

2016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（東京及び中部電力管内は2015年度、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、需要の離脱、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

①2016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。
(東京及び中部電力管内は2015年度、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 : 2015年度夏季からの節電継続率を反映。
- 需要の離脱: 旧一般電気事業者から、新規参入事業者への離脱。

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。

P12

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。

P15~

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、必要に応じて定期検査を繰り延べして供給力を確保。

P24

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。

P27~

2. 需要について

1. 2016年度夏季の需要想定について

○ 2016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。(東京及び中部電力管内は2015年度、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 : 2015年度夏季の節電実績を踏まえ、直近(2016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。
- ④需要の離脱: 旧一般電気事業者から、新規参入事業者への離脱。

<変動要因>

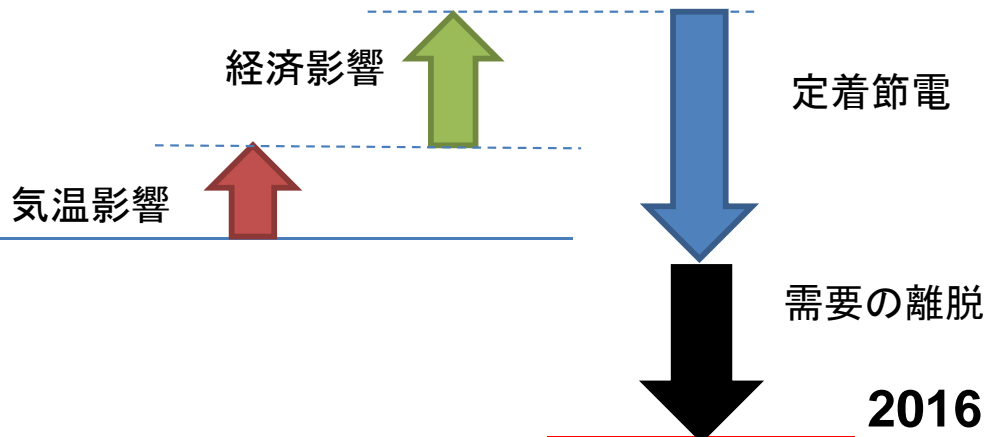
過去10年のH3需要日の最高気温が最も高かった年を猛暑の年としている。



算出の方法

2010年度夏季需要(実績)

- ・気温: 猛暑
- ・経済: 通常
- ・節電: ベース
- ・離脱: ベース



2016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
- ・離脱: 直近の離脱見通し₅

2. 2016年度夏季の経済影響及び需要の離脱について

- 経済影響は、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算出。旧一般電気事業者から新電力への需要の離脱は、直近のトレンド等を加味して各社算出。
- 2016年度夏季の経済影響については、「平成28年度の経済見通しと経済財政運営の基本的態度」(2015年12月22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比でプラス。全国合計では2010年度比で+62万kWとなる。(2015年度夏季の実績からは+101万kW)

○2016年度の経済見通し

(年度)	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
実質GDP (兆円)	512.7 (+3.5%)	514.7 (+0.4%)	519.5 (+0.9%)	529.8 (+2.0%)	524.7 (▲1.0%)	528.4 (+0.7%)	534.2 (+1.1%)
IIP (2010年=100)	99.4 (+8.8%)	98.7 (▲0.7%)	95.8 (▲2.9%)	98.9 (+3.2%)	98.5 (▲0.4%)	98.0 (▲0.5%)	100.6 (+2.7%)

- ()は対前年度増加率
- 2015,2016年度経済見通しについては、2016年2月15日に内閣府が発表した2015年10-12月期のGDP速報後に、主要シンクタンク21社が試算したデータをもとに推計。
なお、「平成28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12月22日内閣府)においては、2016年度のGDP、IIP見通しはそれぞれ+1.7%、+3.2%(対前年度比)となる。

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
2016年度見通し	+5	+19	+93	▲8	▲11	0	▲28	▲11	+3	+62
2015年度実績	+6	+18	+80	▲53	▲19	▲2	▲38	▲18	▲13	▲39

需要の離脱(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
2016年度見通し	▲42	▲21	▲577	▲53	▲219	▲2	▲16	▲10	▲115	▲1,055
2015年度実績	▲10	▲17	▲344	▲41	▲101	▲1	▲14	▲7	▲67	▲602

3. 2016年度夏季の節電影響について(1/3)

- 2015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、2016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2016年度夏季の節電継続率²を算出。
- 2015年度夏季の節電実績^①に2016年度夏季の継続率^②を乗じて、2016年度夏季の定着節電見込み^③を算出。

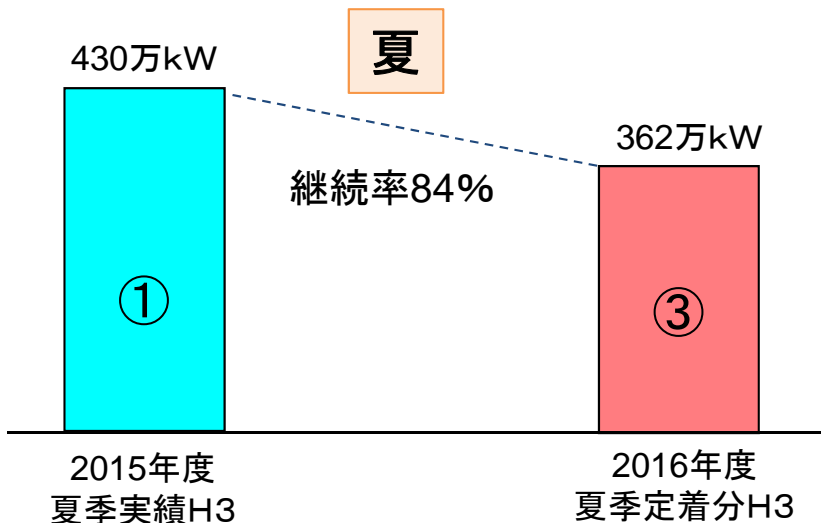
1 2016年度夏季において、2015年度に引き続き節電を継続するかどうか等の意向をアンケート調査(実施時期:2016年2月下旬~3月上旬)。

2 「2015年度夏季節電を実施した」と回答した人のうち、「2016年度夏季節電を継続する」×「2016年度夏季に2015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) 2016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2016年度夏季の継続率はそれぞれ、82%、85%、87%となる。

(2) 2015年度夏季節電実績430万kWに上記継続率を用途別に乘じて、2016年度夏季の定着節電362万kWを算出。



	大口	小口	家庭	(合計)
2015年度夏季の節電実績 ^①	188万kW	133万kW	109万kW	430万kW
2016年度夏季の継続率 ^② (アンケート ×)	82%	85%	87%	84%
)2016年度夏季、節電を継続する	93%	95%	94%	—
)2016年度夏季も2015年度夏季と同等の節電を継続する	88%	89%	93%	—
2016年度夏季の定着節電見込み ^③ (①×②)	154万kW	113万kW	95万kW	362万kW

3. 2016年度夏季の節電影響について(2/3)

○ 前ページの算出方法のもと、各社毎に定着節電を算出。

○2016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
①2015年度夏季 節電実績	▲49 [▲9.7%]	▲79 [▲5.3%] ^{注2}	▲796 [▲13.3%]	▲175 [▲6.5%]	▲430 [▲13.9%]	▲30 [▲5.2%]	▲55 [▲4.6%]	▲44 [▲7.4%]	▲169 [▲9.7%]
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	86%	85%	92%	84%	84%	83%	85%	89%	88%
③2016年度夏季 定着節電見込み (①×②)	▲42 [▲8.3%]	▲67 [▲4.5%] ^{注2}	▲735 [▲12.3%]	▲147 [▲5.4%]	▲362 [▲11.7%]	▲25 [▲4.4%]	▲47 [▲3.9%]	▲39 [▲6.5%]	▲148 [▲8.5%]
(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 [▲4.4%]	▲190 [▲6.1%]	▲30 [▲5.2%]	▲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}	▲694 [▲11.6%]	▲141 ^{注3} [▲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%] ^{注2}	▲774 [▲12.9%]	▲140 [▲5.2%]	▲324 [▲10.5%]	▲30 [▲5.2%]	▲51 [▲4.2%]	▲39 [▲6.5%]	▲185 [▲10.6%]
④2014年度夏季節電実績	▲43 [▲8.5%]	▲76 [▲5.1%] ^{注2}	▲805 [▲13.4%]	▲155 [▲5.7%]	▲371 [▲12.0%]	▲30 [▲5.2%]	▲52 [▲4.3%]	▲42 [▲7.0%]	▲172 [▲9.8%]

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年度夏季は自家発電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。

3. 2016年度夏季の節電影響について(3/3)

- 従来の需要想定において、節電の見通しは、確実に見込める量を織り込むという考え方にに基づき、前年度の実績に、アンケートに基づく節電継続率をかけて算出していた。
- 他方で、節電の実績は、数値目標付きの節電要請を行っていない2013年度以降も安定しており、年々増加傾向にある。そのため、3年分の過去実績(数値目標なしの節電要請を行っている期間)の平均値を節電の見通しに用いる手法を検討してはどうか。本手法を用いた場合の電力需給の見通しについては後述(P37)。

○夏季節電影響の推移

(万kW)

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
見通し	2012	▲ 14	▲ 50	▲ 610	▲ 97	▲ 117	▲ 21	▲ 30	▲ 16	▲ 123	▲ 1,078
	2013	▲ 32	▲ 56	▲ 629	▲ 109	▲ 268	▲ 23	▲ 43	▲ 31	▲ 149	▲ 1,340
	2014	▲ 36	▲ 64	▲ 700	▲ 112	▲ 263	▲ 25	▲ 43	▲ 31	▲ 161	▲ 1,435
	2015	▲ 36	▲ 65	▲ 730	▲ 132	▲ 310	▲ 25	▲ 44	▲ 36	▲ 151	▲ 1,529
実績	2012	▲ 43	▲ 80	▲ 694	▲ 155	▲ 368	▲ 30	▲ 52	▲ 45	▲ 189	▲ 1,656
	2013	▲ 44	▲ 80	▲ 774	▲ 140	▲ 324	▲ 30	▲ 51	▲ 39	▲ 185	▲ 1,667
	2014	▲ 43	▲ 76	▲ 805	▲ 155	▲ 371	▲ 30	▲ 52	▲ 42	▲ 172	▲ 1,746
	2015	▲ 49	▲ 79	▲ 796	▲ 175	▲ 430	▲ 30	▲ 55	▲ 44	▲ 169	▲ 1,827
差分	2012	▲ 29	▲ 30	▲ 84	▲ 58	▲ 251	▲ 9	▲ 22	▲ 29	▲ 66	▲ 578
	2013	▲ 12	▲ 24	▲ 145	▲ 31	▲ 56	▲ 7	▲ 8	▲ 8	▲ 36	▲ 327
	2014	▲ 7	▲ 12	▲ 105	▲ 43	▲ 108	▲ 5	▲ 9	▲ 11	▲ 11	▲ 311
	2015	▲ 13	▲ 14	▲ 66	▲ 43	▲ 120	▲ 5	▲ 11	▲ 8	▲ 18	▲ 298

