電: 8万kW)
新電力への供給等	32	5	25	27	40	28	28	44	16	取引所取引の増
<b>供給力 計</b>	<b>2,988</b>	<b>2,799</b>	<b>2,662</b>	<b>2,728</b>	<b>2,647</b>	<b>2,770</b>	<b>2,716</b>	<b>2,701</b>	<b>15</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,988)</b>	<b>(2,799)</b>	<b>(2,718)</b>	<b>(2,853)</b>	<b>(2,814)</b>	<b>(2,835)</b>	<b>(2,765)</b>	<b>(2,771)</b>	<b>7</b>	-
<b>需要想定</b> (、加味)	<b>2,709</b>	<b>2,520</b>	<b>2,478</b>	<b>2,623</b>	<b>2,452</b>	<b>2,597</b>	<b>2,597</b>	<b>2,489</b>	<b>108</b>	-
<b>需要想定</b> (、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	10	25	33	28	28	94	66	離脱の進展などによる減
定着節電	-	-	155	140	155	132	132	175	43	節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加
気象影響・その他 (注4)	-	-	66	79	69	48	48	49	+1	2013年度の最大3日平均電力発生日の気象: 累積不快指数85.2(最高気温37.2)に対し、2015年度ピーク 需要日の気象: 累積不快指数85.3(最高気温36.4)と累積不快指数が高かったことによる需要増等。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	<b>278</b> (10.3%)	<b>278</b> (11.0%)	<b>184</b> (7.4%)	<b>105</b> (4.0%)	<b>195</b> (8.0%)	<b>173</b> (6.7%)	<b>119</b> (4.6%)	<b>212</b> (8.5%)	-	-
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>7.3%</b>	<b>8.0%</b>	<b>4.4%</b>	<b>1.0%</b>	<b>5.0%</b>	<b>3.7%</b>	<b>1.6%</b>	<b>5.5%</b>	-	-

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度: 7月25日、2013年度: 8月22日、2012年度: 7月27日、2011年度: 8月10日、2010年度: 8月24日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(中部電力)

# 最小予備率日

(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				備考(差理由等)
						7月	8月	最小予備率日 (8月10日)		
						見通し(注5)	見通し(注5)			
原子力	274	0	0	0	0	0	0	0	0	-
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,248	2,248	2,190	1,772	418	-
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	1,758	418	需給安定に伴う停止(バランス停止): 387万kW、定期点検差: 14万kW、 増出力未実施他: 17万kW
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	14	14	14	0	-
うち緊急設置電 源	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買 取	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-
水力(注1)	147	176	153	126	163	152	137	155	18	出水に恵まれたことによる増
揚水	411	399	382	386	326	361	360	235	125	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	22	56	116	103	105	200	95	-
地熱	-	-	-	-	-	0	0	0	0	-
太陽光	0	0	22	51	115	103	105	200	94	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	4	1	0	0	1	0	風力発電実績分
融通	0	0	56	125	167	65	49	30	19	融通送電減(関西電力への送電: 9万kW、九州電力への送電: 10万kW)
新電力への供給等	32	5	25	27	40	28	28	110	83	取引所取引の増
<b>供給力 計</b>	<b>2,988</b>	<b>2,799</b>	<b>2,662</b>	<b>2,728</b>	<b>2,647</b>	<b>2,770</b>	<b>2,716</b>	<b>2,222</b>	<b>494</b>	-
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(2,988)</b>	<b>(2,799)</b>	<b>(2,718)</b>	<b>(2,853)</b>	<b>(2,814)</b>	<b>(2,835)</b>	<b>(2,765)</b>	<b>(2,252)</b>	<b>513</b>	-
<b>需要想定</b> (、加味)	<b>2,709</b>	<b>2,520</b>	<b>2,478</b>	<b>2,623</b>	<b>2,452</b>	<b>2,597</b>	<b>2,597</b>	<b>2,076</b>	<b>521</b>	-
<b>需要想定</b> (、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	10	25	33	28	28	94	66	離脱の進展による減など
定着節電	-	-	155	140	155	132	132	175	43	節電にご協力いただいたことにより、節電量が計画より増加
気象影響・その他 (注4)	-	-	66	79	69	48	48	364	412	旧盆期間による需要減少等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	<b>278</b> (10.3%)	<b>278</b> (11.0%)	<b>184</b> (7.4%)	<b>105</b> (4.0%)	<b>195</b> (8.0%)	<b>173</b> (6.7%)	<b>119</b> (4.6%)	<b>146</b> (7.0%)	-	-
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>7.3%</b>	<b>8.0%</b>	<b>4.4%</b>	<b>1.0%</b>	<b>5.0%</b>	<b>3.7%</b>	<b>1.6%</b>	<b>4.0%</b>	-	-

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度: 7月25日、2013年度: 8月22日、2012年度: 7月27日、2011年度: 8月10日、2010年度: 8月24日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(関西電力)

# 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
						7月	8月	ピーク需要日 (8月4日)		
						見通し(注5)	見通し(注5)			
原子力	838	337	237	236	0	0	0	0	0	
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	1,971	2,021	2,054	2,057	+4	
うち常設されて いる火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,834	1,884	1,915	1,914	1	蒸気タービン不具合に伴う応急対策工事後の試運転(姫26号)等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45	45	45	0	
うち緊急設置電 源	-	-	1	5	5	5	5	5	1	大気温度影響による出力低下
うち自家発電買 取	91	55	106	93	87	87	88	93	+5	当日の自家発電購入増
水力(注1)	232	273	303	307	283	284	264	278	+14	出水に恵まれたことによる増
揚水	447	465	356	345	351	399	392	448	+56	日々の需給状況による増
地熱・太陽光・ 風力	0	0	19	44	89	79	82	63	19	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	19	44	89	79	82	63	19	日射量減少による減
風力	-	-	0	1	0	0	0	0	0	
融通	0	76	160	85	140	90	82	91	+9	他電力からの融通受電増
新電力への供給等	74	41	17	89	9	1	1	33	34	卸電力取引所への売電等
<b>供給力 計</b>	<b>3,271</b>	<b>2,947</b>	<b>2,992</b>	<b>2,936</b>	<b>2,843</b>	<b>2,875</b>	<b>2,875</b>	<b>2,904</b>	<b>+29</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(3,271)</b>	<b>(2,871)</b>	<b>(2,832)</b>	<b>(2,851)</b>	<b>(2,703)</b>	<b>(2,785)</b>	<b>(2,793)</b>	<b>(2,813)</b>	<b>(+20)</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	<b>3,095</b>	<b>2,784</b>	<b>2,682</b>	<b>2,816</b>	<b>2,667</b>	<b>2,791</b>	<b>2,791</b>	<b>2,556</b>	<b>235</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	68	61	61	120	59	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	-	371	310	310	430	120	お客さまの節電意識の高まりなどによる
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	11	67	67	11	56	2013年猛暑並(当日最高気温37.2、累積5日最高気温37.0)の想定に対して、今夏の最大需要日(当日最高気温36.3、累積5日最高気温36.4)の気温が低かったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	<b>176</b> (5.7%)	<b>163</b> (5.9%)	<b>310</b> (11.6%)	<b>120</b> (4.3%)	<b>175</b> (6.6%)	<b>84</b> (3.0%)	<b>84</b> (3.0%)	<b>348</b> (13.6%)	<b>+264</b> (+10.6%)	
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>2.7%</b>	<b>2.9%</b>	<b>8.6%</b>	<b>1.3%</b>	<b>3.6%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>10.6%</b>	<b>+10.6%</b>	

