

総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会

電力需給検証小委員会 第5回会合

資料3

2014年度夏季の電力需給見通しについて

1. 需給検証の考え方

1. 需給検証の考え方 (①基本的な考え方)

<需要>

- 需要については、基本的に2010年度夏季並みの猛暑(中部、関西及び九州電力管内は2013年度)を想定。これに節電の定着状況、直近の経済見通し等を反映。

<供給>

- 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精査しつつ、可能な限り供給力を積み上げ。各電力会社間の電力融通も加味。

<需給バランス>

- 各電力会社の需給バランスだけではなく、9社、東日本・中部及び西日本といった広域的な視点で安定供給可能か、需給バランスを検証。



<需給対策>

- データや分析手法を明らかにすることにより、客観性・透明性を確保した需給検証を踏まえ、必要な場合は、政府として数値目標付の節電要請などの電力需給対策を決定。

2. 需給検証の考え方 (②需要面、供給面)

需要面

①2014年度夏季の需要想定

○気温影響： 2010年度夏季並みの猛暑を想定。
(中部、関西及び九州電力管内は2013年度夏季並み)

○経済影響： 直近の経済見通しを反映。

○節電影響： 2013年度夏季からの節電継続率を反映。

P5~

②需給調整契約状況

○計画調整契約の見込み。

○随時調整契約の見込み。

P9

供給面

①火力発電

○保安に留意しつつ、可能な場合には定期検査の繰り延べ等で供給力を確保。

○長期停止火力や被災火力の再稼働の見通しを反映。

○自家発購入、緊急設置電源の設置、並びに増出力等を見込む。

P13~

②水力発電

○渇水等を想定し、安定的に見込める出力を評価。

○保安に留意しつつ、可能な場合には定期検査を繰り延べして供給力を確保。

P23~

③揚水発電

夜間の余剰電力、発電時間の長さ等により供給力を評価。

P25

④太陽光発電・風力発電・地熱発電

安定的に見込める出力を評価。

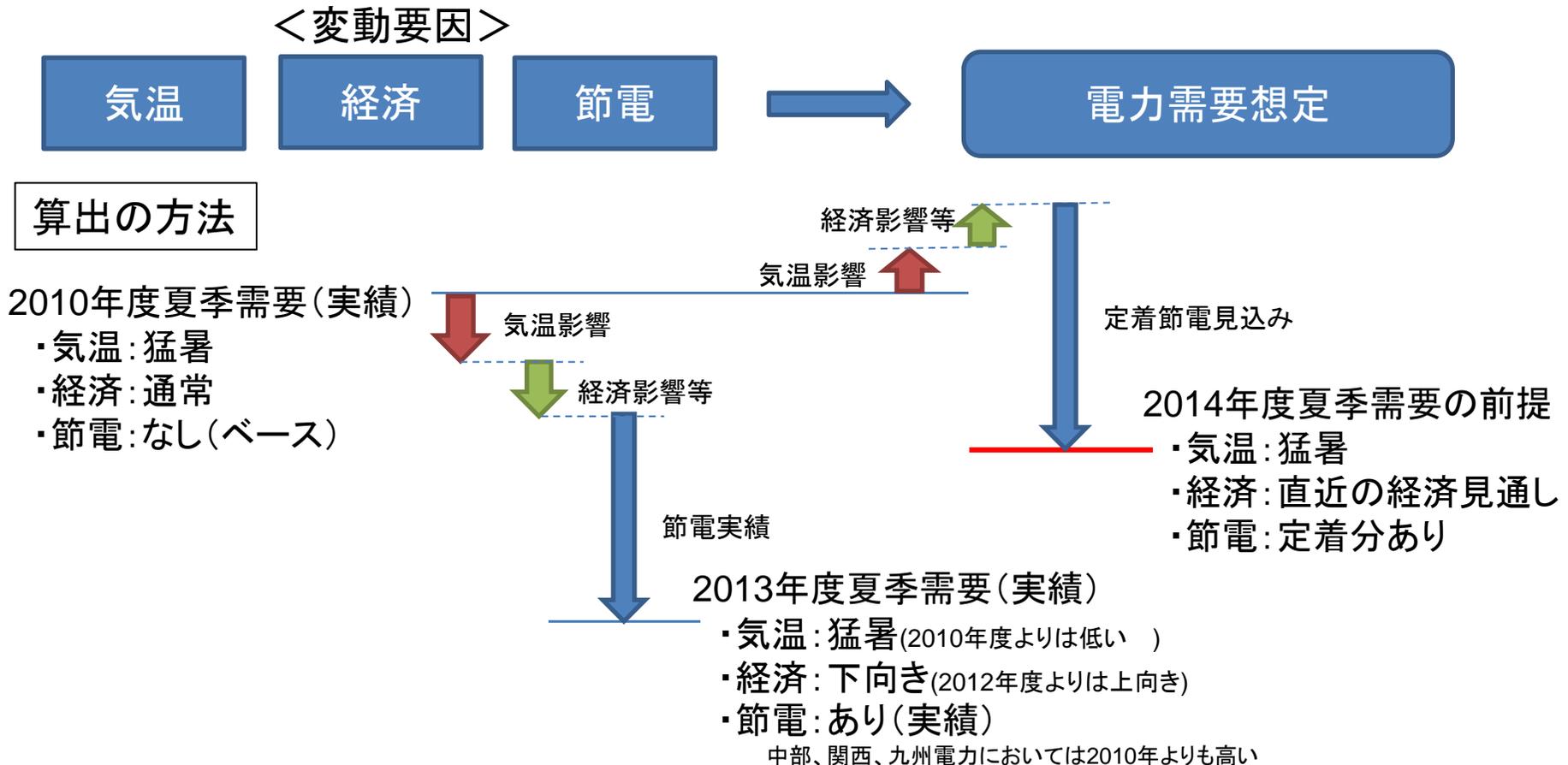
P26~

2. 需要について

1. 2014年度夏季の需要想定について

- 需要想定にあたっては、猛暑となることを想定しつつ、節電の定着状況、直近の経済見通しを踏まえて想定。
- 2014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。（中部、関西及び九州電力管内は2013年度並みの猛暑を想定）
 - ②経済影響：直近の経済見通しや、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：2013年度夏季の節電実績を踏まえ、直近（2014年2月から3月）に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電見込み」を想定。

過去10年のH3需要日の最高気温が最も高かった年を猛暑の年としている。



2. 2014年度夏季の経済影響等について

- 経済影響等については、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した上で、新電力への離脱の影響を加味して算出。
- 2014年度夏季の経済影響については、「平成26年度の経済見通しと経済財政運営の基本的態度」(2014年1月24日閣議決定)によれば、「日本再興戦略」等の施策の推進により、前年度に続き堅調な内需に支えられた景気回復が見込まれ、GDP、IIPの見通しは対前年度成長率が上昇。全国合計では2010年度比で+197万kWとなる。(2013年度夏季からは+139万kW)

○2014年度の経済見通し

	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度
実質GDP (兆円)	512.4 (+3.4%)	514.1 (+0.3%)	517.5 (+0.6%)	529.4 (+2.3%)	533.6 (+0.8%)
IIP (2010年=100)	99.4 (+8.8%)	98.7 (▲0.7%)	95.8 (▲2.9%)	99.0 (+3.3%)	101.2 (+2.2%)

1 ()は対前年度増加率

2 2013,2014年度経済見通しについては、2014年2月17日に内閣府が発表した2013年10-12月期のGDP速報後に、主要シンクタンク17社が試算したデータをもとに推計。
 なお、「平成26年度の経済見通しと経済財政運営の基本的態度」(平成26年1月24日内閣府)においては、2014年度のGDP、IIP見通しはそれぞれ+1.4%、+3.3%(対前年度比)となる。