(参考)節電アンケートの分析について(1/2)

- 仮に、政府の対策として、節電協力要請を行わなくなった場合の需要の戻り分についてアンケート結果を踏まえて評価を行う。
- 具体的には、家庭向けに実施している節電アンケートのうち、2015年度夏季に「節電を実施した理由」への回答項目の一つである“政府・電力会社の広報や新聞・ニュースを見て「家庭の協力が必要」と思ったから”について分析を行った。
2015年度9～10月に実施

- “政府・電力会社の広報や新聞・ニュースを見て「家庭の協力が必要」と思ったから”
を節電を実施した理由に選択した者(家庭)

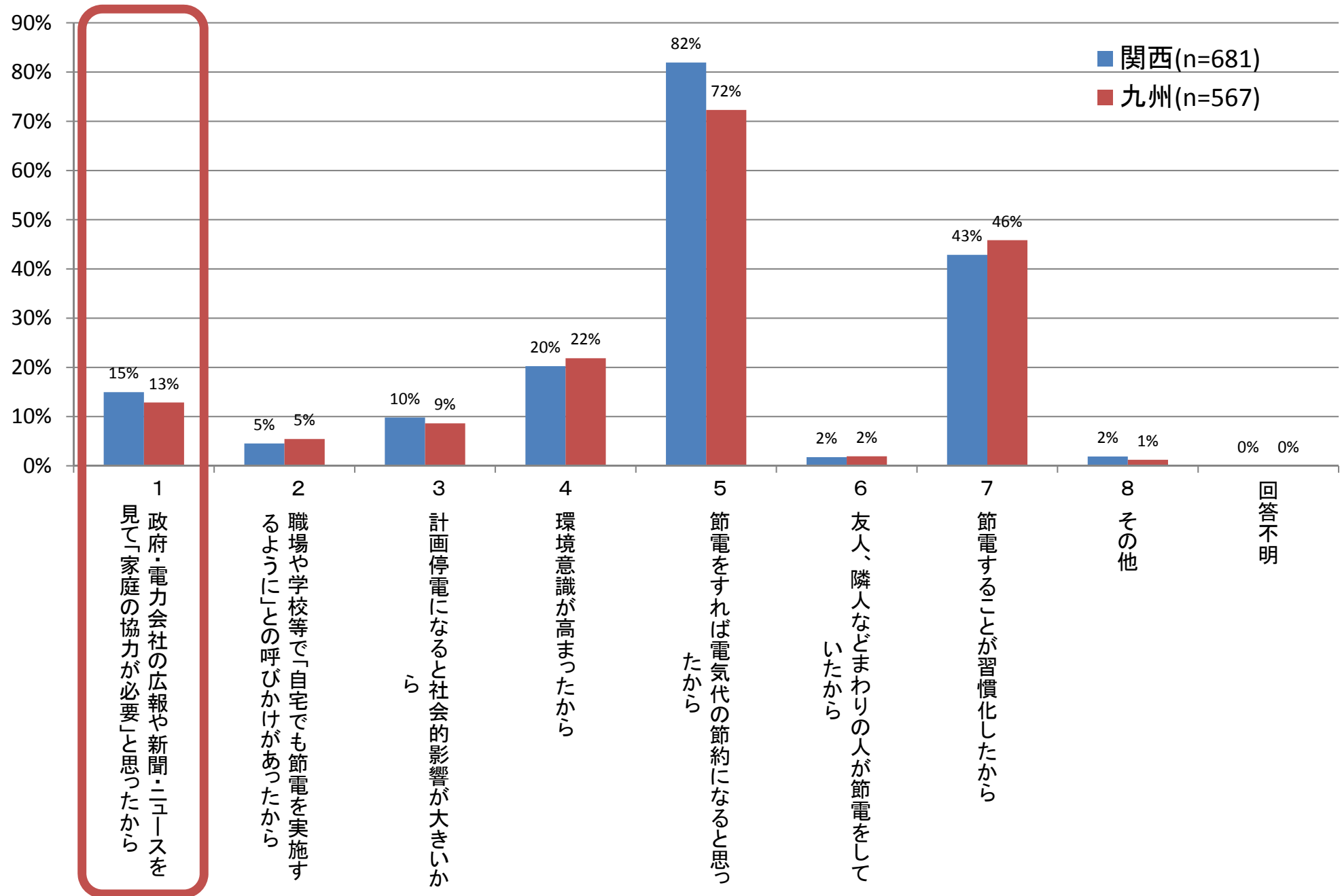
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
選択した者 ()は割合	58 (12.2%)	78 (12.0%)	153 (13.4%)	69 (13.1%)	102 (15.0%)	45 (9.4%)	46 (10.2%)	78 (12.7%)	73 (12.9%)	702 (12.6%)
総数	475	652	1138	526	681	481	450	612	567	5,582

- 上記の内、選択した理由が“政府・電力会社の広報や新聞・ニュースを見て「家庭の協力が必要」と思ったから”
のみの者(当該設問は複数回答可)(家庭)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
選択した者 ()は割合	13 (2.7%)	10 (1.5%)	25 (2.2%)	14 (2.7%)	13 (1.9%)	6 (1.2%)	8 (1.8%)	15 (2.5%)	6 (1.1%)	110 (2.0%)
総数	475	652	1138	526	681	481	450	612	567	5,582

(参考) 節電アンケートの分析について(2/2)

2015年度夏季に「節電を実施した」と回答した者のみ



4. 2016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。
- 計画調整契約及び随時調整契約ともに、2016年度夏季の現時点の見込みは、2015年度夏季の見通しと比べ、契約需要家の減少等により減少。

○2016年度夏季の需給調整契約見込み

(単位:万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
計画調整契約電力	1	18	158	45	105	4	41	18	30	420
随時調整契約電力	17	26	151	70	33	20	88	40	31	486

(参考)2015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	1	21	172	45	109	4	46	18	48	464
随時調整契約電力	17	31	160	70	35	20	109	35	36	513

(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

需給のひっ迫時に、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. 2016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、2016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、2016年度夏季最大電力需要(H1)を算出。

○2016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	+78	+49	+28	0	0	0	+83	+238
③経済影響H3	+5	+19	+93	▲8	▲11	0	▲28	▲11	+3	+62
④定着節電H3	▲42	▲67	▲735	▲147	▲362	▲25	▲47	▲39	▲148	▲1,612
⑤需要の離脱H3	▲42	▲21	▲577	▲53	▲219	▲2	▲16	▲10	▲115	▲1,055
⑥2016年度夏季最大3日平均(H3) (①+②+③+④+⑤)	424	1,397	4,745	2,539	2,525	542	1,100	534	1,553	15,359
⑦最大電力需要(H1) / 最大3日平均(H3)比率 ^{注2}	1.010	1.011	1.014	1.011	1.017	1.006	1.013	1.017	1.007	—
⑧2016年度夏季最大電力需要(H1) (⑥×⑦)	428	1,412	4,810	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550

注1)2010年度を猛暑と想定。ただし、東京及び中部は2015年度、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) 東京電力の場合

$$\text{A} \quad 5,886\text{①} + 78\text{②} + 93\text{③} - 735\text{④} - 577\text{⑤} = 4,745\text{⑥}$$

$$\text{B} \quad 4,745\text{⑥} \times 1.014\text{⑦} = 4,810\text{⑧}$$

3. 供給力について

1. 火力の定期検査時期について(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、2016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を実施。
- 前回定期検査から2年以上経過した発電所は113箇所(全体の約39%(昨夏は約24%))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41箇所(全体の約14%(昨夏は約19%))
 - ② 前回定期検査からの運転期間が4年超の発電所は0箇所(昨夏は全体の約2%)

○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の運転期間(H28.4.1時点)	発電所数	全体に占める割合
2年未満	180	61.4%
2年以上3年未満	58	19.8%
3年以上4年未満	24	8.2%
4年以上5年未満	0	0.0%
5年以上	0	0.0%
(定期検査中)	31	10.6%
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(H28.4.1時点)	発電所数	全体に占める割合
(適用無し)	252	86.0%
1回繰り延べ	36	12.3%
2回繰り延べ	3	1.0%
3回繰り延べ	2	0.7%
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。

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2016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51機)。
- 各社とも、供給力を確保するため、なるべく、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。