- (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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月19日)における実績。  
 (注3) 四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。  
 (注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(関西電力)

# 最小予備率日

(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				備考(差分理由等)
						7月	8月	ピーク需要日 (8月28日)		
						見通し(注5)	見通し(注5)			
原子力	838	337	237	236	0	0	0	0	0	
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	1,971	2,021	2,054	1,639	414	
うち常設されて いる火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,834	1,884	1,915	1,541	375	ボイラ天井ケージ他修繕に伴う停止(赤穂2号(60万kW))、需給安定に伴う停止(相生1号~3号(各38万kW)、海南1号(45万kW)、海南3/4号、御坊1号(各60万kW))等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45	45	0	45	需給安定に伴う停止(海南2号(45万kW))
うち緊急設置電 源	-	-	1	5	5	5	5	5	0	
うち自家発電買 取	91	55	106	93	87	87	88	93	+5	当日の自家発電購入増
水力(注1)	232	273	303	307	283	284	264	280	+16	出水に恵まれたことによる増
揚水	447	465	356	345	351	399	392	295	97	日々の需給状況による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	19	44	89	79	82	85	+3	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	19	44	89	79	82	85	+3	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0	1	0	0	0	0	0	
融通	0	76	160	85	140	90	82	63	19	他電力からの融通受電減
新電力への供給等	74	41	17	89	9	1	1	39	40	卸電力取引所への売電等
<b>供給力 計</b>	<b>3,271</b>	<b>2,947</b>	<b>2,992</b>	<b>2,936</b>	<b>2,843</b>	<b>2,875</b>	<b>2,875</b>	<b>2,322</b>	<b>553</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(3,271)</b>	<b>(2,871)</b>	<b>(2,832)</b>	<b>(2,851)</b>	<b>(2,703)</b>	<b>(2,785)</b>	<b>(2,793)</b>	<b>(2,259)</b>	<b>(534)</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	<b>3,095</b>	<b>2,784</b>	<b>2,682</b>	<b>2,816</b>	<b>2,667</b>	<b>2,791</b>	<b>2,791</b>	<b>2,135</b>	<b>656</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	68	61	61	120	59	離脱需要の拡大等
定着節電	-	-	-	-	371	310	310	430	120	お客さまの節電意識の高まりなどによる
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	11	67	67	11	477	2013年猛暑並(当日最高気温37.2、累積5日最高気温37.0)の想定に対して、今夏の最小予備率日(当日最高気温33.5、累積5日最高気温32.8)の気温が低かったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	<b>176</b> (5.7%)	<b>163</b> (5.9%)	<b>310</b> (11.6%)	<b>120</b> (4.3%)	<b>175</b> (6.6%)	<b>84</b> (3.0%)	<b>84</b> (3.0%)	<b>187</b> (8.8%)	<b>+103</b> (+5.8%)	
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>2.7%</b>	<b>2.9%</b>	<b>8.6%</b>	<b>1.3%</b>	<b>3.6%</b>	<b>0.0%</b>	<b>0.0%</b>	<b>5.8%</b>	<b>+5.8%</b>	

- (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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月19日)における実績。  
 (注3) 四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。  
 (注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(北陸電力)

# 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
						7月 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (8月7日)		
原子力	162	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	433	436	438	438	443	5	
うち常設されて いる火力	435	436	438	432	434	436	436	440	5	炭種変更による出力増(新港石炭火力1・2号)
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	1	2	3	3	3	0	
水力(注1)	152	159	133	146	149	141	122	115	7	貯水池運用変更による減
揚水	11	11	11	11	11	11	11	11	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	3	8	13	10	11	31	20	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	2	7	13	10	11	31	20	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	1	1	0	0	0	0	0	
融通	20	1	10	20	17	16	10	0	10	ピーク時間帯差による増(見通し15時 実績12時)
新電力への供給等	78	7	1	24	19	2	2	2	0	
<b>供給力 計</b>	<b>662</b>	<b>600</b>	<b>576</b>	<b>553</b>	<b>572</b>	<b>583</b>	<b>570</b>	<b>599</b>	<b>29</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(682)</b>	<b>(601)</b>	<b>(586)</b>	<b>(573)</b>	<b>(589)</b>	<b>(599)</b>	<b>(580)</b>	<b>(599)</b>	<b>19</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	<b>573</b>	<b>533</b>	<b>526</b>	<b>526</b>	<b>518</b>	<b>545</b>	<b>545</b>	<b>526</b>	<b>20</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	4	3	3	3	0	
定着節電	-	-	-	-	30	25	25	30	5	お客さまの節電意識の高まりによる増
気象影響・その他 (注4)	-	-	-	-	21	0	0	15	15	2010年並みの猛暑(36.3)に比べ 今夏の最大需要日(33.9)の気温が低かったことによる需要減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	<b>89</b> (15.5%)	<b>67</b> (12.5%)	<b>50</b> (9.4%)	<b>27</b> (5.1%)	<b>54</b> (10.4%)	<b>38</b> (7.0%)	<b>25</b> (4.6%)	<b>73</b> (13.9%)	<b>48</b> (9.3%)	
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>12.5%</b>	<b>9.5%</b>	<b>6.4%</b>	<b>2.1%</b>	<b>7.4%</b>	<b>4.0%</b>	<b>1.6%</b>	<b>10.9%</b>	<b>9.3%</b>	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月1日、2013年度:8月19日、2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(北陸電力)