○2014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
2014年度 経済影響等		+3	+26	+80	▲2	▲15	▲2	▲24	▲9	+9	+66
内 訳	経済影響	+6	+28	+166	+12	▲8	▲1	▲22	▲6	+22	+197
	新電力への 離脱影響	▲3	▲2	▲86	▲14	▲7	▲1	▲2	▲3	▲13	▲131

(参考)2013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
2013年度 経済影響		+5	+2	+115	▲12	▲21	▲3	▲24	▲9	+5	+58

3. 2014年度夏季の節電影響について(1/2)

- 2013年度夏季の節電実績を踏まえ、直近に実施したアンケート調査¹により「定着節電見込み」を算出。
- 具体的には、2014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2014年度夏季の節電継続率²を算出。
- 2013年度夏季の節電実績^①に、2014年度夏季の継続率^②を乗じて、2014年度夏季の定着節電見込み^③を算出。

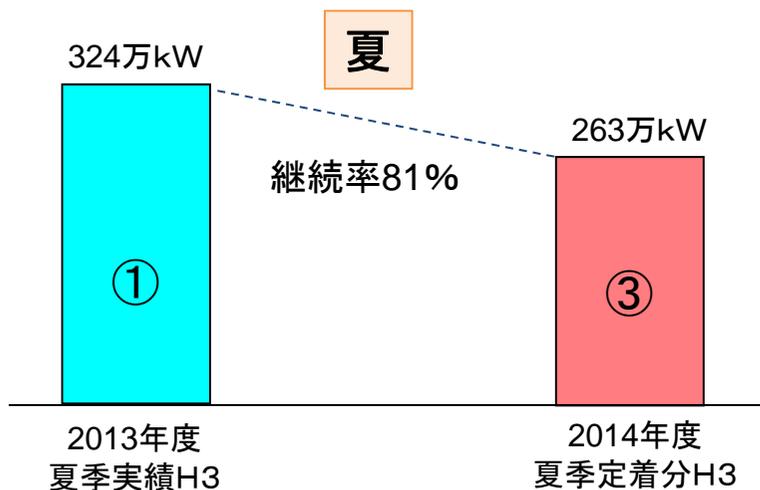
1 2014年度夏季において、2013年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査(実施時期:2014年2月下旬~3月上旬)。

2 「2013年度夏季節電を実施した」と回答した人のうち、「2014年度夏季節電を継続する」×「2014年度夏季に2013年度夏季と同等の節電取組を継続することは可能」を継続率として算出。

例)関西電力

(1) 2014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2014年度夏季の継続率はそれぞれ、79%、83%、82%となる。

(2) 2013年度夏季節電実績324万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2014年度夏季の定着節電263万kWを算出。



	大口	小口	家庭	(合計)
2013年度夏季の節電実績 ^①	129万kW	127万kW	68万kW	324万kW
2014年度夏季の継続率 ^② (アンケート ×)	79%	83%	82%	81%
)2014年度夏季、節電を継続する	91%	93%	91%	—
)2014年度夏季も2013年度夏季と同等の節電を継続する	87%	89%	90%	—
2014年度夏季の定着節電見込み ^③ (①×②)	102万kW	105万kW	56万kW	263万kW

3. 2014年度夏季の節電影響について(2/2)

○ 前ページの算出方法のもと、各社毎に定着節電を算出。

○2014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
①2013年度夏季 節電実績	▲44 [▲8.7%]	▲80 [▲5.4%] ^{注2}	▲774 [▲12.9%]	▲140 [▲5.2%]	▲324 [▲10.5%]	▲30 [▲5.2%]	▲51 [▲4.2%]	▲39 [▲6.5%]	▲185 [▲10.6%]
備考	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請
②継続率	82%	80%	90%	80%	81%	83%	84%	79%	87%
③2014年度夏季 定着節電見込み (①×②)	▲36 [▲7.1%]	▲64 [▲4.3%] ^{注2}	▲700 [▲11.7%]	▲112 [▲4.1%]	▲263 [▲8.5%]	▲25 [▲4.4%]	▲43 [▲3.6%]	▲31 [▲5.2%]	▲161 [▲9.2%]
(参考) 2010年度夏季 最大電力需要	506	1,557 (1,484) ^{注2}	5,999	2,709	3,095	573	1,201	597	1,750

(参考)過去の節電実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2011年度夏季 節電実績	▲22 [▲4.3%]	▲110 [▲7.4%] ^{注2}	▲870 [▲14.5%]	▲120(▲114) ^{注4} [▲4.4%(▲4.2%)]	▲190 [▲6.1%]	▲30(▲24) ^{注4} [▲5.2%(▲4.2%)]	▲34 [▲2.8%]	▲16 [▲2.7%]	▲123 [▲7.0%]
②2012年度夏季 節電実績	▲43 [▲8.5%]	▲80 [▲5.4%] ^{注2}	▲707 [▲11.8%]	▲141 ^{注3} [▲5.2%]	▲368 [▲11.9%]	▲30 [▲5.2%]	▲52 [▲4.3%]	▲45 [▲7.5%]	▲189 [▲10.8%]

注1)[]は2010年度最大需要比の節電率。

注2)2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を考慮後の1,484万kWとの節電率。

注3)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4)平日平均

4. 2014年度夏季の需給調整契約

- 需給調整契約には計画調整契約と随時調整契約の2種類があるが、平日の昼間から夜間などに電気の使用を計画的に振り替える計画調整契約の契約見込みを、定着節電として電力需要想定に織り込む。
- 他方、随時調整契約については需給ひっ迫時のみに発動する需給調整契約のため、需給ひっ迫が生じない場合には需要想定に予め織り込まない。
- 2014年度夏季の現時点の見込みは、2013年度夏季の見通しと比べ、計画調整契約及び随時調整契約の両方について9社合計で増加。

○2014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	25万kW	182万kW	45万kW	111万kW	4万kW	49万kW	19万kW	53万kW	490万kW
随時調整契約電力	14万kW	29万kW	165万kW	70万kW	34万kW	20万kW	113万kW	35万kW	32万kW	512万kW

(参考)2013年度夏季の見通し

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	2万kW	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

(参考)需給調整契約の概要

①計画調整契約

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

②随時調整契約

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

5. 2014年度夏季の需要見通しについて

- 需要見通しの作成にあたり、信頼性を高めるため、最大需要日ではなく、最大3日平均(H3)ベースで評価。
- 前述で算出した経済影響等(H3)及び定着節電(H3)から、2014年度夏季需要(H3)を作成し、夏季H1/H3比率の過去5カ年平均を用いて、2014年度夏季最大電力需要(H1)を算出。

○2014年度夏季の需要見通しについて

(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
①2010年度夏季 最大3日平均(H3)	503	1,466	5,886	2,698	3,089	569	1,191	594	1,730	17,726
②気温影響H3 ^{注1}	0	0	0	31	28	0	0	0	83	142
③経済影響等H3	3	26	80	▲ 2	▲ 15	▲ 2	▲ 24	▲ 9	9	66
④定着節電H3	▲ 36	▲ 64	▲ 700	▲ 112	▲ 263	▲ 25	▲ 43	▲ 31	▲ 161	▲ 1,435
⑤2014年度夏季 最大3日平均(H3) (①+②+③+④)	470	1,428	5,266	2,615	2,839	542	1,124	554	1,661	16,499
⑥最大電力需要(H1) / 最大3日平均(H3)比率 ^{注2}	1.005	1.012	1.010	1.011	1.012	1.011	1.009	1.009	1.006	—
⑦2014年度夏季 最大電力需要 (H1) (⑤×⑥)	472	1,445	5,320	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,665

