

# 2015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

### <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3社と中西日本6社といった広域的な視点で安定供給が可能か、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。

# 需給検証の考え方 (②需要面、供給面)

## 需要面

### ①2015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: 2014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。

P14~

### 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。

P22~

### 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。

P24

### 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。

P25~

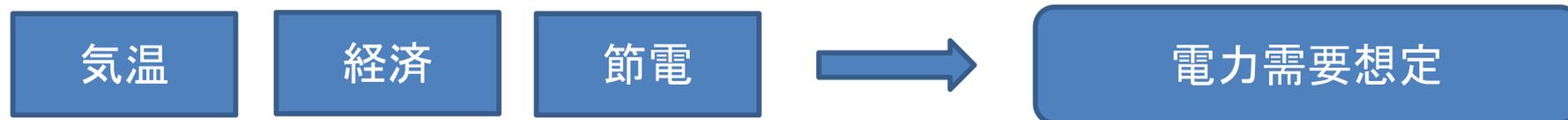
## 2. 需要について

# 1. 2015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、直近の経済見通し、節電の定着状況を踏まえて想定。
- 2015年度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：2014年度夏季の節電実績を踏まえ、直近（2015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。

## <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)

気温影響

経済影響

定着節電見込み等

### 2015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

## 2. 2015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。
- 2015年度夏季の経済影響については、「平成27年度の経済見通しと経済財政運営の基本的態度」(2015年1月12日閣議決定)によれば、「緊急経済対策」などの政策の推進や政労使の取組等により、雇用・所得環境が引き続き改善し、好循環が更に進展するとともに、交易条件も改善する中で、堅調な民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+100万kWとなる。(2014年度夏季の実績からは+76万kW)

### ○2015年度の経済見通し

	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
実質GDP (兆円)	512.4 (+3.4%)	514.4 (+0.4%)	519.6 (+1.0%)	530.6 (+2.1%)	526.3 (▲0.8%)	535.8 (+1.8%)
IIP (2010年=100)	99.4 (+8.8%)	98.7 (▲0.7%)	95.8 (▲2.9%)	98.9 (+3.2%)	98.4 (▲0.5%)	101.9 (+3.6%)

- 1 ( )は対前年度増加率
- 2 2014,2015年度経済見通しについては、2015年2月16日に内閣府が発表した2014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27年度の経済見通しと経済財政運営の基本的態度」(平成27年1月12日内閣府)においては、2014年度のGDP、IIP見通しはそれぞれ+1.5%、+2.7%(対前年度比)となる。

### ○2015年度夏季の経済影響等(対2010年度夏季差)

(単位:万kW)

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2015年度 経済影響等		+3	+28	▲129	▲28	▲61	▲3	▲33	▲19	▲30	▲272
内 訳	経済影響	+7	+38	+113	▲1	▲16	▲2	▲26	▲12	▲1	+100
	新電力への 離脱影響	▲4	▲10	▲242	▲27	▲45	▲1	▲7	▲7	▲29	▲372

### (参考)2014年度夏季の経済影響(対2010年度夏季差)

(単位:万kW)

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
2014年度 経済影響		+6	+25	+82	▲11	▲32	▲4	▲27	▲9	▲6	+24

### 3. 2015年度夏季の節電影響について(1/2)

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

1 2015年度夏季において、2014年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査(実施時期:2015年2月下旬~3月上旬)。

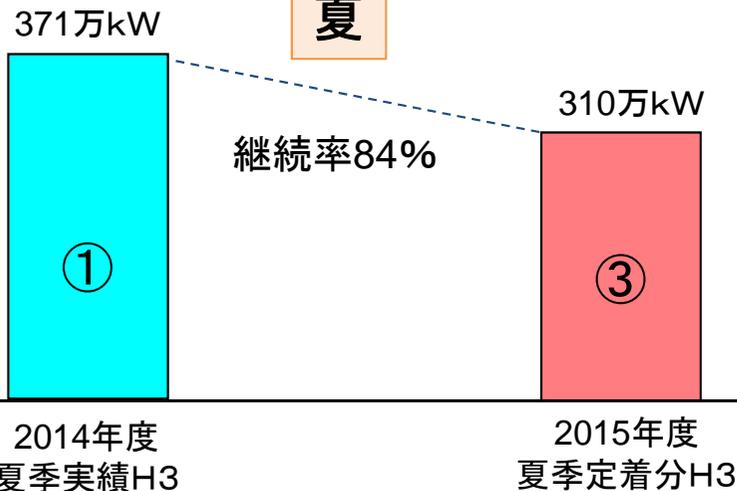
2 「2014年度夏季節電を実施した」と回答した人のうち、「2015年度夏季節電を継続する」×「2015年度夏季に2014年度夏季と同等の節電取組を継続することは可能」を継続率として算出。

#### 例) 関西電力

(1) 2015年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査より、大口、小口、家庭の2015年度夏季の継続率はそれぞれ、83%、84%、84%となる。

(2) 2014年度夏季節電実績371万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2015年度夏季の定着節電310万kWを算出。

夏



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

### 3. 2015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。

#### ○2015年度夏季の節電影響

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
①2014年度夏季 節電実績	▲43 [▲8.5%]	▲76 [▲5.1%] <sup>注2</sup>	▲805 [▲13.4%]	▲155 [▲5.7%]	▲371 [▲12.0%]	▲30 [▲5.2%]	▲52 [▲4.3%]	▲42 [▲7.0%]	▲172 [▲9.8%]
備考	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請	数値目標を伴わない節電要請
②継続率	84%	86%	91%	85%	84%	83%	85%	86%	88%
③2015年度夏季 定着節電見込み (①×②)	▲36 [▲7.1%]	▲65 [▲4.4%] <sup>注2</sup>	▲730 [▲12.2%]	▲132 [▲4.9%]	▲310 [▲10.0%]	▲25 [▲4.4%]	▲44 [▲3.7%]	▲36 [▲6.0%]	▲151 [▲8.6%]
(参考) 2010年度夏季 最大電力需要	506	1,557 (1,484) <sup>注2</sup>	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%] <sup>注2</sup>	▲870 [▲14.5%]	▲120(▲114) <sup>注4</sup> [▲4.4%(▲4.2%)]	▲190 [▲6.1%]	▲30(▲24) <sup>注4</sup> [▲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%] <sup>注2</sup>	▲707 [▲11.8%]	▲141 <sup>注3</sup> [▲5.2%]	▲368 [▲11.9%]	▲30 [▲5.2%]	▲52 [▲4.3%]	▲45 [▲7.5%]	▲189 [▲10.8%]
③2013年度夏季 節電実績	▲44 [▲8.7%]	▲80 [▲5.4%] <sup>注2</sup>	▲774 [▲12.9%]	▲140 [▲5.2%]	▲324 [▲10.5%]	▲30 [▲5.2%]	▲51 [▲4.2%]	▲39 [▲6.5%]	▲185 [▲10.6%]