# 最小予備率日

(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				備考(差分理由等)
						7月 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (8月20日)		
原子力	162	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	435	438	440	433	436	438	438	368	70	
うち常設されて いる火力	435	436	438	432	434	436	436	364	71	需給安定に伴う停止(詳細は別紙参照)
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	1	2	3	3	4	2	新規自家発電試運転
水力(注1)	152	159	133	146	149	141	122	112	9	貯水池運用変更による減
揚水	11	11	11	11	11	11	11	11	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	3	8	13	10	11	5	6	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	2	7	13	10	11	5	6	日射量に恵まれなかったことによる減
風力	-	-	1	1	0	0	0	0	0	
融通	20	1	10	20	17	16	10	10	0	
新電力への供給等	78	7	1	24	19	2	2	15	13	卸電力取引所等への送電増
<b>供給力 計</b>	<b>662</b>	<b>600</b>	<b>576</b>	<b>553</b>	<b>572</b>	<b>583</b>	<b>570</b>	<b>472</b>	<b>98</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(682)</b>	<b>(601)</b>	<b>(586)</b>	<b>(573)</b>	<b>(589)</b>	<b>(599)</b>	<b>(580)</b>	<b>(482)</b>	<b>98</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	<b>573</b>	<b>533</b>	<b>526</b>	<b>526</b>	<b>518</b>	<b>545</b>	<b>545</b>	<b>436</b>	<b>109</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	4	3	3	3	0	
定着節電	-	-	-	-	30	25	25	30	5	お客さまの節電意識の高まりによる増
気象影響・その他 (注4)	-	-	-	-	21	0	0	104	104	2010年並みの猛暑(36.3)に比べ 今夏の最小予備率日(29.4)の気温が低かったことによる需要減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	<b>89</b> (15.5%)	<b>67</b> (12.5%)	<b>50</b> (9.4%)	<b>27</b> (5.1%)	<b>54</b> (10.4%)	<b>38</b> (7.0%)	<b>25</b> (4.6%)	<b>36</b> (8.2%)	<b>11</b> (3.6%)	
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	<b>12.5%</b>	<b>9.5%</b>	<b>6.4%</b>	<b>2.1%</b>	<b>7.4%</b>	<b>4.0%</b>	<b>1.6%</b>	<b>5.2%</b>	<b>3.6%</b>	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月1日、2013年度:8月19日、2012年度:8月22日、2011年度:8月9日、2010年度:8月5日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(中国電力)

# 最大需要日

(供給力内訳) 1,030	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				備考(差分理由等)
						7月 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (8月6日)		
原子力	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,039	989	1,078	1,021	978	1,037	1,057	991	66	
うち常設されて いる火力	1,034	986	1,071	1,005	968	1,030	1,045	982	63	需給安定に伴う停止(岩国2号, 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	5	3	7	16	10	8	12	9	3	自家発電の補修による減
水力(注1)	56	51	55	52	45	54	48	32	16	濁水による減
揚水	124	148	159	153	129	139	137	147	9	需要カーブ差による増
地熱・太陽光・ 風力	0	0	23	18	44	49	50	109	58	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	20	18	44	49	50	108	58	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.6	0.4	風況に恵まれたことによる増
融通	20	72	104	60	8	53	79	35	44	融通送電の減(関西向け送電が13万kW減, 九州向け送電が31万kW減)
新電力への供給等	32	9	14	15	28	6	6	50	44	
<b>供給力 計</b>	<b>1,272</b>	<b>1,188</b>	<b>1,198</b>	<b>1,168</b>	<b>1,160</b>	<b>1,220</b>	<b>1,207</b>	<b>1,194</b>	<b>14</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,252)</b>	<b>(1,260)</b>	<b>(1,302)</b>	<b>(1,228)</b>	<b>(1,168)</b>	<b>(1,273)</b>	<b>(1,286)</b>	<b>(1,229)</b>	<b>( 58)</b>	
<b>需要想定 (、加味)</b>	<b>1,201</b>	<b>1,083</b>	<b>1,085</b>	<b>1,112</b>	<b>1,061</b>	<b>1,128</b>	<b>1,128</b>	<b>1,075</b>	<b>53</b>	
<b>需要想定 (、加味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	33	33	52	19	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2015年度:2.5% 0.3%)や離脱実績が想定を上回ったことなどによる。
定着節電	-	-	-	-	-	44	44	55	11	お客さまの節電・省エネ意識が高まったことなどによる。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	4	4	19	23	2010年猛暑並み(最高気温36.0, 前3日最高気温平均35.7)を想定したが, 今夏最大電力発生日の最高気温が35.7(0.3)となったことや, 前3日最高気温平均が34.9(0.8)となったことなどによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、加味)	<b>71 (5.9%)</b>	<b>105 (9.7%)</b>	<b>113 (10.4%)</b>	<b>56 (5.0%)</b>	<b>99 (9.3%)</b>	<b>92 (8.1%)</b>	<b>79 (7.0%)</b>	<b>119 (11.1%)</b>	-	
<b>要綱消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>2.9%</b>	<b>6.7%</b>	<b>7.4%</b>	<b>2.0%</b>	<b>6.3%</b>	<b>5.1%</b>	<b>4.0%</b>	<b>8.1%</b>	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(中国電力)

# 最小予備率日

(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				備考(差分理由等)
						7月 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	最小予備率日 (7月10日)		
原子力	0	81	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,039	989	1,078	1,021	978	1,037	1,057	773	284	
うち常設されて いる火力	1,034	986	1,071	1,005	968	1,030	1,045	763	282	需給安定に伴う停止(下松3号, 岩国2号, 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	5	3	7	16	10	8	12	10	2	自家発電の補修による減
水力(注1)	56	51	55	52	45	54	48	44	4	濁水による減
揚水	124	148	159	153	129	139	137	111	26	需要カーブ差による減
地熱・太陽光・ 風力	0	0	23	18	44	49	50	74	24	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	0	0	20	18	44	49	50	73	23	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.2	0.2	1.3	1.1	風況に恵まれたことによる増
融通	20	72	104	60	8	53	79	0	79	融通送電の減(関西向け送電が38万kW減, 九州向け送電が41万kW減)
新電力への供給等	32	9	14	15	28	6	6	41	35	
<b>供給力 計</b>	<b>1,272</b>	<b>1,188</b>	<b>1,198</b>	<b>1,168</b>	<b>1,160</b>	<b>1,220</b>	<b>1,207</b>	<b>961</b>	<b>246</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(1,252)</b>	<b>(1,260)</b>	<b>(1,302)</b>	<b>(1,228)</b>	<b>(1,168)</b>	<b>(1,273)</b>	<b>(1,286)</b>	<b>(961)</b>	<b>( 325)</b>	
<b>需要想定 (、加味)</b>	<b>1,201</b>	<b>1,083</b>	<b>1,085</b>	<b>1,112</b>	<b>1,061</b>	<b>1,128</b>	<b>1,128</b>	<b>908</b>	<b>220</b>	
<b>需要想定 (、加味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	-	-	33	33	52	19	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2015年度:2.5% 0.3%)や離脱実績が想定を上回ったことなどによる。
定着節電	-	-	-	-	-	44	44	55	11	お客さまの節電・省エネ意識が高まったことなどによる。
気温影響・その他 (注4)	-	-	-	-	-	4	4	186	190	2010年猛暑並み(最高気温36.0, 前3日最高気温平均35.7)を想定したが, 今夏最少予備率日の最高気温が31.9(4.1)となったことや, 前3日最高気温平均が27.8(7.9)となったことなどによる。
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、加味)	<b>71 (5.9%)</b>	<b>105 (9.7%)</b>	<b>113 (10.4%)</b>	<b>56 (5.0%)</b>	<b>99 (9.3%)</b>	<b>92 (8.1%)</b>	<b>79 (7.0%)</b>	<b>53 (5.8)</b>	-	
<b>要綱消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>2.9%</b>	<b>6.7%</b>	<b>7.4%</b>	<b>2.0%</b>	<b>6.3%</b>	<b>5.1%</b>	<b>4.0%</b>	<b>2.8</b>	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月3日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(四国電力) 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
						7月 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (8月7日)		
原子力	204	113	0	0	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	478	437	491	470	419	51	
うち常設されて いる火力	448	436	451	445	418	455	434	406	29	需給安定に伴う停止等(阿南4号(45万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	0	22	22	0	22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))
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	13	16	11	18	14	14	13	1	当日の自家発電購入減
水力(注1)	64	69	68	48	58	62	59	58	2	出水状況による減など
揚水	52	52	52	52	48	52	52	52	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	7.3	17.2	41.1	45.3	47.1	40.0	7.1	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	7.1	12.4	38.8	45.3	47.1	39.9	7.2	ピーク時間が17時だったことによる減
風力	-	-	0.2	4.8	2.3	0.0	0.0	0.1	0.1	
融通	0	4	0	5	0	30	5	5	0	
新電力への供給等	67	64	13	13	11	13	13	11	3	淡路島への融通減等
<b>供給力 計</b>	<b>702</b>	<b>615</b>	<b>603</b>	<b>577</b>	<b>572</b>	<b>608</b>	<b>611</b>	<b>553</b>	<b>57</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(702)</b>	<b>(619)</b>	<b>(603)</b>	<b>(582)</b>	<b>(572)</b>	<b>(638)</b>	<b>(616)</b>	<b>(558)</b>	<b>( 57)</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	597	544	526	549	526	549	549	511	38	
<b>需要想定</b> (、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	10	13	19	19	25	6	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2014年度: +2.5% +0.3%)や大口の操業減等
定着節電	-	-	-	39	42	36	36	44	8	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
気象影響・その他 (注4)	-	-	-	2	16	7	7	17	24	2010年度猛暑並(当日最高気温35.0、前5日最高気温平均35.3)の想定に対し、当日最高気温 0.5、前5日最高気温平均が 1.0 となったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	46 (8.8%)	59 (10.7%)	62 (11.2%)	42 (8.2%)	20 (3.9%)	
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	2.0%	5.8%	7.7%	8.2%	-	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月7日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。  
 (注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
 (注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。  
 (注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(四国電力) 最小予備率日

