

2013年度夏季の電力需給対策について(案) (概要)

平成25年4月26日

電力需給に関する検討会合

1. 2013年度夏季の電力需給見通しについて

- ①2013年度夏季の電力需給は、2010年度夏季並の猛暑となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力管内でも電力の安定供給に最低限必要とされる**予備率3%以上を確保できる見通し**。
- ②他方、9電力管内※¹において、**大規模な電源脱落等が発生した場合には、電力需給がひっ迫する可能性※²もあり、引き続き予断を許さない状況にある**。

※1: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

※2:仮に、中部及び西日本において、2013年度夏季ピーク時に過去5年間で最大級の電源脱落(▲644万kW)が生じた場合、随時調整契約の発動及び周波数変換設備(FC)を通じた東日本からの融通を行っても、中部及び西日本の予備率は2.1%となる。

2013年度夏季の見通し※

※ 2010年度並の猛暑を想定し、直近の経済見通し、2012年度夏季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。

○8月

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,857	524	1,520	5,813	9,827	2,817	2,932	574	1,250	595	1,659	17,684	238
最大電力需要	7,365	474	1,441	5,450	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610	16,644	156
供給－需要	492	50	79	363	548	232	87	28	119	33	49	1,040	83
(予備率)	6.7%	10.5%	5.5%	6.7%	5.9%	9.0%	3.0%	5.2%	10.5%	5.9%	3.1%	6.2%	53.1%

2. 2013年度夏季の電力需給対策について①

○以上を踏まえ、9電力管内について、次の対策を実施する。

- ①現在定着している節電の取組が、国民生活や経済活動等への影響を極力回避した無理のない形で、確実に行われるよう**節電を要請**する。具体的な数値目標は設けないが、電力管内ごとに見込んでいる節電値を目安として示し、節電を促す。
需給見通し上見込んでいる各電力管内の定着節電値を目安として示す。
- ②大規模な電源脱落等により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備えとして、需給両面での対策を講じる。

①数値目標を伴わない節電要請

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
数値目標を伴わない 節電要請※ (定着節電分の確実な実施)	7月1日～9月30日の平日(8月13日～15日を除く) 9～20時								
2013年度夏季定着節電 見込み(2010年度比)	▲6.3%	▲3.8%	▲10.5%	▲4.0%	▲8.7%	▲4.0%	▲3.6%	▲5.2%	▲8.5%

※被災地、高齢者や乳幼児等の弱者、熱中症等への健康被害に配慮を行う。

2. 2013年度夏季の電力需給対策について②

②需給ひっ迫への備え

大規模な電源脱落等により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備えとして、需給両面での対策を講じる。

- ①電力会社は、発電所等の、計画外停止のリスクを最小化するため、発電設備等の保守・保全を強化する。
- ②電力会社は、電力需給ひっ迫が予想される場合に、自家発電事業者からの追加的な電力購入を行えるよう準備する。政府は、自家発電の活用を図るため、設備の増強や余剰電力の電力会社への売電を行う事業者に対して、設備や燃料費の補助による支援を行う。
- ③卸電力取引所において、幅広い供給者が取引所に参加することで広域的かつ機動的な電力調達が可能となるような新たな仕組みを整備する。
- ④電力会社は、随時調整契約等の積み増し、アグリゲーター※¹やネガワット取引※²の活用その他のデマンドリスポンス等、需要面での取組の促進を図る。
- ⑤上記の対策にもかかわらず、需給ひっ迫が予想される場合には、政府は、「需給ひっ迫警報」や「緊急速報メール」を発出し、一層の節電を要請する。

※1:アグリゲーターは、事前に契約している複数の需要家の電力需要を一括して制御し、遠隔操作や手動制御によって空調、照明などの需要を削減する。

※2:需要家による節電量を供給量と見立て(ネガワット)、需給ひっ迫が想定される場合に、需要サイドの負荷抑制による節電分を入札等により確保する仕組み。

2013年度夏季の電力需給対策について(案)

平成 25 年 4 月 26 日
電力需給に関する検討会合

はじめに

東日本大震災から 2 年を経て、電力需給の状況は改善しつつある。しかし、ほとんどの原子力発電所が停止する中で、火力発電所の定期検査の繰り延べや過負荷運転の実施、長期停止火力の再稼働、緊急設置電源の設置といった緊急避難的な対策や国民各層の節電努力などに大きく依存してきた。

このような中、2013 年度(平成 25 年度)夏季の電力需給見通しについて、経済産業省の総合資源エネルギー調査会総合部会の下に設置した「電力需給検証小委員会」において、2013 年 3 月 22 日から 4 月 23 日までの合計 4 回にわたり、第三者の専門家による検証を行った。

現在、我が国は緊急経済対策をはじめとする経済再生に向けた様々な取組を行い、生産や消費など経済動向に明るい兆しが出始めているところ、国民生活及び経済活動への影響を極力回避しつつ、電力需給検証小委員会の検証結果を踏まえて、2013 年度夏季の電力需給対策を決定する。

1. 2013年度夏季の電力需給見通し

2013 年度夏季の電力需給は、2010 年度夏季並の猛暑となるリスクや直近の経済成長の伸び、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力管内で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。

他方、9 電力管内(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)において、大規模な電源脱落等が発生した場合には電力需給がひっ迫する可能性※もあり、引き続き予断を許さない状況である。

<2013 年 8 月の電力需給見通し>

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
供給力	7,857	524	1,520	5,813	9,827	2,817	2,932	574	1,250	595	1,659	17,684	238
最大電力需要	7,365	474	1,441	5,450	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610	16,644	156
供給-需要	492	50	79	363	548	232	87	28	119	33	49	1,040	83
(予備率)	6.7%	10.5%	5.5%	6.7%	5.9%	9.0%	3.0%	5.2%	10.5%	5.9%	3.1%	6.2%	53.1%

※仮に、中部及び西日本において、2013 年度夏季ピーク時に過去 5 年間で最大級の電源脱落(▲644 万kW)が生じた場合、随時調整契約の発動及び周波数変換装置(FC)を通じた東日本からの融通を行っても、中部及び西日本の予備率は 2.1%となる。

2. 2013年度夏季の電力需給対策の基本的考え方

2013 年度夏季の電力需給対策を行うに当たっての基本的考え方を以下に示す。

- ① 2013 年度夏季の需給見通しは、国民各層による節電の定着を前提としている。そのため、この定着分について確実な節電の実施を図る。
- ② その際、国民生活、経済活動等への影響を極力回避する。
- ③ 大規模な電源脱落等により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備えとして、需給両面での対策を講じる。

3. 2013年度夏季の需給対策

2. を踏まえ、9 電力管内について、以下の需給対策を行う

(1) 節電要請(数値目標を設けない)

- ① 現在定着している節電の取組が、国民生活、経済活動等への影響を極力回避した無理のない形で、確実に行われるよう、節電を要請する。但し、具体的な数値目標は設けない。節電要請にあたっては、被災地、高齢者や乳幼児等の弱者、熱中症等への健康被害に対して、配慮を行う。

※2013 年度夏季の各電力会社管内における定着節電は、2010 年度最大電力比で以下の数値を見込んでいる。これらは節電を行うに当たっての目安となる。

北海道電力管内	▲6.3%	東北電力管内	▲3.8%	東京電力管内	▲10.5%
中部電力管内	▲4.0%	関西電力管内	▲8.7%	北陸電力管内	▲4.0%
中国電力管内	▲3.6%	四国電力管内	▲5.2%	九州電力管内	▲8.5%

② 節電要請期間・時間

2013 年 7 月 1 日(月)から 2013 年 9 月 30 日(月)までの平日(ただし、8 月 13 日(火)から 15 日(木)までを除く)の 9:00 から 20:00 までの時間帯とする。

- ③ 政府は、需要家の節電を促進するため、事業者及び家庭向けに具体的な節電メニューを提示する。併せて、電力会社は、電力需給状況や予想電力需要についての情報提供等を積極的に行う。

(2) 需給ひっ迫への備え

大規模な電源脱落等により、万が一、電力需給がひっ迫する場合への備えとして、以下の対策を行う。

- ① 電力会社は、発電所等の、計画外停止のリスクを最小化するため、発電設備等の保守・保全を強化する。
- ② 電力会社は、電力需給のひっ迫が予想される場合に、自家発電事業者からの追加的な電力購入を行えるよう準備する。政府は、自家発電の活用を図るため、設備の増強や余剰電力の電力会社への売電を行う事業者に対して、設備や燃料費の補助による支援を行う。
- ③ 卸電力取引所において、幅広い供給者が取引所に参加することで広域的かつ機動的な電力調達が可能となるような新たな仕組みを整備する。
- ④ 電力会社は、随時調整契約等の積み増し、アグリゲーター^{※1}やネガワット取引^{※2}の活用その他のデマンドレスポンス等、需要面での取組の促進を図る。
- ⑤ 上記の対策にもかかわらず、電力需給のひっ迫が予想される場合には、政府は、「需給ひっ迫警報」や「緊急速報メール」を発出し、一層の節電を要請する。

※1：アグリゲーターは、事前に契約している複数の需要家の電力需要を一括して制御し、遠隔操作や手動制御によって空調、照明などの需要を削減する。

※2：需要家による節電量を供給量と見立て(ネガワット)、需給ひっ迫が想定される場合に、需要サイドの負荷抑制による節電分を入札等により確保する仕組み。

電力需給検証小委員会報告書について (概要)

平成25年4月
資源エネルギー庁

報告書の主な内容

○ 2012年度冬季の電力需給の結果分析

2012年度冬季電力需給の事前想定と実績とを比較・検証。

○ 2013年度夏季の電力需給の見通し

需要面と供給面の精査を行い、各電力会社の需給バランスについて安定供給が可能であるかを検証。

○ 電力需給検証小委員会としての要請

2013年度夏季の電力需給の安定化のために取り組むべき需給対策の検討を政府に要請。

2012年度冬季の需給検証【全体】

- いずれの電力会社管内においても、最大需要日において、瞬間的な需要変動に対応するために必要とされる予備率3%を超えており、需給ひっ迫に至ることはなかった。
- 事前の想定と比較すると、供給は▲437万kW、需要は▲830万kWであった。
- 気温の影響により需要が想定よりも少なかったこと(参考1)や、これにより、調整火力発電を停止したことによる供給減(参考2)等が事前の想定と実績との差の要因と考えられるが、事前の想定は概ね適切であったと評価できる。

(万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社合計	事前の見通し	差分
供給	606	1,516	5,074	2,380	2,683	555	1,162	524	1,623	16,123	16,551	▲428
需要	552	1,372	4,743	2,258	2,432	505	995	477	1,423	14,757	15,587	▲830
予備率	+9.9%	+10.5%	+7.0%	+5.4%	+10.3%	+10.0%	+16.7%	+9.8%	+14.1%	+9.3%	+6.2%	—

(参考1)2012年度冬季の需給検証【需要面について】

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	▲830		
気温影響等	▲391	2012年度冬季は平年より寒い冬だったが、2010年度冬季と比べると、最大需要日の気温が上回ったエリアが多かった。	引き続き、今後の需給見通しにおいても、平年並みではなく、猛暑や厳寒などのリスクサイドで評価する必要。
経済影響等	▲271	2012年度の実質GDPの伸び率の鈍化(+2.2%想定から+1.2%に減少)	—
節電影響	▲168	照明、空調等による節電が幅広く実施された。	節電意識の高まりにより、数値目表を伴わない節電要請においても一定の効果が見られた。

※9電力の最大需要発生日における値を合計

(参考2)2012年度冬季の需給検証【供給面について】

電源	実績－ 見通し※1 (万kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲428		
原子力	+10	海水温度低下による出力増。	—
火力	▲781	需給のひっ迫がなかったため、調整火力を停止したことによる減少※2。	火力発電について、計画外停止は、前年度よりも増加。
水力	+107	西日本では、降水量が多かったため増加。	地域によっては、事前想定を下回ったが広域融通を前提として、概ね想定は妥当。
揚水	+46	需要減少に伴う、増。	—
地熱 太陽光 風力	+100	冬型の気圧配置の強まりによる風力の増。午前中にピーク需要が発生したことによる太陽光の増。	太陽光、風力ともに最大需要発生時に出力の実績がゼロとなる地域があった(確実な供給力としては見込めず)。
融通調整	+50	(各社の最大需要日が異なっているため、全国ではゼロにならない。)	—
新電力への供給等	+40	新電力への供給減。	—

※1 9電力の最大需要発生日における値を合計

※2 電力需給のひっ迫がない中で、最大需要日に稼働させなかった火力発電及び、火力発電の計画外停止も含む

2013年度夏季の需給検証に当たっての基本的な考え方(①需要)

需要面

項目	想定の方
気温影響	○2010年度夏季並の猛暑を想定。
経済影響	○直近の経済見通しを反映し、地域実情を考慮。
節電影響	○2012年度夏季からの節電継続率を反映。

- 需要想定にあたっては、猛暑となることを推定しつつ、節電の定着状況、直近の経済見通しを踏まえて想定。
- 2013年度夏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:2010年度夏季並みの猛暑を想定。
 - 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・撤退等の地域実情を考慮。
 - ③節電影響:2012年度夏季の節電実績を踏まえ、直近(2013年2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。

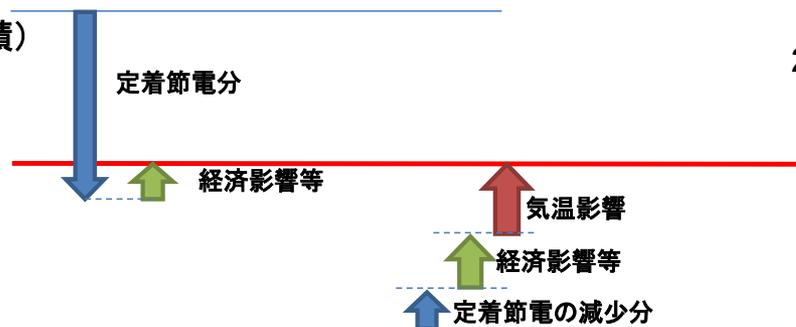
<変動要因>



算出の方法

2010年度夏季需要(実績)

- ・気温:猛暑
- ・経済:通常
- ・節電:なし(ベース)



2013年度夏季需要の前提

- ・気温:猛暑
- ・経済:直近の経済見通し
- ・節電:定着分あり

2012年度夏季需要(実績)

- ・気温:猛暑(2010年度よりは低い)
- ・経済:低迷
- ・節電:あり(実績)

2013年度夏季の需給検証に当たっての基本的な考え方(②供給)

供給面

項目	想定の方
原子力	○現状と同じく、大飯原発3・4号機を供給力として計上。
火力	○保安上、定期検査せざるを得ないものを除き、稼働させて供給力を確保。 ○被災火力の再稼働等を折り込み。 等
水力	○リスクサイドに立って渇水等を想定。
揚水	○夜間の余剰電力等を踏まえ可能な限り活用。
再生可能 エネルギー (太陽光、風力)	○太陽光発電は、固定価格買取制度による導入増を考慮しつつ、確実に見込める出力を評価。 ○風力発電は風況によりピーク時に出力がゼロになることがあり、供給力として計上しない。

2013年度夏季の電力需給見通しについて

○2013年度夏季の電力需給の見通しは、2010年度夏季並の猛暑となるリスクや直近の経済成長の伸びなどを織り込んだ上で、定着節電が確実に実施されることを前提に、いずれの電力会社管内でも瞬間的な需要変動に対応するために必要とされる**予備率3%以上を確保できる見通し**。

○他方、9電力管内※において**大規模な電源脱落等が発生した場合には電力需給がひっ迫する可能性(参考3)もあり、引き続き予断を許さない状況**であることに留意が必要。

※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

2013年度夏季の見通し※

※ 2010年度並の猛暑を想定し、直近の経済見通し、2012年度夏季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。

○8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
供給力	7,857	524	1,520	5,813	9,827	2,817	2,932	574	1,250	595	1,659	17,684	238
最大電力需要	7,365	474	1,441	5,450	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610	16,644	156
定着節電 ()は 2010年度比	—	▲32 (▲6.3%)	▲56 (▲3.8%)	▲629 (▲10.5%)	—	▲109 (▲4.0%)	▲268 (▲8.7%)	▲23 (▲4.0%)	▲43 (▲3.6%)	▲31 (▲5.2%)	▲149 (▲8.5%)	—	—
供給－需要	492	50	79	363	548	232	87	28	119	33	49	1,040	83
(予備率)	6.7%	10.5%	5.5%	6.7%	5.9%	9.0%	3.0%	5.2%	10.5%	5.9%	3.1%	6.2%	53.1%

※ 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。

(参考3) 需給ひっ迫リスクについて(感度分析)

- 過去5年間の夏季の中西日本各社同日の最大計画外停止は、2011年9月4日に▲644万kW。これが発生した場合には、随時調整契約の発動や周波数変換設備(FC)を通じた東日本からの融通を行っても、中西日本で予備率2.1%となり、安定供給に最低限必要な3%を下回る。
- こうしたリスクへの備えとして、随時調整契約の積み増し、アグリゲーターやネガワット取引等の需要面の対策や自家発電の購入増等の供給面の対策によって万全を期す必要。

リスク要因

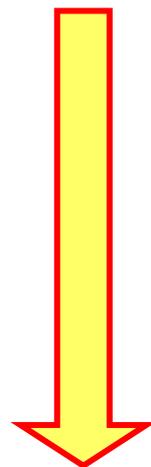
○計画外停止リスク 過去5年間の夏季の中西日本各社同日の最大実績: ▲644万kW	▲644
○気温上昇に伴う需要増 ・猛暑想定を織り込み済み。ただし、気温が更に1°C上昇の場合、252万kW需要増	—
○景気の着実な回復による需要増 ・直近の経済見通し及び工場の出店等の地域実情を織り込み済み。ただし、GDP成長率(対前年度比)が1.0%増加の場合、93万kW需要増。 (GDP弾性値を1.0と仮定)	—

追加対策等

○東日本からの融通。 (周波数変換設備(FC)の能力により制約)	+120
○随時調整契約の発動による需要減	+165

○中西日本各社同日の計画外停止の最大実績(夏季の過去5年間)

年度	夏季最大	発生日
2008年度	231万kW	8月31日
2009年度	470万kW	7月31日
2010年度	308万kW	9月12日
2011年度	644万kW	9月4日
2012年度	444万kW	7月13日



○2013年度夏季(8月)の需給見通し

(万kW)	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①供給力	9,827	2,817	2,932	574	1,250	595	1,659
②需要	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610
①供給-②需要	548	232	87	28	119	33	49
予備率	5.9%	9.0%	3.0%	5.2%	10.5%	5.9%	3.1%



【中西日本】+2.1%(+189万kW)※

※2013年度夏季の中西日本の予備力(+548万kW)-最大計画外停止(▲644万kW)+随調(+165万kW)+東日本からの融通(+120万kW)=+189万kW

この場合、予備率3%を確保するには+84万kWの更なる追加対策等が必要。

更なる追加対策等

		更なる追加対策等
事前に用意	需要	随時調整契約の積み増し、アグリゲーターやネガワット取引の活用等
	供給	自家発電の購入増、卸取引市場の活用等
天候等の不確定要素あり	需要	西日本の合計最大電力と合成最大電力の差分
	供給	試運転火力の調整が順調に進んだ場合や、日射量が想定以上の場合の太陽光発電の供給増

燃料費増加の見通し

- 原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる2012、2013年度の燃料費の増加について試算したところ以下の通り。
- 2013年度は、2012年度推計に用いた燃料価格を、直近の為替動向を踏まえ為替レートを1ドル100円に補正し、原子力の稼働を2012年度と同等と仮定して推計。

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度推計	2013年度推計
総コスト	約14.6兆円	約16.9兆円	約18.1兆円	
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円	約7.1兆円 (第3四半期までの実績 に基づく試算)	
うち原発停止による燃料費増	—	+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	+3.8兆円 内訳 LNG +1.6兆円 石油 +2.4兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料増が総コストに占める割合(%)	—	約13.6%	約17.1%	
原子力利用率	66.8%	25%	3.8%	3.8%

(備考)2012年度推計については、昨年10月に行った試算(+3.2兆円)から若干減少したが、これは、石油価格が昨年後半に低下した影響である。

(参考:低硫黄C重油の事業者間指標価格:2012年1~3月 70,490円/kl、2012年4~6月 75,440円/kl、2012年7~9月 65,320円/kl、2012年10~12月 67,720円/kl、2013年1月~3月 75,630円/kl)

まとめ

1. 2013年度夏季の電力需給の見通しは、国民各層の節電の取組が継続されれば、いずれの電力管内も、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通し。
2. 但し、大規模な電源脱落等があれば電力需給がひっ迫する可能性があり、また、本小委員会で見込んだ以上に景気が上昇し、需要が想定よりも大きくなる可能性もある。
3. したがって、次の対策が必要と考えられる。
 - ①国民の節電の取組が継続されるよう、無理のない形での節電が確実に行われるよう要請することを検討
 - ②価格メカニズムの活用を含め、費用対効果を考慮しつつ、デマンドレスポンス等の取組を拡大
 - ③需給ひっ迫する電力会社が、他の電力会社や自家発電事業者から、より広域的、機動的に電力融通を行う枠組みの整備 等
4. 電力需給の量的なバランスのみならず、コストについても、十分に留意する必要。原発の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる燃料費のコスト増は、2013年度には2010年度比で3.8兆増の予想。コスト低減の取組が必要。