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たため、中部電力の定着節電から▲14万kWを控除。

注4)平日平均

## 4. 2015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。
- 2015年度夏季の現時点の見込みは、2014年度夏季の見通しと比べ、計画調整契約については契約先の操業状態の変動等により減少。随時調整契約についてはほぼ同程度。

### ○2015年度夏季の需給調整契約見込み

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

### (参考)2014年度夏季の見通し

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

### (参考)需給調整契約の概要

#### ①計画調整契約

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

#### ②随時調整契約

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

## 5. 2015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、2015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、2015年度夏季最大電力需要(H1)を算出。
- 2014年度冬季のように、需要実績が見通しを上回るケースが今後頻出する場合には、その要因を分析し、必要に応じて算出方法を改善することとする。

### ○2015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 <sup>注1</sup>	0	0	0	31	28	0	0	0	83	142
③経済影響等H3	3	28	▲129	▲28	▲61	▲3	▲33	▲19	▲30	▲272
④定着節電H3	▲36	▲65	▲730	▲132	▲310	▲25	▲44	▲36	▲151	▲1,529
⑤2015年度夏季最大3日平均(H3) (①+②+③+④)	470	1,429	5,027	2,569	2,746	541	1,114	539	1,632	16,067
⑥最大電力需要(H1) / 最大3日平均(H3)比率 <sup>注2</sup>	1.005	1.011	1.013	1.011	1.016	1.007	1.012	1.018	1.007	—
⑦2015年度夏季最大電力需要(H1) (⑤×⑥)	472	1,445	5,090	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260



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



$$3,089① + 28② - 61③ - 310④ = 2,746⑤$$

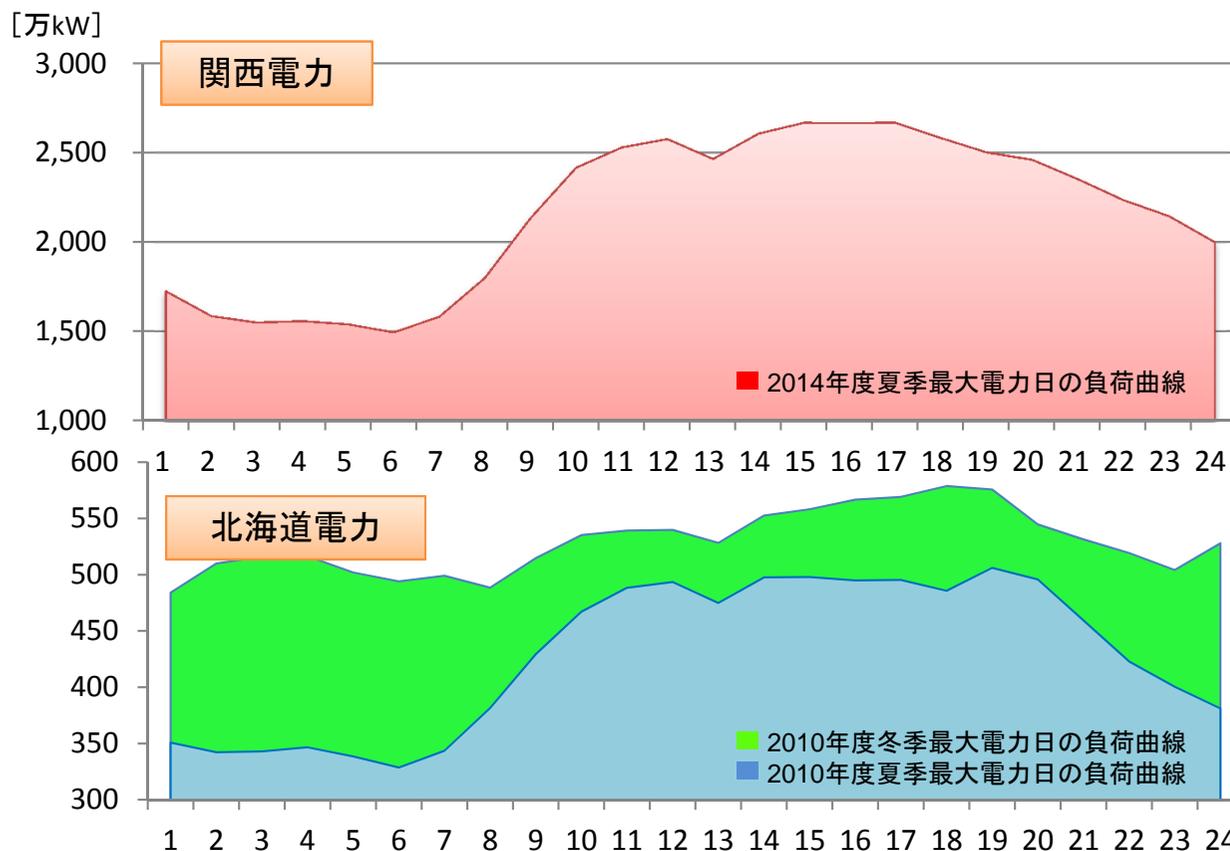


$$2,746⑤ \times 1.016⑥ = 2,791⑦$$

# (参考1) 電気料金の値上げが必要に与える影響について

- 2014年度冬季の電力需給見通しでは、北海道電力の電気料金の値上げが必要に与える影響を参考として試算。
- この際、夜間も電力需要が高く一日の負荷曲線が矩形に近いという冬季の北海道電力管内の特徴を踏まえ、電力量(kWh)に係る価格弾性値を電力需要(kW)に適用。
- 一方、12月24日に値上げ申請を行った関西電力の夏季の負荷曲線は、昼夜の電力需要が大きく異なる形状を示すため、電力量(kWh)に係る価格弾性値を電力需要(kW)に適用することが適当であるとは考えられない。
- このため、今回の夏季の需給検証にあわせて関西電力の電気料金の値上げが必要に与える影響を予め加味した上で試算することは困難であり、事後的な検証時に分析を試みることにする。