○2016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51機)(昨夏は9社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	砂川3号機	12.5万kW	石炭	4/1～7/14	低圧タービン静翼について、経年的な腐食、浸食により取替が必要なため。
	苫東厚真2号機	60万kW	石炭	4/1～8/4	微粉炭機部品について、著しい摩耗が確認されており、取替が必要なため。
	苫小牧1号機	25万kW	石油	4/30～7/27	ボイラー配管系統について、経年的な強度低下により、取替が必要なため。
	知内1号機	35万kW	石油	4/7～7/4	ボイラー配管系統について、経年的な高温腐食により、取替が必要なため。
	奈井江2号機	17.5万kW	石炭	8/5～11/22	低圧タービンについて、精密点検および劣化部位の補修が必要なため。
	苫東厚真1号機	35万kW	石炭	8/15～11/30	ボイラー節炭器管について、経年的な減肉により、取替が必要なため。
東北電力	仙台4号機	44.6万kW	LNG	4/15～7/29	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	東新潟1号機	60万kW	LNG	3/30～7/19	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要なため。
	東新潟4号1系列	82.6万kW	LNG	4/11～7/22	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	能代2号機	60万kW	石炭	6/21～9/8	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要なため。
	東新潟港1号機	35万kW	LNG	8/16～H29/1	ボイラー等の点検・補修が必要なため。
東京電力	姉崎2号機	60万kW	LNG	4/1～7/9	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要なため。
	富津2号1軸	17万kW	LNG	2/1～7/29	GT更新工事に伴う停止。
	富津3号2軸	38万kW	LNG	7/25～8/3	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	富津4号1軸	51万kW	LNG	H27/8～H30/3	発生した不具合の復旧作業に伴う停止
	川崎2号1軸	50万kW	LNG	5/18～7/5	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	横浜7号1軸	35万kW	LNG	4/1～8/3	GT・ST更新工事に伴う停止。
	横浜7号2軸	38万kW	LNG	7/10～7/19	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	品川1号3軸	38万kW	LNG	6/27～7/4	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	鹿島7号3軸	42万kW	LNG	5/7～7/22	ガスタービン部品等の点検・補修が必要なため。
	広野5号機	60万kW	石炭	4/15～7/20	ボイラー・蒸気タービン等の点検・補修が必要なため。
中部電力	新名古屋7号6軸	24.3万kW	LNG	5/17～7/28	発電機細密点検等が必要であるため。
	新名古屋8号1軸	40万kW	LNG	6/18～7/15	ガスタービン部品等の点検・補修等が必要なため。
	四日市4号4軸	11.7万kW	LNG	5/6～7/2	ガスタービン部品等の点検・補修等が必要なため。
	知多第二1号機	85.4万kW	LNG	2/6～7/24	蒸気タービン低圧ロータ取替等が必要なため。
	川越3-2号機	24.3万kW	LNG	7/9～11/23	発電制御装置関係制御盤取替等が必要なため。

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3号5軸	24.3万kW	LNG	4/2～8/20	発電制御装置関係制御盤取替等が必要なため。
	川越4号5軸	24.3万kW	LNG	7/2～11/10	発電制御装置関係制御盤取替等が必要なため。
	川越4号7軸	24.3万kW	LNG	4/16～8/25	発電制御装置関係制御盤取替等が必要なため。
	碧南2号機	70万kW	石炭	3/29～7/16	ボイラ蒸発管修理等が必要なため。
	四日市4号5軸	11.7万kW	LNG	8/16～10/7	ガスタービン動翼取替等が必要なため。
	尾鷲三田3号機	50万kW	石油	8/28～12/25	押込通風機修理等が必要なため。
関西電力	姫路第二4号機	48.1万kW	LNG	7/1～9/4	ガスタービン高温部品の交換が必要なため。
	舞鶴1号機	90.0万kW	石炭	2/28～7/14	ボイラー等の補修が必要であるため。
	南港1号機	60万kW	LNG	2/27～7/7	発電機等の補修が必要なため。
	赤穂2号機	60万kW	石油	3/20～7/5	蒸気タービン等の補修が必要なため。
	相生3号機	37.5万kW	石油	2/11～8/19	ボイラー自動制御装置等の補修が必要なため。
北陸電力	富山新港1号機	50万kW	石油	3/21～7/18	蒸気タービン、ボイラー等の点検補修が必要なため
	七尾大田1号機	50万kW	石炭	4/2～7/12	ボイラー等の点検補修が必要なため
中国電力	水島1号機	28.5万kW	LNG	5/30～7/10	ガスタービン高温部品の定期取替が必要なため。
	玉島2号機	35万kW	石油	6/29～10/21	定期検査の実施及び経年に対応したボイラの補修が必要なため。
	岩国2号機	35万kW	石油	6/26～10/17	定期検査の実施及び経年に対応したタービンの補修が必要なため
	柳井1号6軸	12.5万kW	LNG	7/30～10/7	ガスタービン高温部品の定期取替が必要なため。
	柳井2号1軸	19.8万kW	LNG	5/28～7/24	定期検査の実施が必要なこと及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なため。
四国電力	西条1号機	15.6万kW	石炭	4/30～8/1	ボイラの補修等が必要なため。
	阿南4号機	45万kW	石油	8/2～11/9	給水加熱器の補修等が必要なため。
九州電力	新大分1号1軸	11.5万kW	LNG	7/28～H29/2	ガスタービン更新工事に伴い停止する必要があるため。
	新大分1号6軸	11.5万kW	LNG	5/7～7/27	タービン等の補修が必要なため。
	新大分3号2軸	24.5万kW	LNG	6/28～7/11	ガスタービン高温部品の定期取替が必要なため。
	川内2号機	50万kW	石油	6/13～7/15	ボイラー等の補修が必要なため。
	苅田新2号機	37.5万kW	石油	4/1～H29/3	ボイラー・タービン等の保安対策に伴う停止が必要なため。

2. 長期停止火力及び被災後復帰火力の状況(1/2)

- 東日本大震災以降、2016年度夏季までに長期停止火力等※の稼働を実施(6社14機)。
- なお、東京電力の鹿島1～4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、長期停止している。

運転年数が相当程度経過した発電所について、設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、廃止を見据えて、数年単位で行う計画停止

①既に再稼働している長期停止火力

平成28年4月1日時点

電力会社	発電所・号機	定格出力	種別	運転開始からの年数
東北電力	東新潟港1号機	35万kW	LNG	43年
中部電力	知多第二2号機GT	15万kW	LNG	19年
関西電力	海南2号機	45万kW	石油	45年
四国電力	阿南2号機	22万kW	石油	47年
九州電力	苅田新2号機	38万kW	石油	44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	定格出力	種別	運転開始からの年数	劣化状況及び必要な復旧期間等
東京電力	鹿島1～4号	各60万kW	石油	43～45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号、4号	3、14、35、35万kW	LNG、石油	22～50年	長期停止から再稼働した火力。長期間の停止・運転再開の繰り返しにより、ボイラ煙道等、設備劣化が特に著しい。2014年4月より長期停止中。
中部電力	武豊2号	38万kW	石油	43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2016年3月31日に廃止。
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。(昨年4月検証時と同じ)

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28年4月1日時点

電力会社	発電所・号機	出力	種別	運転開始からの年数	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	45～48年	6～11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	14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	7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	38年	11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	26年	15, 12年	
中国電力	大崎1号1軸	26万kW	石炭	15年	4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	52年	14年	ボイラー・タービン等の劣化損傷が著しく、広範囲の大型取替工事及び、老朽化した監視・制御装置の取替が必要。
合計		463万kW				

3. 火力等の供給力の新設・廃止等による増減要因(対2015年度夏季)

○ 2015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、新設等によりさらに供給力として見込める予定の主な火力発電所等及び、廃止等により供給力として見込めなくなった主な火力発電所等は以下のとおり。

(増加要因)

分類	電力会社名	号機	発電区分	運開予定時期	定格出力	備考
新設	東北電力	新仙台3号1軸	LNG	H27.12	49.0万kW	新設、H27.12に営業運転開始。
	東北電力	新仙台3号2軸	LNG	H28.7	49.0万kW	新設、H28.7に営業運転開始。
	東京電力	川崎2号2軸	LNG	H28.1	68.5万kW	新設、H28.1に営業運転開始。
	四国電力	坂出2号	LNG	H28.8	28.9万kW	リプレイス、H28.8に営業運転開始予定。
	九州電力	新大分3号4軸	LNG	H28.7	45.9万kW	新設、H28.7に営業運転開始予定。
再稼働	九州電力	川内1号	原子力	H27.9	89.0万kW	再稼働、H27.9に通常運転開始。
	九州電力	川内2号	原子力	H27.11	89.0万kW	再稼働、H27.11に営業運転開始。
	合計				370.3万kW	

(減少要因)

分類	電力会社名	号機	発電区分	停止・廃止時期	定格出力	備考
廃止	東北電力	新仙台1号	石油	H27.9	35.0万kW	老朽化に伴いH27.9に廃止済み。
	四国電力	坂出2号	石油	H27.8	35.0万kW	リプレイスに伴いH27.8に廃止済み。
長期停止	東京電力	五井1～6号	LNG	H28.4	188.6万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止予定。
	東京電力	大井1～3号	石油	H28.4	105.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止予定。
	東京電力	横浜5,6号	LNG	H28.4	52.5万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止予定。
	東京電力	広野1号	石油	H28.4	60.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止予定。
	東京電力	矢木沢2号	揚水	H28.4	8.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止予定。
	東京電力	安曇4,6号	揚水	H28.4	10.3×2万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止予定。
	中部電力	四日市1,2号	LNG	H28.4	44.0万kW	老朽化に伴いH28.4から長期停止予定。
	合計				548.7万kW	

4. 自家発購入について

- 北海道、東北、東京、関西、中国、四国電力において、自家発事業者の自家消費の増に伴う自家発余剰の減や、太陽光発電等の導入拡大に伴い、昼間の契約は昨年より減少した。北陸電力については、契約量が昨年より増加。九州電力においては、2015年度夏季と同程度の電気を自家発事業者から購入。

○2016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	6万kW (6万kW)	8万kW (8万kW)	41万kW (153万kW)	0万kW (0万kW)	73万kW (61万kW)	5万kW (4万kW)	9万kW (9万kW)	3万kW (3万kW)	11万kW (11万kW)	156万kW (255万kW)

()は夜間

(参考)2015年度夏季(8月)の見通し及び実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
見通し	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)
実績	10万kW (4万kW)	12万kW (10万kW)	68万kW (134万kW)	0万kW (0万kW)	93万kW (81万kW)	3万kW (2万kW)	9万kW (7万kW)	13万kW (13万kW)	10万kW (9万kW)	209万kW (260万kW)

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、2014年度までに全ての緊急設置電源を廃止。東北電力においては、2015年度に東新潟港3号系列(5.4万kW)及び新潟6号(3.4万kW)を廃止。

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、概ね前年並み。ただし、東京電力については増出力可能なユニットを長期停止等するため、前年から減少する見込み。

○緊急設置電源の活用見込み(2016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)2015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	57万kW	-	-	5万kW	-	-	-	0.4万kW	77万kW

○火力の増出力見込み(2016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	10万kW	47万kW	13万kW	7万kW	1万kW	5万kW	2万kW	5万kW	91万kW