注1) 2010年度を猛暑と想定。ただし、中部、関西及び九州電力管内は2013年度並みの猛暑を想定。注2) 夏季H1/H3比率の過去5カ年平均。

試算例) 関西電力の場合

$$\begin{aligned}
 & \text{A} \quad 3,089\text{①} + 28\text{②} - 15\text{③} - 263\text{④} = 2,839\text{⑤} \\
 & \text{B} \quad 2,839\text{⑤} \times 1.012\text{⑥} = 2,873\text{⑦}
 \end{aligned}$$

3. 供給力について

①火力の定期検査時期の調整について(1/2)

- 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。
- 震災以降、需給状況が厳しいため、2014年度夏季においても需給ひっ迫を回避する観点から、震災特例等の活用により、可能なものは、火力発電所の定検の繰延べ等を行うが、一部発電所については設備の信頼度維持の観点から定検が必要。
- 前回定期検査終了から2年以上経過した発電所は78箇所(全体の3割程度)あるが、このうち、
 - ① 震災特例により定期検査を繰り延べた発電所は63箇所(全体の2割程度)
 - ② 震災特例等により、前回法定点検終了後からの運転期間が4年超の発電所は7箇所(全体の3%程度)

○前回法定定期検査終了後からの運転期間

前回法定定期検査終了後から 運転期間(H26.4.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
2年未満	179	61.1%
2年以上3年未満	52	17.7%
3年以上4年未満	19	6.5%
4年以上5年未満	5	1.7%
5年以上	2	0.7%
(定期検査中)	36	12.3%
合計	293	100.0%

○震災特例の適用回数(予定を含む)

震災特例の適用回数 (H26.4.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
(適用無し)	230	78.5%
1回繰り延べ	49	16.7%
2回繰り延べ	8	2.7%
3回繰り延べ	6	2.0%
4回繰り延べ	0	0.0%
合計	293	100.0%

※震災特例等:震災以降、電力供給力を確保するため、継続運転等が必要な場合に、経済産業局産業保安監督部長が1度に12ヶ月を限度とした定検繰延べの承認を行うもの。このほか、低稼働率の発電所等の定検繰延べに対する承認がある。

○前回法定定期検査終了後からの運転期間が4年以上経過する、7発電所(2014年4月1日時点)

	発電所名	出力	種別	前回定検終了日
関西電力	姫路第一6号機	71万kW	LNG	H21.12.24
	相生2号機	38万kW	石油	H21.8.21
	御坊2号機	60万kW	石油	H21.7.28
	姫路第二既設6号機	60万kW	LNG	H21.7.10
	海南4号機	60万kW	石油	H21.4.13
中部電力	武豊火力2号	38万kW	石油	H21.2.18
四国電力	阿南発電所2号機	22万kW	石油	H20.8.22

①火力の定期検査時期の調整について(2/2)

- 設備の信頼度維持の観点や定検スケジュールの関係から2014年度夏季における定検等が不可避となる一部の発電所は定期検査を実施(9社計34機)。
- 各社とも、可能な限り高需要期である7月下旬～8月下旬を避けて定期検査を実施。

○2014年度夏季(7・8月)に定期事業者検査等に入る予定の火力発電所(9社計34機)

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	砂川3号	13万kW	石炭	6/1～7/31	ボイラー過熱器管等の補修が必要であるため
	苫東厚真2号	60万kW	石炭	4/3～7/10	ボイラー蒸発管等の補修が必要であるため
	苫小牧1号	25万kW	石油	5/5～8/24	煙突内面等の補修が必要であるため
	伊達1号	35万kW	石油	7/24～10/24	ボイラーガス再循環ダクトの補修が必要であるため
	奈井江2号	18万kW	石炭	8/31～11/30	低圧タービンの軸シール部等の補修が必要であるため
東北電力	八戸5号	27万kW	石油	12/1～8/28	コンバインド化工事に伴う停止。
	秋田4号	60万kW	石油	2/8～7/23	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	能代2号	60万kW	石炭	4/1～7/23	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	東新潟港1号	35万kW	LNG	4/22～7/14	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
東京電力	川崎1-3	50万kW	LNG	5/5～7/16	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	五井5号	35万kW	LNG	3/10～7/4	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	姉崎6号	60万kW	LNG	2/28～7/8	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	富津1-3号	17万kW	LNG	4/2～7/11	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	鹿島6号	100万kW	石油	3/17～7/7	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	広野5号	60万kW	石炭	4/1～7/15	蒸気タービン等の補修が必要であるため。

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
中部電力	新名古屋8-4号	40万kW	LNG	6/15～7/7	ガスタービン動翼修理等の補修が必要であるため。
	知多5号	85万kW	LNG	2/11～7/19	蒸気タービン動静翼取替等の補修が必要であるため。
	川越3-6号	24万kW	LNG	4/12～8/28	発電制御装置関係制御盤取替等の補修が必要であるため。
	碧南1号	70万kW	石炭	3/23～7/12	ボイラ蒸発管修理等の補修が必要であるため。
	四日市4-1号	12万kW	LNG	8/30～11/11	低圧蒸発器管修理等の補修が必要であるため。
	尾鷲三田3号	50万kW	石油	8/30～12/12	過熱低減器修理等の補修が必要であるため。
	川越3-3号	24万kW	LNG	8/9～12/22	発電制御装置関係制御盤取替等の補修が必要であるため。
関西電力	姫路第一5号	73万kW	LNG	6/21～7/13	ガスタービン高温部品の定期取替が必要であるため。
	舞鶴1号	90万kW	石炭	3/1～7/3	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	御坊2号	60万kW	石油	6/4～7/5	ボイラ蒸発管修理等の補修が必要であるため。
北陸電力	敦賀火力2号	70万kW	石炭	3/11～7/13	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
	福井三国1号	25万kW	石油	8/30～12/12	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
中国電力	水島3号	34万kW	LNG	3/10～7/11	経年に対応した制御装置等の補修が必要であるため。
	岩国3号	50万kW	石油	2/20～7/6	ボイラ・電気集塵器等の補修が必要であるため。
	柳井1-6号	13万kW	LNG	3/13～9/15	経年に対応した制御装置の補修および、運転時間管理によるガスタービン高温部品の定期取替が必要であるため。
四国電力	阿南4号	45万kW	石油	4/1～7/15	蒸気タービン等の補修が必要であるため。
九州電力	苓北2号	70万kW	石炭	6/27～7/15	寿命評価に基づく過熱器管等の補修が必要であるため。

②長期停止火力の稼働(1/2)

- 震災以降、2014年度夏季までに長期停止火力※の稼働を実施(6社10機)。
- なお、東京電力の鹿島1、3、4号及び横須賀1号GT、2号GT、3、4号については、設備の劣化が著しいため、再度、長期停止することとした。

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、数年単位で行う計画停止

①既に再稼働している長期停止火力

2014年3月31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	41年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	17年
	武豊2号機	38万kW	石油	41年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	43年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	45年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	41年
合計		193万kW		

②震災後の再稼働等により設備の劣化が著しいため長期停止した火力

電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転期間	停止年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	鹿島1・3・4号	各60万kW	石油	41～43年	0～2年	被災から復帰した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より長期停止予定
	横須賀1号GT、2号GT、3・4号	3、14、35、35万kW	LNG,石油	21～49年	1～3年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より長期停止予定
合計		267万kW				

②長期停止火力の稼働(2/2)

○ 残りの発電所は主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや既に設備・部品が撤去されているケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により2014年度夏季に再稼働できていない。

③設備の劣化が著しいため、2014年度夏季に再稼働できていないもの

2014年3月31日時点

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	3～9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	12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	5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。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	36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。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	24年	9～12年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	13年	2年	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計・製作から現地工事まで3年以上必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	50年	11年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替などで、2年以上必要。
九州電力	唐津2・3号機	38,50万kW	石油	42,40年	9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		551万kW				

③火力等の供給力の主な増減要因(対2013年度夏季)