## ● 関西電力及び北海道電力の夏季の負荷曲線



## ● 関西電力の電気料金値上げの申請の概要

	申請の値上げ幅
規制部門	10.23%
自由化部門	(13.93%)

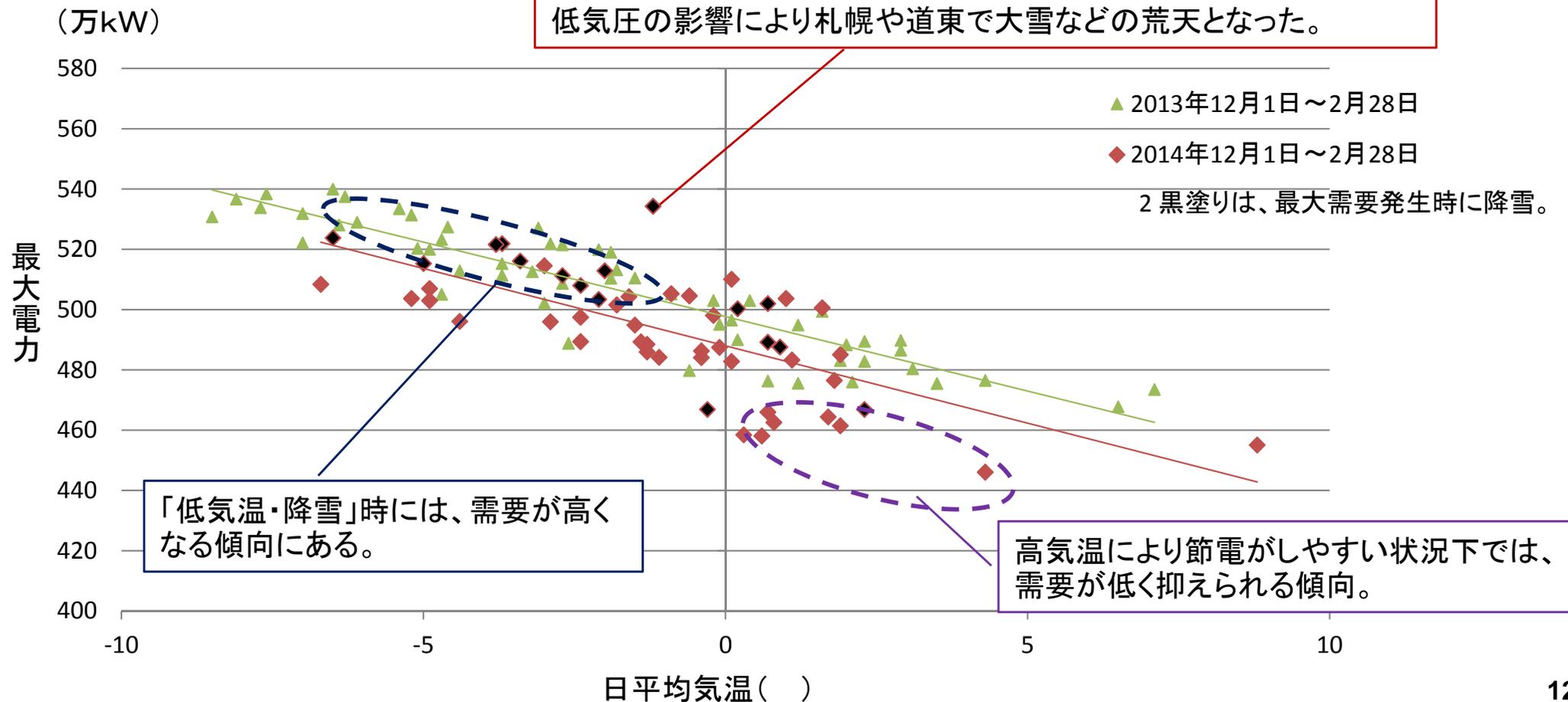
自由化部門の電気料金は認可の対象外。自由化部門の値上げ率は、規制部門の値上げ率に対応する原価計算上の試算値であり、実際の料金は当事者間の交渉によって決定される。

## (参考2) 需要面の検証(北海道電力管内の場合)

- 北海道電力の電気料金の値上げにより、2014年度冬季の需要見通しは、従来の手法により算定された557万kWから、さらに2.4%(約13万kW)低下すると参考で試算<sup>1</sup>された。
- 2014年度冬季の最大電力は、電気料金の値上げによる影響を含めた節電の進展や景気の影響により、見通しに比べて約14万kW低下した。
- 他方、日平均気温と最大電力を比較すると、低気温かつ降雪があった場合には需要が高くなる傾向が見られる。従って、冬季の需要見通しにおいて、最大電力を見通す場合には、こうした傾向について考慮する必要がある。

1電力需給検証小委員会報告書(平成26年10月)

### <日平均気温と最大電力>



### 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、2015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、火力発電所の定期検査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期検査が必要。
- 前回定期検査終了から2年以上経過した発電所は70箇所(全体の2割強程度)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57箇所(全体の2割弱程度)
  - ② 震災特例等により、前回定期検査終了後からの運転期間が4年超の発電所は5箇所(全体の2%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(H27.4.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
2年未満	183	62.5%
2年以上3年未満	41	14.0%
3年以上4年未満	24	8.2%
4年以上5年未満	4	1.4%
5年以上	1	0.3%
(定期検査中)	40	13.7%
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 (H27.4.1時点)	発電所数	全体に占める 割合
(適用無し)	236	80.5%
1回繰り延べ	45	15.4%
2回繰り延べ	6	2.0%
3回繰り延べ	5	1.7%
4回繰り延べ	1	0.3%
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期検査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期検査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、5発電所(平成27年4月1日時点)