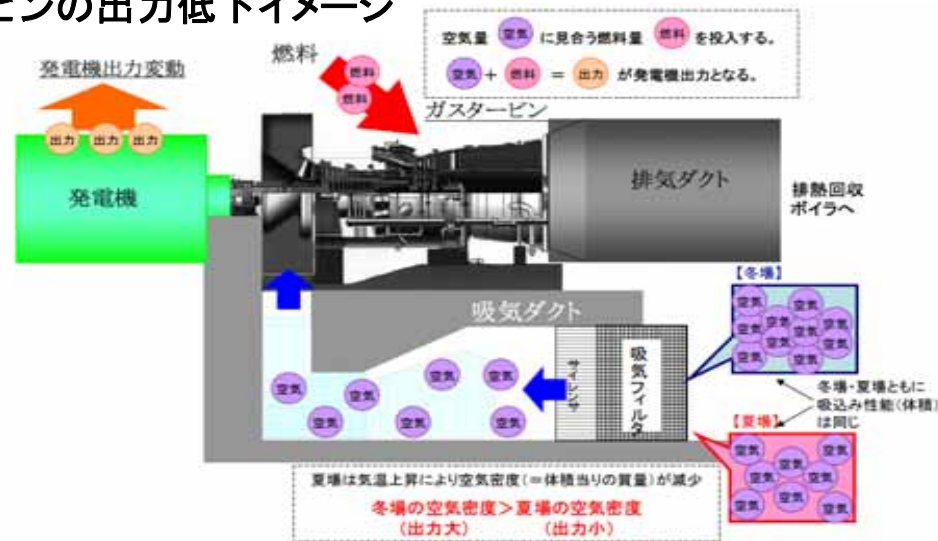
(参考)2015年度夏季(8月)における火力の増出力見込み

	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	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

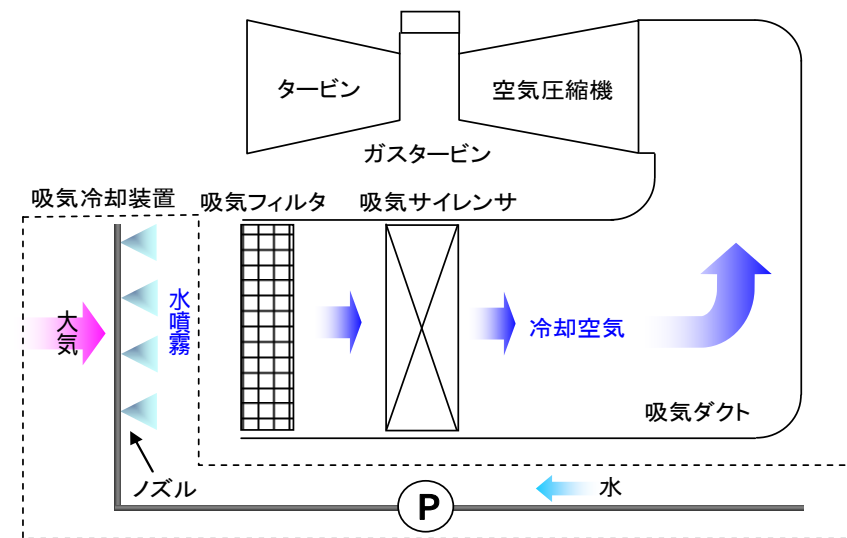
6. ガスタービンの夏季出力低下について

- 夏季は気温が上昇し、タービンに吸入する空気の密度が低下。投入燃料量も空気量で制限されるため、ガスタービンの発電出力が10～20%程度低下。
- このため、タービン翼の破損やコーティング剥離等の故障リスクを評価した上で、吸気ダクト入口で水を噴霧し、吸気温度を下げる可以降低吸気冷却装置の導入を出力低下対策として2012年度夏季より実施。
- 吸気冷却装置による増加については、2016年度夏季は、2015年度夏季に比べやや出力増となる見込み。

○ガスタービンの出力低下イメージ



○吸気冷却装置



○吸気冷却装置の導入見通し(2016年度夏季)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
吸気冷却装置	-	4.3万kW	11.2万kW	6.4万kW	9.9万kW	-	3.4万kW	1.0万kW	3.3万kW	39.5万kW

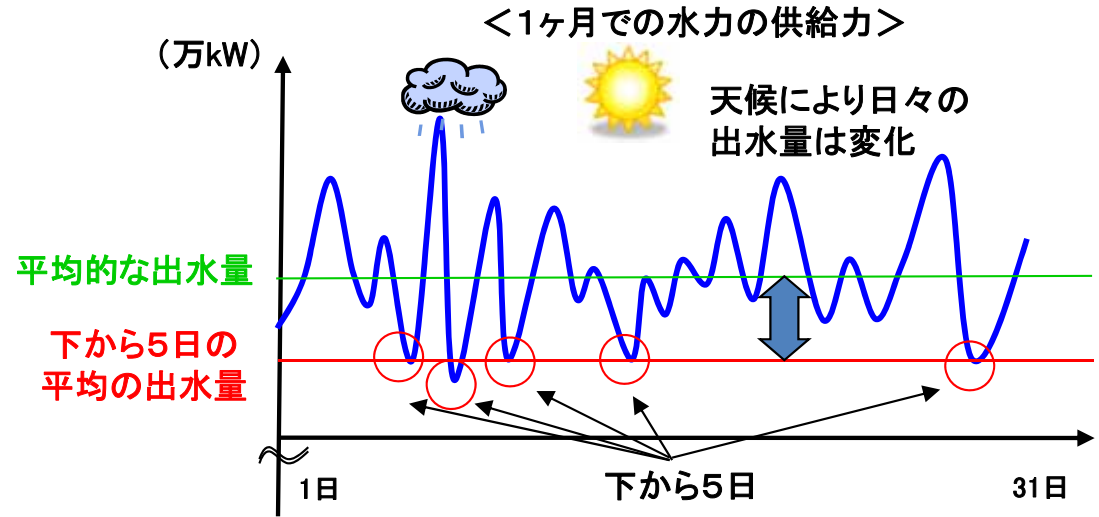
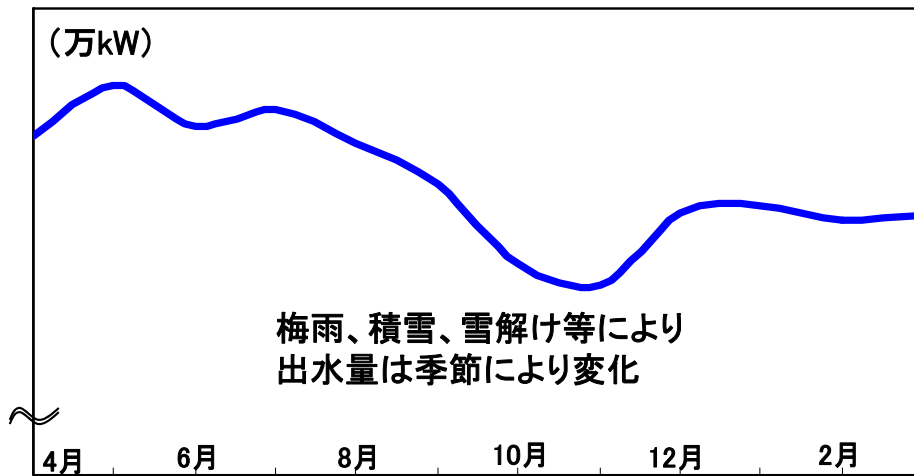
(参考)2015年度夏季の見通し及び実績

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
見通し	-	3.3万kW	10.4万kW	6.4万kW	9.7万kW	-	3.9万kW	0.7万kW	3.3万kW	37.7万kW
実績	-	4.3万kW	10.2万kW	6.4万kW	9.8万kW	-	0.5万kW	0.0万kW	3.3万kW	34.5万kW

7. 水力発電について

- 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(2016年8月)

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
供給力見込み	64 (40)	156 (140)	266 (120)	136 (121)	264 (185)	137 (44)	47 (47)	59 (37)	107 (72)	1,235 (809)

(参考)2015年度夏季の見通し及び実績

()内は自流式水力の値

	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 (43)	48 (48)	59 (38)	109 (72)	1,218 (842)
供給力実績	64 (50)	161 (145)	224 (158)	187 (172)	278 (202)	115 (59)	32 (32)	58 (38)	109 (72)	1,227 (929)

()内は自流式水力の値

8. 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。
- 2016年度夏季は、2015年度夏季と比較すると、一部の電力会社において補修停止があることなどから、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)	2016年度夏季(8月) の供給力見通し(②)	①と②の差の理由	(参考)2015年度夏季 (8月)の供給力見通し
北海道	80	55	・新冠1・2号機(計20万kW)、高見1・2号機(計20万kW)等が補修停止。	75
東北	71	71	—	60
東京	1,140	870	・昼間放水時間が約15時間と通常よりも長い時間を前提としているため、設備容量並の発電はできない。	920
中部	428	343	・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。	360
関西	506	362	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ時間等の制約があることに加え、昼間放水時間が約10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。	392
北陸	11	10	・上池の運用水位低下にともなう出力減。	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。	137
四国	69	48	・ポンプの能力、夜間の汲み上げ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	160	・小丸川1・2号機(計60万kW)、天山1・2号機(計60万kW)が補修停止。	215
合計	2,752	2,061		2,190