電力需給検証小委員会 報告書

平成 25 年 4 月

総合資源エネルギー調査会 総合部会

電力需給検証小委員会

目 次

はじめに	- 1 -
第 1 章 2012 年度冬季の電力需給の結果分析	- 3 -
1. 各電力会社管内における電力需給の状況	- 3 -
2. 供 給 ～事前の想定から▲437 万 kW	- 3 -
3. 需 要 ～事前の想定から▲830 万 kW	- 8 -
4. 2012 年度冬季の電力需給の結果分析	- 16 -
第 2 章 2013 年度夏季の電力需給の見通し	- 18 -
1. 基本的な考え方	- 18 -
2. 2013 年度夏季の需要の想定	- 18 -
3. 2013 年度夏季の供給力の想定	- 21 -
4. 電力需給バランスの検証	- 33 -
第 3 章 電力コストへの影響等	- 37 -
1. 火力発電の稼働増に伴う燃料費の増加	- 37 -
2. 節電による電力量の減少に伴う燃料費の減少等	- 38 -
3. 燃料調達コストの引下げに向けた取組み	- 38 -

はじめに

東日本大震災以降、火力発電の被災による停止、原子力発電の停止等により、我が国の電力供給力は大幅に低下した。電力需給のひっ迫を回避するため、計画停電、電気事業法に基づく電力使用制限令、数値目標付の節電要請等が行われてきたところである。

2012年度冬季は、大飯発電所が再稼働する中で、各電力管内の予備率は、瞬間的な需要変動に対応するために最低限必要とされる3%以上を確保できる見込みとされた。しかし、北海道電力管内においては、他電力からの電力融通を北本連系設備に依存しており、万が一、大規模な電源脱落が発生した場合には、電力需給がひっ迫する可能性があった。そのため、北海道電力管内においては、数値目標付の節電要請を含む多重的な対策が行われた。

東日本大震災から2年を経て、電力需給の状況は改善しつつある。しかし、火力発電の定期検査の繰り延べや過負荷運転の実施、長期停止火力発電の再稼働、緊急設置電源の設置といった緊急避難的な対策や国民各層の節電努力等に大きく依存している。原子力発電が稼働停止する中で、電力需給は未だ予断を許さない状況にある。

そのような認識の下、本年3月、総合資源エネルギー調査会総合部会の下に電力需給検証小委員会（以下「本小委員会」という。）を設置した。

電力需給の検証に当たっては、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需給検証を行うこととした。

従来、政府が電力需給の見通しを示す時期が遅く、企業、国民にとって、節電等の準備期間が十分に確保できないといった意見もあった。そのため、本小委員会においては、できる限り早く、電力需給の見通しを示すため、本年3月22日以降、計4回に亘って、2012年度冬季の電力需給の結果分析及び2013年度夏季の電力需給の見通しの検証等を短期集中的に行った。

この報告書は、その結果をとりまとめたものである。

2013年度夏季の電力需給の見通しに係るポイントは以下のとおりである。

1. 2013年度夏季の電力需給の見通しは、2010年度夏季並の猛暑となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電の取組が継続されれば、いずれの電力管内も、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。

2. しかし、大規模な電源脱落等によって電力需給がひっ迫する可能性もあり、引き続き、電力需給は予断を許さない状況である。
3. なお、原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焚き増しによる燃料費は、為替レートを1ドル100円として試算を行ったところ、2013年度には2010年度比で3.8兆円増加するとの結果となった。電力需給の量的なバランスだけでなく、コスト増も深刻な問題である。

第1章 2012年度冬季の電力需給の結果分析

1. 各電力会社管内における電力需給の状況

表1は、2012年度冬季に政府が節電要請を行った9電力管内（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）の最大需要日における電力需給の状況を示したものである。数値目標付の節電要請を行った北海道電力管内を含め、いずれの電力管内においても、最大需要日において、瞬間的な需要変動に対応するために必要とされる予備率¹3%を超え、需給ひっ迫に至ることはなかった。

以下、需給両面から、これを詳細に分析する。

【表1 2012年度冬季の各電力会社管内における需給状況（最大需要日）】

電力会社	節電目標	最大需要日 (最大需要発生時間帯)	最大需要日の 平均気温(°C)※	最大需要 (万kW)	ピーク供給力 (万kW)	予備率
北海道電力	▲7%以上 ※生産活動等に配慮	1月18日(金) (17~18時)	-8.0	552	606	9.9%
東北電力	数値目標を 伴わない節電	1月18日(金) (17~18時)	-3.8	1,372	1,516	10.5%
東京電力	数値目標を 伴わない節電	2月19日(火) (17~18時)	3.7	4,743	5,074	7.0%
中部電力	数値目標を 伴わない節電	2月18日(月) (10~11時)	3.7	2,258	2,380	5.4%
関西電力	数値目標を 伴わない節電	2月19日(火) (10~11時)	3.5	2,432	2,683	10.3%
北陸電力	数値目標を 伴わない節電	2月8日(金) (9~10時)	-0.6	505	555	10.0%
中国電力	数値目標を 伴わない節電	12月25日(火) (9~10時)	3.1	995	1,162	16.7%
四国電力	数値目標を 伴わない節電	2月19日(火) (11~12時)	7.3	477	524	9.8%
九州電力	数値目標を 伴わない節電	2月8日(金) (18~19時)	4.1	1,423	1,623	14.1%

※東京電力は最大需要発生時間帯の気温、四国電力・九州電力は同日の最高気温。

2. 供給 ~事前の想定から▲428万kW

2012年度冬季の最大需要日の供給力（実績）の合計（9電力会社の合計。以下同じ。）は、16,123万kWであった。昨年10月の需給検証委員会²で示された

¹ 「予備率」とは、需要と供給力との差を需要で除したもの（（供給力-最大需要）/最大需要）

² 電力需給を検証するため、「電力需給に関する検討会合」及び「エネルギー・環境会議」の下に設置された委員会。2012年度夏季及び2012年度冬季の需給見通しを示した。

想定（以下「事前の想定」という。）である 16,551 万kWを 428 万kW下回った。
以下、電源ごとに実績と事前の想定との差を検証する。

【表 2 2012 年度冬季の供給力（実績）と事前の想定との差】

電源	実績－ 見直し※1 (万kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲428		
原子力	+10	海水温度低下による出力増。	－
火力	▲781	需給のひっ迫がなかったため、調整火力を停止したことによる減少※2。	火力発電について、計画外停止は、前年度よりも増加。
水力	+107	西日本では、降水量が多かったため増加。	地域によっては、事前想定を下回ったが広域融通を前提として、概ね想定は妥当。
揚水	+46	需要減少に伴う、増。	－
地熱 太陽光 風力	+100	冬型の気圧配置の強まりによる風力の増。午前中にピーク需要が発生したことによる太陽光の増。	太陽光、風力ともに最大需要発生時に出力の実績がゼロとなる地域があった（確実な供給力としては見込めず）。
融通調整	+50	（各社の最大需要日が異なっているため、全国ではゼロにならない。）	－
新電力への供給等	+40	新電力への供給減。	－

※1 9電力の最大需要発生日における値を合計

（1）火力発電 ～事前の想定から▲781 万 kW

2012 年度冬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、12,776 万 kW であった。事前の想定である 13,557 万 kW を 781 万 kW 下回った。

これは、電力需給のひっ迫がない中で、最大需要日に稼働させなかった火力発電が相当数あったことが要因と考えられる。

また、火力発電の計画外停止が増加していることも一因と考えられる。2012 年度冬季の計画外停止の状況を表 3 に示す。

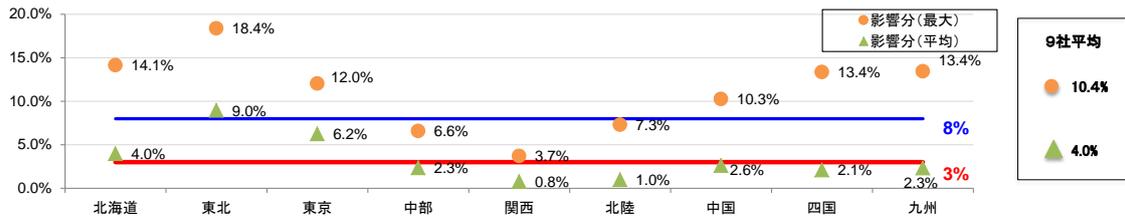
各電力会社では、巡回点検の回数を増やすとともに、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日にも利用した 24 時間体制による早期復旧を実施したが、最大需要日における計画外停止の合計は、532 万 kW であり、2011 年度冬季の 172 万 kW を大きく上回った。2012 年度冬季において、計画外停止（最大需要日の実績）が予備率に与える影響は、3.6%であった。

また、2012 年度冬季の計画外停止の平均は、587 万 kW であり、これも 2011 年冬季の 431 万 kW を大きく上回った。2012 年度冬季において、計画外停止（平均）が予備率に与える影響は、4.0%であった。

【表3 2012年度冬季の計画外停止の状況】

(単位:万KW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①12～3月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	78 (12/30)	252 (1/1,2)	571 (3/10)	149 (1/25,26)	90 (3/1～3/10)	37 (3/19)	102 (2/10)	64 (1/19)	191 (12/30～1/1)	901 [714] (3/14)	632 [381] (3/10)	1,534 [1,015] (12/30)
【主な計画外停止発電所】 ※ ()は停止・出力制御した発電所の定格出力。	伊達火力1号(35) 苫小牧火力1号(25)	東新潟火力4-2号系列(88) 秋田火力4号(60) 原町火力1号(100)	姉崎火力2号(60) 鹿島火力3号(60) 五井火力5号(35)	渥美火力3号(70) 武豊火力4号(38) 他社受電	舞鶴火力1号(90)	福井火力三国1号(25) 尾添水力(3) 真川水力(2)	下松火力3号(70) 水島火力3号(34)	阿南火力3号(45) 他社受電	新小倉火力4号(60) 川内火力2号(50) 相浦火力1号(38)	-	-	-
②12～3月の計画外停止分の平均	22	123	296	53	19	5	26	10	33	441	146	587
③最大需要日の計画外停止実績	14	85	352	20	16	21	17	0	7	451	81	532
2012年度冬季の最大需要	552	1,372	4,743	2,258	2,432	505	995	477	1,423	6,667	8,090	14,757
仮に最大需要日に①が発生した時の予備力への影響	▲14.1%	▲18.4%	▲12.0%	▲6.6%	▲3.7%	▲7.3%	▲10.3%	▲13.4%	▲13.4%	▲13.5%	▲7.8%	▲10.4%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備力への影響 ※ ①は昨夏の想定需要に対する影響	▲4.0%	▲9.0%	▲6.2%	▲2.3%	▲0.8%	▲1.0%	▲2.6%	▲2.1%	▲2.3%	▲6.6%	▲1.8%	▲4.0%
③が予備力に与える影響	▲2.5%	▲6.2%	▲7.4%	▲0.9%	▲0.7%	▲4.2%	▲1.7%	0.0%	▲0.5%	▲6.8%	▲1.0%	▲3.6%

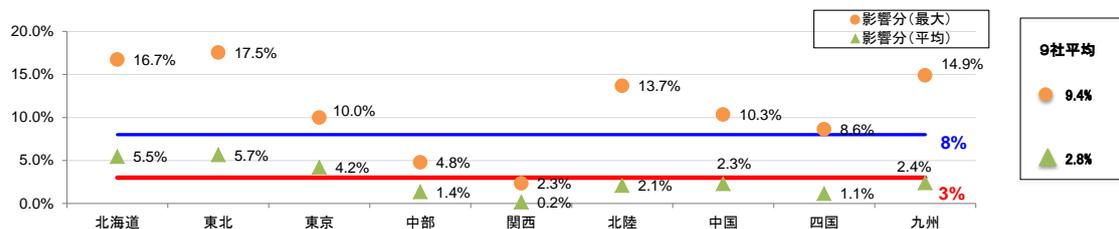
【図1 2012年度冬季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】



【表4 2011年度冬季の計画外停止の状況】

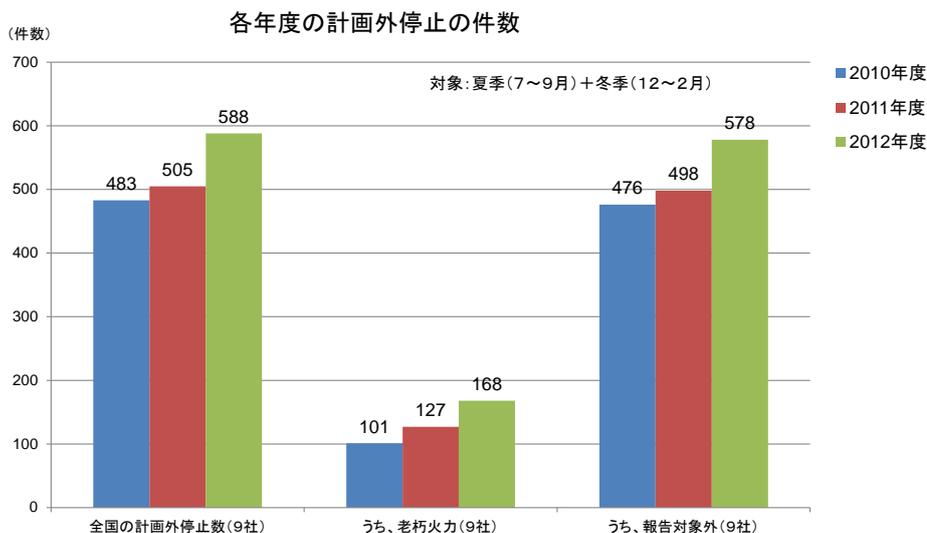
(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①12～3月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分 ※ []は各社同日の最大	95 (12/30,31)	239 (1/1)	496 (12/4)	113 (1/6～1/8)	60 (12/12,13)	72 (12/2)	108 (3/31)	45 (12/30～1/1, 3/10,11)	229 (2/3)	830 [530] (12/4)	627 [319] (12/4)	1,457 [849] (12/4)
【主な計画外停止発電所】 ※ ()は停止分が最も高い発電所の定格出力。	知内2号機(35) 伊達2号機(35)	秋田4号機(60) 能代2号機(60)	鹿島3.4号機(120) 広野3号機(100) 横浜7-3号機(35) 富津2-1号機(17)	武豊2号機(38) 武豊3号機(38) 武豊4号機(38)	海南3号機(60)	敦賀2号機(70)	下松3号機(70)	坂出3号機(45)	新大分1～3号系列(229)	-	-	-
②12～3月の計画外停止分の平均	31	77	209	32	4	11	24	6	37	317	114	431
③最大需要日の計画外停止実績	12	65	78	0	0	1	6	0	10	155	17	172
2011年度冬季の最大需要	568	1,362	4,966	2,367	2,578	526	1,045	522	1,538	6,896	8,576	15,472
仮に①が発生した時の予備力への影響	▲16.7%	▲17.5%	▲10.0%	▲4.8%	▲2.3%	▲13.7%	▲10.3%	▲8.6%	▲14.9%	▲12.0%	▲7.3%	▲9.4%
仮に最大需要発生日に②が発生した時の予備力への影響	▲5.5%	▲5.7%	▲4.2%	▲1.4%	▲0.2%	▲2.1%	▲2.3%	▲1.1%	▲2.4%	▲4.6%	▲1.3%	▲2.8%
③が予備力に与える影響	▲2.1%	▲4.8%	▲1.6%	0.0%	0.0%	▲0.2%	▲0.6%	0.0%	▲0.7%	▲2.2%	▲0.2%	▲1.1%

【図2 2011年度冬季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】



各年度の計画外停止の件数を図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増加する中で、計画外停止の件数は毎年度増加している。特に、運転開始から40年以上が経過した老朽火力発電の計画外停止は、2010年度の101件から1.7倍の168件に急増している。現在のところ、計画外停止の内容は、異音発生に伴う停止等、法令に基づく報告義務がないものが大半を占めるが、不測の事態に備えて、今後とも点検や補修に万全を尽くす必要がある。

【図3 各年度の計画外停止の件数】



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年度に運転開始から40年を経過した火力。

(2) 水力発電 ～事前の想定から+107万kW

2012年度冬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、1,109万kWであった(表5)。事前の想定である1,002万kWを107万kW上回った。

中西日本電力管内(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)においては、例年よりも降水量が多く出水に恵まれたため、中西

日本電力管内の合計（実績）は、事前の想定を 116 万 kW 上回った。他方、東日本電力管内（北海道電力、東北電力及び東京電力）の合計（実績）は、事前の想定を 9 万 kW 下回った。特に、北海道電力管内では、1 月に入って真冬日が 18 日間連続し、河川が凍結したため、実績は事前の想定を 11 万 kW 下回った。

水力発電の供給力の事前の想定は、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する方法で算出された。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、これをやや上回る結果であり、広域的な電力融通が行われることを前提として、この評価方法は概ね妥当であったと評価される。

【表 5 2012 年度冬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最大需要日の実績	390	65	134	191	719	87	261	135	58	61	117	1,109
②需給検証委想定	399	76	125	198	603	93	214	117	50	45	84	1,002
差分(①-②)	▲9	▲11	+9	▲7	+116	▲6	+47	+19	+8	+16	+33	+107
(最大需要発生日)	-	1月18日	1月18日	2月19日	-	2月18日	2月19日	2月8日	12月25日	2月19日	2月8日	-

(3) 再生可能エネルギー（太陽光、地熱、風力）～事前の想定から+100 万 kW

①太陽光発電 ～事前の想定から+13 万 kW

太陽光発電については、冬季は、一般的に、需要のピークが朝方又は夕方になることが多く、その時間帯は日射量が期待できない。そのため、事前の想定では、需要のピーク時に確実に見込める供給力として評価しなかった。多くの電力管内では、事前の想定どおり、需要のピーク時間帯における供給力（実績）はゼロであったが、地域によっては最大需要となった時間帯が 10 時～11 時等の日射量がある程度見込める時間帯となったため、供給力（実績）の合計は、13 万 kW であった。

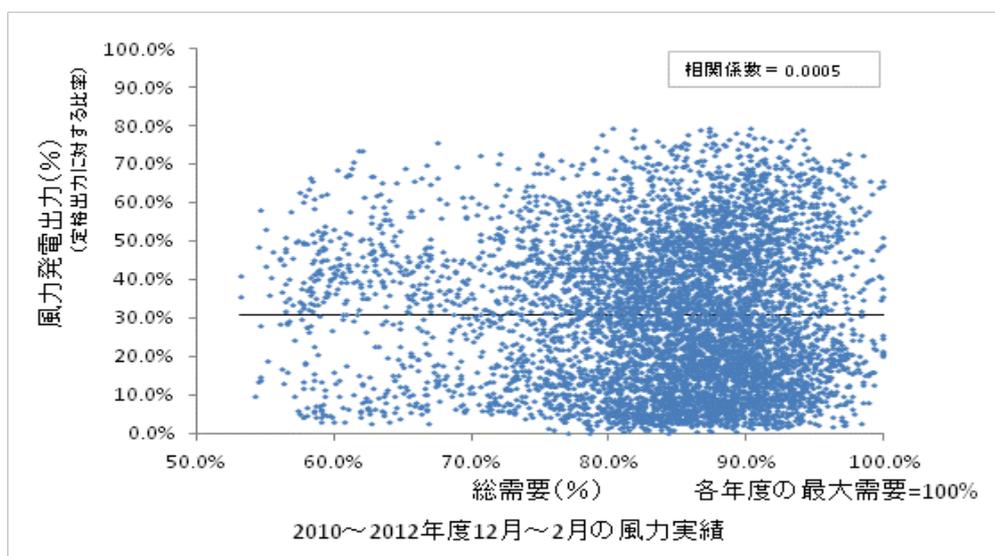
②地熱発電 ～事前の想定から▲3 万 kW

地熱発電の供給力（実績）の合計は、30 万 kW であり、事前の想定である 33 万 kW を 3 万 kW 下回ったが、概ね事前の想定どおりであった。

③風力発電 ～事前の想定から+90万 kW

風力発電は、需要のピーク時に供給力がゼロとなるケースが多数存在することから、事前の想定では、ピーク時に確実に見込める供給力としては評価しなかった。2012年度冬季の風力発電の供給力（実績）の合計は、90万 kWであった。例えば、北海道電力管内では、最大需要発生時（1月18日17時～18時）における風力発電の供給力（実績）は、6万 kWであった。図4に北海道電力管内における2010年度～2012年度の12月～2月の需要のピーク時における風力発電の供給力（実績）を示す。需要のピーク時に供給力がほとんど出ない場合も相当数見られ、風力発電を需要のピーク時に確実に見込める供給力として評価することは困難といえる。

【図4 需要のピーク時における風力発電の供給力（冬季・北海道電力管内）】



3. 需 要 ～事前の想定から▲830万 kW

2012年度冬季の最大需要日の需要（実績）の合計は、14,757万 kWであった。事前の想定である15,587万 kWを830万 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6にこれらの分析結果を示す。

【表 6 需要の主な減少要因の分析】

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	▲830		
気温影響等	▲391	2012年度冬季は平年より寒い冬だったが、2010年度冬季と比べると、最大需要日の気温が上回ったエリアが多かった。	引き続き、今後の需給見通しにおいても、平年並みではなく、猛暑や厳寒などのリスクサイドで評価する必要。
経済影響等	▲271	2012年度の実質GDPの伸び率の鈍化(+2.2%想定から+1.2%に減少)	—
節電影響	▲168	照明、空調等による節電が幅広く実施された。	節電意識の高まりにより、数値目表を伴わない節電要請においても一定の効果が見られた。