	発電所名	出力	種別	前回定検終了日
北海道電力	砂川4号機	12.5万kW	石炭	H22.9.20
	姫二既設5号機	60万kW	LNG	H22.8.4
関西電力	相生3号機	37.5万kW	石油	H22.7.13
	南港1号機	60万kW	LNG	H22.7.1
	姫一6号機	71.3万kW	LNG	H21.12.24

# 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2015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42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。

## ○2015年度夏季(7・8月)に定期検査等に入る予定の火力発電所(9社計42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	奈井江1号機	17.5万kW	石炭	6/15～9/27	低圧タービン動翼の取替が必要であるため。
	苫東厚真4号機	70万kW	石炭	4/1～7/11	ボイラー蒸気管の取替が必要であるため。
東北電力	知内2号機	35万kW	石油	7/12～11/16	電気式集塵装置の補修が必要であるため。
	秋田3号機	35万kW	石油	3/14～7/25	経年に伴うタービン附属設備やボイラーの点検及び修繕が必要であるため。
	東新潟2号機	60万kW	LNG	3/28～7/23	経年に伴う発電機やボイラーの点検及び修繕が必要であるため。
東京電力	川崎1-3号機	50万kW	LNG	6/29～7/31	ガスタービン等の点検が必要であるため。
	横浜7-2号機	35万kW	LNG	3/22～7/31	ボイラー及びタービン等の点検が必要であるため。
	姉崎3号機	60万kW	LNG	3/14～7/12	ボイラー及びタービン等の点検が必要であるため。
	富津4-1号機	50.7万kW	LNG	4/10～7/15	ボイラー及びタービン等の点検が必要であるため。
	広野2号機	60万kW	石油	2/28～7/8	ボイラー及びタービン等の点検が必要であるため。
	常陸那珂2号機	100万kW	石炭	5/3～7/3	ボイラー等の点検が必要であるため。
中部電力	川越3-1号機	24.3万kW	LNG	2/14～7/2	発電制御装置に関する部品等の取替等が必要であるため。
	川越3-7号機	24.3万kW	LNG	6/27～9/6	蒸気タービン等の補修等が必要であるため。
	知多4号機	70万kW	LNG	2/21～7/4	蒸気タービン等の補修等が必要であるため。
	知多第二2号機	85.4万kW	LNG	1/31～7/3	蒸気タービンに関する部品の取替等が必要であるため。
	新名古屋8-1号機	40万kW	LNG	6/18～7/4	ガスタービン等の補修等が必要であるため。
	碧南3号機	70万kW	石炭	3/25～7/9	ボイラー蒸気管の補修等が必要であるため。

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	川越2号機	70万kW	LNG	8/8～12/1	蒸気タービン等の補修等が必要であるため。
	川越4-2号機	24.3万kW	LNG	8/29～12/9	蒸気タービン等の補修等が必要であるため。
関西電力	南港2号機	60万kW	LNG	3/1～7/13	震災特定適用期間2年到達により、更なる延期は不可能であるため。
	姫路第二1号機	48.7万kW	LNG	5/8～7/15	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
北陸電力	七尾大田2号機	70万kW	石炭	3/30～7/6	ボイラー部品の経年による摩耗に伴う交換が必要であるため。
中国電力	三隅1号機	100万kW	石炭	3/28～7/15	経年化したボイラー及びタービンの補修が必要であるため。
	水島2号機	15.6万kW	石炭	4/25～9/7	経年化したボイラー及びタービンの補修が必要であるため。
	柳井1-2号機	12.5万kW	LNG	5/18～8/4	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
	柳井1-6号機	12.5万kW	LNG	5/20～7/8	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
	柳井2-3号機	19.8万kW	LNG	1/12～7/25	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
	柳井2-4号機	19.8万kW	LNG	8/29～2/20	ガスタービン部品の取替が必要であるため。
四国電力	橘湾	70万kW	石炭	3/24～7/6	経年化したボイラー等の補修が必要であるため。
	坂出2号機	35万kW	石油	8/14～H28/8	リプレース工事にかかる停止。
九州電力	苓北1号機	70万kW	石炭	6/29～7/8	ボイラー等の補修が必要なため。
	相浦2号機	50万kW	石油	4/29～7/5	ボイラー等の補修が必要なため。
	新大分1-1軸	11.5万kW	LNG	6/29～7/8	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造及びガスタービン部品の取替が必要であるため。
	新大分1-2,3軸	11.5万kW×2	LNG	6/17～7/7	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造が必要であるため。
	新大分2-1軸	21.8万kW	LNG	6/23～7/8	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造及びガスタービン部品の取替が必要であるため。
	新大分2-2軸	21.8万kW	LNG	6/17～7/7	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造が必要であるため。
	新大分1-4,5,6軸	11.5万kW×3	LNG	7/11～7/12	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造が必要であるため。
	新大分2-3,4軸	21.8万kW×2	LNG	7/11～7/12	3-4軸増設に伴う所内電気系統の改造が必要であるため。

## 2. 長期停止火力及び被災後復帰火力の状況(1/2)

- 震災以降、2015年度夏季までに長期停止火力※の稼働を実施(6社10機)。
- その内、東京電力の横須賀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、中部電力の武豊2号についてはリプレースのため、それぞれ再度長期停止している。
- また、被災から復帰した鹿島1～4号についても、設備劣化が著しいため、2014年4月から順次長期停止している。

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

平成27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	42年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	18年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	44年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	46年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	43年
合計		155万kW		

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

## 2. 長期停止火力及び被災後復帰火力の状況(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、補修工事等により再稼働できていない。

### ③設備の劣化が著しいため、再稼働できていないもの

平成27年4月1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
東京電力	横須賀5～8号機	各35万kW	石油	44～47年	5～10年	ボイラ伝熱管、タービンロータの腐食・劣化が著しく、補修工事が必要。
中部電力	渥美1号機	50万kW	石油	30年	13年	ボイラ内部の発錆が進み、詳細な点検実施及び修理が必要。また、低圧タービンの復旧についても修理が必要。
	尾鷲三田1号機	38万kW	石油	44年	6年	ボイラ過熱管の肉厚薄化が進み、修理が必要。
関西電力	多奈川第二1・2号機	各60万kW	石油	37年	10年	主蒸気タービンロータ等の腐食、発錆が進み、修理のため機械加工及び組立並びに検査が必要。
	宮津エネルギー研究所1・2号機	各38万kW	石油	25年	14, 11年	
中国電力	大崎1-1号機	26万kW	石炭	14年	3年	ボイラー火炉層内管が、摩耗減肉により強度上必要な肉厚限界まで達しており、設計及び製作から現地工事が必要。
四国電力	阿南1号機	13万kW	石油	51年	12年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替が必要。
九州電力	唐津2・3号機	38,50万kW	石油	44,42年	11年	チューブ全体に外面腐食が進行し、チューブ取替、また発電機については高経年によりコイル絶縁が劣化しているためコイルの更新等が必要。平成27年6月に廃止予定。
合計		551万kW				