9. 水力・揚水発電の定期検査時期について

○ 2016年度夏季は、以下の発電所において、設備の信頼度維持の観点から、必要な定期検査を実施（5社計20機）（昨夏は6社計17機）

○2016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 (万kW)	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	瀬戸瀬	2.5	水力	6/27～11/24	摩耗が著しいため、発電機部品の修繕を行う必要があるため。
	下新冠	2	水力	6/1～11/30	摩耗が著しいため、発電機部品の修繕を行う必要があるため。
	新冠1号機	10	水力	3/1～12/29	運転寿命に達した発電機部品の取替を行う必要があるため。
	新冠2号機	10	水力	7/4～10/31	経年に伴い発電機の電力ケーブルの取替を行う必要があるため。
	高見1号機	10	水力	8/1～5	保安規程に基づき放水路の定期点検を実施する必要があるため。
関西電力	奥吉野1号機	20.1	揚水	3/19～7/5	同期遮断器の取替が必要であるため。
	奥多々良木1,2号機	60.6	揚水	1号機:2/27～H31.2 2号機:10/1～H29.12	深夜帯の周波数調整力対策として可変速化の工事が必要であるため。
	奥多々良木3号機	30.3	揚水	12/25～H28.11	12/25より事故復旧作業中であり、復旧資材調達や組立・試験により工期を要するため。
	黒部川第二1号機	2.4	水力	H26/9～H29/5	経年により水車発電機を取替える必要があるため。
	利賀川第一1号機	1.54	水力	5/20～10/30	侵食摩耗によりガイドベーン軸受部の取替えが必要であるため。
	利賀川第二1号機	3.17	水力	5/18～10/29	侵食摩耗によりガイドベーン軸受部の取替えが必要であるため。
北陸電力	和田川第二2号機	6	水力	5/16～8/15、 9/11～11/17	経年による変圧器取替を実施する必要があるため。
	新中地山2号機	4	水力	5/16～11/27	経年による水車・発電機のオーバーホールを行う必要があるため。
中国電力	俣野川3号機	30	揚水	H27/11～H28/7/4	経年に対応した水車・発電機の細密点検を実施する必要があるため。
九州電力	小丸川1号機	30	揚水	8/2～H29/3	経年による水車発電電動機解体修繕工事が必要なため。
	小丸川2号機	30	揚水	8/3～8/18	1号機の水車発電電動機解体修繕工事に伴う工事が必要なため。
	天山1号機	30	揚水	8/19～9/30	経年によるサイリスタ始動装置の取替え等が必要なため。
	天山2号機	30	揚水	8/19～9/30	経年によるサイリスタ始動装置の取替え等が必要なため。

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。
- 2016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2015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	46.9	146.8	162.3	107.1	13.9	76.9	55.3	127.4	736.6	
内訳	I. PV設備量(万kW)	合計	111.1	288.2	873.6	605.8	418.4	63.1	279.2	190.2	689.7	3519.3	
		内訳											
		余剰買取	14.6	63.6	269.3	163.2	119.9	13.7	83.4	37.7	146.5	911.9	
		全量買取	96.4	224.1	601.3	441.1	297.4	49.0	195.2	152.3	542.9	2599.7	
	自社メガソーラー	0.1	0.5	3.0	1.5	1.1	0.4	0.6	0.2	0.3	7.7		
II. 出力比率(%) (自家消費+供給力)			0.0%	18.2%	20.8%	29.4%	27.9%	24.4%	29.9%	30.7%	20.2%	-	
内訳	自家消費比率(%)		0.0%	8.7%	13.0%	8.3%	8.0%	10.7%	8.0%	8.4%	8.5%	-	
	供給力比率(%)		0.0%	9.5%	7.8%	21.1%	19.9%	13.7%	21.9%	22.3%	11.7%	-	

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)2015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)	0.0	25.9	122.7	105.1	82.1	10.8	50.2	47.1	65.9	509.8
供給力実績(万kW)	40.7	76.1	377.9	204.7	62.8	30.8	108	39.9	152.3	1093.2

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(5～10年間)で平均した値を計上。
- 2016年度夏季(8月)は、設備容量321.2万kWに対し、安定的に見込める供給力として3.2万kWを計上。

○風力発電の供給力(2016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)		0.6	1.0	0.2	0.5	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	3.2
内訳	設備容量(万kW)	31.7	82.3	40.5	29.8	13.6	15.1	40.2	15.2	52.8	321.2
	出力比率(%)	2.0%	1.2%	0.5%	1.8%	0.1%	0.0%	0.5%	0.1%	1.4%	-
	発電実績データ期間	10年	9年	5年	9年	8年	8年	5年	9年	10年	-

(参考)2015年度夏季の見通し試算及び実績

(万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
見通し	0.5	0.8	0.1	0.1	0.0	0.0	0.2	0.0	0.7	2.4
実績	9.1	4.0	0.5	1.5	0.4	0.3	0.6	0.1	3.3	19.8

(参考1) 太陽光及び風力発電の合成供給力評価について

- 第12、13回電力需給検証小委員会で検討を行った太陽光及び風力の合成出力での想定手法については、十分なサンプル数で算出できないことから、引き続き検討が必要とされた。
- 一年分のデータが蓄積していることから、参考として、合成出力での想定手法で算出した場合の太陽光及び風力の合成供給力見通しを以下示す。

○太陽光及び風力の合成供給力(2016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
合成供給力見通し	0.3	75.9	292.3	164.4	126.3	20.4	96.9	69.2	138	983.7
合計供給力見通し	0.6	47.9	147	162.8	107.1	13.9	77.1	55.3	128.1	739.8

太陽光及び風力の見通しを単純に合計した数値。

(参考)2015年度夏季の見通し試算及び実績

(万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
見通し	0.4	45.2	216.9	136.4	97.5	18.7	64.8	59.3	81.1	720.3
※カッコ内は時間帯	(19-20時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(14-15時)	(16-17時)	—
実績	49.8	80.1	378.4	206.2	63.2	31.1	108.6	40.0	155.6	1,113.0
※カッコ内は時間帯	(11-12時)	(14-15時)	(13-14時)	(14-15時)	(16-17時)	(11-12時)	(14-15時)	(16-17時)	(16-17時)	—

太陽光及び風力の合成供給力での想定手法

- ①風力の実績データが把握可能な期間(4～9年間)における、各月H3需要発生日の想定最大需要発生時刻における太陽光及び風力それぞれの出力比率データ(H3×(4～9年間))を抽出。
- ②それぞれの出力比率に、2016年度夏季の供給力を算出するために用いた太陽光・風力それぞれの設備容量をかける。
- ③それぞれの年度・日における太陽光・風力の②の数値を足し合わせる。足しあわせてできるデータの内(H3×(4～9年間))、値の低い下位5日を平均し、これを本試算における「太陽光及び風力の合成供給力」とした。

12. 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。
- 2016年度夏季は、各社とも昨年度見通し並みの供給力を見込む。

○地熱発電の供給力(2016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
地熱供給力見通し(万kW)	1.3	11.4	—	—	—	—	—	—	15.5	28.2

(参考)2015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(万kW)	1.0	12.8	—	—	—	—	—	—	15.5	29.3
供給力実績(万kW) (最大需要日)	0.0	12.1	—	—	—	—	—	—	15.3	27.4

(参考2)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 ¹⁾)	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 ²	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(5~10年間)で平均した値	把握可能な期間(5~10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. 2016年度夏季の電力需給バランス表 (9電力会社)

1. 2016年度夏季需給の見通し

○ 2016年度夏季の電力需給は、電力間における融通を見込まずとも、いずれの電力会社においても電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通し。

【7月】

(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需要	6,614	413	1,391	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,514
②供給力	7,046	476	1,452	5,119	9,736	2,689	2,745	601	1,263	581	1,857	16,781
②供給-①需要 (予備率)	432 (6.5%)	63 (15.1%)	61 (4.3%)	309 (6.4%)	836 (9.4%)	122 (4.8%)	178 (6.9%)	56 (10.3%)	149 (13.4%)	38 (6.9%)	293 (18.7%)	1,267 (8.2%)

【8月】

(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需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
②供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,704	2,739	2,742	605	1,259	574	1,785	16,934
②供給-①需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	804 (9.0%)	172 (6.7%)	175 (6.8%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	31 (5.8%)	221 (14.1%)	1,384 (8.9%)

【9月】

(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需要	6,263	428	1,305	4,530	8,291	2,438	2,405	514	982	516	1,436	14,554
②供給力	6,891	517	1,419	4,955	9,152	2,592	2,636	571	1,198	541	1,614	16,043
②供給-①需要 (予備率)	628 (10.0%)	89 (20.7%)	114 (8.7%)	425 (9.4%)	861 (10.4%)	154 (6.3%)	231 (9.6%)	57 (11.1%)	216 (22.0%)	25 (4.8%)	178 (12.4%)	1,489 (10.2%)

2010年度並みの猛暑を想定し、直近の経済見通し、2015年度夏季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。
(7, 8月は、東京及び中部は2015年度、関西及び九州電力管内は2013年度並みの猛暑を想定。)

2. 2016年度夏季需給の見通し(残余需要最大時)

- 太陽光の導入拡大に伴い、太陽光の供給力が見込めなくなる時間帯の需給状況を確認するため、残余需要(需要－再エネ供給力)が最大となる時間帯における需給状況を以下に示す。
- 関西、九州を除く7電力において、需要の減少が太陽光の供給力の減少より大きい又は太陽光の減少分が大きい場合においては、揚水の供給力を積み増すことにより、最大需要発生時と同等の予備率を確保。
- 他方で、関西電力及び九州電力については、太陽光の供給力の減少分を揚水等による供給力の積み増しで賄いきれないため、予備率は最大需要想定時に比べ減少(関西:▲2.0%、九州:▲4.3%)。それに伴い、中西日本6社計(▲1.2%)及び9電力計(▲0.6%)の予備率も減少。

8月想定

【7月】

(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需要	6,506	413	1,359	4,733	8,726	2,513	2,551	545	1,091	529	1,508	15,232
②供給力	6,945	476	1,427	5,042	9,436	2,639	2,672	601	1,238	566	1,730	16,380
②供給-①需要 (予備率)	439 (6.7%)	63 (15.1%)	68 (5.0%)	309 (6.5%)	709 (8.1%)	126 (5.0%)	121 (4.7%)	56 (10.3%)	147 (13.4%)	37 (6.9%)	222 (14.7%)	1,148 (7.5%)

【8月】

(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需要	6,542	428	1,381	4,733	8,689	2,476	2,551	545	1,091	529	1,508	15,231
②供給力	7,122	515	1,484	5,124	9,371	2,654	2,673	605	1,233	560	1,656	16,493
②供給-①需要 (予備率)	579 (8.9%)	87 (20.2%)	102 (7.4%)	391 (8.3%)	682 (7.8%)	178 (7.2%)	122 (4.8%)	60 (11.1%)	142 (13.0%)	31 (5.8%)	149 (9.8%)	1,261 (8.3%)