※9電力の最大需要発生日における値を合計

①気温影響等³ ～事前の想定から▲391万kW

2012年度冬季は、平年より寒い冬であった⁴が、2010年度冬季に比べ、最大需要日の気温が高かったこと等により、事前の想定よりも需要が391万kW減少した。

②経済影響等⁵ ～事前の想定から▲271万kW

事前の想定よりも経済成長率が低かった（2012年度の実質GDPの伸び率を+2.2%として需要を想定したが、実績は+1.2%）こと等により、事前の想定よりも需要が271万kW減少した。

③節電影響 ～事前の想定から▲168万kW

国民各層の節電により、事前の想定よりも需要が168万kW減少した。

表7に2012年度冬季の各電力管内における節電目標と需要減の実績を示す。

³ 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ものを「気温影響等」とした。

⁴ 2013年3月1日、気象庁が発表した「冬（12～2月）の天候」によると、2012年度冬季は、平均気温は北日本から西日本にかけて低く、北日本は平年を1℃以上下回ったとある。

⁵ 経済影響に新電力への離脱影響を加えたものを「経済影響等」とした。

全ての電力管内において、2012年度冬季の最大需要日において、定着節電の事前の想定と同程度、又はそれ以上の需要減となった。また、需要減少の冬季期間平均も定着節電の事前の想定を上回った。

なお、北海道電力管内では、数値目標付の節電目標である7%までの需要減には至らなかった。これは、需給がひっ迫していない平時においては、生産活動等に影響のない範囲での自主的な節電を要請したことによると考えられる。

【表7 2012年度冬季の節電目標と需要減の実績】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
節電目標 (12月3日～3月29日) ^{※1}	▲7%以上 ^{※2}	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電	数値目標を伴わない節電
定着節電 (2012年10月の需給検証委員会想定)	▲3.3%	▲2.2%	▲5.0%	▲2.8%	▲5.6%	▲3.4%	▲1.5%	▲5.2%	▲4.5%
最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ()は一昨年との気温差	▲4.7% (▲1.2℃)	▲6.7% (▲2.3℃)	▲7.9% (▲0.4℃)	▲3.6% (+3.4℃)	▲8.7% (+1.7℃)	▲4.4% (▲1.5℃)	▲7.3% (+3.3℃)	▲8.2% (+1.8℃)	▲7.2% (▲1.7℃)
<2012年度冬季> ①最大需要 ②最大需要日 ③平均気温 ^{※3}	①552 ②1/18 ③-8.0℃	①1,372 ②1/18 ③-3.8℃	①4,743 ②2/19 ③3.7℃	①2,258 ②2/18 ③3.7℃	①2,432 ②2/19 ③3.5℃	①505 ②2/8 ③-0.6℃	①995 ②12/25 ③3.1℃	①477 ②2/19 ③7.3℃	①1,423 ②2/8 ③4.1℃
<2010年度冬季> ①最大需要 ②最大需要日 ③平均気温 ^{※3}	①579 ②1/12 ③-6.8℃	①1,470 ②1/20 ③-1.5℃	①5,150 ②2/14 ③4.1℃	①2,342 ②2/14 ③0.3℃	①2,665 ②2/14 ③1.8℃	①528 ②1/20 ③0.9℃	①1,074 ②1/31 ③-0.2℃	①520 ②1/31 ③5.5℃	①1,533 ②1/31 ③5.8℃
需要減少の対2010年度比 (期間平均 ^{※4}) ()は需要減少量	▲4.7% (▲25)	▲7.7% (▲105)	▲9.4% (▲439)	▲4.7% (▲110)	▲6.6% (▲153)	▲5.0% (▲24)	▲5.2% (▲50)	▲6.0% (▲31)	▲5.5% (▲76)

※1)北海道電力管内は12月10日(月)から3月8日(金)までが数値目標付の節電要請期間。

※2)生産活動等(農業、観光を含む)に配慮。

※3)東京電力は最大需要発生時気温、四国・九州電力は最高気温。

※4)節電要請期間であった12月3日(月)から3月29日(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について一昨年冬の需要の気温感応度を基に今冬の各日の需要(理論値)を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したもの。

(2) 需要減のための取組等

①需要家別の需要減の状況

表8に各電力会社管内における「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」の需要減の実績(需要減の実績を気温補正することで気温影響を除いたもの)を示す。ほとんどの電力会社管内において、「家庭」よりも「大口需要家」の需要減が大きい。これは企業において、節電のみならず、減産等による需要減があったものと考えられる。

また、厳寒のため冬季の節電が難しいと考えられた北海道電力管内において、「家庭」は、4%の需要減となった。図5及び図6に北海道電力管内の「家庭」を対象に行ったアンケート結果を示す。2012年度冬季において、特に寒さが厳しい日の朝及び夕方(需要のピーク時間帯)において、エアコン等の使用を控える等の節電の取組について、14%が「通常よりも踏み込んで節電を行った」と回答している。節電の実施内容としては、不要な照明の消灯、テレビを必要

なとき以外は消すこと、パソコンの省電力設定、長期間使用しない機器のプラグを抜く等の取組が行われた。

【表 8 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	▲4.7% (▲25)	▲7.7% (▲105)	▲9.4% (▲439)	▲4.7% (▲110)	▲6.6% (▲153)	▲5.0% (▲24)	▲5.2% (▲50)	▲6.0% (▲31)	▲5.5% (▲76)
大口 需要家	▲9% (▲10)	▲12% (▲51)	▲13% (▲204)	▲4% (▲45)	▲8% (▲68)	▲7% (▲14)	▲10% (▲35)	▲6% (▲10)	▲8% (▲28)
小口 需要家	▲3% (▲6)	▲5% (▲21)	▲9% (▲130)	▲5% (▲40)	▲6% (▲46)	▲2% (▲3)	▲3% (▲9)	▲6% (▲8)	▲6% (▲25)
家庭	▲4% (▲9)	▲6% (▲33)	▲6% (▲105)	▲5% (▲25)	▲5% (▲39)	▲6% (▲7)	▲2% (▲6)	▲6% (▲13)	▲4% (▲23)

※節電要請期間であった12月3日(月)から3月29日(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について一昨年冬の需要の気温応度度を基に今冬の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

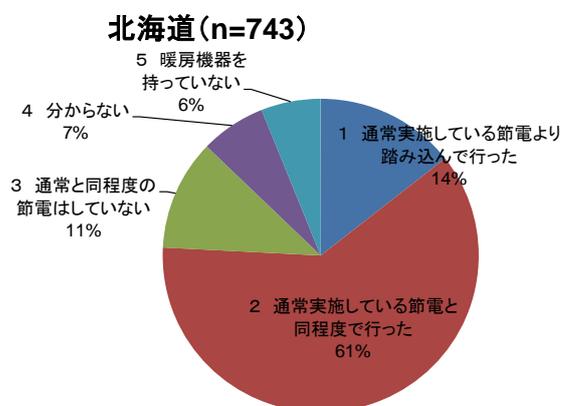
(参考 需要減少について産業・業務・家庭の内訳)

単位(万kW)

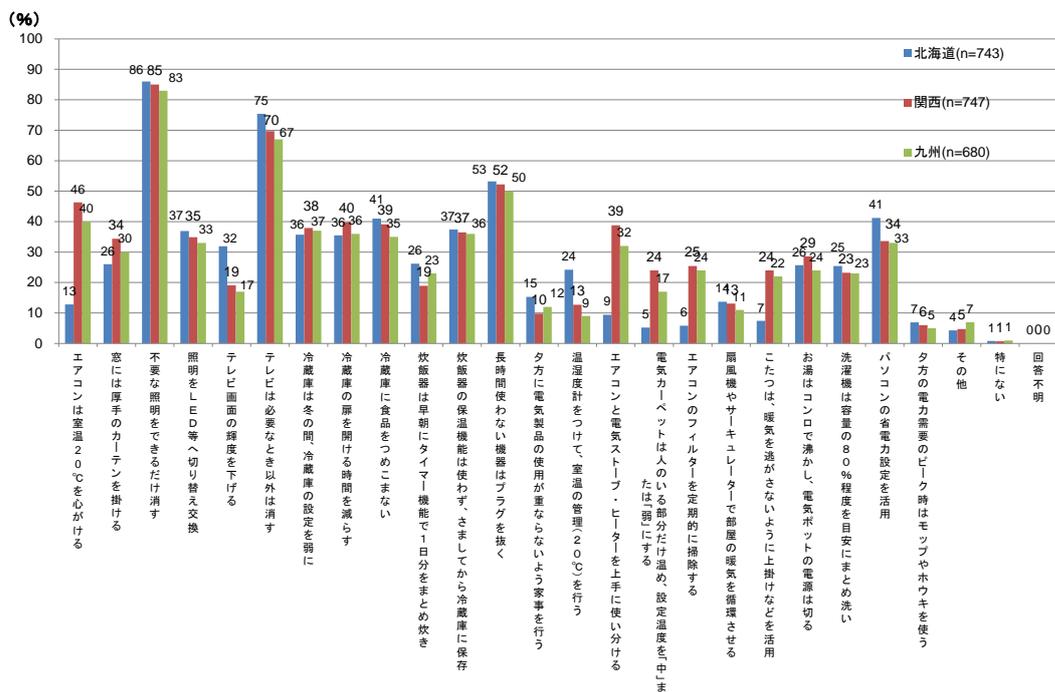
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
産業	▲8% (▲11)	▲10% (▲52)	▲11% (▲136)	▲4% (▲50)	▲8% (▲60)	▲4% (▲12)	▲10% (▲36)	▲5% (▲8)	▲7% (▲25)
業務	▲3% (▲5)	▲7% (▲20)	▲11% (▲198)	▲7% (▲35)	▲6% (▲54)	▲5% (▲5)	▲3% (▲8)	▲7% (▲10)	▲6% (▲28)
家庭	▲4% (▲9)	▲6% (▲33)	▲6% (▲105)	▲5% (▲25)	▲5% (▲39)	▲6% (▲7)	▲2% (▲6)	▲6% (▲13)	▲4% (▲23)

※節電要請期間であった12月3日(月)から3月29日(金)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について一昨年冬の需要の気温応度度を基に今冬の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

【図 5 特に寒さが厳しい日の朝及び夕方(需要のピーク時間帯)において、エアコン等の使用を控える等の節電】



【図6 2012年度冬季に実施した節電内容】



②節電が電力量 (kWh) に与える影響

表9に2012年度冬季の節電電力量 (kWh) を示す。2012年度冬季の電力量 (kWh) の減少分から、気温影響等及び経済影響等を除いた節電による電力量の減少分は、2010年度冬季比で93.9億kWh減となり、減少率は4.0%となった。冬季の節電が電力使用量の削減にも相当の効果があつたと考えられる。

【表 9 2012 年度冬季の節電影響 (kWh) について】

(単位: 億kWh)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①2012年度 節電電力量	▲5.2	▲6.6	▲48.8	▲7.0	▲13.7	▲1.3	▲1.8	▲2.5	▲7.0	▲93.9
2012年度 節電率 (①/③)	▲5.8%	▲2.9%	▲6.5%	▲2.1%	▲3.5%	▲1.6%	▲1.1%	▲3.3%	▲3.0%	▲4.0%
②2011年度 節電電力量	▲1.5	▲6.4	▲51.3	▲6.5	▲11.9	▲1.1	▲1.4	▲1.5	▲6.2	▲87.8
2011年度 節電率 (②/③)	▲1.7%	▲2.8%	▲6.8%	▲1.9%	▲3.1%	▲1.4%	▲0.9%	▲2.0%	▲2.7%	▲3.7%
③2010年度 電力量	90.2	225.0	752.6	336.8	387.8	79.9	164.6	75.9	230.2	2343

※ 12月分から2月分まで(土日祝日含む)の3ヶ月の販売電力量を対象に2010年度を基準とした節電電力量を算出。

③需給調整契約

表 10 及び表 11 に 2012 年度冬季の計画調整契約及び随時調整契約の実績を示す。計画調整契約及び随時調整契約ともに、概ね事前の想定どおりの実績であった。

【表 10 計画調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①最大需要日の契約 実績	12	15	0	0	0	0※	0	0	22	49
②需給検証委想定※	10	15	0	0	0	1	0	0	19	45
差分(①-②)	+2	0	0	0	0	▲1	0	0	+3	+4

※随時調整契約への契約変更に伴う減。

【表 11 随時調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①今冬契約実績	8	21	172	70	36	21	115	23	33	499
②需給検証委想定	7	21	172	70	36	20	115	23	33	497
差分(①-②)	+1	0	0	0	0	+1	0	0	0	+2

(3) 北海道電力管内における 2012 年度冬季の需要対策

北海道電力管内の 2012 年度冬季の電力需給の事前の想定は、予備率 5.8% (2013 年 2 月の想定) であり、瞬間的な需要変動に対応するために必要とされる予備率 3%以上を確保できる見通しであった。しかし、北海道電力管内においては、他社からの電力融通に制約があること、寒冷地であり電力不足が国民生活等に甚大な影響を及ぼす可能性があること等の特殊性を踏まえ、政府は、北海道電力管内において 7%の節電要請を行うとともに、緊急調整プログラム等の需要対策を決定した。

緊急調整プログラムについては、北海道電力管内において、過去最大級の電源脱落 (2010 年度に発生した 137 万 kW の電源脱落。過去 15 年間の最大。) が発生してもなお予備率 3%を確保できるようにするため、北海道電力と管内の需要家との間で合計 33 万 kW の契約締結が行われることを目標とした。実績は、40 万 kW の契約締結であった。

また、緊急時ネガワット入札は、過去最大級の電源脱落を上回る電源脱落が発生するリスクにも備えるために準備された。実績は、約 50 口の事前登録があった。

この他にも、需給調整契約の拡大等の取組が行われた。表 12 にこれら取組の概要を示す。

過去最大級の電源脱落等に備えて、そのリスクに相当する数値目標付の節電要請を行うことは、国民に大きな負担を強いることになる可能性がある。2012 年度冬季の北海道電力管内で行われたような需給ひっ迫時にのみ発動する契約をあらかじめ締結しておくことは、リスクへの備えと国民負担の軽減とを両立する取組として、費用対効果を考慮しつつ、今後の参考とする必要がある (図 7)。

【表 1 2 北海道電力管内における需給対策の概要】

(1) 新たな需給対策メニュー

契約種別	内容	昨年10月需給検証委員会	今冬実績
緊急調整プログラム	需給がひっ迫した際、操業の停止・縮小や自家発の稼働などにより、原則として営業・操業・業務時間外レベルまで負荷調整いただく契約。	33万kW以上 ※目標値	約40万kW (246口)
緊急時ネガワット入札 (新規)	節電のお願いや緊急調整プログラムを発動しても、なお供給力の不足する場合に備えたスキーム。需要抑制電力の必要分を募集し希望割引単価の低い順に必要な分まで積み上げ。	—	約50口が 事前登録

(2) これまでの需給調整契約の拡大

契約種別	内容	昨年10月需給検証委員会	今冬実績	
計画調整契約	操業調整契約	あらかじめ日時を決めて、電気の使用を抑制する契約。	約150口 約9万kW	約240口 約15万kW
	休日調整契約 長期休日調整契約	平日の操業を休日に振り替えたり、長期休日を設定したりすることにより、電気の使用を抑制する契約。	約10口 約1万kW	約10口 約1万kW
随時調整契約	通告調整契約	当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。 (原則として、前日に通告)	約20口 約1万kW	約30口 約2万kW
	瞬時調整契約	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。	約10口 約6万kW	約10口 約6万kW
随時募集調整契約 (新規)	需給がひっ迫するおそれがある場合に、当社から募集し、応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。	約20口 数千kW	約30口 約6千kW	

(3) 夜間における需要抑制に向けた取組み

方策	内容	昨年10月需給検証委員会	今冬実績
自家発の焚き増し	主に自家発の焚き増しにより、夜間時間における電気の使用を抑制。	—	20万kW程度
夜間通電時間の変更	深夜のピーク時間帯を避けて通電するように、当社設備 (タイムスイッチ) の設定変更。	—	15万kW程度

(4) その他の需要抑制対策など

方策	内容	昨年10月需給検証委員会	今冬実績
需給調整実量特約 (500kW未満の高圧受電のお客さま)	1か月ごとの最大需要電力を比較して、前年同月の最大需要電力を下回る場合に、抑制いただいた電力(kW)を割引対象とする契約。	24,000口以上	約26,000口
緊急節電要請スキーム	速やかな需要抑制が必要な場合、更なる節電 (節電の深掘) にご協力いただくスキーム。チェーン店等、緊急時にまとまった需要を抑制いただけるお客さまが対象。	24夏以上 (24夏: 約150件)	約420件
アグリゲータ事業者の活用 (新規)	中小ビル・工場等の省エネを管理・支援する事業者 (アグリゲータ事業者) にご協力いただき電力需要の削減を図ります。	3社程度 数千kW	5社 約3,500kW

【図 7 2012 年度冬季の北海道において行われた需給対策のコスト評価】

	需要側の取り組み							供給側の 取り組み
	法人				家庭向け			
	随時調整契約 ※1	計画調整契約 ※2	アグリゲータ の活用	緊急時ネガ ワット入札	緊急調整 プログラム	冬季需給調整 実量特約	みんなde節電 キャンペーン	緊急設置電源 ※11
削減効果 (kW) ※3	約8万kW	約16万kW	約0.4万kW ※6	事前登録 約50口	約40万kW	約11万kW	約0.07万kW	約15万kW
今冬の 総コスト※4	約1億円 (発動なし)	約60億円 (発動なし) ※7	— ※7	0 (発動なし) ※8	0 (発動なし) ※9	約4億円	約0.2億円	約90億円 ※11
円/kW (メニューや 契約の単価)	約700円/kW・回 (4h/回) ※5	約460円/kW・時 間・月 ※5	— ※7	— ※8	約700円/kW/4h ※9	約800円/kW ※10	約422円/kW・日	— ※11
円/kWh	約175円 ※5	約23円 ※5	— ※7	— ※8	約175円	約13円 ※10	約11円	— ※11

※1：通告調整契約および随時調整契約の合計値。
 ※2：操業調整契約、休日調整契約および長期休日調整契約の合計値。
 ※3：随時調整契約、アグリゲータの活用および緊急調整プログラムについては、契約上のkW。
 ※4：今冬の推定実績による。
 ※5：随時調整契約および計画調整契約の単価については、複数あるメニューのうち、代表的なメニューを例示。
 ※6：アグリゲータの活用における削減効果は、5事業者の契約調整電力の合計値。
 ※7：個別契約にもとづくもの、また、アグリゲータとその顧客との契約にも影響する可能性があるため、参考価格の提示を含め、開示不可。
 ※8：発動実績がなく、評価不可能。
 ※9：4時間の発動を行った場合としたkWあたり単価。(随時調整契約と同額)
 ※10：月20日、一日あたり3時間の削減と仮定してkWh評価を算定。単価は、業務用と産業用の単純平均。
 ※11：単価は、稼働率や今後の使用年数などの条件によって異なることから、評価を行なうことが困難。

4. 2012 年度冬季の電力需給の結果分析

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

(1) 供給面

- 火力発電については、老朽火力発電を中心に計画外停止が増加しており、不測の事態に備えて、今後とも点検や補修に万全を尽くす必要がある。
- 水力発電については、地域によっては実績が事前の想定を下回ったが、供給力の合計は、これをやや上回る結果であり、広域での電力融通が行われることを前提として、従来の評価方法は概ね適切であったと評価される。
- 太陽光発電については、多くの電力管内では、事前の想定どおり、ピーク時の供給力の実績は出なかった。太陽光発電を冬季のピーク時の供給力として評価することは困難である。
- 風力発電については、2012 年度冬季において、ピーク時に供給力の実績は出たが、過去の実績を踏まえると、ピーク時に供給力の実績がほとんど出ない場合も相当数ある。したがって、風力発電をピーク時に確実に見込める供給力として評価することは困難である。

(2) 需要面

- 全ての電力管内で、定着節電の事前の想定を上回る需要減となった。国民各

層の節電意識が持続していると評価される。

○2012年度冬季は平年より寒い冬であった。今後の需給見通しにおいても、平年並でなく、猛暑や厳寒といったリスクサイドで評価する必要がある。

○2012年度冬季においては、経済影響に伴う需要減があったが、今後は景気回復が見込まれるところ、これを適切に評価して需要想定に織り込む必要がある。

○北海道電力管内においては、リスク対応として、数値目標付の節電要請の他、緊急調整プログラム等の様々な取組が行われた。これらは、リスクへの備えと国民負担の軽減とを両立する取組として、費用対効果を考慮しつつ、今後の参考とする必要がある。

第2章 2013年度夏季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方

2013年度夏季の需給見通しの検証を行うに当たっての基本的な考え方は、以下のとおり。

(1) 需要面

気温が高くなるリスクを想定し、2010年度夏季並の猛暑日の需要を想定する。これに節電の定着状況、直近の経済見通し等を反映して、2013年度夏季の需要想定とする。

(2) 供給面

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た上で、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。