### 3. 自家発購入について

○ 北海道電力において、新規電源の運開に伴い、2014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。東京電力については、契約時期の早期化により、現時点での契約量が昨年より増加。その他の電力会社においては、2014年度夏季と同程度の電気を自家発事業者から購入。

#### ○2015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	10万kW (4万kW)	12万kW (10万kW)	47万kW (132万kW)	0万kW (0万kW)	78万kW (61万kW)	3万kW (2万kW)	12万kW (12万kW)	14万kW (14万kW)	11万kW (10万kW)	187万kW (245万kW)

( )は夜間。  
東京電力については、水力が含まれる。

#### (参考)2014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 (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

## 4. 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。

○東北電力においては、新潟6号(3.4万kW)、東新潟港3号系列(5.4万kW)の廃止を実施。

### 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修正した以外は前年並み。

### ○緊急設置電源の活用見込み(2015年度夏季(8月))

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

(参考)2014年度夏季における緊急設置電源の活用見込み

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

### ○火力の増出力見込み(2015年度夏季(8月))

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

(参考)2014年度夏季(8月)における火力の増出力見込み

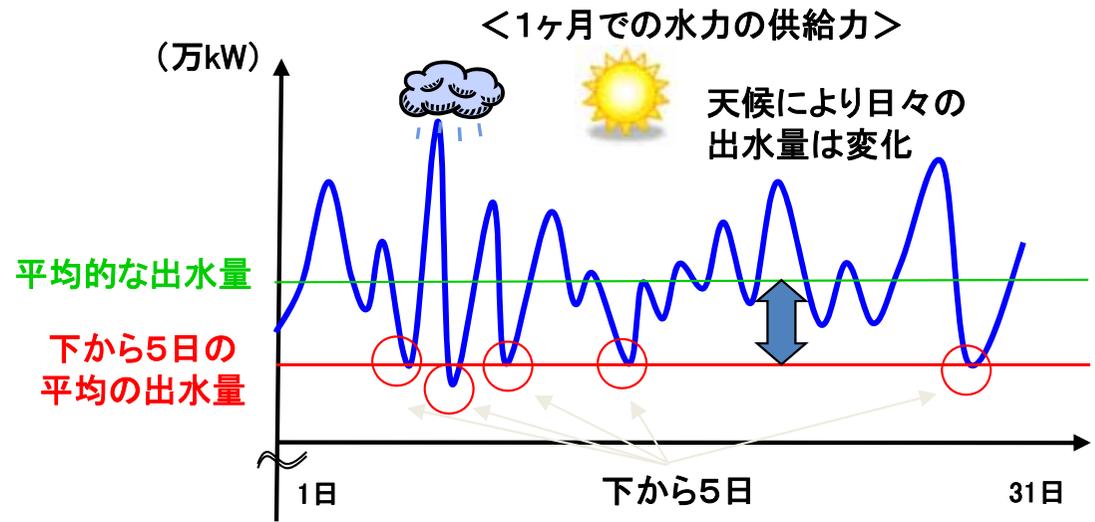
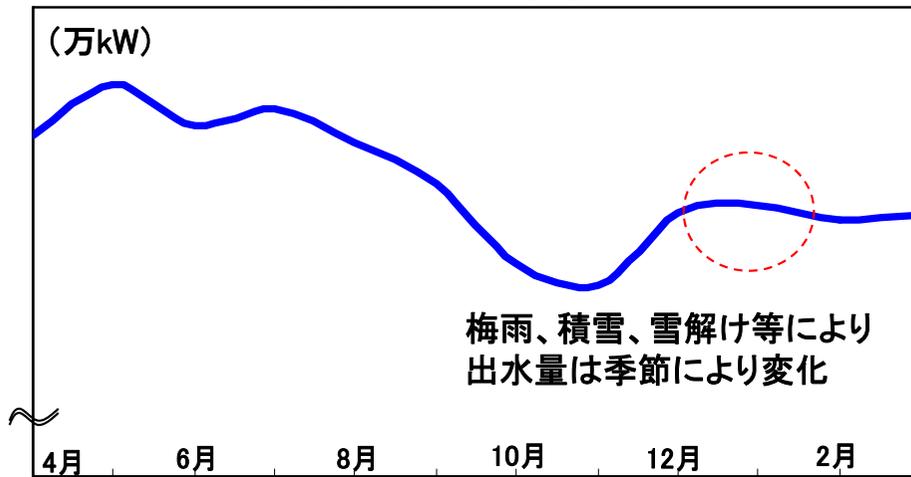
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
火力の増出力	1万kW	9万kW	62万kW	14万kW	7万kW	1万kW	5万kW	2万kW	4万kW	103万kW



## 6. 水力・揚水発電について(1/2)

- 水力発電には、自流式水力と貯水池式水力があり、その合計値が供給力となる。
- 自流式水力は、降雨等により出水量が日々変化するため、月毎(7~9月)に供給力が低かった下位5日の平均値を、過去30年間平均した値を安定的に見込める供給力として評価。(30サンプル中、下位5日)
- 貯水池式水力は、補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価。

【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(2015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	56 (39)	152 (137)	271 (147)	137 (122)	264 (184)	122 (55)	48 (48)	59 (38)	109 (72)	1,218 (842)

( )内は自流式水力の値

(参考)2014年度夏季の見通し及び供給力

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

## 6. 水力・揚水発電について(2/2)

○ 2015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2015年度夏季における定検が不可欠なため、定期検査を実施(6社計18機)