○ 2013年4月の電力需給検証小委員会で示した供給力と比較して、さらに供給力として見込める予定の火力発電所等の出力の増加分は+20.3万kW(+416.0万kW -395.7万kW)。また、電源開発松浦2号機は定期検査中の落下事故から復旧の目途が立たず、今後の供給力として見込まない(▲94.2万kW)。

(新設等)

(単位:万kW)

	号機	発電区分	運開予定時期	供給力増加分	備考
東北電力	第二沼沢	揚水	H26.1	+46.0	H23.7豪雨による停止から、H26.1復旧
東京電力	千葉3号系列1~3軸	LNG	H26.4~H26.7	+68.2	コンバインドサイクル化、供給力は129.3(43.1×3機)万kW(2013年度夏季は61.1万kW計上)
	鹿島7号系列1~3軸	都市ガス	H26.5~H26.7	+46.8	コンバインドサイクル化、供給力は115.2(38.4×3機)万kW(2013年度夏季は68.4万kW計上)
中部電力	上越2号系列2号	LNG	H26.5	+48.2	新設、H26.5に営業運転開始予定
関西電力	姫路第二1号機	LNG	H25.8	+42.6	新設、H25.8に営業運転開始済み
	姫路第二2号機	LNG	H25.11	+42.6	新設、H25.11に営業運転開始済み
	姫路第二3号機	LNG	H26.3	+42.6	新設、H26.3に営業運転開始済み
	姫路第二4号機	LNG	H26.8	+42.5	新設、H26.3に試運転開始済み。先行軸有り。
	姫路第二5号機	LNG	H26.10	+36.5	新設、H26.5に試運転開始予定。先行軸有り。
合計				+416.0	

(廃止等)

(単位:万kW)

	号機	発電区分	廃止時期	供給力減少分	備考
東北電力	八戸5号	石油	—	▲19.9	コンバインドサイクル化工事中(12/1-8/28)
東京電力	川崎1号機	LNG	H26.4	▲10.6	緊急設置電源、H26.4廃止
	大井1号GT	都市ガス	H26.4	▲10.6	緊急設置電源、H26.4廃止
	大井2号GT	都市ガス	H26.4	▲6.4	緊急設置電源、H26.4~長期停止
	姉崎DE	石油	H26.4	▲0.6	緊急設置電源、H26.4~長期停止
	鹿島1, 3, 4号機	石油	H26.4	▲180.0	H26.4~長期停止
	横須賀1・2号GT、3、4号機	石油	H26.4	▲85.1	H26.4~長期停止
中部電力	西名古屋3号機	石油	H25.11	▲37.5	リプレースのため、H25.11廃止済み
関西電力	姫路第二既設4号機	LNG	H25.10	▲45.0	リプレースのため、H25.10廃止済み
合計				▲395.7	

(計画外停止)

(単位:万kW)

	号機	発電区分	事故発生日	供給力減少分	備考
電源開発	松浦2号	石炭	H26.3.28	▲94.2	定期検査中のタービン落下事故による停止

④自家発購入について

○ 東京電力において、新規電源の運開に伴い、2013年度夏季に比べ自家発事業者からの昼間の電気の購入量が減少。その他の電力会社においては、2013年度夏季と同程度の電気を自家発事業者から購入。

○2014年度夏季(8月)における自家発の活用見込み(昼間、夜間)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	19万kW (7万kW)	16万kW (6万kW)	26万kW (5万kW)	0万kW (0万kW)	77万kW (60万kW)	3万kW (2万kW)	14万kW (14万kW)	12万kW (12万kW)	10万kW (9万kW)	177万kW (115万kW)

()は夜間。
東京電力については、水力が含まれる。

(参考)2013年度夏季(8月)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
自家発の活用	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)

()は夜間

⑤緊急設置電源の設置及び火力の増出力について

①緊急設置電源

○震災以降、東北電力及び東京電力を中心に、緊急設置電源を大量導入。

○東京電力においては、新規電源の運転開始に伴い、千葉及び鹿島の緊急設置電源のコンバインド化(▲153万kW)、大井、川崎並びに姉崎の緊急設置電源の廃止・長期計画停止(▲28万kW)を実施。これにより、2014年度夏季の供給力はゼロ。東北電力においては、八戸の緊急設置電源のコンバインド化(▲24万kW)を実施。

②火力の増出力

○過負荷運転や炭種変更等による火力の増出力については、これまでの増出力状況等を踏まえ、一部の電力において下方修正した以外は前年並み。

○緊急設置電源の活用見込み(2014年度夏季(8月))

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	65万kW	-	-	5万kW	-	-	-	1.0万kW	86万kW

(参考)2013年度夏季における緊急設置電源の活用見込み

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

○火力の増出力見込み(2014年度夏季(8月))

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

(参考)2013年度夏季(8月)における火力の増出力見込み

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	1万kW	11万kW	61万kW	14万kW	12万kW	1万kW	5万kW	2万kW	6万kW	113万kW

⑦新設火力の扱いについて

- 新設火力について運転開始の6ヶ月程度前から試運転を行うことが多いが、出力を変動させる試験を行うことや試運転中に発電機回転子やガスタービン回転体の不具合等により長期間の停止を要する修理・点検が過去に発生しており、予め安定的な供給力として評価することは困難。
- ただし、姫路第二4,5号機については、同じサイトにある同型機において営業運転開始済みであり、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見込みが低く、4号機は2014年3月、5号機は2014年5月より、試運転を開始する予定であることから、試運転出力を2014年度夏季の供給力として計上している。

2013年1月運開の中部電力上越1号系列第2軸(59.5万kW)は、2012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、2012年夏季に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。

<運転開始時期が近い、建設中の火力発電所> (9電力管内)

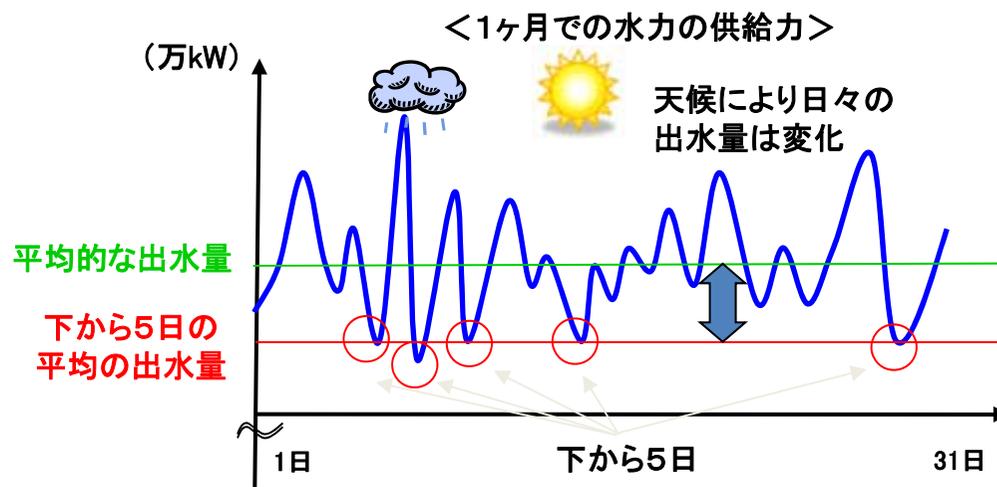
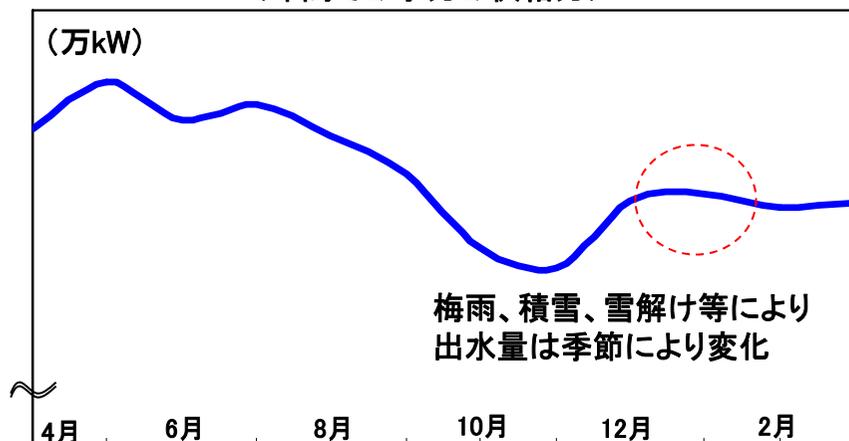
	発電所名等	出力	運転開始(予定)
東北	八戸5号 (コンバインド化、運転開始)	39.4万kW	2014年8月
東京	千葉3号系列 1軸 (コンバインド化、運転開始)	50万kW	2014年4月
	2軸 (コンバインド化、運転開始)	50万kW	2014年6月
	3軸 (コンバインド化、運転開始)※	50万kW	2014年7月
	鹿島7号系列 1軸 (コンバインド化、運転開始)	42万kW	2014年5月
	2軸 (コンバインド化、運転開始)	42万kW	2014年7月
	3軸 (コンバインド化、運転開始)	42万kW	2014年6月
関西	姫路第二3号(運転開始)	48.65万kW	2014年3月
	姫路第二4号(試運転)	48.65万kW	2014年8月
	姫路第二5号(試運転)	48.65万kW	2014年10月
中部	上越2号系列2号(運転開始)	57.6万kW	2014年5月