(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				備考(差分理由等)
						7月 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (8月7日)		
原子力	204	113	0	0	0	0	0	0	0	
火力	448	449	489	478	437	491	470	419	51	
うち常設されて いる火力	448	436	451	445	418	455	434	406	29	需給安定に伴う停止等(阿南4号(45万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	0	22	22	0	22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))
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	13	16	11	18	14	14	13	1	当日の自家発電購入減
水力(注1)	64	69	68	48	58	62	59	58	2	出水状況による減など
揚水	52	52	52	52	48	52	52	52	0	
地熱・太陽光・ 風力	0	0	7.3	17.2	41.1	45.3	47.1	40.0	7.1	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	7.1	12.4	38.8	45.3	47.1	39.9	7.2	ピーク時間が17時だったことによる減
風力	-	-	0.2	4.8	2.3	0.0	0.0	0.1	0.1	
融通	0	4	0	5	0	30	5	5	0	
新電力への供給等	67	64	13	13	11	13	13	11	3	淡路島への融通減等
<b>供給力 計</b>	<b>702</b>	<b>615</b>	<b>603</b>	<b>577</b>	<b>572</b>	<b>608</b>	<b>611</b>	<b>553</b>	<b>57</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(702)</b>	<b>(619)</b>	<b>(603)</b>	<b>(582)</b>	<b>(572)</b>	<b>(638)</b>	<b>(616)</b>	<b>(558)</b>	<b>( 57)</b>	
<b>需要想定</b> (、加味)	597	544	526	549	526	549	549	511	38	
<b>需要想定</b> (、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	10	13	19	19	25	6	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 2014年度: +2.5% +0.3%)や大口の操業減等
定着節電	-	-	-	39	42	36	36	44	8	お客さまの節電意識の高まりなどによる影響
気象影響・その他 (注4)	-	-	-	2	16	7	7	17	24	2010年度猛暑並(当日最高気温35.0、前5日最高気温平均35.3)の想定に対し、当日最高気温 0.5、前5日最高気温平均が 1.0 となったことによる需要減等
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	46 (8.8%)	59 (10.7%)	62 (11.2%)	42 (8.2%)	20 (3.9%)	
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	2.0%	5.8%	7.7%	8.2%	-	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月25日、2013年度:8月22日、2012年度:8月7日、2011年度:8月9日、2010年度:8月20日)における実績。  
 (注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。  
 (注4) 気象影響分その他、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の他、の見込み差なども含まれる。  
 (注5) 平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(九州電力)

# 最大需要日

(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				備考(差分理由等)
						7月	8月	ピーク需要日 (8月6日)		
						見通し(注5)	見通し(注5)			
原子力	478	176	0	0	0	0	0	0	0	
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,173	1,227	1,227	1,180	47	
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	1,170	8	火力増出力の減など
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	38	38	38	38	38	0	38	待機停止による減
うち緊急設置電 源	-	0	1	0.4	1	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買 取	0	0	11	9	11	11	11	10	1	
水力(注1)	117	125	136	99	120	113	109	109	0	
揚水	170	230	165	202	209	200	215	203	12	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	17	16	36	41	116	80	82	171	+89	
地熱	17	16	16	16	16	16	16	15	1	
太陽光	-	-	20	20	94	63	66	152	+86	日射量に恵まれたことによる増
風力	-	-	0.2	5.1	6	1	1	3	+2	風況による増
融通	0	0	46	120	66	74	61	61	0	
新電力への供給等	2	2	10	6	31	1	1	21	20	卸電力取引所への売電など
<b>供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,626</b>	<b>1,704</b>	<b>1,714</b>	<b>1,693</b>	<b>1,693</b>	<b>1,703</b>	<b>+10</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,580</b>	<b>1,584</b>	<b>1,648</b>	<b>1,619</b>	<b>1,632</b>	<b>1,642</b>	<b>+10</b>	
<b>需要想定 (、加味)</b>	<b>1,750</b>	<b>1,544</b>	<b>1,521</b>	<b>1,634</b>	<b>1,522</b>	<b>1,643</b>	<b>1,643</b>	<b>1,500</b>	<b>143</b>	
<b>需要想定 (、加 味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	+4	3	28	30	30	80	50	離脱影響などによる減
定着節電	-	-	189	185	172	151	151	169	18	お客さまが昨夏並みに節電にお取り組みいただいたことによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	44	+72	28	+74	+74	1	75	2013年度H1発生日(8/20最高気温36.5)並みの想定に対し、当日最高気温は34.9(1.6)となったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率)</b>	<b>145 (8.3%)</b>	<b>127 (8.3%)</b>	<b>106 (6.9%)</b>	<b>70 (4.3%)</b>	<b>193 (12.7%)</b>	<b>50 (3.0%)</b>	<b>50 (3.0%)</b>	<b>203 (13.5%)</b>	-	
<b>夏新需ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.3%</b>	<b>5.3%</b>	<b>3.9%</b>	<b>1.3%</b>	<b>9.7%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>10.5%</b>	-	