○2015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	春別	3万kW	水力	6/2～11/4	水車本体の補修作業が必要であるため。
	上岩松2号	1万kW	水力	8/20～12/17	水路で接続されている然別第二発電所の補修停止に伴う停止。
	金山	3万kW	水力	8/25～9/1	設備の発錆による腐食の進行をとめるため、塗装工事を行う必要があるため。
東北電力	第二沼沢2号	23万kW	揚水	8/17～4/2	経年に伴う水車の分解点検及び摩耗部の修繕が必要であるため。
東京電力	塩原1～3号	90万kW	揚水	H24.8～7/31	八汐調整池止水工事を実施。
	湯沢1～4号	1.56万kW	水力	1/10～未定	建屋屋根崩落に伴う復旧工事を実施。
関西電力	大河内4号	32万kW	揚水	1/31～7/18	監視制御装置の経年劣化に伴う改修が必要なため。
	黒部川第二1号	2万kW	水力	H26.9～H29	経年による水車発電機の取替が必要なため。
北陸電力	有峰第1,第2,第3	27, 12, 2万kW	水力	7/4～12/11	経年による水車及び発電機の部品交換等が必要なため。
九州電力	天山1, 2号	30×2万kW	揚水	3/18～7/10(1号) 3/18～8/3(2号)	自動制御盤の経年劣化に伴う更新工事が必要なため。

## 7. 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。
- 2015年度夏季は、2014年度夏季と比較すると、北海道電力京極1号機の運転開始及び京極2号機の試運転開始(営業運転は11月予定)により設備容量は増加するが、関西電力における夜間の融通受電の減少に伴う汲み上げ量の減少等により、全社合計の最大供給力は昨年度と比して減少する見込み。

(万kW)	設備容量 (①)	2015年度夏季(8月) の供給力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2014年度夏季 (8月)の供給力見通し
北海道	80	75	・京極2号機は試運転機として発電機能のみ先行して運用する。 ・夜間休日の汲み上げが1号機のみ限定されるため、設備容量並の発電はできない。	30
東北	71	60	・第二沼沢2号機(23)が補修停止。	71
東京	1140	920	・昼間放水時間が約13時間と通常よりも長い時間を前提としているため、設備容量並の発電はできない。	890
中部	433	360	・昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としているため、設備容量並の発電はできない。	381
関西	506	384	・夜間の融通受電の減少に伴う揚水汲み上げ量の減少や、昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としているため、設備容量並の発電はできない。	430
北陸	11	11	-	11
中国	212	137	・昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	144
四国	69	52	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間(=昼間の運転必要時間)等の制約があることに加え、昼間放水時間が約12時間と通常よりも長い時間を前提としているため、設備容量並の発電はできない。	52
九州	230	215	・天山2号機(30)が補修停止。 ・昼間放水時間が約14時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電はできない。	221
合計	2,752	2,214		2,230

## 8. 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。
- 2015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が大幅に増加。これに伴い、供給力も2014年度夏季の見通しから、大幅に増加。

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

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

(参考)2014年度夏季の見通し及び実績

(万kW)

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

## 9. 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(4～9年間)で平均した値を計上。
- 2015年度夏季(8月)は、設備容量284.6万kWに対し、安定的に見込める供給力として2.4万kWを計上。

### ○風力発電の供給力(2015年8月)

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

### (参考)2014年度夏季の見通し試算及び実績

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

## 10. 地熱発電について

- 地熱発電については、安定的に見込める供給力として評価。
- 2015年度夏季は、9社計で昨年度並みの供給力を見込む。

### ○地熱発電の供給力(2015年8月)

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

### (参考)2014年度夏季の見通し試算及び実績

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

## (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 (うち自流式 <sup>1)</sup> )	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 <sup>2</sup>	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(4~9年間)で平均した値	把握可能な期間(4~9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

- 1 貯水池式は補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価。
- 2 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. 2015年度夏季の電力需給バランス表 (9電力会社)

# 1. 2015年度夏季需給の見通し(8月)

- 2015年度夏季の電力需給は、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。なお、単独で予備率3%以上を確保できない関西電力及び九州電力は、それぞれ48万kW、61万kWを他社から受電する。
- 関西電力及び九州電力が他社から受電しなかった場合、予備率はそれぞれ0.8%、▲2.3%となる。

## ○2015年度夏季(8月)需給見通し

2010年度並みの猛暑を想定し、直近の経済見通し、2014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)

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

## ○電力間融通を行わなかった場合の2015年度夏季(8月)需給見通し

(万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①供給力	7,687	513	1,524	5,650	9,647	2,765	2,813	580	1,286	616	1,588	17,334
②需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260
①供給-②需要 (予備率)	680 (9.7%)	41 (8.7%)	79 (5.5%)	560 (11.0%)	394 (4.3%)	168 (6.4%)	22 (0.8%)	35 (6.4%)	158 (14.0%)	67 (12.1%)	▲55 (▲2.3%)	1,074 (6.6%)

(参考)電力間融通を行わなかった場合の差分

- ・中部の供給力: +40(関西及び九州への融通分+40)
- ・関西の供給力: ▲63(融通▲48、揚水▲15)
- ・中国の供給力: +69(関西及び九州への融通分+69)
- ・九州の供給力: ▲105(融通▲61、揚水▲44)

## 2. 2015年度夏季の需給見通し

### ○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	7,538	500	1,491	5,547	9,819	2,795	2,875	599	1,220	638	1,693	17,357	203
最大電力需要	6,970	453	1,427	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,223	156
供給－需要	568	47	64	457	566	198	84	54	92	89	50	1,134	48
(予備率)	8.1%	10.4%	4.5%	9.0%	6.1%	7.6%	3.0%	9.9%	8.1%	16.1%	3.0%	7.0%	30.6%

### ○8月

(万kW)	東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	7,687	513	1,524	5,650	9,706	2,725	2,875	580	1,217	616	1,693	17,393	225
最大電力需要	7,007	472	1,445	5,090	9,253	2,597	2,791	545	1,128	549	1,643	16,260	156
供給－需要	680	41	79	560	453	128	84	35	89	67	50	1,133	68
(予備率)	9.7%	8.7%	5.5%	11.0%	4.9%	4.9%	3.0%	6.4%	7.9%	12.1%	3.0%	7.0%	43.7%