千葉3号系列3軸は7月31日運転開始予定,

⑧水力・揚水発電について(1/2)

- 水力発電の供給力については、降雨等により出水量が日々変化するため、毎月(1~12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出力として評価。(30サンプル中、下位5日)

【水力発電の供給力の計上方法】
 <年間での水力の供給力>



○水力の供給力見込み(2014年8月)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	60	166	296	138	260	138	48	59	109	1,274

(万kW)

(参考)2013年度夏季(8月)の供給力

	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
供給力実績	70	154	285	126	307	146	52	48	99	1,287

(万kW)

⑧水力・揚水発電について(2/2)

○ 2014年度夏季は、一部の発電所が設備の信頼度維持の観点から2014年度夏季における定検が不可欠なため、定期検査を実施(3社計10機)

○2014年度夏季(7・8月)に定期事業者検査に入る予定の水力・揚水発電所

出力1万kW以上

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2号	10万kW	水力	4/1～8/31	水車羽根を操作する装置の補修作業が必要であるため。
	春別	3万kW	水力	4/10～9/10	水車本体の補修作業が必要であるため。
	静内1号	2万kW	水力	4/8～9/30	水車発電機の分解修繕が必要であるため。
	真勲別1,2号	2万kW	水力	7/14～9/11	導水路及び水槽側壁の修繕が必要であるため。
	砥山	1万kW	水力	8/4～12/5	水車羽根を操作する装置の補修作業が必要であるため。
東京電力	塩原1～3号	90万kW	揚水式	H24.10～H27.7	八汐調整地止水工事を実施。
中国電力	南原2号	31万kW	揚水式	H25.12.3～H26.7.15	発電電動機回転子コイルの補修作業が必要であるため。

⑨揚水発電について

- 揚水発電については、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯蔵能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化。
- 2014年度夏季は、2013年度夏季の供給力と比較すると、東北電力の第二沼沢発電所の運転再開等により揚水供給力が増加。

(万kW)	設備容量 (①)	2014年度夏季(8月) の供給力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2013年度夏季 (8月)の供給力見通し
北海道	40	30	・高見2号機(10)が補修停止。	30
東北	71	71		25
東京	1140	890	・塩原発電所(90)が補修停止。 ・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	900
中部	433	381	・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。	393
関西	506	429	・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	437
北陸	11	11		11
中国	212	144	・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。	157
四国	69	52	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約から上部ダムを満水にできず。 ・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。	52
九州	230	221	・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。	166
合計	2712	2230		2171

⑩太陽光発電について

- 太陽光発電は天候によって、供給力が大きく左右されるため、高需要が発生した日に確実に見込める分を供給力として計上。具体的には、夏季上位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日の平均を安定的に見込める出力として評価。
- 2014年度夏季は、2012年7月から再生可能エネルギーの固定価格買取制度がスタートしたことなどにより、太陽光発電の設備容量の大幅な増加。これに伴い、供給力も2013年度夏季の見通しから、大幅に増加。

		(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	8	60	61	54	4	31	17	33	268	
内訳	I. PV設備量(万kW)	合計	53	90	382	265	235	22	137	68	327	1578	
		内訳											
		余剰買取	12	75	208	133	103	11	67	33	123	765	
		全量買取	41	15	171	131	131	11	69	35	204	808	
	自社メガソーラー	0.1	0.4	3	0.9	1	0.4	0.3	0.2	0.3	6.6		
		II. 出力比率(%)(自家消費+供給力)	0%	18%	23%	29%	28%	23%	30%	31%	15%	-	
内訳	自家消費比率(%)		0%	11%	14%	12%	11%	12%	11%	12%	13%	-	
	供給力比率(%)		0%	7%	9%	17%	17%	11%	19%	19%	2%	-	

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

(参考)2013年度夏季の見通しおよび実績

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し(万kW)	0	2	20	26	21	1	9	7	33	119
供給力実績(万kW) (最大需要日)	3 (8/7)	9 (8/19)	56 (8/9)	51 (8/22)	44 (8/22)	7 (8/19)	18 (8/22)	12 (8/22)	20 (8/20)	220

⑪風力発電について

- 風力発電の供給力は、最大電力需要発生時にも天候の影響により出力がゼロとなることがあるため、安定的に見込める供給力分として、水力発電と同様に、各月の下位5日の平均値を過去の実績データが把握可能な期間(3～8年間)で平均した値を計上。
- 2014年度夏季(8月)は、設備容量268万kWに対し、安定的に見込める供給力として2万kWを計上。

○風力発電の供給力(2014年8月)

(万kW,%)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力(万kW)		0.4	0.6	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	2
内訳	設備容量(万kW)	32	63	38	24	12	14	30	12	43	268
	出力比率(%)	1.4%	0.9%	0.3%	0.3%	0.1%	0.0%	0.6%	0.2%	1.7%	-
	発電実績データ期間	7年	7年	3年	3年	6年	6年	3年	7年	8年	-

(参考)2013年度夏季の見通し試算および実績

(万kW)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
供給力見通し試算(万kW)		0.4	0.4	0.2	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.8	2.1
供給力実績 (最大需要日)		2 (8/7)	4 (8/19)	2 (8/9)	4 (8/22)	1 (8/22)	1 (8/19)	0 (8/22)	5 (8/22)	5 (8/20)	24

(参考)再生可能エネルギー等の算定手法について

	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
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(3~8年間)で平均した値	把握可能な期間(3~8年間)	月毎の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績より算出した出力比率

風力発電については、2013年度冬季の見通しより、供給力として計上。

4. 2014年度夏季の電力需給バランス表 (9電力会社)

2014年度夏季需給の見通し(8月)

- 2014年度夏季の電力需給は、周波数変換装置(FC)を通じた融通を行わない場合、**中部及び西日本の予備率は2.7%**となり、最低限必要とされる予備率3%を下回る見込み。
- 一方、FCを通じた融通を行う場合は、中部及び西日本で予備率が3.4%、9電力で4.6%となる見込み。

2010年度並みの猛暑を想定し、直近の経済見通し、2013年度夏季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。
(中部、関西及び九州電力管内は猛暑であった2013年度、沖縄は2009年度夏季並み)