2010年度並みの猛暑を想定し、直近の経済見通し、2015年度夏季の節電実績を踏まえた定着節電を織り込み。
(東京及び中部は2015年度、関西及び九州電力管内は2013年度並みの猛暑を想定。)

3. 新電力への離脱需要の評価

- 東日本大震災後、新電力への離脱需要の増加が続き、今夏の電力需要見通しにおいては1,000万kWを超える見通しとなっている。この4月から電力小売全面自由化が実施され、新電力における供給力、特に離脱需要に対応する供給力についても評価する。
- 現段階では、新電力の供給力を定量的に確認することができないため、極めて保守的な評価ではあるが、
 - ①各電力が見込んだ新電力への常時バックアップ量
 - ②旧一般電気事業者の予備力のうち、3%を超える分
 について着目して、①及び②の供給力の合計が、離脱需要を上回っているか否か、確認する。
 平成28年度の供給計画については、4月以降順次届け出られることから、今夏の需給の検証(4月中に実施)においては、新電力の情報を十分に集めることができない。

各電力の離脱需要の増加見込み (8 月)

北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
+42	+21	+577	+53	+219	+2	+16	+10	+115	+1,055

(万kW)

新電力への離脱需要増
+1,055万kW

離脱需要に対応する供給力 (8 月)

各電力が見込んだ常時BU量 (自社の供給力からは控除)

北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
+13	+10	+103	+25	+32	+0	+10	+2	+26	+221

(万kW)

少なくとも対応可能な供給力
+1,138万kW

旧一般電気事業者における 3 % を超える予備力

北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
+73	+60	+247	+95	+98	+44	+111	+15	+174	+917

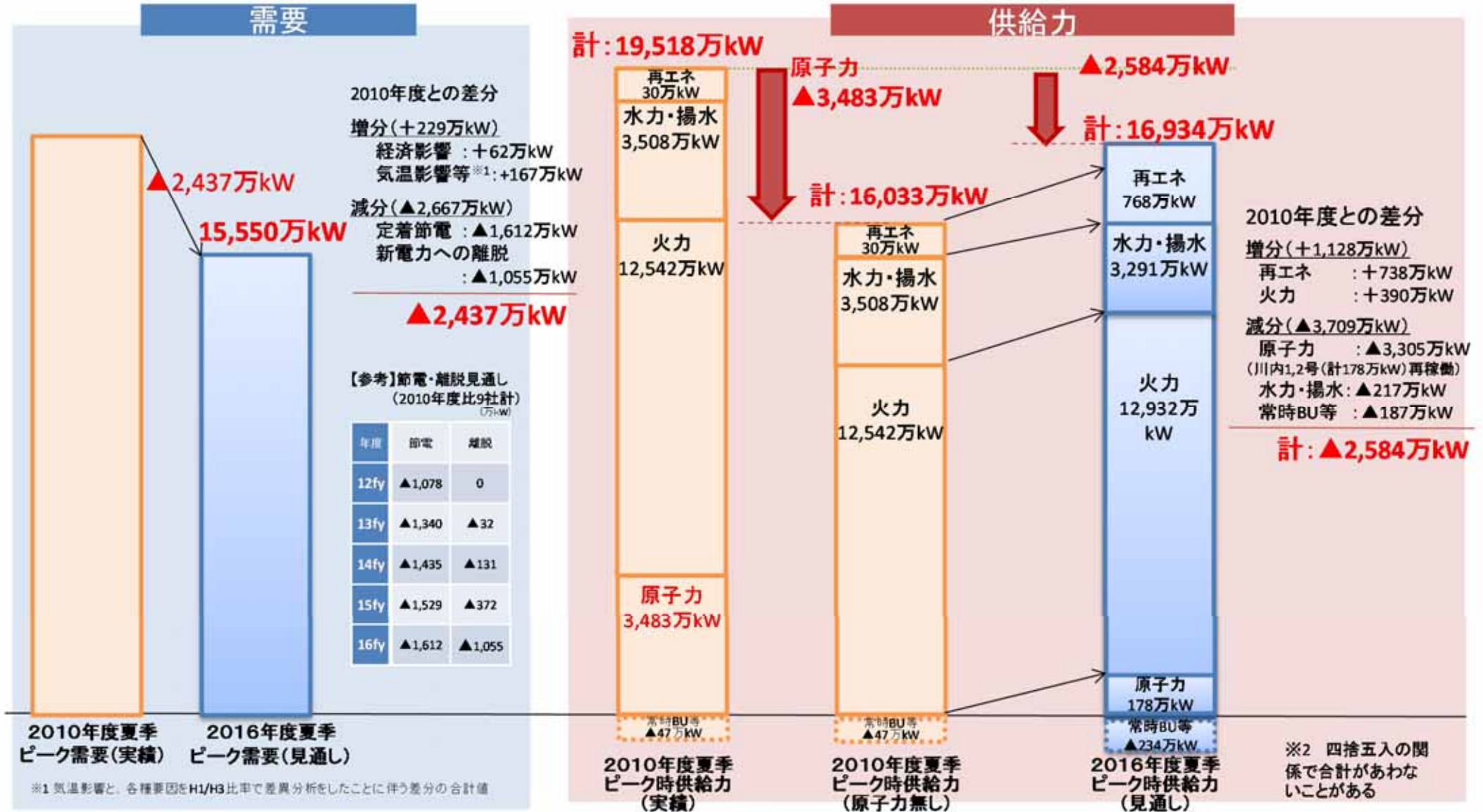
(万kW)

この他、新電力の供給力の主なものは以下がある。

- ・扇島パワーステーション1～3号(計122.2万kW)
- ・泉北天然ガス発電1～4号(計110.9万kW)
- ・川崎天然ガス発電1, 2号(計84.7万kW)

4. 震災後の電力需給(電力9社計)

- 東日本大震災後の電力需給は、原子力発電所の運転停止により供給力は大きく減少したものの、節電等による需要の減少と、火力及び再エネの供給増により一定程度改善。
- 今夏の需要は、定着節電の増加及び離脱需要の増加などにより、▲2,437万kW減少する見込み。
- 供給力は、火力及び再エネの供給増などにより、全体としては▲2,584万kWの減少となる見込み。



(参考1)2016年度夏季の電力需給の見通し(案)(節電定着分の見直し後)

- 見通し評価方法について見直しに向けた検討を行う。
- 従来の需要想定において、節電の見通しは、前年度の実績にアンケートに基づく継続率をかけて算出していたが、節電実績は安定している。そのため、3年分の過去実績(数値目標なしの節電要請を行っている期間)を平均した値を用いた場合の電力需給の見通しを以下の通り示す。

【7月】

(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需要	6,550	410	1,380	4,760	8,836	2,557	2,554	540	1,108	540	1,537	15,386
②供給力	7,046	476	1,452	5,119	9,734	2,688	2,745	601	1,263	581	1,857	16,780
②供給-①需要 (予備率)	496 (7.6%)	66 (16.0%)	72 (5.2%)	359 (7.5%)	898 (10.2%)	131 (5.1%)	191 (7.5%)	61 (11.3%)	155 (14.0%)	41 (7.5%)	320 (20.8%)	1,394 (9.1%)

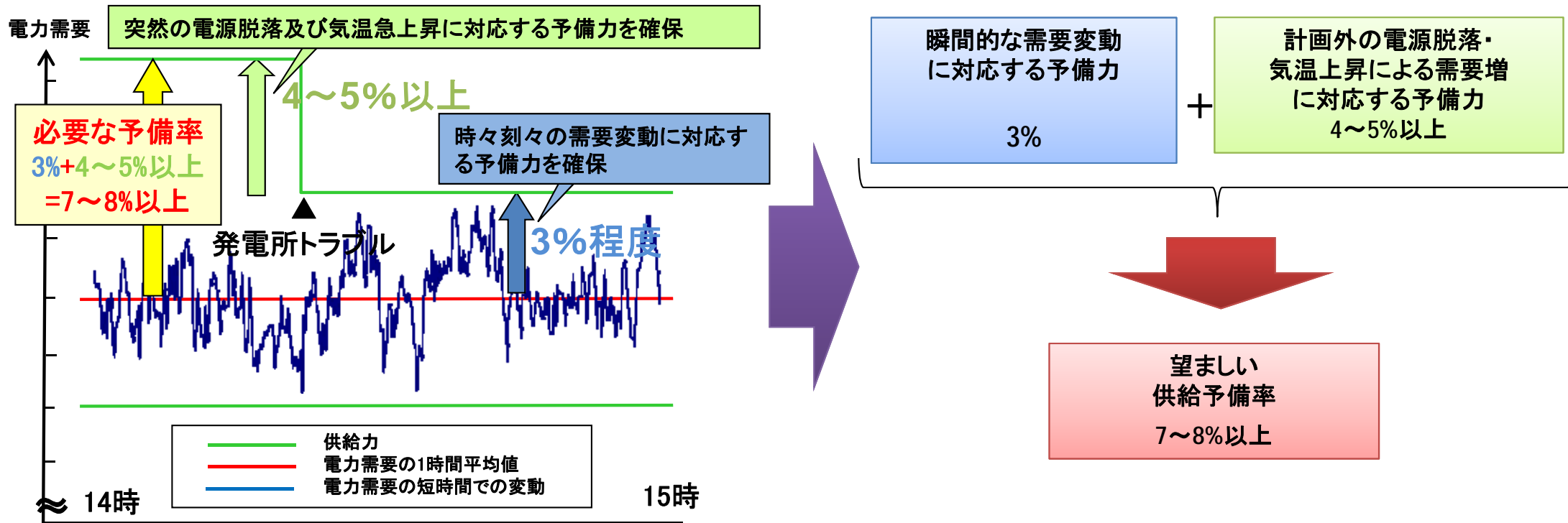
【8月】

(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需要	6,586	425	1,401	4,760	8,836	2,557	2,554	540	1,108	540	1,537	15,422
②供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,708	2,737	2,747	605	1,259	574	1,785	16,938
②供給-①需要 (予備率)	644 (9.8%)	90 (21.1%)	114 (8.1%)	441 (9.3%)	872 (9.9%)	180 (7.1%)	193 (7.6%)	65 (12.1%)	151 (13.6%)	34 (6.4%)	248 (16.1%)	1,516 (9.8%)