### ○9月

(万kW)	東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	7,232	517	1,400	5,315	9,198	2,628	2,794	555	1,146	543	1,532	16,430	218
最大電力需要	6,702	472	1,340	4,890	8,752	2,506	2,712	520	1,013	514	1,487	15,454	151
供給－需要	530	45	60	425	446	122	82	35	133	29	45	976	67
(予備率)	7.9%	9.4%	4.4%	8.7%	5.1%	4.9%	3.0%	6.8%	13.2%	5.7%	3.0%	6.3%	44.1%

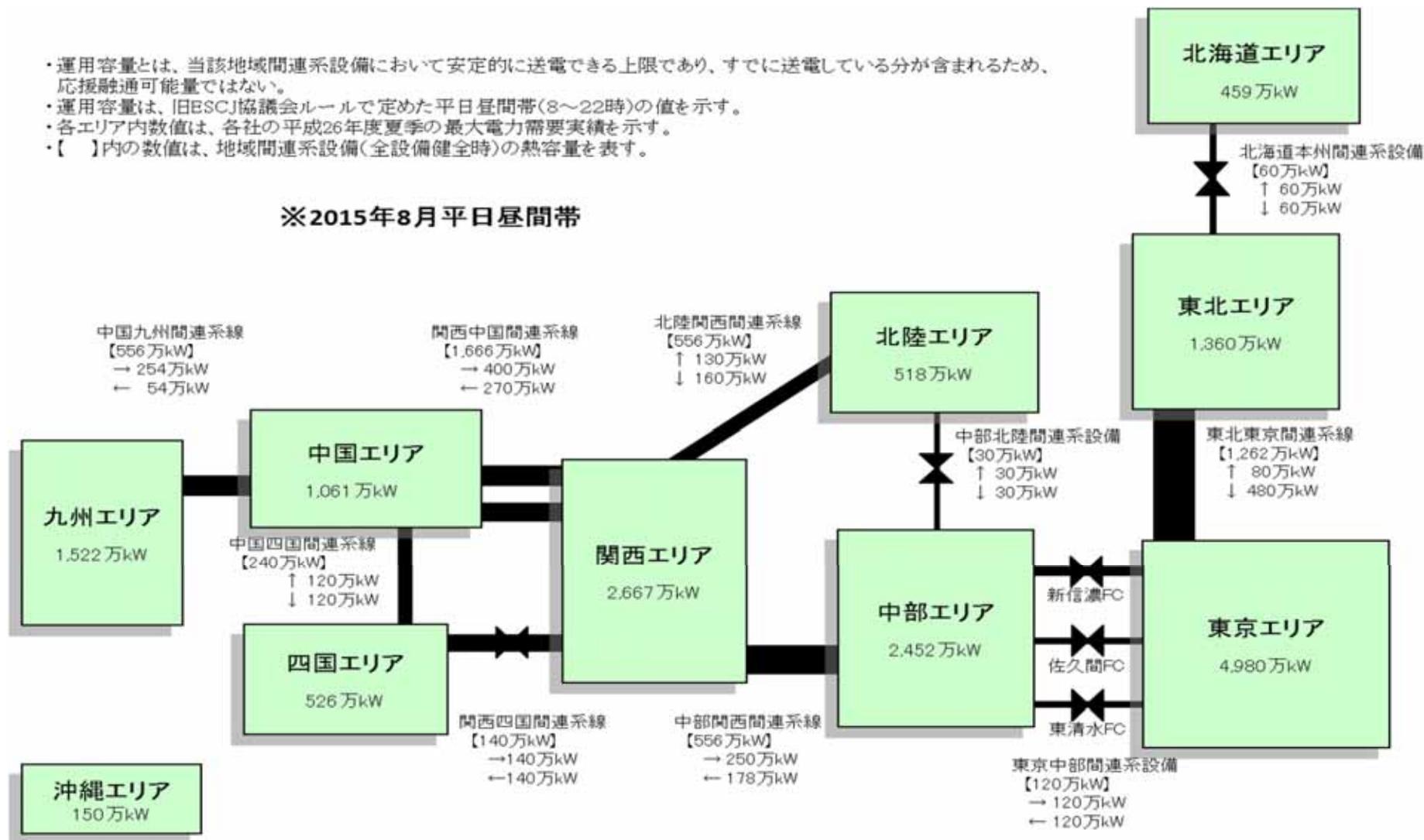
### 3. 2015年度夏季の需給見通し(各社融通)

○ 2015年度夏季(8月)の一般電気事業者間の電力融通量

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

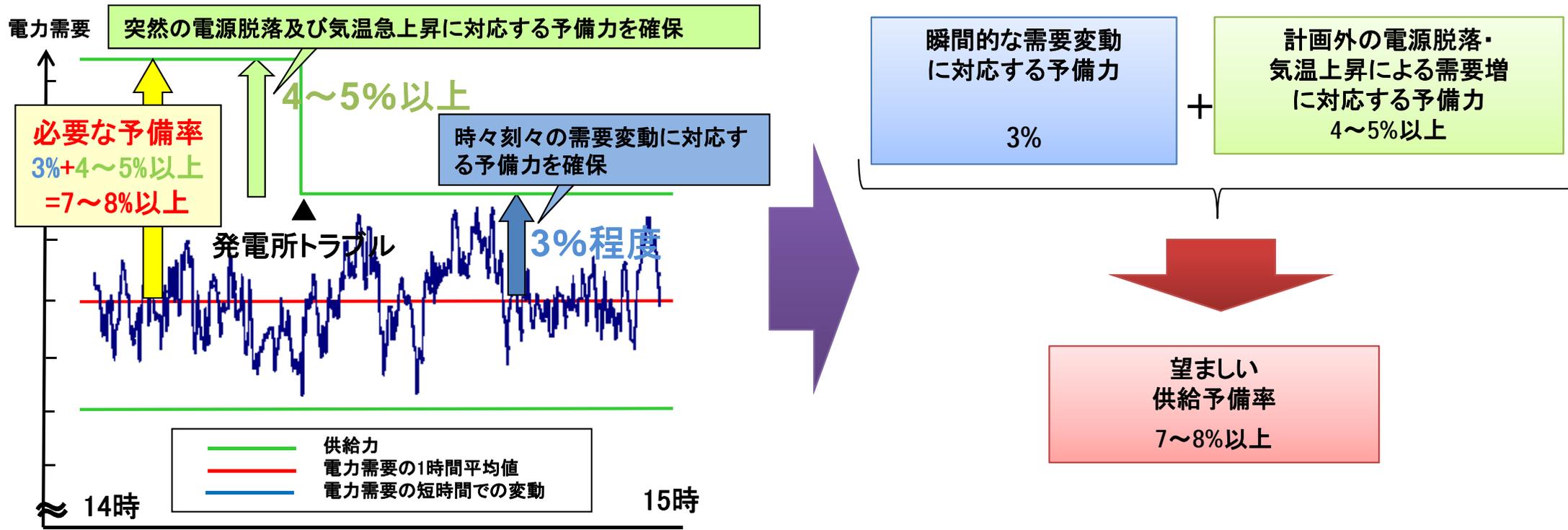
- ・運用容量とは、当該地域間連系設備において安定的に送電できる上限であり、すでに送電している分が含まれるため、応援融通可能量ではない。
- ・運用容量は、旧ESCJ協議会ルールで定めた平日昼間帯(8~22時)の値を示す。
- ・各エリア内数値は、各社の平成26年度夏季の最大電力需要実績を示す。
- ・【 】内の数値は、地域間連系設備(全設備健全時)の熱容量を表す。