○2014年度夏季(8月)需給見通し(周波数変換装置(FC)を通じた電力融通を行わない場合)

(万kW)	東日本 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
①需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666
②供給力	7,738	516	1,553	5,669	9,688	2,737	2,924	570	1,181	583	1,693	17,426
②供給-①需要 (予備率)	501 (6.9%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	349 (6.6%)	259 (2.7%)	93 (3.5%)	51 (1.8%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	22 (1.3%)	760 (4.6%)

FCを使わずに中部及び西日本全体で予備率3%(283万kW)を確保するには、**0.3%(24万kW)**不足する。



○FCを通じた電力融通

・東京電力から①関西電力へ38万kW、②九州電力へ20万kWを融通。

○2014年度夏季(8月)需給見通し(FCを通じた電力融通を行う場合)

(万kW)	東日本 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
①需要	7,237	472	1,445	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,666
②供給力	7,681	516	1,553	5,612	9,753	2,737	2,960	570	1,181	583	1,722	17,434
②供給-①需要 (予備率)	444 (6.1%)	44 (9.2%)	108 (7.5%)	292 (5.5%)	324 (3.4%)	93 (3.5%)	87 (3.0%)	22 (4.1%)	47 (4.1%)	24 (4.3%)	51 (3.0%)	768 (4.6%)

2014年度夏季(7月)の需給見通し

2014年度7月の見通し

2010年度並みの猛暑を想定し、直近の経済見通し、2013年度夏季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。
(中部、関西及び九州電力管内は猛暑であった2013年度、沖縄は2009年度夏季並み)

OFC融通前

(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
最大電力需要	7,194	454	1,420	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,623	155
供給力	7,633	495	1,505	5,633	9,708	2,737	2,932	573	1,181	587	1,698	17,341	222
供給－需要	439	41	85	313	279	93	59	25	47	28	27	718	67
(予備率)	6.1%	9.1%	6.0%	5.9%	3.0%	3.5%	2.0%	4.6%	4.2%	4.9%	1.6%	4.3%	43.2%

OFC融通後

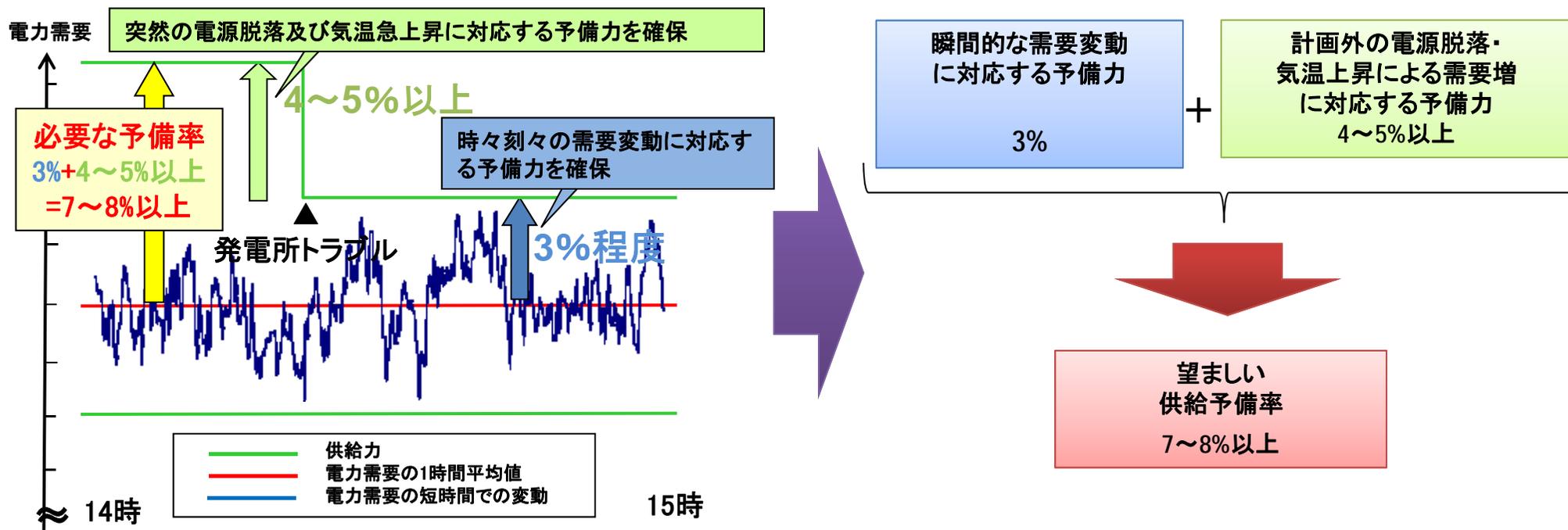
(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中部及び西日本	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力	沖縄
最大電力需要	7,194	454	1,420	5,320	9,429	2,644	2,873	548	1,134	559	1,671	16,623	155
供給力	7,582	495	1,505	5,582	9,760	2,737	2,960	573	1,181	587	1,722	17,342	222
供給－需要	388	41	85	262	331	93	87	25	47	28	51	719	67
(予備率)	5.4%	9.1%	6.0%	4.9%	3.5%	3.5%	3.0%	4.6%	4.2%	4.9%	3.0%	4.3%	43.2%

○ 2014年度夏季(7月)の一般電気事業者間の電力融通量

	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
FC融通前	-	▲180万kW (夜間最大▲235)	+145万kW (夜間最大+225)	▲30万kW (夜間最大▲30)	▲56万kW (夜間最大▲76)	- (夜間最大▲5)	+121万kW (夜間最大+121)
FC融通後	▲51万kW (夜間最大▲31)	▲180万kW (夜間最大▲205)	+172万kW (夜間最大+222)	▲30万kW (夜間最大▲30)	▲56万kW (夜間最大▲76)	- (夜間最大▲5)	+145万kW (夜間最大+125)

(参考) 予備率の考え方

- 電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と需要が変動。これに対応するために、最低でも3%の供給予備率を確保することが必要。
- ①計画外の電源脱落、②予期しない気温上昇による需要増に対応するためには、更に4~5%以上の供給予備率が必要と考えられる。
- よって安定的な電力供給には7~8%以上の予備率確保が望ましいとされている。



	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度(最高気温) ^{※1}	6万kW/°C	36万kW/°C	149万kW/°C	81万kW/°C	70万kW/°C	15万kW/°C	30万kW/°C	22万kW/°C	50万kW/°C
過去10年間の平均気温の 平均値 ^{※1}	30.7°C	32.5°C	34.8°C	36.1°C	35.2°C	34.6°C	35.2°C	34.4°C	34.3°C
2010年度猛暑の最高気温 ^{※1※2}	32.1°C	34.8°C	35.7°C	37.2°C	36.6°C	35.6°C	35.9°C	35.0°C	36.2°C

1 全てH3ベース、関西電力は累積5日最高気温。
2 中部、関西、九州電力は2013年度を採用。

全国9社

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,522	13,695
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,525	12,833	13,079	13,249
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	184	184	184
うち緊急設置電源	-	87	289	272	86	86
うち自家発電買取	144	237	311	225	173	176
水力	1,367	1,380	1,268	1,287	1,368	1,274
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	2,225 《2,227》	2,222 《2,230》
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	292	300
地熱	30	30	30	27	28	30
太陽光	-	-	121	220	261	268
風力	-	-	14	24	2.7	2.3
融通	0	64	36	▲5	0	0 《▲1》
新電力への供給等	▲47	▲82	▲45	▲17	▲65	▲65
供給力 計	19,518	17,141	17,090	17,206	17,341 《17,342》	17,426 《17,434》
融通前供給力 計	(19,518)	(17,077)	(17,054)	(17,211)	(17,341) 《(17,342)》	(17,426) 《(17,434)》
需要想定 (①、②、③加味)	17,987	15,661	15,743	16,125	16,623	16,666
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	16,612	16,655
①経済影響等	-	-	-	-	66	66
②定着節電	-	-	-	-	▲1435	▲1435
③その他(注3)	-	-	-	-	5	48
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-11	-11
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,080 (6.7%)	718 《719》 (4.3%) 《(4.3%)》	760 《768》 (4.6%) 《(4.6%)》
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	3.7%	1.3%	1.6%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	729 《730》 (4.4%) 《(4.4%)》	771 《779》 (4.6%) 《(4.7%)》
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	1.4%	1.6% 《1.7%》