(3) 電力需給バランスの検証

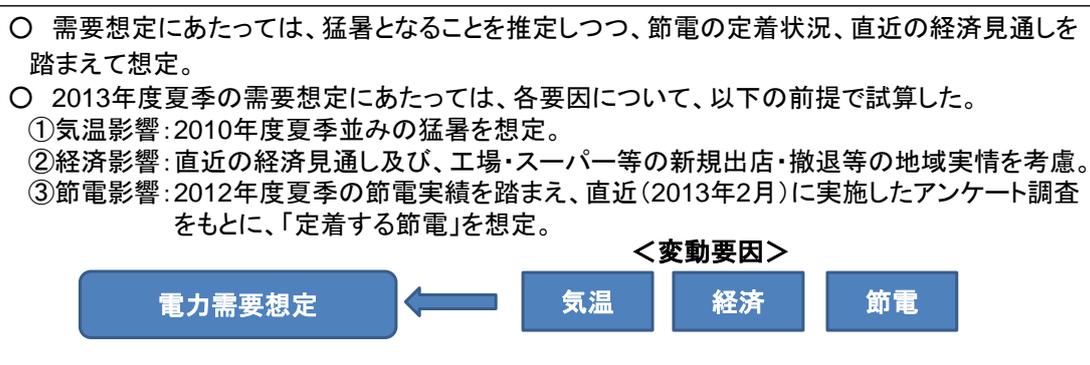
以上により想定された各電力会社の需給バランスについて、9電力管内全体、東日本電力管内全体、中西日本電力管内全体といった広域的な視点を含め、安定供給が可能であるかを検証する。

沖縄電力管内については、2013年度夏季の需給見通しを参考として示す。

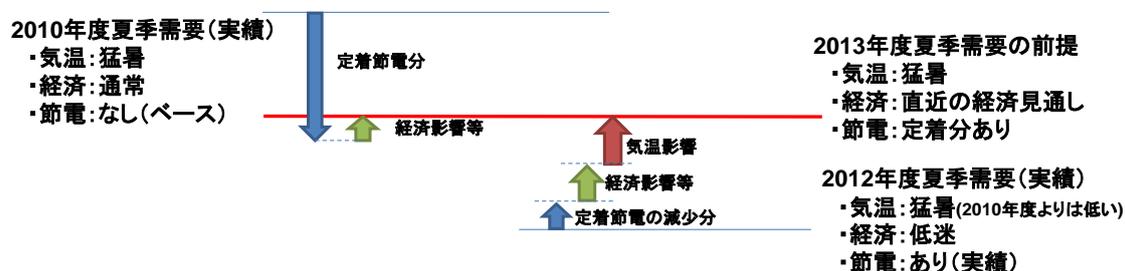
2. 2013年度夏季の需要の想定

2013年度夏季の需要想定に当たっては、電力需要の変動要因である気温影響、経済影響等、節電影響について、どの程度見込むかを検証した(図8)。以下、変動要因ごとに検証結果を記す。

【図 8 2013 年度夏季の需要想定について】



算出の方法



(1) 気温影響 ～2010 年度夏季並の猛暑を想定 (9 電力管内の合計で 17,987 万 kW)

2013 年度夏季に気温が高くなるリスクを考慮し、2010 年度夏季並の猛暑を想定し、2010 年度夏季の最大需要 (9 電力管内の合計で 17,987 万 kW) をベースとする。

(2) 経済影響等 ～2010 年度夏季から経済影響+122 万 kW、離脱影響▲32 万 kW

2013 年度夏季の経済影響については、直近の GDP 及び IIP の見通しを反映し、さらに、各電力管内における工場・スーパー等の新規出店、撤退等に伴う需要変動を織り込んで電力管内ごとに算出した。

表 13 に各電力管内の 2013 年度夏季の経済影響及び新電力への離脱影響を示す。政府が行う経済対策、金融政策の効果により、GDP、IIP が増加すること等から、経済影響による需要増は、9 電力会社管内の合計では、2010 年度比で +122 万 kW を見込むこととする (2012 年度実績からは 183 万 kW の増加を見込む)。

【表 1 3 2013 年度夏季の経済影響等】

○2013年度夏季の経済影響等(対2010年度夏季差) (単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2013年度 経済影響等	+1	+18	+119	▲22	▲5	▲5	▲27	▲7	+18	+90
内訳 経済影響	+3	+20	+141	▲11	▲16	▲5	▲24	▲4	+18	+122
新電力への 離脱影響	▲2	▲2	▲22	▲11	+11	0	▲3	▲3	0	▲32

(参考)2012年度夏季の経済影響(対2010年度夏季差) (単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2012年度 経済影響	+4	▲10	+12	▲2	▲37	▲5	▲22	▲5	+4	▲61

(3) 節電影響 ～2010 年度夏季から▲1,340 万 kW

①節電影響の算出

2013 年度夏季に見込まれる節電については、2012 年度夏季における各電力管内における節電実績をベースとし、これに本年 2 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、各電力管内で「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」を対象に行ったアンケート調査において「2012 年度に引き続き 2013 年度夏季も節電を継続する」と回答した者の割合に「2013 年度夏季も 2012 年度夏季と同等の節電を継続する」と回答した者の割合を乗じて、節電の継続率を算出し、これに 2012 年度夏季の節電実績を乗じて、2013 年度夏季に見込まれる節電（定着節電）を算出した。

表 14 に以上の方法によって算出された各電力管内の定着節電を示す。節電影響による需要減として、9 電力管内の合計で、2010 年度比で 1,340 万 kW の減少を見込む。

【表 1 4 2013 年度夏季の節電影響】

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2012年度夏季 節電実績	▲43 [▲8.5%]	▲80 [▲5.4%]	▲707 [▲11.8%]	▲155 [▲5.7%]	▲368 [▲11.9%]	▲30 [▲5.2%]	▲52 [▲4.3%]	▲45 [▲7.5%]	▲189 [▲10.8%]
備考	①数値目標 ▲7%実施	③無理のない 節電要請	③無理のない 節電要請	②数値目標 ▲5%実施 → 無理のない節 電要請	①数値目標 ▲15%実施 → 数値目標 ▲10%実施	②数値目標 ▲5%実施 → 無理のない節 電要請	②数値目標 ▲5%実施 → 無理のない節 電要請	①数値目標 ▲7%実施 → 数値目標 ▲5%実施	①数値目標 ▲10%実施
②継続率	74%	70%	89%	79%	73%	77%	83%	69%	79%
③2013年度夏季 定着節電 (①×②)	▲32 [▲6.3%]	▲56 [▲3.8%]	▲629 [▲10.5%]	▲109 ^{注2} [▲4.0%]	▲268 [▲8.7%]	▲23 [▲4.0%]	▲43 [▲3.6%]	▲31 [▲5.2%]	▲149 [▲8.5%]
(参考) 2010年度夏季 最大電力需要	506	1,557 (1,484) ^{注3}	5,999	2,709	3,095	573	1,201	597	1,750

注1)[]は2010年度最大需要比の節電率。ただし、東北電力については、2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の1,484万kWとの節電率。
 注2)2012年度夏季は自家発焚き増しによる需要減分(▲14万kW)を関西電力に融通。2013年度夏季はこれを取りやめのため、中部電力の定着節電から▲14万kWを控除。
 注3)震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の需要

【図9 定着節電の算出方法（関西電力の例）】

- 2012年度夏季の節電実績を踏まえ、直近(2013年2月)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、2013年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査より、用途別(大口、小口、家庭)に2013年度夏季の継続率②※2を算出。
- 2012年度夏季節電実績①に、2013年度夏季の継続率②を乗じて、2013年度夏季の定着節電③を算出。

※1 2012年度冬季の節電実績及び2013年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査(実施時期:2月下旬~3月上旬)について、各社間で比較可能な形にするため、アンケートを統一し、2013年度夏季において、2012年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向を調査。
 ※2 「2012年度夏季節電を実施した」と回答した人のうち、「2013年度夏季節電を継続する」×「2013年度夏季に2012年度夏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) 関西電力

- (1) 2013年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査より、大口、小口、家庭の2013年度夏季の継続率はそれぞれ、65%、79%、79%となる。
- (2) 2012年度夏季節電実績368万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2013年度夏季の定着節電268万kWを算出。



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15に2013年度夏季の各電力会社における需給調整契約の見込みを示す。なお、随時調整契約については、需給のひっ迫時のみ発動する形態のため、需要想定にはあらかじめ織り込まない。

【表15 2013年度夏季の需給調整契約見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	2万kW	22万kW	202万kW	45万kW	80万kW	4万kW	52万kW	19万kW	48万kW	474万kW
随時調整契約電力	7万kW	21万kW	174万kW	71万kW	36万kW	20万kW	114万kW	21万kW	33万kW	496万kW

3. 2013年度夏季の供給力の想定

2013年度夏季の供給力の想定に当たっては、各電源について、供給力として確実に見込めるかどうかを十分に精査した上で、可能な限り、供給力を積み増す。以下、電源ごとに供給力の見込みを示す。

(1) 原子力発電 ～2012 年度夏季実績（最大需要日の供給力（実績）。以下同じ。）から▲1 万 kW

原子力発電については、現在稼働している大飯発電所 3 号機及び 4 号機の定格出力（各 118 万kW）の合計 236 万kWを供給力として計上する⁶。

(2) 火力発電 ～2012 年度夏季実績から+563 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。

但し、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えている。火力発電については、電気事業法に基づき、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。前回の定期検査の終了から 2 年以上を経過した火力発電は 79 基（全火力発電所の 3 割程度）に上り、前回の定期検査の終了から 4 年以上を経過したものは 7 基（全火力発電所の 3%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 16 に 2013 年度夏季に定期検査をしなければならぬと評価したもの（6 社 27 基）を示す。

⁶ 大飯発電所 3 号機及び 4 号機の定格出力の合計は 236 万 kW であるが、海水温度によって、供給力の実績としては若干の変動が生じる。2012 年度夏季の最大需要日の供給力（実績）は 237 万 kW であったが、2013 年度夏季に確実に見込める供給力としては、定格出力（236 万 kW）を見込む。

【表 16 2013 年度夏季に定期検査を行う必要のある火力発電】

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
北海道電力	奈井江1号機	18万kW	石炭	3/23-7/15	ボイラー蒸気管は2013年度中に寿命に到達することから、設備事故防止のため当該部一式の取替が必要。
	伊達2号機	35万kW	石油	6/25-9/27*	頻発している復水器細管漏洩による出力抑制への対策として、復水器細管の一部取替が必要。
	知内1号機	35万kW	石油	4/13-8/11*	頻発している電気集塵器荷電不良による出力抑制への対策として電気集塵器内装部品一式の取替が必要。
	砂川4号機	13万kW	石炭	8/12-10/31*	ボイラー蒸気管は2013年度中に寿命に到達することから、設備事故防止のため当該部一式の取替が必要。
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	6/22-7/28	同一発電所の他号機において、4～7月の定検停止が輻射しており、全体の需給見通しも踏まえ今回の停止時期にて計画した。
	能代1号機	60万kW	石炭	3/30-7/21	同一発電所の他号機において、2～3月に停止計画があり全体の需給見通しも踏まえ今回の停止時期にて計画した。
東京電力	千葉2-3号機	36万kW	LNG	4/1-7/7	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	千葉3-1号機	33万kW	LNG	8/12-12/1*	2014年4月の運転開始に向けた、コンバインド化工事に伴う停止。
	千葉3-2号機	33万kW	LNG	8/26-1/11*	2014年6月の運転開始に向けた、コンバインド化工事に伴う停止。
	横須賀4号機	35万kW	石油	5/7-7/5	煙道修理等の補修が必要であるため。
	横浜8-1号機	35万kW	LNG	3/20-7/5	ガスタービン部品の一部取替等の補修が必要であるため。
	姉崎1号機	60万kW	LNG	3/25-7/10	制御装置等の補修が必要であるため。
	鹿島5号機	100万kW	石油	3/21-7/8	ボイラベントハウス等の補修が必要であるため。
	姉崎4号機	60万kW	LNG	8/10-11/25*	制御装置等の補修が必要であるため。
	南横浜3号機	45万kW	LNG	3/16-7/2	ボイラ過熱器等の補修が必要であるため。
	鹿島2号機	60万kW	石油	4/1-7/17	制御装置等の補修が必要であるため。
	大井2号機	35万kW	石油	3/30-7/13	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	広野3号機	100万kW	石油	2/22-7/11	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	広野4号機	100万kW	石油	7/23-12/9*	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	中部電力	四日市火力4-4号機	12万kW	LNG	8/10-11/9*
四日市火力4-5号機		12万kW	LNG	7/25-11/30*	経年劣化に伴う発電機回転子コイル巻線等の補修が必要。
川越火力2号機		70万kW	LNG	8/31-11/17	蒸気タービン中圧翼等の補修。
川越火力4-4号機		24万kW	LNG	8/31-9/27	ガスタービン部品等の補修。
川越火力4-5号機		24万kW	LNG	5/2-7/17	発電機回転子等の補修。
北陸電力	富山新港石炭2号機	20万kW	石炭	6/14-7/20	秋には他の火力機の定検等を計画しているため。
中国電力	柳井発電所1-2号機	13万kW	LNG	5/29-7/17	運転時間管理を行なっているガスタービン高温部品の定期取替が必要。
	柳井発電所2-4号機	20万kW	LNG	4/1-9/4*	同型機において、蒸気タービンロータ翼植込部に欠陥が認められ、同様の欠陥の発生が懸念されるため、蒸気タービンの点検修理が必要。

※ 8月の平日に定期検査を行う発電所(10基)

②長期停止火力発電及び被災火力発電

東日本大震災以降、これまで長期停止火力発電⁷の再稼働が行われてきた(6社10基。表17参照。)。その他の長期停止火力発電は、主要設備の腐食、肉厚

⁷ 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、数年単位で計画停止しているもの。

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、部品調達、補修工事等により、再稼働までに最低でも2年以上を要する見込みである。そのため、これらは、2013年度夏季に追加的に再稼働することは予定されておらず、供給力として見込まない。(表18参照。)

【表17 既に再稼働している長期停止火力発電所】

2013年4月1日時点

電力会社名	発電所・号機	出力	種別	運転年数
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	40年
東京電力	横須賀1号GT	3万kW	軽油	41年
	横須賀2号GT	14万kW	都市ガス・軽油	5年※
	横須賀3・4号機	各35万kW	石油	48年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	16年
	武豊2号機	38万kW	石油	40年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	42年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	44年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	40年
合計		280万kW		

※設置は平成4年

【表18 再稼働までに2年以上を要する長期停止火力発電所】

電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	横須賀5～8号機	各35万kW	石油	43～46年	3～8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を含めて、2年以上必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	11年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要、また低圧タービンの復旧には材料手配から修理まで、2年以上必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	4年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、材料手配から修理まで、2年以上必要。
	西名古屋1・2号機	各22万kW	石油	35, 28年	7, 14年 (H25廃止予定)	空気予熱器エレメント腐食等の修理に1年以上必要。1～4号機はリブレース計画に伴い2013年度中に廃止。
	西名古屋4号機	38万kW	石油	40年	1ヶ月 (H25廃止予定)	蒸気タービン内部での異常発生が推定されており、異常部位の特定には開放点検として数ヶ月以上必要。リブレース計画に伴い2013年度中に廃止予定のため、4月より停止。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	35年	8年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、材料手配から機械加工・組立・検査、終了までに3年程度必要。
	富津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	23年	9～12年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	12年	1年4ヶ月	ボイラ火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事まで3年以上必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	49年	11年	ボイラ・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・制御装置の取替などで、2年以上必要。
九州電力	唐津2・3号機	38,50万kW	石油	41,39年	8年	チューブ全体に外面腐食が進行し、チューブ取替、また発電機については高経年によりコイル絶縁が劣化、コイル更新等により2年程度必要。
合計		547万kW				

東日本大震災により被災した火力発電(2社19基。表19参照。)については、2013年度夏季までに全て再稼働することを見込むこととする。(東北電力原町2号機については、本年3月末に営業運転を再開済み。同1号機については、2013

年度夏季までに営業運転の再開予定であり、供給力として見込む。)

【表 19 東日本大震災により被災した火力発電所の再稼働】

電力会社名	発電所・号機	出力	種別
東北電力	八戸3号機	25万kW	石油
	仙台4号機	45万kW	LNG
	新仙台1号機	35万kW	石油
	原町1・2号機 (2013年度夏季より新たに追加)	各100万kW	石炭
東京電力	常陸那珂1号機	100万kW	石炭
	東扇島1号機	100万kW	LNG
	大井2号機	35万kW	石油
	広野1～4号機	3,4号:各100万kW 1,2号:各60万kW	石油
	広野5号機	60万kW	石炭
	鹿島1～6号機	1～4号:各60万kW 5,6号:各100万kW	石油
合計		1,240万kW	

③新設火力発電・火力発電の増出力

表 20 に 2013 年度夏季に試運転を行う予定の新設火力発電等を示す。新設火力発電は、営業運転開始の 6 ヶ月程度前から試運転を行うことが多いが、過去に試運転中に不具合が生じていること⁸、試運転中は出力を変動させる試験を行うため安定した供給力を見込めないことにより、これを確実な供給力として評価することは困難である。そのため、現在、試運転中の姫路第二 1 号（営業運転開始は本年 10 月予定）については、2013 年度夏季の供給力としては見込まない。但し、2013 年 12 月運転開始予定の常陸那珂 2 号及び広野 6 号については、同サイトの同型機において過去試運転を行ってきており、技術的な蓄積の横展開が可能で試運転に伴うトラブルの可能性が低いと考え、これを 2013 年度夏季の供給力として見込むこととする。

⁸ 中部電力上越 1 号系列第 2 軸 (59.5 万 kW) は、昨年 5 月より試運転を行ったが、ガスタービン 1 台の空気圧縮機が損傷し、1 ヶ月程度停止した実績があり、安定した供給力として計上することは困難であった。

【表 20 運転開始が近い建設中の火力発電所】

青字:2013年度夏季に供給力として計上
 赤字:2013年度夏季に供給力として未計上
 黒字:2013年度夏季には試運転を行わないもの

会社名	発電所名等	出力	運転開始(予定)
東京	常陸那珂2号 (試運転) 広野6号 (試運転)	石炭 100万kW 60万kW	2013年12月 2013年12月
中部	上越2号系列第1軸 (運転開始) 上越2号系列第2軸	LNG 59.5万kW 59.5万kW	2013年7月 2014年5月
関西	姫路第二1号 (試運転) 姫路第二2号 姫路第二3号 姫路第二4号 姫路第二5号 姫路第二6号	LNG 48.65万kW 48.65万kW 48.65万kW 48.65万kW 48.65万kW 48.65万kW	2013年10月 2013年12月 2014年4月 2014年9月 2015年2月 2015年6月

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う。2012年度夏季の増出力状況等を踏まえ、表 21 に 2013 年度夏季の火力発電の増出力見込みを示す。

【表 2 1 2013 年度夏季の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	1万kW	11万kW	61万kW	13万kW	12万kW	1万kW	5万kW	3万kW	6万kW	113万kW
(参考)2012年度夏季における火力の増出力見込み										
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	1万kW	11万kW	64万kW	10万kW	10万kW	1万kW	6万kW	1万kW	6万kW	110万kW

なお、夏季は気温が上昇し、ガスタービンに吸入する空気の密度が低下すること等により、ガスタービンの出力が低下する。この出力低下対策として、吸気冷却装置の導入を 2012 年度夏季から実施している。この導入実績を踏まえ、2013 年度夏季においても、同装置の導入を進める。表 22 に 2013 年度夏季の吸気冷却装置の導入に伴う増出力見込みを示す。

【表 2 2 吸気冷却装置の導入見通し】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
吸気冷却装置	0万kW	0.8万kW	10万kW	1.6万kW	6万kW	0万kW	1.6万kW	0.3万kW	3.3万kW	24万kW
(参考)2012年度夏季の見通し										
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
吸気冷却装置	0万kW	0万kW	8万kW	0万kW	6万kW	0万kW	0万kW	0万kW	1万kW	15万kW

④緊急設置電源の設置・自家発事業者からの電力購入

表 23 に緊急設置電源の活用見込みを示す。緊急設置電源の活用見込みは、9

電力の合計で、2012年度夏季よりも26万kW減少することを見込む。これは、東京電力において、新規電源の運転開始に伴い、緊急設置電源の廃止（39万kWを廃止）を予定している（一部廃止済）ことによる。

【表23 緊急設置電源の活用見込み】

○緊急設置電源の活用見込み(2013年度夏季)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	89万kW	182万kW	-	5万kW	-	-	-	0.7万kW	292万kW

(参考)2012年度夏季における緊急設置電源の活用見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	7万kW	87万kW	221万kW	-	2万kW	-	-	-	0.7万kW	318万kW

表24に2013年度夏季における自家発電事業者からの電力購入の見込みを示す。自家発電事業者からの電力購入の見込みは、9電力の合計で2012年度夏季よりも84万kW減少することを見込む。これは、東京電力において、新規電源の運転開始に伴い、自家発電事業者からの電力購入を減少（88万kW減少）させること等による。

【表24 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 (0万kW)	27万kW (7万kW)	57万kW (80万kW)	0万kW (0万kW)	75万kW (62万kW)	2万kW (2万kW)	13万kW (13万kW)	14万kW (14万kW)	10万kW (10万kW)	217万kW (188万kW)