(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)過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月25日、2013年度:8月20日、2012年度:7月26日、2011年度:9月1日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5)平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(九州電力)

# 最小予備率日

(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				備考(差分理由等)
						7月	8月	ピーク需要日 (8月25日)		
						見通し(注5)	見通し(注5)			
原子力	478	176	0	0	0	0	0	67	+67	
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,173	1,227	1,227	682	545	
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	674	504	台風による自社火力トラブル、待機停止などによる減
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	38	38	38	38	38	0	38	
うち緊急設置電 源	-	0	1	0.4	1	0.4	0.4	0.4	0	
うち自家発電買 取	0	0	11	9	11	11	11	8	3	
水力(注1)	117	125	136	99	120	113	109	102	7	
揚水	170	230	165	202	209	200	215	193	22	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・ 風力	17	16	36	41	116	80	82	26	56	
地熱	17	16	16	16	16	16	16	15	1	
太陽光	-	-	20	20	94	63	66	2	64	ピーク時間が夕方(19時)のため日射量の減
風力	-	-	0.2	5.1	6	1	1	9	+8	風況による増
融通	0	0	46	120	66	74	61	44	17	他電力からの融通受電の減
新電力への供給等	2	2	10	6	31	1	1	41	+40	卸電力取引所からの調達増など
<b>供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,626</b>	<b>1,704</b>	<b>1,714</b>	<b>1,693</b>	<b>1,693</b>	<b>1,154</b>	<b>539</b>	
<b>融通前供給力 計</b>	<b>1,895</b>	<b>1,671</b>	<b>1,580</b>	<b>1,584</b>	<b>1,648</b>	<b>1,619</b>	<b>1,632</b>	<b>1,113</b>	<b>519</b>	
<b>需要想定 (、加味)</b>	<b>1,750</b>	<b>1,544</b>	<b>1,521</b>	<b>1,634</b>	<b>1,522</b>	<b>1,643</b>	<b>1,643</b>	<b>1,040</b>	<b>603</b>	
<b>需要想定 (、加 味)</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	+4	3	28	30	30	80	50	離脱影響などによる減
定着節電	-	-	189	185	172	151	151	169	18	お客さまが昨夏並みに節電にお取り組みいただいたことによる減
気温影響・その他 (注4)	-	-	44	+72	28	+74	+74	461	535	2013年度H1発生日(8/20最高気温36.5)並みの想定に対し、当日最高気温は27.1(9.4)となったことなどによる減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ (予備率)</b>	<b>145 (8.3%)</b>	<b>127 (8.3%)</b>	<b>106 (6.9%)</b>	<b>70 (4.3%)</b>	<b>193 (12.7%)</b>	<b>50 (3.0%)</b>	<b>50 (3.0%)</b>	<b>114 (11.0%)</b>	-	
<b>夏新需ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.3%</b>	<b>5.3%</b>	<b>3.9%</b>	<b>1.3%</b>	<b>9.7%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>	<b>8.0%</b>	-	

(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)過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:7月25日、2013年度:8月20日、2012年度:7月26日、2011年度:9月1日、2010年度:8月20日)における実績。

(注3)四捨五入の関係で合計等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の他、の見込み差なども含まれる。

(注5)平成27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(沖縄電力)

# 最大需要日

(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 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	ピーク需要日 (7月2日)	-	備考(差分理由等)	
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
火力	194	220	220	179	183	198	219	199	20	-	
うち常設されて いる火力	194	220	220	179	183	198	219	199	20	定期点検差: 13万kW、炭種による出力制限等: 7万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	-	-	0.4	1.7	17.1	5.8	5.8	19.6	13.8	-	
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
太陽光	-	-	0.4	1.7	17.1	5.8	5.8	19.5	13.7	日射量に恵まれたことによる増	
風力	-	-	-	0	0	0	0	0.1	0.1	風況に恵まれたことによる増	
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>供給力 計</b>	194	220	220	181	200	203	225	219	6	-	
<b>融通前供給力 計</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需要想定</b> (、加味)	148	144	148	153	150	156	156	151	5	-	
<b>需要想定</b> (、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
経済影響等	-	-	-	0	0	1	1	1	0	-	
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
気象影響・その他 (注4)	-	-	-	5	2	7	7	2	5	発生日の最高気温(32.8)が猛暑見込み(34.0)より低かったことによる 需要減	
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	50 (33.3%)	48 (30.6%)	68 (43.7%)	68 (45.1%)	-	-	
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	30.3%	27.6%	40.7%	42.1%	-	-	

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月28日、2013年度:8月8日、2012年度:7月6日、2011年度:7月22日、2010年度:7月6日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度夏季の需給実績(沖縄電力)

# 最小予備率日

(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 見通し(注5)	8月 見通し(注5)	最小予備率日 (8月13日)	-	備考(差分理由等)
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
火力	194	220	220	179	183	198	219	186	33	-
うち常設されて いる火力	194	220	220	179	183	198	219	186	33	定期点検差: 22万kW、需給安定に伴う停止: 13万kW 見通し(猛暑見込み)と実績の気温差に伴う出力制限差: +2万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	-	-	0.4	1.7	17.1	5.8	5.8	-	5.8	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	0.4	1.7	17.1	5.8	5.8	-	5.8	-
風力	-	-	-	0	0	0	0	-	0	-
融通	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>供給力 計</b>	194	220	220	181	200	203	225	186	39	-
<b>融通前供給力 計</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需要想定</b> (、加味)	148	144	148	153	150	156	156	145	11	-
<b>需要想定</b> (、加 味)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	0	0	1	1	2	3	産業用の需要減
定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
気象影響・その他 (注4)	-	-	-	5	2	7	7	1	8	発生日の最高気温(32.7)が猛暑見込み(34.0)より低かったことによる 需要減
随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	50 (33.3%)	48 (30.6%)	68 (43.7%)	42 (28.7%)	-	-
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	30.3%	27.6%	40.7%	25.7%	-	-

(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) 過去の実績は、夏季最大電力発生日(2014年度:8月28日、2013年度:8月8日、2012年度:7月6日、2011年度:7月22日、2010年度:7月6日)における実績。

(注3) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注4) 気象影響分その他、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27年6月の見通しの見直しプレス時における見込み値。