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(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。

《 》の数値はFC融通込みの数値

東3社

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	1,527	470	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,204	6,069	6,207
うち常設されている 火力	5,653	5,165	5,459	5,811	5,898	6,037
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	30	30	30
うち緊急設置電源	-	87	287	267	80	80
うち自家発電買取	48	164	169	95	60	60
水力	599	527	420	509	555	522
揚水	926	754	945	775	991	991
地熱・太陽光・風力	13	14	54	86	83	83
地熱	13	14	14	11	12	14
太陽光	-	-	33	68	69	69
風力	-	-	7	8	1.5	1.1
融通	0	65	0	0	0 《▲51》	0 《▲58》
新電力への供給等	▲38	▲46	▲19	▲33	▲64	▲65
供給力 計	8,728	7,321	7,433	7,540	7,633 《7,582》	7,738 《7,681》
融通前供給力 計	(8,728)	(7,256)	(7,433)	(7,540)	(7,633)	(7,738)
需要想定 (①、②、③加味)	8,062	6,653	6,925	6,865	7,194	7,237
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	7,183	7,226
①経済影響等	-	-	-	-	109	109
②定着節電	-	-	-	-	▲800	▲800
③その他(注3)	-	-	-	-	▲177	▲134
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	▲11	▲11
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	675 (9.8%)	439 《388》 (6.1%) 《(5.4%)》	501 《444》 (6.9%) 《(6.1%)》
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	6.8%	3.1% 《2.4%》	3.9% 《3.1%》
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	450 《399》 (6.3%) 《(5.6%)》	512 《455》 (7.1%) 《(6.3%)》
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	3.3% 《2.6%》	4.1% 《3.3%》

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(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。

《 》の数値はFC融通込みの数値

北海道電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	210	94	0	0	0	0
火力	357	398	378	429	403	427
うち常設されている 火力	357	398	367	407	369	393
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	15
うち自家発電買取	0	0	4	6	19	19
水力	79	93	83	70	65	60
揚水	25	29	30	30	30	30
地熱・太陽光・風力	1	1	7	4	1	2
地熱	1	1	2	0	0	2
太陽光	-	-	0	3	0	0
風力	-	-	5	2	0.4	0.4
融通	0	▲57	0	0	0	0
新電力への供給等	▲14	▲1	14	12	▲3	▲3
供給力 計	658	558	512	544	495	516
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(544)	(495)	(516)
需要想定 (①、②、③加味)	506	485	483	450	454	472
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	(443)	(461)
①経済影響等	-	-	2	3	3	3
②定着節電	-	-	▲43	▲44	▲36	▲36
③その他(注3)	-	-	18	▲15	▲19	▲1
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	▲11	▲11
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	95 (21.1%)	41 (9.1%)	44 (9.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	18.1%	6.1%	6.2%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	53 (11.9%)	55 (11.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	8.9%	8.9%

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月31日、2011年9月16日、2012年度夏季:9月18日、2013年度夏季: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。

東北電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	247	0	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,329	1,397
うち常設されている 火力	1,194	912	1,088	1,253	1,217	1,286
うち長期停止 火力の再稼働	-	35	35	30	30	30
うち緊急設置電源	-	0	88	88	65	65
うち自家発電買取	0	25	37	29	16	16
水力	185	(注5) 120	(注5) 134	(注5) 154	185	166
揚水	69	(注5) 25	71	25	71	71
地熱・太陽光・風力	12	13	22	24	22	21
地熱	12	13	12	11	12	12
太陽光	-	-	8	9	9	8
風力	-	-	2	4.1	0.9	0.6
融通	0	162	0	0	0	0
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲101	▲102	▲102
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,505	1,553
融通前供給力 計	1,658	1,141	1,468	1,502	1,505	1,553
需要想定 (①、②、③加味)	1,557	1,246	1,364	1,322	1,420	1,445
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	2	+26	+26
②定着節電	-	-	-	▲80	▲64	▲64
③その他(注3)	-	-	-	▲157	▲99	▲74
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	180 (13.6%)	85 (6.0%)	108 (7.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	3.0%	4.5%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月5日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月22日、2013年度夏季:8月19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。(注5) 新潟・福島集中豪雨による発電所停止に伴う減。

東京電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	1,070	376	0	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,337	4,383
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,312	4,358
うち長期停止 火力の再稼働	—	85	83	0	0	0
うち緊急設置電源	—	87	192	164	0	0
うち自家発電買取	48	139	128	60	25	25
水力	335	314	203	285	305	296
揚水	832	700	844	720	890	890
地熱・太陽光・風力	0	0	25	58	60	60
地熱	0	0	0	0	0	0
太陽光	—	—	25	56	60	60
風力	—	—	0.1	1.8	0.2	0.1
融通	0	▲40	0	0	0 《▲51》	0 《▲58》
新電力への供給等	25	▲56	▲26	56	41	40
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,633 《5,582》	5,669 《5,612》
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,633)	(5,669)
需要想定(①、②、③加味)	5,999	4,922	5,078	5,093	5,320	5,320
需要想定(①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	—	—	80	80
②定着節電	—	—	—	—	▲700	▲700
③その他(注3)	—	—	—	—	▲59	▲59
④随時調整契約(実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	401 (7.9%)	313 《262》 (5.9%) 《(4.9%)》	349 《292》 (6.6%) 《(5.5%)》
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	2.9% 《1.9%》	3.6% 《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	—	—	—	—	—	—

《 》の数値はFC融通込みの数値

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:7月23日、2011年度夏季:8月18日、2012年度夏季:8月30日、2013年度夏季:8月9日)における実績。

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

(注4)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

中西6社

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	1,956	707	237	236	0	0
火力	6,841	6,975	7,327	7,311	7,453	7,488
うち常設されている 火力	6,745	6,854	7,066	7,022	7,181	7,212
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	118	154	154	154
うち緊急設置電源	-	0	2	5	6	6
うち自家発電買取	96	73	142	130	113	116
水力	768	853	848	778	813	752
揚水	1,215	1,305	1,125	1,149	1,234 《1,236》	1,231 《1,239》
地熱・太陽光・風力	17	16	110	184	209	217
地熱	17	16	16	16	16	16
太陽光	-	-	88	152	192	200
風力	-	-	6	16	1.2	1.2
融通	0	▲1	36	▲5	0 《51》	0 《57》
新電力への供給等	▲9	▲36	▲26	16	▲1	0
供給力 計	10,790	9,820	9,657	9,666	9,708 《9,760》	9,688 《9,753》
融通前供給力 計	(10,790)	(9,821)	(9,621)	(9,671)	(9,708) 《(9,709)》	(9,688)《(9,696)》
需要想定 (①、②、③加味)	9,925	9,008	8,818	9,260	9,429	9,429
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	▲43	▲43
②定着節電	-	-	-	-	▲635	▲635
③その他(注3)	-	-	-	-	182	182
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%)	405 (4.4%)	279 《331》 (3.0%) 《(3.5)》	259 《324》 (2.7%) 《(3.4%)》
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.5%	1.4%	0% 《0.5%》	▲0.3% 《0.4%》
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注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。