(参考)2012年度夏季の見通し

※()は夜間

	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	8万kW (9万kW)	29万kW (7万kW)	145万kW (100万kW)	0万kW (0万kW)	89万kW (77万kW)	2万kW (2万kW)	0万kW (0万kW)	13万kW (13万kW)	15万kW (13万kW)	301万kW (221万kW)

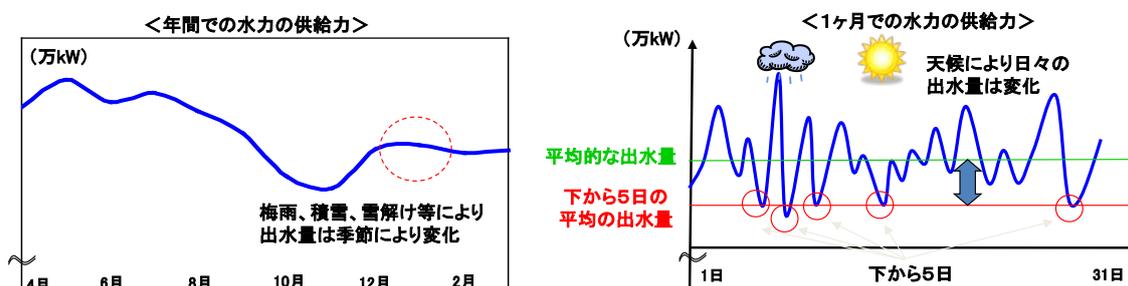
※()は夜間

(2) 水力発電 ～2012年度夏季実績から▲5万kW

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、従来の評価方法は概ね適切であったと評価されるところ、2013年度夏季においても、同様の評価方法を採用し、水力の供給力を見込むこととする。表25に水力発電の供給力見込みを示す。

【図 10 水力発電の供給力の計上方法】



【表 2 5 水力発電の供給力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	63	144	298	145	257	139	48	60	109	1,263

(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	144	302	143	254	136	49	60	110	1,270
供給力実績 (最大需要発生日)	83	134	203	153	303	133	55	68	136	1,268

(万kW)

なお、火力発電と同様、水力発電についても、表 26 の発電所は、定期検査が必要であるものと評価し、その他の発電所を 2013 年度夏季の供給力として見込むこととする。

【表 2 6 2013 年度夏季に定期検査を行う必要のある水力発電所】

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が不可能な理由
北海道電力	高見1号機	10	水力	4/15-11/30	水車の可動羽根は2013年度中に寿命に到達することから設備事故防止のため当該部一式の取替が必要。
	静内発電所2号機	2	水力	6/3-11/27	水車羽根可動装置の消耗部品が限界に達しており、河川への油漏れの可能性があるため当該部一式の取替が必要。
	芦別発電所	1	水力	6/18-11/28	水量の流量の調整に使用する部品が使用限界に達しており、設備事故防止のため当外部一式の取替が必要。
	春別発電所	3	水力	8/8-12/13	水車の操作機構が一部変形しており、設備事故防止のため当外部一式の取替が必要。
関西電力	黒部川第三発電所3号機	3	水力	6/2-10/25	水車の流量調整に使用する部品の摩耗が著しく、前回の補修実績から使用限界に達するため、部品交換による対策が必要。

(万kW)

(3) 揚水発電 ～2012 年度夏季実績から+101 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。2013 年度夏季は、揚水発電の設備容量は 2012 年度夏季と同じだが、供給力の増加により、夜間電力を使った汲み上げ水量が増

加するため、揚水供給力は増加する見通しである。

表 27 に 2013 年度夏季の揚水発電の見込みを示す。

【表 27 2013 年度夏季の揚水発電の見込み】

(万kW)	設備容量(①)	2013年度の供給力見通し(②)	(参考)2012年度夏の供給力見通し	①と②の差の理由
北海道	40	30	30	・高見1号機(10)補修中。
東北	71	25	71	・新潟・福島豪雨災害に伴う、河川災害復旧工事開始による第二沼沢発電所(46)の停止。
東京	1100	900	850	・塩原発電所(90)漏水補修中。 ・昼間放水時間が約14時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。
中部	432	393	399	・高根第一4号(8.5)長期停止中。 ・昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。
関西	506	437	239	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできず。 ・昼間放水時間が約8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。
北陸	11	11	11	
中国	212	157	165	・昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。
四国	69	52	52	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできず。 ・昼間放水時間が約9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。
九州	230	166	150	・昼間放水時間が約11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。
合計	2671	2171	1967	

(4) 再生可能エネルギー(地熱、太陽光、風力) ~2012 年度夏季実績から

▲16 万 kW

①地熱発電 ~2012 年度夏季実績から▲1 万 kW

地熱発電は、蒸気量の減少により、2012 年度夏季の供給力(実績)から 1 万 kW の減少を見込む。

②太陽光発電 ~2012 年度夏季実績から▲2 万 kW (2012 年度夏季の事前想定から+84 万 kW)

太陽光発電は、天候によって供給力が変化するが、夏季は高需要の発生時に大きな出力が発生する傾向がある。そのため、従来、高需要の発生時に確実に見込める供給力を評価することとし、夏季の需要の大きい上位 3 日の日射量を

過去 20 年間分集計し、このうち、下位 5 日の平均値を安定的に見込める供給力として評価してきた。昨年 5 月の需給検証委員会で示された、この評価方法に基づく 2012 年度夏季の太陽光発電の供給力の想定は 35 万kWであり、実績は 121 万kWであった。想定と実績との間に乖離が見られたが、その主たる要因は、ピーク時の日射量が想定よりも大きかったことに起因する⁹。しかし、過去にはピーク時に日射量が少ない場合もあり、2012 年度夏季の実績をもって、日射量が少なくなるリスクを過小評価することは適切ではないと考えられる。

したがって、2013 年度夏季のピーク時に確実に見込める供給力を評価するに当たっては、日射量が少ないリスクを考慮し、引き続き、従来の評価方法によって供給力を見込む。表 28 に 2013 年度夏季の太陽光発電の供給力の見込みを示す。供給力は、9 電力の合計で 119 万 kW であり、2012 年度夏季の事前の想定からは 84 万 kW の増加（2012 年度夏季の実績からは 2 万 kW の減少）を見込む。2012 年 7 月より再生可能エネルギー固定買取価格制度が開始されたことを受け、太陽光発電の設置が進んだことにより、2012 年度夏季の事前の想定から大幅な増加となる。

【表 28 2013 年度夏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	9社計
太陽光供給力(万kW)		0	2	20	26	21	1	9	7	33	119
内訳	PV設備量(万kW)	16	44	183	134	100	11	60	34	159	741
	出力比率(%)	0	16%	23%	29%	30%	22%	27%	30%	31%	-

(参考)2012年度夏季の見直しおよび実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見直し(万kW)	0	1	7	8	5	0	4	2	8	35
供給力実績(万kW) (最大需要日)	0	8	25	20	19	2	20	7	20	121

③風力発電 ～2012 年度夏季実績から▲14 万 kW

2012 年度夏季のピーク時の風力発電の供給力（実績）の合計は、14 万 kW であった。しかし、第 1 章に記したとおり、過去の実績を踏まえると、ピーク時に供給力の実績がほとんど出ない場合も相当数あるため、ピーク時に確実に見込める供給力として評価することは困難である。したがって、風力発電については、2013 年度夏季のピーク時の供給力としては見込まない。

(参考) 太陽光発電及び風力発電の新たな評価方法の試行

太陽光発電及び風力発電について、評価の蓄積がある水力発電の評価方法を

⁹ 2012 年 11 月、需給検証委員会報告書 p.11 参照。

基にそれらの評価方法を修正して、試行的に供給力の試算を行った。水力発電について、30のデータサンプルを採取し、下位5日の平均値で評価を行っていることを踏まえ、太陽光発電及び風力発電についても、同様の比率で評価を行った（図11）。その結果を表29及び表30に示す。

【図11 水力発電、太陽光発電及び風力発電の評価手法について】

○従前からの算定手法

	概要	対象期間	対象日	データ処理	データ諸元
水力発電	各月の供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間で平均した値	30年間	各月の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績(kW)
太陽光発電	各月*の上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年間分を推計(計60データ)し、このうち、下位5日の平均	20年間	各月*の上位3日の電力需要発生日(3日)	60サンプル中、下位5日で評価	アメダスの日射量データより算出した出力比率

※7・8月については共通データを使用



○今回、試行的に実施する算定手法(次ページ以降)

注)赤字:従前からの変更箇所

	概要	対象期間	対象日	データ数	データ諸元
水力発電	各月の供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間で平均した値	30年間	月毎の全日(30日)の下位5日	30サンプル中、下位5日	過去の発電実績(kW)
太陽光発電	各月*の上位3日の電力需要が発生した日の太陽光出力について、直近20年間分を推計(計60データ)し、このうち、 下位10日 の平均	20年間	月毎の全日(30日)の上位3日	60サンプル中、 下位10日	アメダスの日射量データより算出した出力比率
風力発電	各月の風力出力が低かった下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間(2~7年間)で平均した値	2~7年間	月毎の全日(30日)の下位5日	30サンプル中、下位5日	過去の発電実績より算出した出力比率

【表29 試行的な評価方法による2013年度夏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	9社計
太陽光供給力(万kW)	0	4	28	30	23	2	12	8	40	147
出力比率(%)	0%	19%	27%	32%	33%	26%	30%	34%	35%	-

【表30 試行的な評価方法による2013年度夏季の風力発電の供給力見込み】

(万kW,%)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力(万kW)	0.4	0.4	0.2	0.1	0	0.01	0.2	0.02	0.8	2.13
設備容量(万kW)	29	61	37	22	12	15	30	12	43	261
出力比率(%)	1.4%	0.6%	0.5%	0.3%	0.0%	0.1%	0.6%	0.1%	1.9%	-
発電実績データ期間	7年	6年	2年	3年	5年	5年	2年	6年	7年	-

この試行的な評価の結果、太陽光発電については、2013年度夏季の供給力見込みは、合計147万kWとなり、従来の評価方法に基づく供給力の見込み(119

万 kW) から 28 万 kW の増加となった。

風力発電については、2013 年度夏季の供給力見込みは、合計 2 万 kW となった。

需給検証に当たっては、確実に供給力として見込めるものを供給力として見込む必要がある。上述の試行的な評価方法については、再生可能エネルギーの導入を進めている諸外国における評価方法等も参考にしつつ、今後、採用に向けた検討を行うこととし、本報告書では参考扱いとする。

(5) 電力融通

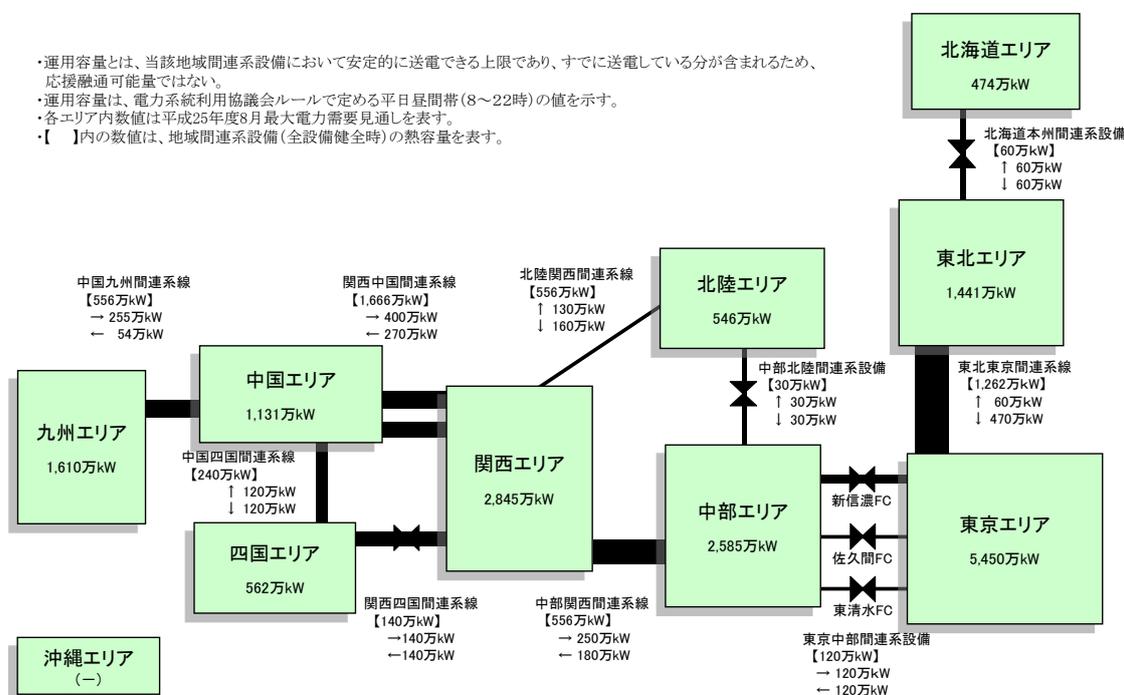
表 31 に 2013 年度夏季の電力融通の見通しを示す。需給バランスが厳しい関西電力及び九州電力は、他電力（中部電力、北陸電力及び中国電力）から、それぞれ 60 万 kW、90 万 kW の融通を見込む。

【表 3 1 2013 年度夏季における電力融通見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
電力融通	—	—	—	▲108万kW (夜間最大▲89)	60万kW (夜間最大60)	▲13万kW (夜間最大▲3)	▲29万kW (夜間最大▲10)	—	90万kW (夜間最大42)

※ 上記の前提は全地域において最高想定需要が来た場合

(参考 地域間連系線の現状 (日本地図))



4. 電力需給バランスの検証

(1) 2013 年度夏季の電力需給の見通し

以上を踏まえ、表 32 に 2013 年度夏季の電力需給の見通しを示す。2013 年度夏季は、いずれの電力管内においても、予備率は 3%以上を確保できる見通しである¹⁰。地域間連系線等で接続された 9 電力管内全体、東日本電力管内全体、中西日本電力管内全体の予備率は、概ね 6%を超える見通しである。

【表 3 2 2013 年度夏季の電力需給の見通し】

※ 2010年度並の猛暑を想定し、直近の経済見通し、2012年度夏季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。

〇7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
供給力	7,934	506	1,495	5,933	9,887	2,861	2,932	583	1,254	598	1,659	17,821	249
最大電力需要	7,336	462	1,424	5,450	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610	16,615	156
供給－需要	598	44	71	483	608	276	87	37	123	36	49	1,206	93
(予備率)	8.2%	9.6%	5.0%	8.9%	6.6%	10.7%	3.0%	6.8%	10.9%	6.4%	3.0%	7.3%	59.8%

〇8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
供給力	7,857	524	1,520	5,813	9,827	2,817	2,932	574	1,250	595	1,659	17,684	238
最大電力需要	7,365	474	1,441	5,450	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610	16,644	156
供給－需要	492	50	79	363	548	232	87	28	119	33	49	1,040	83
(予備率)	6.7%	10.5%	5.5%	6.7%	5.9%	9.0%	3.0%	5.2%	10.5%	5.9%	3.1%	6.2%	53.1%

〇9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
供給力	7,521	526	1,439	5,556	9,340	2,637	2,848	549	1,144	567	1,595	16,861	240
最大電力需要	7,128	474	1,354	5,300	8,816	2,512	2,764	522	1,014	537	1,467	15,944	150
供給－需要	393	52	85	256	524	125	84	27	130	30	128	917	90
(予備率)	5.5%	11.0%	6.2%	4.8%	5.9%	5.0%	3.0%	5.2%	12.9%	5.5%	8.7%	5.8%	60.1%

※ 沖縄については2009年度並に暑かった年を想定。

(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。2013 年度夏季においては、電力会社間での電力融通を前提として、いずれの電力会社管内も予備率 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。

但し、第 1 章でみたとおり、東日本大震災以降、火力発電の計画外停止が増えており、発電所の計画外停止リスクに留意する必要がある。表 33 に、中西日本電力管内における夏季の過去 5 年間の計画外停止の最大実績を示す。

¹⁰ 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。

【表 3 3 中西日本各社同日の計画外停止の最大実績（夏季の過去 5 年間）】

年度	夏季最大	発生日
2008年度	231万kW	8月31日
2009年度	470万kW	7月31日
2010年度	308万kW	9月12日
2011年度	644万kW	9月4日
2012年度	444万kW	7月13日

計画外停止の最大実績は、2011年9月4日の644万kWである。需要のピークと過去最大級の電源脱落とが同時に発生する可能性は極めて小さいが、仮に2013年度夏季の需要のピーク時に644万kWの計画外停止が発生した場合には、随時調整契約の発動による需要減（▲165万kW）、周波数変換設備（FC）を通じた東日本電力管内からの電力融通（+120万kW）を行っても、中西日本電力管内全体の予備率は2.1%に止まる。

その他、本小委員会で見込んだ以上に景気が上昇した場合等には、需要が想定よりも大きくなる可能性もある。これらも念頭に、需給両面での対策を行う必要がある。

【表 3 4 過去 5 年間で最大（644 万 kW）の計画外停止が発生した場合の 2013 年度夏季の需給見通し】

(万kW)	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①供給力	9,827	2,817	2,932	574	1,250	595	1,659
②需要	9,279	2,585	2,845	546	1,131	562	1,610
①供給-②需要	548	232	87	28	119	33	49
予備率	5.9%	9.0%	3.0%	5.2%	10.5%	5.9%	3.1%

【中西日本】+2.1%(+189万kW)※

※2013年度夏季の中西日本の予備力(+548万kW)-最大計画外停止(▲644万kW)+随調(▲165万kW)+東日本からの融通(+120万kW)=+189万kW



この場合、予備率3%を確保するには+84万kWの更なる追加対策等が必要。

(3) 需要面での対策

本小委員会で示した需給見通しは、各電力管内において、表 35 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、国民各層において、節電がこの水準で行われるよう促す必要がある。その際、事業者（各業種）と家庭では節電の方法が異なるため、効果的に節電が行われるよう、節電メニューや省エネ投資の効果等を分かりやすく示すべきである。また、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。

【表 35 各電力会社管内における 2013 年度夏季の定着節電見込み】

(万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
定着節電 ()は 2010年度比	▲32 (▲6.3%)	▲56 (▲3.8%)	▲629 (▲10.5%)	▲109 (▲4.0%)	▲268 (▲8.7%)	▲23 (▲4.0%)	▲43 (▲3.6%)	▲31 (▲5.2%)	▲149 (▲8.5%)

従来、電力需給は、需要を所与のものとして電力会社が需要に見合った供給力を確保するという対応がなされてきた。東日本大震災後、原子力発電が稼働停止し、電力需給がひっ迫する中、需要をコントロールするための取組がなされてきた。その際、電力の使用制限令や計画停電、数値目標付の節電要請のような需要家に対して無理を強いる措置ではなく、価格メカニズムの下、需要家が積極的に節電に取り組むような仕組み（デマンドレスポンス）も徐々に行われ始めている。

例えば、関西電力においては、電力需給の厳しいひっ迫が見込まれた 2012 年度夏季において、BEMSアグリゲーター¹¹との協業による需要削減を試行した。これは、関西電力と契約したBEMSアグリゲーターが、関西電力の特定の需要家の電力消費量を監視しつつ、規定の時間における規定量の需要削減を具体的に指示することで、確実な需要削減を図るものである。需要家は、その代替として、BEMSアグリゲーターから対価を受けることができる。関西電力は、この試行結果を踏まえ、2013 年度夏季においても、BEMSアグリゲーターを活用した需要抑制を継続することとしている。その他、需給のひっ迫に備えたネガワット入札¹²の準備等の取組も行われてきた。

企業における節電を効果的に行う手段として、エネルギー診断士の企業への派遣も有効である。

¹¹ 事前に契約している複数の需要家の電力需要を一括して制御する事業者（アグリゲーター）を通じ、遠隔操作や手動制御によって空調、照明などの需要を削減する仕組み。

¹² 需要家による節電量を供給量と見立て（ネガワット）、需給ひっ迫が想定される場合に、需要サイドの負荷抑制による節電分を入札により確保する仕組み。

我が国においてディマンドリスポンスの取組は緒についたばかりである。短期的な需給対策という観点だけでなく、中長期的な観点からも、需要をスマートにコントロールするため、費用対効果を考慮しつつ、こうした取組を拡大すべきである。

(4) 供給面での対策

各電力会社において、引き続き、発電設備の保守・保全に最大限取り組むべきである。

その上で、発電所の大規模な計画外停止等が発生し、電力需給がひっ迫する際には、自家発電事業者からの追加的な電力購入等、需給ひっ迫の程度に応じて、供給力の確保を図るべきである。

また、電力会社が他の電力会社等から電力融通を受けることができるよう、東西融通を含め、電力の広域融通を行う体制を確保する必要がある。これまでも需給ひっ迫時には、電力の広域融通は行われてきた¹³が、これを一層強化する観点から、例えば、卸電力取引所を活用し、需給ひっ迫する電力会社が、他の電力会社や自家発電事業者から、より機動的、広域的に電力融通を受ける枠組みを整備する等、従来の取組を深化させるべきである。

¹³ 2012年2月3日の新大分火力発電230万kWの脱落時には、九州電力管内の停電を回避するため、関門連系線経由で他電力から最大210万kWの電力融通が行われた。その結果、九州電力管内の周波数安定のために設定された西向き30万kWの運用容量（2011年度冬季）を一時的に超過して、西向き141万kWの連系線潮流を流した（脱落前に東向き69万kWの送電が行われていたが、210万kWの電力融通により、関門連系線の潮流は西向き141万kWとなった。）。