# 2015年度冬季の需給バランス見通し

69

## 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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	3,487	434	246	0	0	89	89
火力	11,470	13,092	12,776	13,413	13,097	13,410	13,387
うち常設されている 火力	11,325	12,434	12,107	12,864	12,694	12,973	12,949
うち長期停止 火力の再稼働	-	195	133	171	85	149	152
うち緊急設置電源	-	155	255	130	96.4	89.4	89.4
うち自家発電買取	146	309	283	248	225	202	200
水力(注3)	992	1,167	1,109	1,128	1,202.2	1,009	985.3
揚水	1,642	1,776	1,808	1,793	1,977	1,825	1,821
地熱・太陽光・風力	28	38	133	147	282	56.5	57.1
地熱	28	31	30	31	31	32	32.4
太陽光	-	0	13	25	138.8	12.2	13.1
風力	-	7	90	91	110.8	12.3	11.6
融通	0	19	50	7	22	0	0
新電力への供給等	82	37	0	76	41	146	147
<b>供給力計</b>	17,534	16,561	16,123	16,410	16,538	16,244	16,192
<b>融通前供給力計</b>	17,534	16,541	16,073	16,403	16,516	16,244	16,192
<b>需要想定</b> (、、加味)	15,861	15,472	14,757	15,246	14,958	15,259	15,251
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	57	27	217	349	349
<b>定着節電</b>	-	-	227	852	818	724	724
<b>その他(注2)</b>	-	-	-78	210	132	471	463
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	17	-
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	1,674 (10.6%)	1,089 (7.0%)	1,367 (9.3%)	1,164 (7.6%)	1,578 (10.5%)	985 (6.5%)	941 (6.2%)
<b>要綱消ギャップ</b> 3%控除予備率	-	-	-	-	7.5%	3.5%	3.2%
<b>需給ギャップ</b> (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
<b>要綱消ギャップ</b> 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。

70

# 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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	1,628	341	0	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	5,922	6,138	6,044	6,015	6,019
うち常設されている 火力	5,179	5,357	5,488	5,855	5,821	5,815	5,819
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	35	35	32	32	32
うち緊急設置電源	-	155	248	123	89	82	82
うち自家発電買取	72	184	152	124	103	87	87
水力(注3)	472	470	390	437	444	419.2	401.4
揚水	690	771	820	818	1,011	914.8	913.6
地熱・太陽光・風力	11	15	67	61	69	24.9	24.6
地熱	11	15	14	14	15	15.4	15.4
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	53	48	52.9	9.5	9.2
融通	0	1	0	0	0	0	0
新電力への供給等	134	26	3	49	50	86	86
<b>供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,437</b>	<b>7,196</b>	<b>7,405</b>	<b>7,517</b>	<b>7,288</b>	<b>7,272</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>7,919</b>	<b>7,438</b>	<b>7,196</b>	<b>7,405</b>	<b>7,517</b>	<b>7,288</b>	<b>7,272</b>
需要想定(、、、加味)	7,199	6,896	6,667	6,878	6,597	6,799	6,791
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	8	38	116	190	190
定着節電	-	-	60	515	519	466	466
その他(注2)	-	-	57	156	33	256	248
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	530 (7.9%)	528 (7.7%)	919 (13.8%)	489 (7.2%)	481 (7.1%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	4.2%	4.1%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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、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。

71

# 北海道電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	119	95	0	0	0	0	0
火力	442	451	476	493	479	489	489
うち常設されている 火力	442	447	448	456	447	456	456
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
うち自家発電買取	-	4	14	21	17	19	19
水力(注4)	72	72	65	62	74	69	70
揚水	40	30	40	40	60	67	62
地熱・太陽光・風力	1	1	8	6	22	3.5	4.2
地熱	1	1	2	2	2	2.0	2.0
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	6	4	19.5	1.5	2.2
融通	0	29	0	0	0	0	0
新電力への供給等	1	2	17	1	1	6	6
<b>供給力 計</b>	<b>674</b>	<b>621</b>	<b>606</b>	<b>602</b>	<b>635</b>	<b>622</b>	<b>619</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(674)</b>	<b>(650)</b>	<b>(606)</b>	<b>(602)</b>	<b>(635)</b>	<b>(622)</b>	<b>(619)</b>
需要想定(、、、加味)	579	568	552	540	534	543	543
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	526	526
経済影響等	-	-	6	7	4	1	1
定着節電	-	-	30	34	40	34	34
その他(注3)	-	-	3	12	9	1	1
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	17	17
需給ギャップ (予備率)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	55 (9.9%)	62 (11.5%)	100 (18.8%)	79 (14.5%)	76 (14.0%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	13.4%	6.2%	6.9%	8.5%	15.8%	11.5%	11.0%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	96 (18.3%)	93 (17.7%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	15.3%	14.7%

(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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月12日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季: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) 気温影響分、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。

72

# 東北電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	270	0	0	0	0	0	0
火力	1,185	1,203	1,360	1,389	1,330	1,396	1,383
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,189	1,250	1,211	1,286	1,273
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	32	32	32
うち緊急設置電源	-	8	102	74	74	67	67
うち自家発電買取	9	46	34	30	14	11	11
水力(注4)	184	144	134	184	188	159	156
揚水	25	25	25	48	71	48	42
地熱・太陽光・風力	10	14	50	49	45	19.3	18.0
地熱	10	14	12	12	13	13.2	13.2
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	38	37.5	32	6.1	4.8
融通	0	28	0	0	0	0	0
新電力への供給等	114	22	53	101	104	106	106
<b>供給力計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,436</b>	<b>1,516</b>	<b>1,569</b>	<b>1,530</b>	<b>1,516</b>	<b>1,493</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>1,560</b>	<b>1,408</b>	<b>1,516</b>	<b>1,569</b>	<b>1,530</b>	<b>1,516</b>	<b>1,493</b>
需要想定(、、、加味)	1,470	1,362	1,372	1,395	1,396	1,416	1,408
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	8	+3	+17	+17
定着節電	-	-	-	35	36	30	30
その他(注3)	-	-	-	32	41	41	49
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	144 (10.5%)	174 (12.5%)	134 (9.6%)	100 (7.1%)	85 (6.1%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	3.1%	2.4%	7.5%	9.5%	6.6%	4.1%	3.1%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月20日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季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) 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。