※2015年8月平日昼間帯



# (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
気温感应度(最高気温) <sup>※1</sup>	6万kW/°C	36万kW/°C	142万kW/°C	81万kW/°C	70万kW/°C	13万kW/°C	30万kW/°C	22万kW/°C	50万kW/°C
過去10年間の最高気温の平均値 <sup>※1</sup>	30.9°C	32.5°C	34.8°C	36.0°C	35.2°C	34.7°C	35.3°C	34.4°C	34.3°C
2010年度猛暑の最高気温 <sup>※1※2</sup>	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。

# 5. 電力各社の最大需要想定 (7, 8月)

# 全国9社

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季	
						7月	8月
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0	0
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,328	13,462	13,559
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,525	12,833	12,810	13,061	13,146
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	184	217	149	149
うち緊急設置電源	-	87	289	272	85	78.4	77.4
うち自家発電買取	144	237	311	225	213	176	187
水力(注3)	1,367	1,380	1,268	1,287	1,324	1,331	1,218
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	1,855	2,180	2,214
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	699	527.2	541.7
地熱	30	30	30	27	28.1	28.4	29.5
太陽光	-	-	121	220	633	495.8	509.8
風力	-	-	14	24	38.3	3.0	2.4
融通	0	64	36	▲5	14	0	0
新電力への供給等	▲47	▲82	▲45	▲17	▲170	▲142	▲143
<b>供給力 計</b>	<b>19,518</b>	<b>17,141</b>	<b>17,090</b>	<b>17,206</b>	<b>17,048</b>	<b>17,357</b>	<b>17,393</b>
<b>融通前供給力 計</b>	<b>(19,518)</b>	<b>(17,077)</b>	<b>(17,054)</b>	<b>(17,211)</b>	<b>(17,034)</b>	<b>(17,357)</b>	<b>(17,393)</b>
<b>需要想定(①、②、③加味)</b>	<b>17,987</b>	<b>15,661</b>	<b>15,743</b>	<b>16,125</b>	<b>15,545</b>	<b>16,223</b>	<b>16,260</b>
<b>需要想定(①、②、③、④加味)</b>	-	-	-	-	-	439	458
①経済影響等	-	-	-	-	▲224	▲272	▲272
②定着節電	-	-	-	-	▲1,746	▲1,529	▲1,529
③気温影響・その他 (注2)	-	-	-	-	▲472	▲49	▲12
④随時調整契約(実効率 等加味後)	-	-	-	-	-	-	-
<b>需給ギャップ (予備率)</b> (①、②、③加味)	<b>1,530 (8.5%)</b>	<b>1,479 (9.4%)</b>	<b>1,347 (8.6%)</b>	<b>1,080 (6.7%)</b>	<b>1,503 (9.7%)</b>	<b>1,134 (7.0%)</b>	<b>1,133 (7.0%)</b>
<b>要解消ギャップ 3%控除予備率</b>	<b>5.5%</b>	<b>6.4%</b>	<b>5.6%</b>	<b>3.7%</b>	<b>6.7%</b>	<b>4.0%</b>	<b>4.0%</b>
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 気温影響分その他、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3) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 東3社

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 気温影響分その他、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3) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 北海道電力

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月31日、2011年度:9月16日、2012年度:9月18日、2013年度:8月7日、2014年度:8月4日)における実績。

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

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

# 東北電力

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月5日、2011年度:8月9日、2012年度:8月22日、2013年度:8月19日、2014年度:8月5日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)

に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

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

# 東京電力

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:7月23日、2011年度:8月18日、2012年度:8月30日、2013年度:8月9日、2014年度:8月5日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)

に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

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

# 中西6社

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

(注1)四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2)気温影響分その他、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3)過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 中部電力

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月24日、2011年度:8月10日、2012年度:7月27日、2013年度:8月22日、2014年度:7月25日)における実績

(注3) 気温影響分その他、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。

# 関西電力

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月19日、2011年度:8月9日、2012年度:8月3日、2013年度:8月22日、2014年度:7月25日)における実績。

(注3) 系統のつながりの関係で、関西電力管内の淡路島で四国電力から受電している分等が含まれている。

(注4) 気温影響分その他、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) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

# 北陸電力

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月5日、2011年度:8月9日、2012年度:8月22日、2013年度:8月19日、2014年度:8月1日)における実績。

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月20日、2011年度:8月9日、2012年度:8月3日、2013年度:8月22日、2014年度:7月25日)における実績。

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月20日、2011年度:8月9日、2012年度:8月7日、2013年度:8月22日、2014年度:7月25日)における実績。

(注3) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)

に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

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

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

# 九州電力

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:8月20日、2011年度:9月1日、2012年度:7月26日、2013年度:8月20日、2014年度:7月25日)における実績。

(注3) 気温影響分その他、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。

# 沖縄電力

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

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度:7月6日、2011年度:7月22日、2012年度:7月6日、2013年度:8月8日、2014年度:8月28日)における実績。

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

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