第3章 電力コストへの影響等

1. 火力発電の稼働増に伴う燃料費の増加

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の再稼働を含め、火力発電の稼働増等によって供給力を確保してきた。図12に、東日本大震災前後の電源構成を示す。東日本大震災前の2010年度における火力発電の割合は約6割であったが、現在は、約9割を占めている。電力需給の量的なバランスのみならず、電源構成の変化による、コスト増についても留意する必要がある。

【図12 電気事業者の電源構成推移】

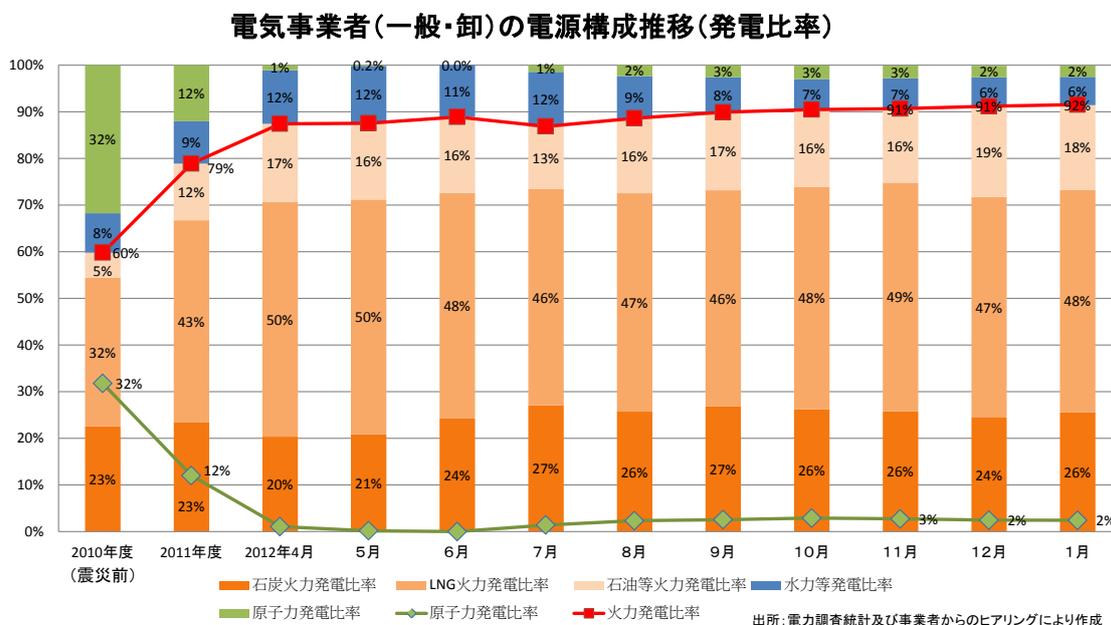


表36に燃料費増加の見通しを示す。原子力発電の代替として火力発電を稼働していることによる燃料費の増加を試算すると、2011年度は2010年度比2.3兆円増となり、2012年度推計では2010年度比3.1兆円増となる見込みである。さらに、2013年度推計では、原子力発電の稼働が2012年度と同等であるとしても、直近の為替レートを踏まえ、為替レートを1ドル100円に補正して試算を行ったところ、2010年度比3.8兆円増(人口で単純に割り戻すと国民一人当たり年間3万円強、販売電力量(約9,000億kWh)で単純に割り戻すと4円/kWh強)となる見込みである。

【表 3 6 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年度推計	2013年度推計
総コスト	約14.6兆円	約16.9兆円	約18.1兆円	
燃料費	約3.6兆円	約5.9兆円	約7.1兆円 (第3四半期までの実績 に基づく試算)	
うち原発停止による燃料費増	—	+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	+3.8兆円 内訳 LNG +1.6兆円 石油 +2.4兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料増が総コストに占める割合(%)	—	約13.6%	約17.1%	
原子力利用率	66.8%	25%	3.8%	3.8%

(備考) 2012年度推計については、昨年10月に行った試算(+3.2兆円)から若干減少したが、これは、石油価格が昨年後半に低下した影響である。

(参考: 低硫黄C重油の事業者間指標価格: 2012年1~3月 70,490円/kl、2012年4~6月 75,440円/kl、2012年7~9月 65,320円/kl、2012年10~12月 67,720円/kl、2013年1月~3月 75,630円/kl)

2. 節電による電力量の減少に伴う燃料費の減少等

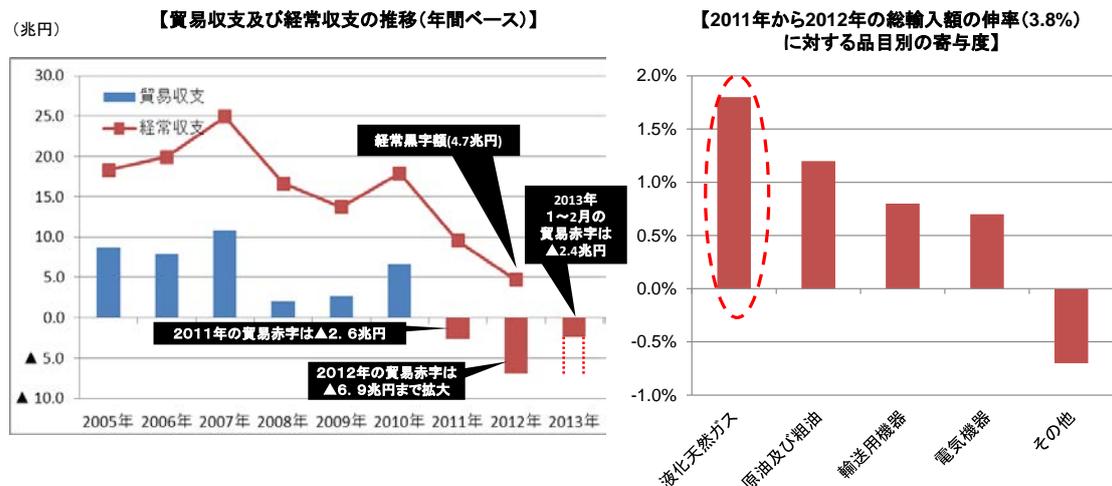
2010年度と比較した2012年度の節電による電力量の減少は、9電力の合計で約402億kWhである。節電により稼働減となった火力発電の電源構成が、原子力発電の稼働停止によるLNG火力と石油火力の稼働増の割合と同じであると仮定した場合、電力量の減少による燃料費の減少額は、約5,400億円となる。

節電による電力量の減少により燃料費は減少するが、節電を行うこと自体、コストを伴ってきたことに留意すべきである。東日本大震災後、企業を中心に自家発電の設置・稼働増(燃料費増)や生産の夜間・休日シフト(人件費、光熱費の増加)等の取組が行われてきた。機会費用の損失や探索費用を含め、コストの増加を伴う節電の取組が数多く行われた。

3. 燃料調達コストの引下げに向けた取組み

燃料調達コストが増大したこと等により、2011年、我が国は31年ぶりに貿易赤字に転落した。2012年には貿易赤字が6.9兆円に拡大した。(図13)

【図 1 3 貿易収支及び経常収支の推移】



こうした中、燃料調達コストを引き下げるため、北米からの LNG 輸入の早期実現に向けた取組、供給源の多角化による競争の促進（輸入先の多様化）、バーゲニングパワーの強化等を行っている。

また、電力会社の燃料調達コスト削減に向けた努力を電気料金の査定に反映している。

石炭は、化石燃料の中で最も安く、地政学的なリスクも少ないため安定的な供給が見込まれる燃料である。我が国の世界最高効率の石炭火力を環境に配慮しつつ導入することで、燃料費の低減と電力の安定供給を図る。

石炭火力の導入や安全性の確認された原子力発電の再稼働を含めバランスのとれた電源構成を実現することは、資源輸出国に対する日本の交渉ポジションの強化にもつながるものである。

おわりに ～政府への要請～

本小委員会における検証の結果、2013年度夏季の電力需給の見通しは、2010年度夏季並の猛暑となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電の取組が継続されることを前提に、いずれの電力管内も、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。

但し、老朽火力発電を中心に火力発電の計画外停止が増加しており、大規模な電源脱落によって電力需給がひっ迫する可能性もあり、引き続き、電力需給は予断を許さない状況である。また、本小委員会で見込んだ以上に景気が上昇した場合等には、需要が想定よりも大きくなる可能性もある。これらに対応するため、以下のような需給両面での対策を政府において早急に検討し、決定すべきである。

（需要面での対策）

2013年度夏季の需要の想定は、本小委員会で示した定着節電分の需要減少を見込んでおり、国民各層の節電がこの水準で実施されることを前提としている。国民の節電の取組が継続されるよう、無理のない形での節電が確実に行われるよう要請することを検討すべきである。

その際、短期的な需給対策という観点だけでなく、中長期的な観点からも、需要をスマートにコントロールするため、価格メカニズムの活用を含め、費用対効果を考慮しつつ、デマンドリスポンス等の取組を拡大すべきである。

（供給面での対策）

需給のひっ迫の程度に応じて、電力会社が自家発電事業者から追加的な電力購入を行う等、供給力の確保を図るべきである。

また、需給のひっ迫する電力会社が、他の電力会社や自家発電事業者から、より機動的、広域的に電力融通を受けられることができる枠組みを整備すべきである。これは、政府が今後進めていく電力システム改革にも資するものである。

電力需給の量的なバランスのみならず、コストについても、十分に注意する必要がある。本小委員会で示したとおり、原子力発電の稼働停止に伴う火力発電の焼き増しによる燃料費のコスト増は、為替レートを1ドル100円として試算を行ったところ、2013年度には2010年度比で3.8兆円増加するとの試算結果になった。政府と電力会社は、このコスト増を抑えるために最大限の取組を行う必要がある。こうしたことも含め、政府は、責任あるエネルギー政策を構築すべきである。

総合資源エネルギー調査会総合部会

電力需給検証小委員会

委員名簿

委員長	柏木 孝夫	東京工業大学特命教授
委員	秋元 圭吾	(公財)地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー
	植田 和弘	京都大学大学院経済学研究科教授
	大山 力	横浜国立大学大学院工学研究院教授
	鯉沼 晃	(一社)日本経済団体連合会 資源・エネルギー対策委員会企画部会長
	清水 宏和	日本商工会議所 中小企業政策専門委員
	辰巳 菊子	(公社)日本消費生活アドバイザー・コンサルタント協会常任顧問
	中上 英俊	(株)住環境計画研究所代表取締役所長
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所教授

2012年度冬季の電力各社の最大需要日 および最小予備率日の需給バランス実績

2012年度冬季の最大需要日の需給実績(9電力)

(供給力内訳)	2010年度冬実績(ピーク需要日)	2011年度冬実績(ピーク需要日)	2012年度冬季			
			①1月見通し(需給検証委員会 10月)	②2月見通し(需給検証委員会 10月)	③ピーク需要日	③-①
原子力	3,487	434	236	236	246	10
火力	11,470	13,092	13,557	13,674	12,776	▲781
うち常設されている 火力	11,325	12,434	12,798	12,944	12,107	▲691
うち長期停止 火力の再稼働	0	195	193	193	133	▲60
うち緊急設置電源	0	155	307	277	255	▲52
うち自家発電買取	146	309	259	260	283	24
水力	992	1,167	1,002	971	1,109	107
揚水	1642	1,776	1,762	1,772	1,808	46
地熱・太陽光・風力	28	38	33	33	133	100
地熱	28	31	33	33	30	▲3
太陽光	0	0	0	0	13	13
風力	0	7	0	0	90	90
融通	0	19	0	0	50	50
新電力への供給等	▲82	37	▲40	▲37	0	40
供給力 計	17,534	16,561	16,551	16,647	16,123	▲428
融通前供給力 計	17,534	16,541	16,551	16,647	16,073	▲478

需要想定 (①、②、③加味)	15,861	15,472	15,587	15,571	14,757	▲830
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(15,568)	(15,568)	-	-
①経済影響等	-	-	171	171	▲100	▲271
②定着節電	-	-	▲648	▲648	▲816	▲168
③気温影響・その他 (注3)	-	-	203	187	▲188	▲391
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲19	▲19	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,673 (10.5%)	1,089 (7.0%)	964 (6.2%)	1,076 (6.9%)	1,367 (9.3%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.5%	4.0%	3.2%	3.9%	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。
 (注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
 (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。

2012年度冬季の最大需要日の需給実績(東3社)

(供給力内訳)	2010年度冬実績(ピーク需要日)	2011年度冬実績(ピーク需要日)	2012年度冬季			
			①1月見通し(需給検証委員会 10月)	②2月見通し(需給検証委員会 10月)	③ピーク需要日	③-①
原子力	1,628	341	0	0	0	0
火力	5,251	5,816	6,298	6,375	5,922	▲376
うち常設されている 火力	5,179	5,357	5,810	5,916	5,488	▲322
うち長期停止 火力の再稼働	0	120	35	35	35	0
うち緊急設置電源	0	155	299	269	248	▲51
うち自家発電買取	72	184	153	155	152	▲1
水力	472	470	399	381	390	▲9
揚水	690	771	854	859	820	▲34
地熱・太陽光・風力	11	15	17	17	67	50
地熱	11	15	17	17	14	▲3
太陽光	0	0	0	0	0	0
風力	0	0	0	0	53	53
融通	0	▲1	0	0	0	0
新電力への供給等	▲134	26	▲34	▲34	▲3	31
供給力 計	7,919	7,437	7,534	7,597	7,196	▲338
融通前供給力 計	7,919	7,438	7,534	7,597	7,196	▲338
需要想定 (①、②、③加味)	7,199	6,896	7,021	7,005	6,667	▲354
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(7,002)	(6,986)	-	-
①経済影響等	-	-	101	101	0	▲101
②定着節電	-	-	▲305	▲305	▲488	▲183
③気温影響・その他 (注3)	-	-	26	10	▲44	▲70
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲19	▲19	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	720 (10.0%)	541 (7.8%)	513 (7.3%)	592 (8.5%)	530 (7.9%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.0%	4.8%	4.3%	5.5%	-	-

(注1) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(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。

2012年度冬季の需給実績(北海道電力) ①最大需要日(1月18日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需要 日(1月18日)	③-①	
原子力	119	95	0	0	0	0	
火力	442	451	483	483	476	▲7	
うち常設されている 火力	442	447	459	459	448	▲11	燃烧器の燃烧状態異常発生による停止(音別発電所2号機(7万kW))、軽油バーナ不具合発生による出力抑制(苫東厚真発電所1号機(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	0	
うち自家発電買取	-	4	(注5)9	(注5)9	14	+4	自家発電余剰購入の増
水力	72	72	(注1)76	(注1)77	65	▲11	渇水による減
揚水	40	30	39	34	40	+1	一時的な運用水位上昇に伴う増
地熱・太陽光・風力	1	1	2	2	8	+6	
地熱	1	1	2	2	2	0	
太陽光	-	-	0	0	0	0	
風力	-	-	0	0	6	+6	風力発電の実績
融通	0	▲29	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲1	2	1	1	17	+16	卸電力取引所からの受電増
供給力 計	674	621	601	596	606	+5	
融通前供給力 計	(674)	(650)	(601)	(596)	(606)	(+5)	
需要想定 (①、②、③加味)	579	568	563	563	552	▲11	2010年比7%以上の節電要請を行ったこと等による需要減
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(558)	(558)	-	-	
①経済影響等	-	-	4	4	6	+2	業務用の設備増加などによる需要増等、地域の実情を反映
②定着節電	-	-	▲19	▲19	▲30	▲11	2010年比7%以上の節電要請を行ったことによる節電増
③気温影響・その他 (注4)	-	-	▲1	▲1	▲3	▲2	H22の最大需要日の日平均気温(-6.8℃)に対し、今冬の最大需要日の気温(-8.0℃)が低かったことなどによる減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲5	▲5	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	38 (6.7%)	33 (5.8%)	55 (9.9%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	3.7%	2.8%	-	-	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月12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)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分や

H1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注5)自家発電の買取の代わりに、自家発電の焼き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲6万kW)

2012年度冬季の需給実績(北海道電力) ②最小予備率(1月17日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予備 率日(1月17 日)	③-①	備考(差分理由等)
原子力	119	95	0	0	0	0	
火力	442	451	483	483	452	▲31	
うち常設されている 火力	442	447	459	459	428	▲31	燃焼器の燃焼状態異常発生による停止(音別発電所2号機(7万kW))、軽油バーナ不具合発生による出力抑制(苫東厚真発電所1号機(35万kW))、復水器海水漏洩発生による出力抑制(伊達発電所2号機(35万kW))
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	
うち緊急設置電源	-	-	15	15	15	0	
うち自家発電買取	-	4	(注5)9	(注5)9	10	+1	自家発電余剰購入の増
水力	72	72	(注1)76	(注1)77	75	▲2	濁水による減
揚水	40	30	39	34	40	+1	一時的な運用水位上昇に伴う増
地熱・太陽光・風力	1	1	2	2	5	+4	
地熱	1	1	2	2	2	0	
太陽光	-	-	0	0	0	0	
風力	-	-	0	0	3	+3	風力発電の実績
融通	0	▲29	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲1	2	1	1	18	+17	卸電力取引所からの受電増
供給力 計	674	621	601	596	590	▲10	
融通前供給力 計	(674)	(650)	(601)	(596)	(590)	(▲10)	
需要想定 (①、②、③加味)	579	568	563	563	537	▲26	2010年比7%以上の節電要請を行ったこと等による需要減
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	(558)	(558)	-	-	
①経済影響等	-	-	4	4	6	+2	業務用の設備増加などによる需要増等、地域の実情を反映
②定着節電	-	-	▲19	▲19	▲30	▲11	2010年比7%以上の節電要請を行ったことによる節電増
③気温影響・その他 (注4)	-	-	▲1	▲1	▲18	▲17	H22の最大需要日の日平均気温(-6.8℃)に対し、今冬の最小予備率日の気温(-8.3℃)が低かったことなどによる減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	▲5	▲5	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	95 (16.4%)	52 (9.2%)	38 (6.7%)	33 (5.8%)	53 (9.9%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	3.7%	2.8%	-	-	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注2)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月12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)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注5)自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲6万kW)

2012年度冬季の需給実績(東北電力) ①最大需要日(1月18日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需要 日(1月18日)	③-①	
原子力	270	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,418	1,424	1,360	▲58	
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,262	1,288	1,189	▲73	原町1号の試運転工程変更による減(原町火力1号(100万kW))など
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	35	0	
うち緊急設置電源	—	8	95	75	102	+7	補修前(八戸5号機(27万kW))
うち自家発電買取	9	46	(注6)25	(注6)26	34	+9	当日の自家発電購入増
水力	184	144	(注1)(注5)125	(注1)(注5)115	(注5)134	+9	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	25	25	0	
地熱・太陽光・風力	10	14	15	15	50	+35	
地熱	10	14	15	15	12	▲3	蒸気量減
太陽光	—	—	0	0	0	0	
風力	—	—	—	—	38	+38	風力の実績増
融通	0	28	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲114	22	▲78	▲102	▲53	+25	東京への融通送電の減
供給力 計	1,560	1,436	1,505	1,477	1,516	+12	
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,505	1,477	1,516	+12	
需要想定 (①、②、③加味)	1,470	1,362	1,408	1,392	1,372	▲36	
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	1,394	1,378	—	—	
①経済影響等	—	—	11	11	▲14	▲25	海外景気低迷を背景に輸出関連企業を中心とした稼働減影響の継続による需要減
②定着節電	—	—	▲30	▲30	▲30	0	「無理のない節電」にご協力いただいた結果、当初想定どおりの節電
③気温影響・その他 (注4)	—	—	▲43	▲59	▲54	▲11	降雪が少なかったことによる需要の減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	▲14	▲14	—	—	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	97 (6.9%)	85 (6.1%)	144 (10.5%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	3.9%	3.1%	—	—	

(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)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日)における実績。
 (注3)四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。
 (注4)気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
 (注5)新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。
 (注6)自家発電の買取の代わりに、自家発電の発電増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲5万kW)

2012年度冬季の需給実績(東北電力) ②最小予備率(12月11日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予備 率日(12月11 日)	③-①	備考(差分理由等)
原子力	270	0	0	0	0	0	
火力	1,185	1,203	1,418	1,424	1,226	▲192	
うち常設されている 火力	1,176	1,114	1,262	1,288	1,058	▲204	通風機点検による出力抑制(東新潟2号(60万kW)), 設備不具合による定検延長(秋田2号(35万kW), 東新潟4-2号系列(87万kW))等
うち長期停止 火力の再稼働	0	35	35	35	35	0	
うち緊急設置電源	—	8	95	75	100	+5	補修前(八戸5号機(27万kW))
うち自家発電買取	9	46	(注6)25	(注6)26	33	+8	当日の自家発電購入増
水力	184	144	(注1)(注5)125	(注1)(注5)115	(注5)151	+26	出水に恵まれたことによる増
揚水	25	25	25	25	19	▲6	補修停止(下郷(25万kW))
地熱・太陽光・風力	10	14	15	15	17	+2	
地熱	10	14	15	15	10	▲5	補機不具合による停止(澄川)
太陽光	—	—	0	0	0	0	
風力	—	—	—	—	7	+7	風力の実績増
融通	0	28	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲114	22	▲78	▲102	▲46	+32	東京への融通送電の減
供給力 計	1,560	1,436	1,505	1,477	1,367	▲138	
融通前供給力 計	1,560	1,408	1,505	1,477	1,367	▲138	
需要想定 (①、②、③加味)	1,470	1,362	1,408	1,392	1,279	▲129	
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	1,394	1,378	—	—	
①経済影響等	—	—	11	11	▲14	▲25	海外景気低迷を背景に輸出関連企業を中心とした稼働減影響の継続による需要減
②定着節電	—	—	▲30	▲30	▲30	0	「無理のない節電」にご協力いただいた結果、当初想定どおりの節電
③気温影響・その他 (注4)	—	—	▲43	▲59	▲147	▲104	H23fyの厳冬(日平均気温▲4℃)に対し、予備率最小日当日(12/11)の気温が高かった(+1.5℃)など
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	▲14	▲14	—	—	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	90 (6.1%)	74 (5.4%)	97 (6.9%)	85 (6.1%)	88 (6.9%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	3.9%	3.1%	—	—	