73

# 東京電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	1,239	246	0	0	0	0	0
火力	3,624	4,162	4,086	4,256	4,235	4,130	4,147
うち常設されている 火力	3,561	3,796	3,851	4,149	4,163	4,073	4,090
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	0
うち緊急設置電源	0	147	131	34	0	0	0
うち自家発電買取	63	134	104	73	72	57	57
水力(注4)	216	254	191	191	182	192	175
揚水	625	716	755	730	880	800	810
地熱・太陽光・風力	0.3	0.3	8.9	6.5	1.6	2.1	2.4
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
太陽光	-	-	0	0	0	0	0
風力	-	-	8.7	6.3	1.4	1.9	2.2
融通	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	19	2	33	51	53	26	26
<b>供給力計</b>	<b>5,685</b>	<b>5,380</b>	<b>5,074</b>	<b>5,234</b>	<b>5,352</b>	<b>5,150</b>	<b>5,160</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(5,685)</b>	<b>(5,380)</b>	<b>(5,074)</b>	<b>(5,234)</b>	<b>(5,352)</b>	<b>(5,150)</b>	<b>(5,160)</b>
需要想定(、、、加味)	5,150	4,966	4,743	4,943	4,667	4,840	4,840
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	-	206	206
定着節電	-	-	-	-	-	402	402
その他(注3)	-	-	-	-	-	298	298
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	331 (7.0%)	292 (5.9%)	685 (14.7%)	310 (6.4%)	320 (6.6%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	7.4%	5.3%	4.0%	2.9%	11.7%	3.4%	3.6%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:2月14日、2011年度冬季:1月20日、2012年度冬季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) 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。

74

# 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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	1,859	93	246	0	0	89	89
火力	6,219	7,276	6,854	7,275	7,053	7,396	7,368
うち常設されている 火力	6,146	7,077	6,619	7,009	6,873	7,158	7,130
うち長期停止 火力の再稼働	-	75	98	136	53	117	120
うち緊急設置電源	-	0	7	7	7.4	7.4	7.4
うち自家発電買取	74	125	131	124	122	115	113
水力(注4)	520	697	719	691	759	590	584
揚水	952	1,005	988	975	966	910	907
地熱・太陽光・風力	17	23	66	86	213	31.6	32.5
地熱	17	16	16	17	16	16.6	17.0
太陽光	-	0	13	25	138.8	12.2	13.1
風力	-	7	37	44	57.9	2.8	2.4
融通	0	20	50	7	22	0	0
新電力への供給等	52	11	3	27	9	60	62
<b>供給力計</b>	<b>9,615</b>	<b>9,124</b>	<b>8,927</b>	<b>9,005</b>	<b>9,021</b>	<b>8,955</b>	<b>8,919</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>9,615</b>	<b>9,103</b>	<b>8,877</b>	<b>8,998</b>	<b>8,999</b>	<b>8,955</b>	<b>8,919</b>
需要想定(、、、加味)	8,662	8,576	8,090	8,368	8,361	8,460	8,460
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	167	337	101	159	159
定着節電	-	-	21	54	299	258	258
その他(注3)	-	-	-	-	99	215	215
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	0	0
需給ギャップ (予備率)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	837 (10.3%)	636 (7.6%)	659 (7.9%)	495 (5.9%)	459 (5.4%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	2.9%	2.8%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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、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。

75

# 中部電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	180	0	0	0	0	0	0
火力	1,887	2,188	2,008	2,233	2,120	2,137	2,143
うち常設されている 火力	1,887	2,135	1,993	2,180	2,105	2,122	2,127
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	15	53	15	15	15
うち緊急設置電源	0	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	0
水力(注3)	111	90	87	92	159	84	82
揚水	314	316	288	301	249	284	283
地熱・太陽光・風力	0	0	4	26	151	12.2	13.1
地熱	0	-	-	-	-	0	0
太陽光	0	-	2	20	139	12.2	13.1
風力	0	-	2	6	13	0	0
融通	0	63	5	149	48	0	0
新電力への供給等	47	3	2	12	25	21	21
<b>供給力計</b>	<b>2,539</b>	<b>2,528</b>	<b>2,380</b>	<b>2,490</b>	<b>2,606</b>	<b>2,496</b>	<b>2,499</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(2,539)</b>	<b>(2,591)</b>	<b>(2,385)</b>	<b>(2,639)</b>	<b>(2,654)</b>	<b>2,496</b>	<b>2,499</b>
需要想定(、、、加味)	2,342	2,367	2,258	2,365	2,324	2,356	2,356
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	38	34	15	12	12
定着節電	-	-	65	65	75	65	65
その他(注2)	-	-	19	54	42	67	67
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	122 (5.4%)	126 (5.3%)	282 (12.1%)	140 (6.0%)	143 (6.1%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:2月18日、2013年度冬季:2月14日、2014年度冬季:12月18日)における実績。

(注3) 気温影響分、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。

76

# 関西電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	805	93	246	0	0	0	0
火力	1,493	1,915	1,803	1,896	1,955	2,090	2,079
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,659	1,757	1,863	1,967	1,953
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	0	42	45
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	7	7
うち自家発電買取	57	97	93	88	86	75	75
水力(注4)	142	283	261	240	249	218	215
揚水(注5)	365	359	361	390	388	300	290
地熱・太陽光・風力	0	0	8	10	5	0.4	0.2
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	4	4	0	0	0
風力	-	-	4	6	5	0.4	0.2
融通	0	100	0	149	35	0	0
新電力への供給等(注5)	97	20	3	7	16	4	5
<b>供給力計</b>	<b>2,901</b>	<b>2,769</b>	<b>2,683</b>	<b>2,692</b>	<b>2,616</b>	<b>2,604</b>	<b>2,579</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(2,901)</b>	<b>(2,699)</b>	<b>(2,683)</b>	<b>(2,543)</b>	<b>(2,581)</b>	<b>(2,604)</b>	<b>(2,579)</b>
需要想定(、、、加味)	2,665	2,578	2,432	2,523	2,484	2,496	2,496
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	63	98	98
定着節電	-	-	-	-	118	101	101
その他(注3)	-	-	-	-	0	30	30
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	251 (10.3%)	169 (6.7%)	131 (5.3%)	108 (4.3%)	83 (3.3%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	5.9%	4.4%	7.3%	3.7%	2.3%	1.3%	0.3%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:2月14日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:2月19日、2013年度冬季:2月14日、2014年度冬季:2月17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) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。  
(注6) 系統のつながりの関係で、開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。

77

# 北陸電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	219	0	0	0	0	0	0
火力	360	442	403	440	394	445	438
うち常設されている 火力	360	440	400	438	391	441	434
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	2	3	5	5
水力(注4)	111	118	135	152	155	113	111
揚水	11	9	11	10	5	11	10
地熱・太陽光・風力	0	0	6	8	5	0.1	0.1
地熱	0	0	0	0	0	0	0
太陽光	0	0	0	1	0	0	0
風力	0	0	6	7	5	0.1	0.1
融通	0	10	0	15	0	0	0
新電力への供給等	76	3	0	31	1	2	2
<b>供給力計</b>	<b>624</b>	<b>564</b>	<b>555</b>	<b>564</b>	<b>561</b>	<b>567</b>	<b>557</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>624</b>	<b>573</b>	<b>555</b>	<b>579</b>	<b>561</b>	<b>567</b>	<b>557</b>
需要想定(、、、加味)	528	526	505	516	526	529	529
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	6	2	2	3	3
定着節電	-	-	18	17	12	10	10
その他(注3)	-	-	1	7	12	14	14
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	50 (10.0%)	48 (9.2%)	35 (6.6%)	38 (7.3%)	28 (5.3%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	15.1%	4.3%	7.0%	6.2%	3.6%	4.3%	2.3%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月20日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季:2月8日、2013年度冬季:2月5日、2014年度冬季:12月17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。