《 》の数値はFC融通込みの数値

中部電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	274	0	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,340	2,343
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,291	2,294
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	49
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	0	0	0	0	0	0
水力	147	176	153	126	(注4) 149	(注4) 138
揚水	411	399	382	386	381	381
地熱・太陽光・風力	0	0	22	56	59	61
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	20	51	59	61
風力	-	-	2	4	0	0
融通	0	0	▲56	▲125	▲180	▲174
新電力への供給等	32	5	▲25	▲27	▲12	▲12
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,728	2,737	2,737
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,853)	(2,917)	(2,911)
需要想定 (①、②、③加味)	2,709	2,520	2,478	2,623	2,644	2,644
需要想定 (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲10	▲25	▲2	▲2
②定着節電	-	-	▲155	▲140	▲112	▲112
③その他(注3)	-	-	▲66	79	49	49
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	105 (4.0%)	93 (3.5%)	93 (3.5%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	1.0%	0.5%	0.5%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2012年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月24日、2011年度夏季:8月10日、2012年度夏季:7月27日、2013年度夏季:8月22日)における実績。

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

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

関西電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	838	337	237	236	0	0
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	2,015	2,049
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,888	1,921
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5
うち自家発電買取	91	55	106	93	77	77
水力	232	273	303	307	(注6)280	(注6)260
揚水(注3)	447	465	356	345	424 《426》	422 《430》
地熱・太陽光・風力	0	0	19	44	51	54
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19	44	51	54
風力	-	-	0	1	0	0
融通	0	76	160	85	145 《172》	121 《149》
新電力への供給等(注4)	74	41	17	89	17	18
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,936	2,932 《2,960》	2,924 《2,960》
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,851)	(2,787) 《(2,788)》	(2,803) 《(2,811)》
需要想定(①、②、③加味)	3,095	2,784	2,682	2,816	2,873	2,873
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲24	▲15	▲15
②定着節電	-	-	-	▲324	▲263	▲263
③その他(注5)	-	-	-	69	56	56
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	120 (4.3%)	59 《87》 (2.0%) 《(3.0%)》	51 《87》 (1.8%) 《(3.0%)》
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	1.3%	▲1.0% 《0.0%》	▲1.2% 《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。

《 》の数値はFC融通込みの数値

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月19日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月3日、2013年度夏季:8月22日)における実績。

(注3) 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。

(注4) 系統のつながりの関係で、関西電力管内の淡路島で四国電力から受電している分等が含まれている。

(注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) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

北陸電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	162	0	0	0	0	0
火力	435	438	440	433	437	436
うち常設されている 火力	435	436	438	432	435	433
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	2	1	3	3
水力	152	159	133	146	153	138
揚水	11	11	11	11	11	11
地熱・太陽光・風力	0	0	3	8	4	4
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	2	7	4	4
風力	0	0	1	1	0	0
融通	▲20	▲1	▲10	▲20	▲30	▲17
新電力への供給等	▲78	▲7	▲1	▲24	▲2	▲1
供給力計	662	600	576	553	573	570
融通前供給力計	682	601	586	573	603	587
需要想定(①、②、③加味)	573	533	526	526	548	548
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	▲2	▲2
②定着節電	-	-	-	-	▲25	▲25
③その他(注3)	-	-	-	-	2	2
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	89 (15.5%)	67 (12.5%)	50 (9.4%)	27 (5.1%)	25 (4.6%)	22 (4.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	1.6%	1.1%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月5日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月22日、2013年度夏季:8月19日)における実績。

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

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

中国電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	0	81	0	0	0	0
火力	1,039	989	1,078	1,021	1,011	1,011
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,005	1,000	997
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	-	-	-	-	-
うち自家発電買取	5	3	7	16	10	14
水力	56	51	55	52	55	48
揚水	124	148	159	153	145	144
地熱・太陽光・風力	0	0	23	18	31	32
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	20	18	31	31
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.2
融通	20	▲72	▲104	▲60	▲56	▲50
新電力への供給等	32	▲9	▲14	▲15	▲4	▲4
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,168	1,181	1,181
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,228)	(1,237)	(1,231)
需要想定(①、②、③加味)	1,201	1,083	1,085	1,112	1,134	1,134
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲24	▲27	▲24	▲24
②定着節電	-	-	▲52	▲51	▲43	▲43
③その他(注3)	-	-	▲40	▲11	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%)	56 (5.0%)	47 (4.2%)	47 (4.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	2.0%	1.2%	1.1%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月3日、2013年度夏季:8月22日)における実績。

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

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

四国電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	204	113	0	0	0	0
火力	448	449	489	478	470	470
うち常設されている 火力	448	436	451	445	436	436
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	22	22
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	13	16	11	12	12
水力	64	69	68	48	62	59
揚水	52	52	52	52	52	52
地熱・太陽光・風力	0	0	7	17	16	17
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	7	12	16	17
風力	-	-	0.2	4.8	0.0	0.0
融通	0	▲4	0	▲5	0	0
新電力への供給等(注5)	▲67	▲64	▲13	▲13	▲14	▲15
供給力 計	702	615	603	577	587	583
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(582)	(587)	(583)
需要想定(①、②、③加味)	597	544	526	549	559	559
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲6	▲10	▲9	▲9
②定着節電	-	-	▲45	▲39	▲31	▲31
③その他(注3)	-	-	▲20	2	2	2
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	28 (4.9%)	24 (4.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	2.0%	1.9%	1.3%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2013年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:8月9日、2012年度夏季:8月7日、2013年度夏季:8月22日)における実績。

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

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

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

九州電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	478	176	0	0	0	0
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,180	1,179
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,131	1,131
うち長期停止 火力の再稼働	—	0	38	38	38	38
うち緊急設置電源	—	0	1	0.4	1	1
うち自家発電買取	0	0	11	9	11	10
水力	117	125	136	99	114	109
揚水	170	230	165	202	221	221
地熱・太陽光・風力	17	16	36	41	48	49
地熱	17	16	16	16	16	16
太陽光	—	—	20	20	31	33
風力	—	—	0.2	5.1	1	1
融通	0	0	46	120	121 《145》	120 《149》
新電力への供給等	▲2	▲2	10	6	14	14
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,704	1,698 《1,722》	1,693 《1,722》
融通前供給力 計	1,895	1,671	1,580	1,584	1,577	1,573
需要想定(①、②、③加味)	1,750	1,544	1,521	1,634	1,671	1,671
需要想定(①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	—	▲3	9	9
②定着節電	—	—	—	▲185	▲161	▲161
③その他(注3)	—	—	—	72	73	73
④随時調整契約(実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	70 (4.3%)	27 《51》 (1.6%) 《(3.0%)》	22 《51》 (1.3) 《(3.0%)》
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	▲1.4% 《0%》	▲1.7% 《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。

《 》の数値はFC融通込みの数値

(注2) 2010年度夏季～2012年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月20日、2011年度夏季:9月1日、2012年度夏季:7月26日、2013年度夏季:8月20日)における実績。

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

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

沖縄電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季	
					7月	8月
原子力	-	-	-	-	-	-
火力	194	220	220	179	219	213
うち常設されている 火力	194	220	220	179	219	213
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・風力	-	-	0.4	1.7	3.4	3.6
地熱	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	0.4	1.7	3.4	3.6
風力	-	-	-	0.0	0.0	0.0
融通	-	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-
供給力 計	194	220	220	181	222	216
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-

需要想定(①、②、③加味)	148	144	148	153	155	155
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	0	0	0
②定着節電	-	-	-	-	-	-
③その他(注3)	-	-	-	5	7	7
④随時調整契約(実効率等 加味後)	-	-	-	-	-	-

需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	67 (43.2%)	61 (39.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	40.2%	36.2%
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)2010年度夏季～2012年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:7月6日、2011年度夏季:7月22日、2012年度夏季:7月6日、2013年度夏季:8月8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。