(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)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月20日、2011年度:2月2日)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)気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
(注5)新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。
(注6)自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲5万kW)

2012年度冬季の需給実績(東京電力) ①最大需要日(2月19日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日) (注2)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日) (注2)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需 要日(2月19 日)	③-①	
原子力	1,239	246	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,397	4,468	4,086	▲311	
うち常設されている 火力	3,561	3,796	4,089	4,169	3,851	▲238	機器不具合に伴う補修作業(広野5号(60万kW)、他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	147	189	179	131	▲58	緊急設置電源の補修作業による減
うち自家発電買取	63	134	119	120	104	▲15	当日の自家発電購入減
水力	216	254	(注1)198	(注1)189	191	▲7	出水による差
揚水(注5)	625	716	790	800	755	▲35	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	9	+9	
地熱	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	0	0	9	+9	
融通	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲19	2	43	67	33	▲10	他社火力の停止等による受電減
供給力 計	5,685	5,380	5,428	5,524	5,074	▲354	
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,428)	(5,524)	(5,074)	(▲354)	
需要想定 (①、②、③加味)	5,150	4,966	5,050	5,050	4,743	▲307	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	86	86	8	▲78	想定していたGDPの伸び率の差異(2010→2012年度:2.2→1.2%)や、機械産業などの生産の弱含み(IIPは2010→2012年度:1.3→▲3.7%)等、経済活動の停滞による減
②定着節電	-	-	▲256	▲256	▲428	▲172	お客様の節電意識が高まったことなどによる影響
③気温影響・その他 (注4)	-	-	70	70	13	▲57	2011年厳寒(H3発生日3.7°C)を想定していたが、今冬のH3発生日の気温が4.0°Cと、想定を上回ったことによる減など
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	378 (7.5%)	474 (9.4%)	331 (7.0%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	4.5%	6.4%	-	-	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:1月20日、2010年度:2月14日)における実績。
(注3)四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。
(注4)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことによる差分。
(注5)需要および揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

2012年度冬季の需給実績(東京電力) ②最小予備率(2月25日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日) (注2)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日) (注2)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予備 率日 (2月25日)	③-①	
原子力	1,239	246	0	0	0	0	
火力	3,624	4,162	4,397	4,468	3,930	▲467	
うち常設されている 火力	3,561	3,796	4,089	4,169	3,742	▲347	機器不具合に伴う補修作業(広野5号(60万kW)、他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	0	85	0	0	0	0	
うち緊急設置電源	0	147	189	179	84	▲105	緊急設置電源の補修作業による減
うち自家発電買取	63	134	119	120	104	▲15	当日の自家発電購入減
水力	216	254	(注1)198	(注1)189	194	▲4	出水による差
揚水(注5)	625	716	790	800	721	▲69	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	8	+8	
地熱	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	0	0	8	+8	
融通	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲19	2	43	67	33	▲10	他社火力の停止等による受電減
供給力 計	5,685	5,380	5,428	5,524	4,886	▲542	
融通前供給力 計	(5,685)	(5,380)	(5,428)	(5,524)	(4,886)	(▲542)	
需要想定 (①、②、③加味)	5,150	4,966	5,050	5,050	4,604	▲446	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	86	86	8	▲78	想定していたGDPの伸び率の差異(2010→2012年度:2.2→1.2%)や、機械産業などの生産の弱含み(IIPは2010→2012年度:1.3→▲3.7%)等、経済活動の停滞による減
②定着節電	-	-	▲256	▲256	▲428	▲172	お客様の節電意識が高まったことなどによる影響
③気温影響・その他 (注4)	-	-	70	70	▲126	▲196	2011年厳寒(H3発生日3.7℃)を想定していたが、今冬のH3発生日の気温が4.0℃と、想定を上回ったことによる減や、最大発生時刻が19時になった影響(日が長くなったことで、18時台の照明需要の減少がみられたため)など
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	535 (10.4%)	414 (8.3%)	378 (7.5%)	474 (9.4%)	282 (6.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	4.5%	6.4%	-	-	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:1月20日、2010年度:2月14日)における実績。
(注3)四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。
(注4)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
(注5)需要および揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

2012年度冬季の最大需要日の需給実績(中西6社)

(供給力内訳)	2010年度冬実績(ピーク需要日)	2011年度冬実績(ピーク需要日)	2012年度冬季			
			①1月見通し(需給検証委員会 10月)	②2月見通し(需給検証委員会 10月)	③ピーク需要日	③-①
原子力	1859	93	236	236	246	10
火力	6219	7276	7259	7299	6854	▲405
うち常設されている 火力	6146	7077	6988	7028	6619	▲369
うち長期停止 火力の再稼働	0	75	158	158	98	▲60
うち緊急設置電源	0	0	8	8	7	▲1
うち自家発電買取	74	125	106	105	131	25
水力	520	697	603	590	719	116
揚水	952	1005	908	913	988	80
地熱・太陽光・風力	17	23	16	16	66	50
地熱	17	16	16	16	16	0
太陽光	0	0	0	0	13	13
風力	0	7	0	0	37	37
融通	0	20	0	0	50	50
新電力への供給等	52	11	▲6	▲3	3	9
供給力 計	9615	9124	9017	9050	8927	▲90
融通前供給力 計	9,615	9,103	9,017	9,050	8,877	▲140
需要想定 (①、②、③加味)	8,662	8,576	8,566	8,566	8,090	▲476
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	70	70	▲100	▲170
②定着節電	-	-	▲343	▲343	▲328	15
③気温影響・その他 (注3)	-	-	177	177	▲144	▲321
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	954 (11.0%)	548 (6.4%)	451 (5.3%)	484 (5.7%)	837 (10.3%)	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	8.0%	3.4%	2.3%	2.7%	-	-

(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) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(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。

2012年度冬季の需給実績(中部電力) ①最大需要日(2月18日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需 要日(2月18 日)	③-①	
原子力	180	0	0	0	0	0	-
火力	1,887	2,188	2,145	2,189	2,008	▲137	-
うち常設されている 火力	1,887	2,135	2,092	2,136	1,993	▲99	需給安定に伴う停止(西名古屋4号(38万kW)、武豊3、4号(38万kW))、増出力未実施、定期点検差(知多3号(50万kW)、知多5号(85万kW)等)、上越火力2号系列第1軸建設試運転等
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	53	53	15	▲38	需給安定に伴う停止(武豊2号(38万kW))
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	-
水力	111	90	(注1)93	(注1)84	87	▲6	濁水による減
揚水	314	316	294	302	288	▲6	日々の運用状況による減
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	4	+4	-
地熱	0	0	0	0	0	0	-
太陽光	0	0	0	0	2	+2	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	0	0	0	2	+2	風力発電実績分
融通	0	▲63	▲45	▲45	▲5	+40	融通送電減(九州電力への送電が40万kW減)
新電力への供給等	47	▲3	▲7	▲6	▲2	+5	
供給力 計	2,539	2,528	2,480	2,524	2,380	▲100	-
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,525)	(2,569)	(2,385)	▲140	-
需要想定 (①、②、③加味)	2,342	2,367	2,367	2,367	2,258	▲109	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	36	36	▲38	▲74	海外景気低迷を背景にした産業用需要の減少などによる(想定していたIIP伸び率の差異(2010→2012年度:1.3%→▲3.7%))
②定着節電	-	-	▲65	▲65	▲65	0	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	54	54	19	▲35	2011年度1点最大発生日の気象:平均気温▲0.9℃に対し、2012年度1点最大発生日の気象:平均気温3.7℃と気温が高かったことなどにより需要減。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	113 (4.8%)	157 (6.6%)	122 (5.4%)	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	1.8%	3.6%	-	-	-

(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)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。
(注3)四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。
(注4)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
(注5)需要および濁水を除く供給力に応じて、濁水供給力は増減する。

2012年度冬季の需給実績(中部電力) ②最小予備率(12月10日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予備 率日(12月1 0日)	③-①	備考(差分理由等)
原子力	180	0	0	0	0	0	-
火力	1,887	2,188	2,145	2,189	1,956	▲189	
うち常設されている 火力	1,887	2,135	2,092	2,136	1,941	▲151	増出力未実施、火力定期点検(渥美4号(70万kW)、知多5号(85万kW)等)、補修作業(新名古屋8-2号(40万kW)、尾鷲3号(50万kW)等)、上越火力1号系列第2軸運転による増、他社受電増等
うち長期停止 火力の再稼働	0	53	53	53	15	▲38	武豊2号補修停止(38万kW)
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0	-
水力	111	90	(注1)93	(注1)84	110	+17	出水に恵まれたことによる増
揚水	314	316	294	302	249	▲45	補修停止(奥矢作(110万kW))
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	13	+13	-
地熱	0	0	0	0	0	0	-
太陽光	0	0	0	0	0	0	-
風力	0	0	0	0	13	+13	風力発電実績
融通	0	▲63	▲45	▲45	0	+45	融通送電減(九州電力への送電が45万kW減)
新電力への供給等	47	▲3	▲7	▲6	▲6	+1	
供給力 計	2,539	2,528	2,480	2,524	2,322	▲158	-
融通前供給力 計	(2,539)	(2,591)	(2,525)	(2,569)	2,322	▲203	-
需要想定 (①、②、③加味)	2,342	2,367	2,367	2,367	2,231	▲136	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	36	36	▲38	▲74	海外景気低迷を背景にした産業用需要の減少などによる(想定していたIIP伸び率の差異(2010→2012年度:1.3%→▲3.7%))
②定着節電	-	-	▲65	▲65	▲65	0	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	54	54	▲8	▲62	2011年度1点最大発生日の気象:平均気温▲0.9℃に対し、2012年度予備率最小発生日の気象:平均気温1.1℃と気温が高かったことなどにより需要減。
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	197 (8.4%)	161 (6.8%)	113 (4.8%)	157 (6.6%)	91 (4.1%)	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	1.8%	3.6%	-	-	-

(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) 一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1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) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
(注5) 需要および揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

2012年度冬季の需給実績(関西電力) ①最大需要日(2月19日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需要日 (2月19日)	③-①	
原子力	805	93	236	236	246	+10	定格熱出力一定運転による増
火力	1,493	1,915	1,901	1,885	1,803	▲98	
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,775	1,758	1,659	▲117	点検作業による停止(相生2号(38万kW)、堺港3号(40万kW)、海南3号(60万kW)、関西空港エネルギーセンター2号)、他社 火力の発電差異等
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	45	0	-
うち緊急設置電源	0	0	7	7	7	0	-
うち自家発電買取	57	97	74	75	93	+19	当日の自家発電購入増
水力	142	283	(注1) 214	(注1) 210	261	+47	出水に恵まれたことによる増
揚水 _(注3)	365	359	313	304	361	+48	需要減に伴う増等
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	8	+8	
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	0	0	4	+4	ピーク時間が午前であったことによる増
風力	-	-	-	-	4	+4	風力発電実績
融通	0	100	0	0	0	0	-
新電力への供給等(注4)	97	20	5	8	3	▲2	新電力への供給等
供給力 計	2,901	2,769	2,670	2,642	2,683	+13	
融通前供給力 計	(2,901)	(2,669)	(2,670)	(2,642)	(2,683)	(+13)	
需要想定 (①、②、③加味)	2,665	2,578	2,537	2,537	2,432	▲105	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	8	8	▲12	▲20	関西地域の経済は、電気機械をはじめ、厳しい状況
②定着節電	-	-	▲148	▲148	▲126	+22	数値目標なしの節電要請等による差分
③気温影響・その他 (注5)	-	-	12	12	▲95	▲107	2011年並(1.9℃)の想定に対して、今冬の最大需要日の平均気温(3.5℃)が高かったことによる需要減等
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	133 (5.2%)	105 (4.1%)	251 (10.3%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	2.2%	1.1%	-	-	

(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) 一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:2月14日)における実績。
(注3) 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4) 系統のつながりの関係で、関西管内の炭路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。
(注5) 気温影響分の他、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6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

2012年度冬季の需給実績(関西電力) ②最小予備率(12月28日)

13

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予備率日 (12月28日)	③-①	備考(差分理由等)
原子力	805	93	236	236	245	+9	定格熱出力一定運転による増
火力	1,493	1,915	1,901	1,885	1,652	▲249	
うち常設されている 火力	1,436	1,818	1,775	1,758	1,512	▲263	需給安定に伴う停止(相生1・3号(各38万kW))、点検作業による停止(舞鶴1号(90万kW)、海南1号(45万kW))、設備故障による出力抑制(姫路第二4号)、他社火力の発電差異等
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	45	45	45	0	-
うち緊急設置電源	0	0	7	7	6	0	-
うち自家発電買取	57	97	74	75	88	+14	当日の自家発電購入増
水力	142	283	(注1) 214	(注1) 210	255	+41	出水に恵まれたことによる増
揚水 _(注3)	365	359	313	304	233	▲80	供給力減に伴う減等
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	3	+3	
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	0	0	3	+3	ピーク時間が午前であったことによる増
風力	-	-	-	-	1	+1	風力発電実績
融通	0	100	0	0	0	0	-
新電力への供給等(注4)	97	20	5	8	27	+21	新電力への供給等
供給力 計	2,901	2,769	2,670	2,642	2,415	▲255	
融通前供給力 計	(2,901)	(2,669)	(2,670)	(2,642)	(2,415)	(▲255)	
需要想定 (①、②、③加味)	2,665	2,578	2,537	2,537	2,280	▲257	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	8	8	▲12	▲20	関西地域の経済は、電気機械をはじめ、厳しい状況
②定着節電	-	-	▲148	▲148	▲126	+22	数値目標なしの節電要請等による差分
③気温影響・その他 (注5)	-	-	12	12	▲247	▲259	2011年並(1.9℃)の想定に対して、今冬の最小予備率日の平均気温(4.1℃)が高かったことや、年末年始の影響による需要減等
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	236 (8.9%)	191 (7.4%)	133 (5.2%)	105 (4.1%)	135 (5.9%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	2.2%	1.1%	-	-	

(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) 一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:2月14日)における実績。
(注3) 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4) 系統のつながりの関係で、関西管内の送電線から四国電力から通常受電している分等が含まれている。
(注5) 気温影響分の他、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6) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

2012年度冬季の需給実績(北陸電力) ①最大需要日(2月8日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需 要日(2月8 日)	③-①	
原子力	219	0	0	0	0	0	
火力	360	442	427	438	403	▲ 25	
うち常設されている 火力	360	440	425	436	400	▲ 25	トラブル点検補修に伴う停止(富山新港石炭1号(25万kW))等
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	
うち自家発電買取	0	2	(注5)2	(注5)2	2	0	
水力	111	118	(注4)117	(注4)112	135	+19	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	10	9	11	+1	運用水位上昇に伴う増
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	6	+6	
地熱	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	-	-	6	+6	発電実績
融通	0	▲ 10	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲ 76	3	3	3	0	▲ 3	卸電力取引所等からの受電減
供給力 計	624	564	557	562	555	▲ 2	
融通前供給力 計	624	573	557	562	555	▲ 2	
需要想定 (①、②、③加味)	528	526	519	519	505	▲ 14	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	0	0	▲ 6	▲ 6	機械産業等の生産減少
②定着節電	-	-	▲ 18	▲ 18	▲ 18	0	
③気温影響・その他 (注3)	-	-	9	9	1	▲ 8	2011年度並みの厳寒(0℃)に対して、今冬の最大需要日当日(▲0.6℃)の気温は低かったものの、その他要因による減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	38 (7.3%)	43 (8.3%)	50 (10.0%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	4.3%	5.3%	-	-	

(注1)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月20日)における実績。

(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)自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲1万kW)

2012年度冬季の需給実績(北陸電力) ②最小予備率(12月11日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予 備率日(12 月11日)	③-①	
原子力	219	0	0	0	0	0	
火力	360	442	427	438	366	▲62	
うち常設されている 火力	360	440	425	436	364	▲61	補修停止・定期点検(富山新港2号機(50万kW))等
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	
うち自家発電買取	0	2	(注5)2	(注5)2	1	▲1	受電量の減
水力	111	118	(注4)117	(注4)112	136	+20	出水に恵まれたことによる増
揚水	11	9	10	9	11	+1	運用水位上昇に伴う増
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	3	+3	
地熱	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	-	-	3	+3	発電実績
融通	0	▲10	0	0	0	0	
新電力への供給等	▲76	3	3	3	2	▲1	卸電力取引所等からの受電減
供給力 計	624	564	557	562	518	▲39	
融通前供給力 計	624	573	557	562	518	▲39	
需要想定 (①、②、③加味)	528	526	519	519	491	▲29	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	0	0	▲6	▲6	機械産業等の生産減少
②定着節電	-	-	▲18	▲18	▲18	0	
③気温影響・その他 (注3)	-	-	9	9	▲14	▲23	2011年度並みの厳寒(0℃)に対して、今冬の最小予備率日当日(1.9℃)の気温が高かったことによる需要減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	96 (18.1%)	38 (7.3%)	38 (7.3%)	43 (8.3%)	28 (5.6%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	4.3%	5.3%	-	-	

(注1)一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月20日)における実績。

(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)自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲1万kW)

2012年度冬季の需給実績(中国電力) ①最大需要日(12月25日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需要日 (12月25日)	③-①	
原子力	83	0	0	0	0	0	-
火力	966	1,046	1,038	1,047	964	▲74	-
うち常設されている 火力	965	1,046	1,033	1,043	954	▲80	電気集塵器修理に伴う停止(下関1号(18万kW)), 点検・補修作業(柳井1-4号(13万kW), 柳井2-2号(20万kW), 他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	1	1	5	4	11	+6	自家発の実績増
水力	40	51	(注1) 50	(注1) 55	58	+8	出水に恵まれたことによる増
揚水(注3)	79	83	111	113	125	+15	発電時間が短くなったことによる増
地熱・太陽光・風力	0	7	0	0	18	+18	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	0	0	3	+3	日射量に恵まれたことによる増
風力	0	7	0	0	15	+15	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲47	▲31	▲31	0	+31	融通送電の減(九州向け送電が31万kW減)
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲3	▲3	0	-
供給力 計	1,196	1,134	1,165	1,181	1,162	▲3	-
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,196)	(1,212)	(1,162)	(▲34)	-
需要想定 (①、②、③加味)	1,074	1,045	1,096	1,096	995	▲101	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	21	21	▲33	▲54	想定していたIIP伸び率の差異(2010→2012年度:1.3%→▲3.7%)や化学や鉄鋼等の産業用需要の減少などによる
②定着節電	-	-	▲16	▲16	▲17	▲1	お客さまの節電意識が高まったことなどによる
③気温影響・その他 (注5)	-	-	17	17	▲29	▲46	2011年度厳寒並み(平均気温▲0.8℃)を想定したが、今冬最大電力発生日の気温が高かった(3.1℃)ことなどによる
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	69 (6.3%)	85 (7.7%)	167 (16.7%)	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	3.3%	4.7%	-	-	-

(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) 一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。
(注3) 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4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
(注5) 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。

2012年度冬季の需給実績(中国電力) ②最小予備率(12月6日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予備率日 (12月6日)	③-①	
原子力	83	0	0	0	0	0	-
火力	966	1,046	1,038	1,047	933	▲105	-
うち常設されている 火力	965	1,046	1,033	1,043	926	▲108	軽油タンク修理に伴う出力抑制(下関2号(40万kW)), 点検・補修作業(玉島2号(35万kW), 柳井発電所2-2号(20万kW), 下関1号(18万kW), 他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	1	1	5	4	7	2	自家発の実績増
水力	40	51	(注1) 50	(注1) 55	33	▲17	湧水による減
揚水(注3)	79	83	111	113	107	▲4	-
地熱・太陽光・風力	0	7	0	0	6	+6	-
地熱	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	0	0	0	0	-
風力	0	7	0	0	6	+6	風況に恵まれたことによる増
融通	0	▲47	▲31	▲31	▲41	▲10	融通送電の増(四国向け送電が10万kW減)
新電力への供給等	29	▲5	▲3	▲3	▲6	▲3	卸電力取引所への売電増
供給力 計	1,196	1,134	1,165	1,181	1,032	▲133	-
融通前供給力 計	(1,196)	(1,181)	(1,196)	(1,212)	(1,073)	(▲123)	-
需要想定 (①、②、③加味)	1,074	1,045	1,096	1,096	951	▲145	-
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	21	21	▲33	▲54	想定していたIIP伸び率の差異(2010→2012年度:1.3%→▲3.7%)や化学や鉄鋼等の産業用需要の減少などによる
②定着節電	-	-	▲16	▲16	▲17	▲1	お客さまの節電意識が高まったことなどによる
③気温影響・その他 (注5)	-	-	17	17	▲73	▲90	2011年度厳寒並み(平均気温▲0.8℃)を想定したが、今冬最小予備率日の気温が高かった(4.3℃)ことなどによる
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	123 (11.4%)	89 (8.5%)	69 (6.3%)	85 (7.7%)	81 (8.5%)	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	3.3%	4.7%	-	-	-