2010年度並みの猛暑を想定し、直近の経済見通し、過去3ヶ年の節電実績を踏まえた節電影響を織り込み。
(東京及び中部は2015年度、関西及び九州電力管内は2013年度並みの猛暑を想定。)

(参考2) 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) ^{※1}	6万kW/	35万kW/	138万kW/	75万kW/	60万kW/	12万kW/	31万kW/	22万kW/	43万kW/
過去10年間の最高気温の平均値 ^{※1}	30.7	32.5	34.7	36.2	35.2	34.6	35.2	34.4	34.3
2010年度猛暑の最高気温 ^{※1※2}	32.1	34.8	36.0	36.9	36.6	35.6	35.9	35.0	36.2

1 全てH3ベース、関西電力は累積5日最高気温

2 東京及び中部は2015年度、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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	3,483	1,177	237	236	0	0	178	178
火力	12,542	12,511	13,360	13,515	13,328	12,837	12,628	12,932
うち常設されている 火力	12,398	12,019	12,525	12,833	12,810	12,465	12,285	12,607
うち長期停止 火力の再稼働	-	168	236	184	217	86	111	96
うち緊急設置電源	-	87	289	272	85	77.4	78.4	77.4
うち自家発電買取	144	237	311	225	213	209	155	155
水力(注3)	1,367	1,380	1,268	1,287	1,324	1,228	1,324	1,235
揚水	2,141	2,059	2,070	1,924	1,855	2,231	2,138	2,056
地熱・太陽光・風力	30	30	164	270	699	1,140.6	748.7	768.0
地熱	30	30	30	27	28.1	27.6	27.7	28.2
太陽光	-	-	121	220	633	1,093.2	717.6	736.6
風力	-	-	14	24	38.3	19.8	3.7	3.2
融通	0	64	36	▲5	14	41	0	0
新電力への供給等	▲47	▲82	▲45	▲17	▲170	▲308	▲232	▲234
供給力 計	19,518	17,141	17,090	17,206	17,048	17,172	16,781	16,934
融通前供給力 計	(19,518)	(17,077)	(17,054)	(17,211)	(17,034)	17,130	16,781	16,934
需要想定(①、②、③加味)	17,987	15,661	15,743	16,125	15,545	15,454	15,514	15,550
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	0	-	0
①経済影響等	-	-	-	-	▲224	▲641	▲993	▲993
②定着節電	-	-	-	-	▲1,746	▲1,827	▲1,612	▲1,612
③その他(注2)	-	-	-	-	▲472	▲66	133	169
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	0	0
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	1,530 (8.5%)	1,479 (9.4%)	1,347 (8.6%)	1,080 (6.7%)	1,503 (9.7%)	1,719 (11.1%)	1,267 (8.2%)	1,384 (8.9%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.5%	6.4%	5.6%	3.7%	6.7%	8.1%	5.2%	5.9%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 気温影響分その他、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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	1,527	470	0	0	0	0	0	0
火力	5,701	5,536	6,033	6,204	6,085	5,703	5,466	5,681
うち常設されている 火力	5,653	5,165	5,459	5,811	5,834	5,523	5,307	5,540
うち長期停止 火力の再稼働	-	120	118	30	85	27	30	15
うち緊急設置電源	-	87	287	267	79	72	73	72
うち自家発電買取	48	164	169	95	85	81	56	55
水力(注3)	599	527	420	509	506	449	517	486
揚水	926	754	945	775	781	992	1,002	996
地熱・太陽光・風力	13	14	54	86	280	520.6	199.7	208.2
地熱	13	14	14	11	12.3	12.3	12.2	12.7
太陽光	-	-	33	68	239	494.7	185.5	193.7
風力	-	-	7	8	29.1	13.6	2.0	1.8
融通	0	65	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲38	▲46	▲19	▲33	▲112	▲147	▲136	▲136
供給力 計	8,728	7,321	7,433	7,540	7,540	7,518	7,046	7,217
融通前供給力 計	(8,728)	(7,256)	(7,433)	(7,540)	(7,540)	7,518	7,046	7,217
需要想定(①、②、③加味)	8,062	6,653	6,925	6,865	6,799	6,797	6,614	6,650
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	0	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	▲46	▲267	▲523	▲523
②定着節電	-	-	-	-	▲924	▲924	▲844	▲844
③その他(注2)	-	-	-	-	▲293	▲74	▲80	▲44
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	0	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	666 (8.3%)	668 (10.0%)	508 (7.3%)	675 (9.8%)	741 (10.9%)	722 (10.6%)	432 (6.5%)	580 (8.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	7.0%	4.3%	6.8%	7.9%	7.6%	3.5%	5.7%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

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

(注3) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

北海道電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	210	94	0	0	0	0	0	0
火力	357	398	378	429	395	371	358	407
うち常設されている 火力	357	398	367	407	375	355	337	387
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	-	0	7	15	15	15	15	15
うち自家発電買取	0	0	4	6	4	1	6	6
水力(注4)	79	93	83	70	60	64	68	64
揚水	25	29	30	30	30	80	61	55
地熱・太陽光・風力	1	1	7	4	27	49.8	1.4	1.9
地熱	1	1	2	0	0	0.0	0.7	1.3
太陽光	-	-	0	3	16	40.7	0.0	0.0
風力	-	-	5	2	11	9.1	0.7	0.6
融通	0	▲57	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲14	▲1	14	12	▲2	▲9	▲13	▲13
供給力 計	658	558	512	544	510	556	476	515
融通前供給力 計	(658)	(615)	(512)	(544)	(510)	(556)	(476)	(515)
需要想定(①、②、③加味)	506	485	483	450	459	447	413	428
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	398	413
①経済影響等	-	-	2	3	3	▲4	▲37	▲37
②定着節電	-	-	▲43	▲44	▲43	▲49	▲42	▲42
③その他(注3)	-	-	18	▲15	▲7	▲6	▲14	1
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	▲15	▲15
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	152 (29.9%)	73 (14.9%)	29 (6.0%)	95 (21.1%)	51 (11.1%)	110 (24.5%)	63 (15.1%)	87 (20.2%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	26.9%	11.9%	3.0%	18.1%	8.1%	21.5%	12.1%	17.2%
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～2015年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季:8月31日、2011年度夏季:9月16日、2012年度夏季:9月18日、2013年度:8月7日、2014年度:8月4日、2015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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	247	0	0	0	0	0	0	0
火力	1,194	972	1,248	1,400	1,397	1,384	1,283	1,351
うち常設されている火力	1,194	912	1,088	1,253	1,285	1,288	1,187	1,271
うち長期停止火力の再稼働	-	35	35	30	30	27	30	15
うち緊急設置電源	-	0	88	88	64	57	58	57
うち自家発電買取	0	25	37	29	18	12	8	8
水力(注4)	185	120	134	154	171	161	166	156
揚水	69	25	71	25	71	65	71	71
地熱・太陽光・風力	12	13	22	24	60	92.2	54.2	59.3
地熱	12	13	12	11	12	12.1	11.5	11.4
太陽光	-	-	8	9	31	76.1	41.5	46.9
風力	-	-	2	4.1	17.5	4.0	1.2	1.0
融通	0	162	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	▲49	11	▲7	▲101	▲113	▲111	▲123	▲123
供給力 計	1,658	1,303	1,468	1,502	1,586	1,591	1,452	1,514
融通前供給力 計	1,658	1,141	1,468	1,502	1,586	1,591	1,452	1,514
需要想定(①、②、③加味)	1,557	1,246	1,364	1,322	1,360	1,393	1,391	1,412
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	-	1	▲2	▲2
②定着節電	-	-	-	-	-	▲79	▲67	▲67
③その他(注3)	-	-	-	-	-	▲86	▲97	▲76
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	101 (6.5%)	57 (4.6%)	104 (7.6%)	180 (13.6%)	226 (16.7%)	198 (14.2%)	61 (4.3%)	102 (7.3%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.5%	1.6%	4.6%	10.6%	13.7%	11.2%	1.3%	4.3%
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～2015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8月19日、2014年度8月5日、2015年度8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。

(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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	1,070	376	0	0	0	0	0	0
火力	4,150	4,166	4,407	4,375	4,293	3,948	3,825	3,923
うち常設されている 火力	4,102	3,855	4,004	4,151	4,174	3,880	3,783	3,882
うち長期停止 火力の再稼働	—	85	83	0	55	0	0	0
うち緊急設置電源	—	87	192	164	0	0	0	0
うち自家発電買取	48	139	128	60	63	68	42	41
水力(注4)	335	314	203	285	275	224	283	266
揚水	832	700	844	720	680	847	870	870
地熱・太陽光・風力	0.3	0.3	25.1	57.8	192.6	378.6	144.1	147.0
地熱	0.3	0.3	0.2	0.2	0.2	0.2	—	—
太陽光	—	—	24.8	55.8	191.8	377.9	144.0	146.8
風力	—	—	0.1	1.8	0.6	0.5	0.1	0.2
融通	0	▲40	0	0	0	0	0	0
新電力への供給等	25	▲56	▲26	56	3	▲27	▲3	▲5
供給力 計	6,412	5,460	5,453	5,494	5,444	5,371	5,119	5,201
融通前供給力 計	(6,412)	(5,500)	(5,453)	(5,494)	(5,444)	(5,371)	(5,119)	(5,201)
需要想定(①、②、③加味)	5,999	4,922	5,078	5,093	4,980	4,957	4,810	4,810
需要想定(①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	—	48	▲70	▲264	▲484	▲484
②定着節電	—	—	—	▲774	▲805	▲796	▲735	▲735
③その他(注3)	—	—	—	▲180	▲144	+18	+30	+30
④随時調整契約(実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	413 (6.9%)	538 (10.9%)	375 (7.4%)	401 (7.9%)	464 (9.3%)	414 (8.3%)	309 (6.4%)	391 (8.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	3.9%	7.9%	4.4%	4.9%	6.3%	5.3%	3.4%	5.1%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	—
要解消ギャップ 3%控除予備率	—	—	—	—	—	—	—	—

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2014年度夏季実績は最大電力発生日(2010年度夏季: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:8月9日、2014年度:8月5日、2015年度: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。