78

# 中国電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	83	0	0	0	0	0	0
火力	966	1,046	964	1,006	945	1,018	1,024
うち常設されている 火力	965	1,046	954	995	929	1,005	1,014
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	17	13	11
水力(注4)	40	51	58	65	60	44	50
揚水	79	83	125	125	107	96	103
地熱・太陽光・風力	0	7	18	5	11	0.6	0.6
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	3	0	0	0	0
風力	0	7	15	4.7	10.6	0.6	0.6
融通	0	47	0	13	0	0	0
新電力への供給等	29	5	3	11	8	8	8
<b>供給力計</b>	<b>1,196</b>	<b>1,134</b>	<b>1,162</b>	<b>1,176</b>	<b>1,115</b>	<b>1,151</b>	<b>1,170</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(1,196)</b>	<b>(1,181)</b>	<b>(1,162)</b>	<b>(1,189)</b>	<b>(1,115)</b>	<b>(1,151)</b>	<b>(1,170)</b>
需要想定(、、、加味)	1,074	1,045	995	1,039	1,058	1,067	1,067
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	-	-	20	18	18
定着節電	-	-	-	-	16	14	14
その他(注3)	-	-	-	-	20	25	25
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	167 (16.7%)	137 (13.2%)	57 (5.4%)	84 (7.8%)	103 (9.6%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	8.4%	5.5%	13.7%	10.2%	2.4%	4.8%	6.6%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季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) 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。

79

# 四国電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	207	0	0	0	0	0	0
火力	412	465	426	457	452	460	451
うち常設されている 火力	412	430	412	443	445	424	415
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	0	0	0	22	22
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	1	13	14	14	7	14	14
水力(注4)	41	45	61	52	52	49	51
揚水	38	38	38	34	38	38	38
地熱・太陽光・風力	0	0	9.7	4.0	4.6	0.7	0.5
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	3.9	0	0	0.0	0
風力	0	0	5.8	4.0	4.6	0.7	0.5
融通	0	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等(注5)	60	10	11	17	11	13	13
<b>供給力計</b>	<b>638</b>	<b>538</b>	<b>524</b>	<b>529</b>	<b>535</b>	<b>535</b>	<b>528</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(638)</b>	<b>(538)</b>	<b>(524)</b>	<b>(529)</b>	<b>(535)</b>	<b>(535)</b>	<b>(528)</b>
需要想定(、、、加味)	520	522	477	487	503	497	497
需要想定(、、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
経済影響等	-	-	4	6	7	14	14
定着節電	-	-	27	27	29	25	25
その他(注3)	-	-	12	0	19	16	16
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	47 (9.8%)	41 (8.5%)	32 (6.3%)	38 (7.5%)	31 (6.2%)
要綱消ギャップ 3%控除予備率	19.6%	0.0%	6.8%	5.5%	3.3%	4.5%	3.2%
需給ギャップ (予備率)	-	-	-	-	-	-	-
要綱消ギャップ 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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:2月2日、2012年度冬季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) 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、関西電力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。

80

# 九州電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	365	0	0	0	0	89	89
火力	1,101	1,220	1,250	1,243	1,187	1,245	1,233
うち常設されている 火力	1,088	1,208	1,201	1,196	1,140	1,199	1,187
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	38	38
うち緊急設置電源	0	0	0	0.4	0.4	0.4	0.4
うち自家発電買取	15	12	11	9	9	8	8
水力(注4)	75	110	117	90	84	81	75
揚水	145	200	165	115	179	183	184
地熱・太陽光・風力	17	16	20	33	36	17.6	18.0
地熱	17	16	16	17	16	16.6	17.0
太陽光	0	0	0	0	0	0	0
風力	0	0	4	16	20	1.0	1.0
融通	0	40	55	35	35	0	0
新電力への供給等	15	6	16	37	68	13	13
<b>供給力計</b>	<b>1,717</b>	<b>1,591</b>	<b>1,623</b>	<b>1,554</b>	<b>1,588</b>	<b>1,602</b>	<b>1,586</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>(1,717)</b>	<b>(1,551)</b>	<b>(1,568)</b>	<b>(1,519)</b>	<b>(1,553)</b>	<b>1,602</b>	<b>1,586</b>
<b>需要想定</b> (、、加味)	<b>1,533</b>	<b>1,538</b>	<b>1,423</b>	<b>1,438</b>	<b>1,466</b>	<b>1,515</b>	<b>1,515</b>
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	7	5	24	38	38
<b>定着節電</b>	-	-	75	63	49	43	43
<b>その他(注3)</b>	-	-	28	27	+6	+63	+63
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>184 (12.0%)</b>	<b>53 (3.5%)</b>	<b>200 (14.1%)</b>	<b>115 (8.0%)</b>	<b>122 (8.3%)</b>	<b>87 (5.8%)</b>	<b>71 (4.7%)</b>
<b>要綱消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
<b>要綱消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-	-

(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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季: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) 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。

81

# 沖縄電力

(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年度冬季実績 (ピーク需要日)	2015年度冬季	
						1月	2月
原子力	-	-	-	-	-	-	-
火力	144	139	159	154	159	176	168
うち常設されている 火力	144	139	159	154	159	176	168
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	-	-	-	-	-	-	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	-	-	-	-	-
風力	-	-	-	-	-	-	-
融通	-	-	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-	-
<b>供給力計</b>	<b>144</b>	<b>139</b>	<b>159</b>	<b>154</b>	<b>160</b>	<b>176</b>	<b>168</b>
<b>融通前供給力計</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>需要想定</b> (、、加味)	<b>114</b>	<b>108</b>	<b>106</b>	<b>108</b>	<b>114</b>	<b>117</b>	<b>115</b>
<b>需要想定</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
<b>経済影響等</b>	-	-	-	6	3	2	2
<b>定着節電</b>	-	-	-	-	-	-	-
<b>その他(注3)</b>	-	-	-	0	3	1	1
随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	<b>29 (25.6%)</b>	<b>31 (28.6%)</b>	<b>53 (50.3%)</b>	<b>46 (42.6%)</b>	<b>46 (40.4%)</b>	<b>59 (50.0%)</b>	<b>53 (46.1%)</b>
<b>要綱消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>22.6%</b>	<b>25.6%</b>	<b>47.3%</b>	<b>39.6%</b>	<b>37.4%</b>	<b>47.0%</b>	<b>43.1%</b>
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (、、加味)	-	-	-	-	-	-	-
<b>要綱消ギャップ 3%控除予備率</b>	-	-	-	-	-	-	-

(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年度冬季～2014年度冬季実績は最大電力発生日(2010年度冬季:1月31日、2011年度冬季:1月25日、2012年度冬季: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) 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。

82