(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) 一昨年冬、昨冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。
(注3) 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4) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。
(注5) 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。

2012年度冬季の需給実績(四国電力) ①最大需要日(2月19日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季					備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需 要日(2月19 日)	③-①		
原子力	207	0	0	0	0	0	0	
火力	412	465	492	487	426	▲66		
うち常設されている 火力	412	430	457	452	412	▲45	需給安定に伴う停止(阿南4号(45万kW))等	
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	22	22	0	▲22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))等	
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0		
うち自家発電買取	1	13	13	13	14	+1	当日の自家発電購入増	
水力	41	45	(注1)45	(注1)46	61	+16	出水に恵まれたことによる増	
揚水	38	38	32	38	38	+6		
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	10	+10		
地熱	0	0	0	0	0	0		
太陽光	0	0	0	0	4	+4	日射量に恵まれたことによる増	
風力	0	0	0	0	6	+6	風力発電実績分	
融通	0	0	0	0	0	0		
新電力への供給等(注5)	▲60	▲10	▲13	▲14	▲11	+3	淡路島への融通減など	
供給力 計	638	538	556	557	524	▲32		
融通前供給力 計	(638)	(538)	(556)	(557)	(524)	(▲32)		
需要想定 (①、②、③加味)	520	522	510	510	477	▲33		
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-		
①経済影響等	-	-	1	1	▲4	▲5	想定していたHPの伸び率の差異(2010 → 2012年度:1.3% → ▲3.7%)や大口(紙・パルプや機械等)の操業減など	
②定着節電	-	-	▲27	▲27	▲27	0		
③気温影響・その他 (注4)	-	-	16	16	▲12	▲28	2011年度H1発生日(2/2 最高気温3.7℃)並の想定に対し、当日最高気温は+3.6℃となったことによる需要減	
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-		
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	46 (9.0%)	47 (9.1%)	47 (9.8%)	-		
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	6.0%	6.1%	-	-		

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2)2010、2011年度冬実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日)における実績。
(注3)四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。
(注4)気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
(注5)系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。

2012年度冬季の需給実績(四国電力) ②最小予備率(12月28日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予備率 日(12月28日)	③-①	
原子力	207	0	0	0	0	0	
火力	412	465	492	487	405	▲87	
うち常設されている 火力	412	430	457	452	391	▲66	ボイラーバーナー部点検に伴う停止(阿南4号(45万kW))、補修停止(他社火力)等
うち長期停止 火力の再稼働	0	22	22	22	0	▲22	需給安定に伴う停止(阿南2号(22万kW))等
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	
うち自家発電買取	1	13	13	13	15	+2	当日の自家発電購入増
水力	41	45	(注1)45	(注1)46	56	+11	出水に恵まれたことによる増
揚水	38	38	32	38	31	▲1	
地熱・太陽光・風力	0	0	0	0	2	+2	
地熱	0	0	0	0	0	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	0	0	2	+2	風力発電実績分
融通	0	0	0	0	0	0	
新電力への供給等(注5)	▲60	▲10	▲13	▲14	▲11	+3	淡路島への融通減など
供給力 計	638	538	556	557	483	▲73	
融通前供給力 計	(638)	(538)	(556)	(557)	(483)	(▲73)	
需要想定 (①、②、③加味)	520	522	510	510	445	▲65	
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	
①経済影響等	—	—	1	1	▲4	▲5	想定していたIIPの伸び率の差異(2010 → 2012年度:1.3% → ▲3.7%)や大口(紙・パルプや機械等)の操業減など
②定着節電	—	—	▲27	▲27	▲27	0	
③気温影響・その他 (注4)	—	—	16	16	▲44	▲60	2011年度H1発生日(2/2 最高気温3.7℃)並の想定に対し、当日最高気温は+6.9℃となったこと等による需要減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	118 (22.6%)	16 (3.0%)	46 (9.0%)	47 (9.1%)	38 (8.5%)	—	
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	6.0%	6.1%	—	—	

(注1)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。
(注2)2010、2011年度冬実績は、冬季最大電力発生日(2010年度:1月31日、2011年度:2月2日)における実績。
(注3)四捨五入の関係で合計等が含まない場合がある。
(注4)気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。
(注5)系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。

2012年度冬季の需給実績(九州電力) ①最大需要日(2月8日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③ピーク需 要日(2月8 日)	③-①	
原子力	365	0	0	0	0	0	
火力	1,101	1,220	1,256	1,253	1,250	▲6	
うち常設されている 火力	1,086	1,208	1,206	1,203	1,201	▲4	離島需要減による出力減など
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	0	0	1	1	0	▲1	
うち自家発電買取	15	12	(注6)12	(注6)11	11	▲1	当日の自家発電の購入減
水力	75	110	(注3)84	(注3)83	117	+33	出水に恵まれたことによる増
揚水	145	200	148	147	165	+17	需要減・供給力増による増
地熱・太陽光・風力	17	16	16	16	20	+4	
地熱	17	16	16	16	16	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	0	0	4	+4	風況に恵まれたことによる増
融通	0	40	76	76	55	▲21	他社からの融通受電減
新電力への供給等	15	6	9	9	16	+7	卸電力取引所等からの調達増
供給力 計	1,717	1,591	1,589	1,584	1,623	+34	
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,513)	(1,508)	(1,568)	(55)	

需要想定 (①、②、③加味)	1,533	1,538	1,537	1,537	1,423	▲114	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	4	4	▲7	▲11	想定してしたIIPの伸び率の差異(2010→2012年度:1.3%→▲3.7%)など
②定着節電	-	-	▲69	▲69	▲75	▲6	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	69	69	▲28	▲97	2011年度並厳寒(最高気温2.1℃)に対し、今冬の時間最大電力発生日の最高気温(4.1℃)が2.0℃高かったことなどによる需要減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	52 (3.4%)	47 (3.1%)	200 (14.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	0.4%	0.1%	-	-	

(注1) 2010年度冬、2011年度冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。

(注2) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(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。

(注4) 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5) 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減分。

(注6) 自家発電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲12万kW)

2012年度冬季の需給実績(九州電力) ②最小予備率(12月10日)

(供給力内訳)	2010年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2011年度 冬実績 (ピーク需 要日)	2012年度冬季				備考(差分理由等)
			①1月見通し (需給検証委 員会10月)	②2月見通し (需給検証委 員会10月)	③最小予備 率日(12月10 日)	③-①	
原子力	365	0	0	0	0	0	
火力	1,101	1,220	1,256	1,253	1,096	▲160	
うち常設されている 火力	1,086	1,208	1,206	1,203	1,045	▲160	補修停止による減(新小倉(60万kW)、新大分Ⅲ-1(24万kW)、川内Ⅰ(50万kW))、他社火力の受電減、離島需要の減等
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38	0	
うち緊急設置電源	0	0	1	1	1	0	
うち自家発電買取	15	12	(注6)12	(注6)11	12	0	
水力	75	110	(注3)84	(注3)83	100	+16	出水に恵まれたことによる増
揚水	145	200	148	147	173	+25	需要減による増
地熱・太陽光・風力	17	16	16	16	21	+5	
地熱	17	16	16	16	16	0	
太陽光	0	0	0	0	0	0	
風力	0	0	0	0	5	+5	風況に恵まれたことによる増
融通	0	40	76	76	11	▲65	他社からの融通受電減
新電力への供給等	15	6	9	9	46	+37	卸電力取引所等からの調達増
供給力 計	1,717	1,591	1,589	1,584	1,447	▲142	
融通前供給力 計	(1,717)	(1,551)	(1,513)	(1,508)	(1,436)	(▲77)	

需要想定 (①、②、③加味)	1,533	1,538	1,537	1,537	1,390	▲147	
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	
①経済影響等	-	-	4	4	▲7	▲11	想定してしたIIPの伸び率の差異(2010→2012年度:1.3%→▲3.7%)など
②定着節電	-	-	▲69	▲69	▲75	▲6	
③気温影響・その他 (注4)	-	-	69	69	▲61	▲130	2011年度並厳寒(最高気温2.1℃)に対し、今冬の最小予備率発生日の最高気温(8.4℃)が6.3℃高かったことなどによる需要減
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	184 (12.0%)	53 (3.5%)	52 (3.4%)	47 (3.1%)	57 (4.1%)	-	
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	0.4%	0.1%	-	-	

(注1)2010年度冬、2011年度冬実績は、冬季最大電力発生日(2011年度:2月2日、2010年度:1月31日)における実績。
(注2)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。
(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。
(注4)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5)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減分。
(注6)自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲12万kW)

2013年度夏季の電力各社の需給バランス表

9電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	3,483	1,177	237	236	236
火力	12,542	12,511	13,360	13,972	13,923
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,525	13,302	13,255
うち長期停止 火力の再稼働	0	168	236	160	184
うち緊急設置電源	0	87	289	293	268
うち自家発電買取	144	237	311	218	217
水力	1,367	1,380	1,268	1,351	1,263
揚水	2,141	2,059	2,070	2,173	2,171
地熱・太陽光	30	30	164	145	148
融通	0	64	36	0	0
新電力への供給等	▲47	▲82	▲45	▲56	▲57
供給力 計	19,518	17,141	17,090	17,821	17,684

需要想定①、②、③加味	17,987	15661	15,743	16,615	16,644
需要想定①、②、③、④加味	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲49	90	90
②定着節電	-	-	▲1,669	▲1,340	▲1,340
③その他	-	-	▲526	▲122	▲93
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,206 (7.3%)	1,040 (6.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	4.3%	3.2%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(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。

東3社

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	1,527	470	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,440	6,401
うち常設されている 火力	5,653	5,165	5,459	6,045	6,007
うち長期停止 火力の再稼働	0	120	118	6	30
うち緊急設置電源	0	87	287	287	262
うち自家発電買取	48	164	169	103	103
水力	599	527	420	541	505
揚水	926	754	945	955	955
地熱・太陽光	13	14	54	36	35
融通	0	65	0	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲19	▲38	▲38
供給力 計	8,728	7,321	7,433	7,934	7,857

需要想定(①、②、③加味)	8,062	6,653	6,925	7,336	7,365
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	15	138	138
②定着節電	-	-	▲830	▲717	▲717
③その他	-	-	▲322	▲147	▲118
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	598 (8.2%)	492 (6.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	5.2%	3.7%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(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。

北海道電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	210	94	0	0	0
火力	357	398	378	411	434
うち常設されている 火力	357	398	367	377	400
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15
うち自家発電買取	0	0	4	19	19
水力	79	93	83	(注4)68	(注4)63
揚水	25	29	30	30	30
地熱・太陽光	1	1	7	0	0
融通	0	▲57	0	0	0
新電力への供給等	▲14	▲1	14	▲3	▲3
供給力 計	658	558	512	506	524
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(506)	(524)
需要想定(①、②、③加味)	506	485	483	462	474
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	2	1	1
②定着節電	-	-	▲43	▲32	▲32
③その他(注3)	-	-	18	▲13	▲1
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	44 (9.6%)	50 (10.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	6.6%	7.5%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)一昨年夏、昨夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月31日、2011年9月16日、2012年9月18日)における実績。

(注3)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

東北電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	247	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,248	1,395	1,438
うち常設されている火力	1,194	912	1,088	1,273	1,293
うち長期停止火力の再稼働	-	35	35	6	30
うち緊急設置電源	-	0	88	90	89
うち自家発電買取	0	25	37	27	27
水力	185	(注1) 120	(注1) 134	(注1)(注2) 160	144
揚水	69	(注1) 25	71	(注1) 25	25
地熱・太陽光	12	13	(注6) 22	17	15
融通	0	162	0	0	0
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲102	▲102
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,495	1,520
融通前供給力 計	1,658	1,141	1,468	1,495	1,520
需要想定(①、②、③加味)	1,557	1,246	1,364	1,424	1,441
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲11	18	18
②定着節電	-	-	▲80	▲56	▲56
③その他(注5)	-	-	▲102	▲95	▲78
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	71 (5.0%)	79 (5.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	2.0%	2.5%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

(注2) 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3) 2010年度夏、2011年度夏、2012年度夏の実績は、最大電力発生日(2010年度:8月5日、2011年度:8月9日、2012年度:8月22日)における実績。

(注4) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注5) 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6) 風力からの受電を含む。

(注7) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焚き増しによる需要抑制を契約の条件とした需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲9万kW)

東京電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	1,070	376	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,407	4,634	4,529
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,395	4,314
うち長期停止 火力の再稼働	-	85	83	0	0
うち緊急設置電源	-	87	192	182	158
うち自家発電買取	48	139	128	57	57
水力	335	314	203	(注4)313	(注4)298
揚水	832	700	844	900	900
地熱・太陽光	-	0	25	19	20
融通	-	▲40	0	0	0
新電力への供給等	25	▲56	▲26	67	67
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,933	5,813
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	5,933	5,813
需要想定(①、②、③加味)	5,999	4,922	5,078	5,450	5,450
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	24	119	119
②定着節電	-	-	▲707	▲629	▲629
③その他(注3)	-	-	▲238	▲39	▲39
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	483 (8.9%)	363 (6.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	5.9%	3.7%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 一昨年夏、昨夏実績は、最大電力発生日(2010年:7月23日、2011年8月18日、2012年8月30日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

中西6社

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	1,956	707	237	236	236
火力	6,841	6,975	7,327	7,532	7,522
うち常設されている 火力	6,745	6,854	7,066	7,257	7,248
うち長期停止 火力の再稼働	0	48	118	154	154
うち緊急設置電源	0	0	2	6	6
うち自家発電買取	96	73	142	115	114
水力	768	853	848	810	758
揚水	1,215	1,305	1,125	1,218	1,216
地熱・太陽光	17	16	110	109	113
融通	0	▲1	36	0	0
新電力への供給等	▲9	▲36	▲26	▲18	▲19
供給力 計	10,790	9,820	9,657	9,887	9,827

需要想定(①、②、③加味)	9,925	9,008	8,818	9,279	9,279
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲64	▲48	▲48
②定着節電	-	-	▲839	▲623	▲623
③その他	-	-	▲204	25	25
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	864 (8.7%)	811 (9.0%)	839 (9.5%)	608 (6.6%)	548 (5.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.5%	3.6%	2.9%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(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。

中部電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	274	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,186	2,383	2,370
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,334	2,321
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	0	0	0	0
水力	147	176	153	(注4)153	(注4)145
揚水	411	399	382	392	393
地熱・太陽光	0	0	22	25	26
融通	0	0	▲56	▲82	▲108
新電力への供給等	32	5	▲25	▲9	▲9
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,861	2,817
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,943)	(2,925)
需要想定①、②、③加味	2,709	2,520	2,478	2,585	2,585
需要想定①、②、③、④加味	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲10	▲22	▲22
②定着節電	-	-	▲155	▲109	▲109
③気温影響・その他(注3)	-	-	▲66	7	7
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	276 (10.7%)	232 (9.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	7.7%	6.0%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)一昨年夏、昨夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月24日、2011年8月10日、2012年7月27日)における実績。

(注3)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

関西電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	838	337	237	236	236
火力	1,680	1,754	1,900	1,918	1,915
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,793	1,789
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	45	45	45
うち緊急設置電源	-	0	1	5	5
うち自家発電買取	91	55	106	75	75
水力	232	273	303	(注4)275	(注4)257
揚水	447	465	356	440	437
地熱・太陽光	0	0	19	21	21
融通	0	76	160	36	60
新電力への供給等(注5)	74	41	17	6	6
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,932	2,932
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,896)	(2,872)
需要想定(①、②、③加味)	3,095	2,784	2,682	2,845	2,845
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲23	▲5	▲5
②定着節電	-	-	▲368	▲268	▲268
③その他(注3)	-	-	▲22	23	23
④随時調整契約 (実効率等加味後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	87 (3.0%)	87 (3.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	0.0%	0.0%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010～2012年度の夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月19日、2011年8月9日、2012年8月3日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5) 系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常受電している分等が含まれている。

北陸電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	162	0	0	0	0
火力	435	438	440	432	438
うち常設されている 火力	435	436	438	429	436
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	2	2
水力	152	159	133	(注4)153	(注4)139
揚水	11	11	11	11	11
地熱・太陽光	0	0	3	1	1
融通	▲20	▲1	▲10	▲12	▲13
新電力への供給等	▲78	▲7	▲1	▲2	▲2
供給力 計	662	600	576	583	574
融通前供給力 計	(682)	(601)	(586)	(595)	(587)
需要想定①、②、③加味	573	533	526	546	546
需要想定①、②、③、④加味	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲5	▲5	▲5
②定着節電	-	-	▲30	▲23	▲23
③その他(注3)	-	-	▲12	1	1
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	37 (6.8%)	28 (5.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	3.8%	2.2%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 一昨年冬、昨年実績は、最大電力発生日(2010年:8月5日、2011年8月9日、2012年8月22日)における実績。

(注3) 気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

中国電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	0	81	0	0	0
火力	1,039	989	1,078	1,066	1,067
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,053	1,054
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	13	13
水力	56	51	55	(注4)54	(注4)48
揚水	124	148	159	157	157
地熱・太陽光	0	0	23	9	9
融通	20	▲72	▲104	▲29	▲29
新電力への供給等	32	▲9	▲14	▲3	▲3
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,254	1,250
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,283)	(1,279)
需要想定①、②、③加味	1,201	1,083	1,085	1,131	1,131
需要想定①、②、③、④加味	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	▲24	▲27	▲27
②定着節電	—	—	▲52	▲43	▲43
③その他(注3)	—	—	▲40	0	0
④随時調整契約(実効率等加味 後)	—	—	—	—	—
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	123 (10.9%)	119 (10.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	7.9%	7.5%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	—	—	—

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度、2011年度、2012年度夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月20日、2011年:8月9日、2012年:8月3日)における実績。

(注3) 気温影響分その他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

四国電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	204	113	0	0	0
火力	448	449	489	491	491
うち常設されている 火力	448	436	451	455	455
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	22
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	13	16	14	14
水力	64	69	68	(注4)62	(注4)60
揚水	52	52	52	52	52
地熱・太陽光	0	0	7	6	7
融通	0	▲4	0	0	0
新電力への供給等(注6)	▲67	▲64	▲13	▲14	▲15
供給力 計	702	615	603	598	595
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(598)	(595)
需要想定(①、②、③加味)	597	544	526	562	562
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲6	▲7	▲7
②定着節電	-	-	▲45	▲31	▲31
③その他(注3)	-	-	▲20	3	3
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	36 (6.4%)	33 (5.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	3.4%	2.9%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010～2012年度夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月20日、2011年8月9日、2012年8月7日)における実績。

(注3)気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

(注5)系統のつながりの関係で、関電管内の淡路島で四国電力から通常送電している分等が含まれている。

九州電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	478	176	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,234	1,242	1,241
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,193	1,193
うち長期停止 火力の再稼働	0	0	38	38	38
うち緊急設置電源	0	0	1	1	1
うち自家発電買取	0	0	11	(注5) 11	(注5) 10
水力	117	125	136	(注4) 113	(注4) 109
揚水	170	230	165	166	166
地熱・太陽光	17	16	36	47	49
融通	0	0	46	87	90
新電力への供給等	▲2	▲2	10	4	4
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,659	1,659
融通前供給力 計	1,895	1,671	1,580	1,572	1,569
需要想定 (①、②、③加味)	1,750	1,544	1,521	1,610	1,610
需要想定 (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	4	18	18
②定着節電	—	—	▲189	▲149	▲149
③その他(注3)	—	—	▲44	▲9	▲9
④随時調整契約(実効率等加味 後)	—	—	—	—	—
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	49 (3.0%)	49 (3.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	0.0%	0.1%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	—	—	—

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年～2012年度夏実績は、最大電力発生日(2010年:8月20日、2011年9月1日、2012年7月26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) 自家発電電の買取の代わりに、自家発電の焼き増しによる需給調整契約を締結するケースがあり、それについては需要側での抑制として考慮(▲11万kW)

沖縄電力

(供給力内訳)	2010年度夏実績 (ピーク需要日)	2011年度夏実績 (ピーク需要日)	2012年度夏実績 (ピーク需要日)	2013年度夏	
				7月	8月
原子力	-	-	-	-	-
火力	194	220	220	248	237
うち常設されている 火力	194	220	220	248	237
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	-	-	-	-	-
揚水	-	-	-	-	-
地熱・太陽光	-	-	0.4	1	1
融通	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-
供給力 計	194	220	220	249	238

需要想定(①、②、③加味)	148	144	148	156	156
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	1	0	0
②定着節電	-	-	-	-	-
③その他	-	-	▲1	8	8
④随時調整契約(実効率等加味 後)	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	93 (59.8%)	83 (53.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	56.8%	50.1%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計等が合わない場合がある。

(注2) 2010～2012年度夏実績は、最大電力発生日(2010年:7月6日、2011年7月22日、2012年7月6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。