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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	1,956	707	237	236	0	0	178	178
火力	6,841	6,975	7,327	7,311	7,243	7,134	7,162	7,251
うち常設されている 火力	6,745	6,854	7,066	7,022	6,976	6,942	6,978	7,067
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	118	154	132	59	81	81
うち緊急設置電源	-	0	2	5	6	5.4	5.4	5.4
うち自家発電買取	96	73	142	130	128	128	99	100
水力(注3)	768	853	848	778	818	779	807	750
揚水	1,215	1,305	1,125	1,149	1,054	1,239	1,136	1,060
地熱・太陽光・風力	17	16	110	184	419	620	549.0	559.8
地熱	17	16	16	16	15.8	15.3	15.5	15.5
太陽光	-	-	88	152	394	598.5	532.1	542.9
風力	-	-	6	16	9.2	6.2	1.7	1.4
融通	0	▲1	36	▲5	14	41	0	0
新電力への供給等	▲9	▲36	▲26	16	▲58	▲161	▲96	▲98
供給力 計	10,790	9,820	9,657	9,666	9,508	9,654	9,736	9,704
融通前供給力 計	(10,790)	(9,821)	(9,621)	(9,671)	(9,494)	9,612	9,736	9,704
需要想定(①、②、③加味)	9,925	9,008	8,818	9,260	8,746	8,657	8,900	8,900
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	▲92	▲178	▲374	▲470	▲470
②定着節電	-	-	-	▲769	▲822	▲903	▲768	▲768
③その他(注2)	-	-	-	197	▲179	8	213	213
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%)	762 (8.7%)	997 (11.5%)	836 (9.4%)	804 (9.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.7%	6.0%	6.5%	1.4%	5.7%	8.5%	6.4%	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) 気温影響分の他、経済影響等、定着節電については上位3日分の電力需要平均値(H3)をベースに算出しているため、過去のH1/H3比率の実績から、最大電力需要(H1)に割り戻した際に生じた差分やH1実績の差分をH3ベースの各種要因で差異分析したことに伴う差分。

(注3) 過去30年間のうち出水が低かった下位5日の平均値(月単位)で評価。

中部電力

(供給力内訳)	2010年度夏季実績 (ピーク需要日)	2011年度夏季実績 (ピーク需要日)	2012年度夏季実績 (ピーク需要日)	2013年度夏季実績 (ピーク需要日)	2014年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	274	0	0	0	0	0	0	0
火力	2,124	2,219	2,186	2,312	2,248	2,044	2,066	2,133
うち常設されている 火力	2,124	2,171	2,173	2,263	2,199	2,030	2,052	2,120
うち長期停止 火力の再稼働	-	48	13	49	49	14	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	0
水力(注4)	147	176	153	126	163	187	150	136
揚水	411	399	382	386	326	378	341	343
地熱・太陽光・風力	0	0	21.3	55.7	116.2	206.2	158.8	162.8
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19.8	51.4	115.2	204.7	158.3	162.3
風力	-	-	1.5	4.3	1.0	1.5	0.5	0.5
融通	0	0	▲56	▲125	▲167	▲71	0	0
新電力への供給等	32	5	▲25	▲27	▲40	▲44	▲27	▲37
供給力 計	2,988	2,799	2,662	2,728	2,647	2,701	2,689	2,739
融通前供給力 計	(2,988)	(2,799)	(2,718)	(2,853)	(2,814)	(2,771)	(2,689)	(2,739)
需要想定(①、②、③加味)	2,709	2,520	2,478	2,623	2,452	2,489	2,567	2,567
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲10	▲25	▲33	▲94	▲61	▲61
②定着節電	-	-	▲155	▲140	▲155	▲175	▲147	▲147
③その他(注3)	-	-	▲66	79	▲69	49	66	66
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	278 (10.3%)	278 (11.0%)	184 (7.4%)	105 (4.0%)	195 (8.0%)	212 (8.5%)	122 (4.8%)	172 (6.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	7.3%	8.0%	4.4%	1.0%	5.0%	5.5%	1.8%	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) 2010年度夏季～2015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、2015年度: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。

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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	838	337	237	236	0	0	0	0
火力	1,680	1,754	1,900	1,830	1,971	2,057	2,008	2,027
うち常設されている 火力	1,589	1,699	1,749	1,687	1,834	1,914	1,885	1,904
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	45	45	45	45	45	45
うち緊急設置電源	-	-	1	5	5	5	5	5
うち自家発電買取	91	55	106	93	87	93	73	73
水力(注4)	232	273	303	307	283	278	284	264
揚水(注5)	447	465	356	345	351	448	367	362
地熱・太陽光・風力	0	0	19	44	89	63	105.7	107.1
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	19	44	89	63	105.7	107.1
風力	-	-	0	1	0	0	0.0	0.0
融通	0	76	160	85	140	91	0	0
新電力への供給等(注6)	74	41	17	89	9	▲33	▲19	▲19
供給力 計	3,271	2,947	2,992	2,936	2,843	2,904	2,745	2,742
融通前供給力 計	(3,271)	(2,871)	(2,832)	(2,851)	(2,703)	(2,813)	(2,745)	(2,742)
需要想定(①、②、③加味)	3,095	2,784	2,682	2,816	2,667	2,556	2,567	2,567
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	-	▲120	▲230	▲230
②定着節電	-	-	-	-	-	▲430	▲362	▲362
③その他(注3)	-	-	-	-	-	11	64	64
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	176 (5.7%)	163 (5.9%)	310 (11.6%)	120 (4.3%)	175 (6.6%)	348 (13.6%)	178 (6.9%)	175 (6.8%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.7%	2.9%	8.6%	1.3%	3.6%	10.6%	3.9%	3.8%
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～2015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:8月22日、2014年度:7月25日、2015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。

(注5) 需要及び揚水を除く供給力に応じて、揚水供給力は増減する。

(注6) 系統のつながりの関係で、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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	162	0	0	0	0	0	0	0
火力	435	438	440	433	436	443	430	438
うち常設されている 火力	435	436	438	432	434	440	425	434
うち長期停止 火力の再稼働	-	-	-	-	-	-	-	-
うち緊急設置電源	0	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	2	2	1	2	3	5	4
水力(注4)	152	159	133	146	149	115	149	137
揚水	11	11	11	11	11	11	11	10
地熱・太陽光・風力	0.0	0.0	3.0	7.9	12.6	31.1	13.5	13.9
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0.0	0.0	2.4	6.6	12.6	30.8	13.5	13.9
風力	0.0	0.0	0.6	1.3	0.0	0.3	0.0	0.0
融通	▲20	▲1	▲10	▲20	▲17	0	0	0
新電力への供給等	▲78	▲7	▲1	▲24	▲19	▲2	▲2	7
供給力 計	662	600	576	553	572	599	601	605
融通前供給力 計	682	601	586	573	589	599	601	605
需要想定(①、②、③加味)	573	533	526	526	518	526	545	545
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)	-	-	-	-	-	-	▲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%)	27 (5.1%)	54 (10.4%)	73 (13.9%)	56 (10.3%)	60 (11.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	12.5%	9.5%	6.4%	2.1%	7.4%	10.9%	7.3%	8.0%
需給ギャップ (予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2015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8月19日、2014年度8月1日、2015年度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。

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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2015年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	0	81	0	0	0	0	0	0
火力	1,039	989	1,078	1,021	978	991	1,007	1,007
うち常設されている 火力	1,034	986	1,071	1,005	968	982	1,001	998
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	9	6	9
水力(注4)	56	51	55	52	45	32	51	47
揚水	124	148	159	153	129	147	139	137
地熱・太陽光・風力	0	0	23	18	44	109	76	77
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	0	0	20	18	44	108	76	77
風力	0	0	3	0.3	0.2	0.6	0.3	0.2
融通	20	▲72	▲104	▲60	▲8	▲35	-	-
新電力への供給等	32	▲9	▲14	▲15	▲28	▲50	▲10	▲10
供給力 計	1,272	1,188	1,198	1,168	1,160	1,194	1,263	1,259
融通前供給力 計	(1,252)	(1,260)	(1,302)	(1,228)	(1,168)	(1,229)	(1,263)	(1,259)
需要想定(①、②、③加味)	1,201	1,083	1,085	1,112	1,061	1,075	1,114	1,114
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	-	-	▲52	▲44	▲44
②定着節電	-	-	-	-	-	▲55	▲47	▲47
③その他(注3)	-	-	-	-	-	▲19	4	4
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ (予備率) (①、②、③加味)	71 (5.9%)	105 (9.7%)	113 (10.4%)	56 (5.0%)	99 (9.3%)	119 (11.1%)	149 (13.4%)	145 (13.0%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	2.9%	6.7%	7.4%	2.0%	6.3%	8.1%	10.4%	10.0%
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)2011年度夏季～2015年度夏季実績は最大電力発生日(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、2015年度:8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。

(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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	204	113	0	0	0	0	0	0
火力	448	449	489	478	437	419	429	425
うち常設されている 火力	448	436	451	445	418	406	405	401
うち長期停止 火力の再稼働	-	0	22	22	0	0	22	22
うち緊急設置電源	-	0	0	0	0	0	0	0
うち自家発電買取	0	13	16	11	18	13	3	3
水力(注4)	64	69	68	48	58	58	62	59
揚水	52	52	52	52	48	52	48	48
地熱・太陽光・風力	0	0	7.3	17.2	41.1	40.0	54.1	55.3
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	7.1	12.4	38.8	39.9	54.1	55.3
風力	-	-	0.2	4.8	2.3	0.1	0.0	0.0
融通	0	▲4	0	▲5	0	▲5	0	0
新電力への供給等(注5)	▲67	▲64	▲13	▲13	▲11	▲11	▲12	▲13
供給力 計	702	615	603	577	572	553	581	574
融通前供給力 計	(702)	(619)	(603)	(582)	(572)	(558)	(581)	(574)
需要想定(①、②、③加味)	597	544	526	549	526	511	543	543
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	▲6	▲10	▲13	▲25	▲21	▲21
②定着節電	-	-	▲45	▲39	▲42	▲44	▲39	▲39
③その他(注3)	-	-	▲20	2	▲16	▲17	6	6
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	105 (17.6%)	71 (13.1%)	77 (14.6%)	27 (5.0%)	46 (8.8%)	42 (8.2%)	38 (6.9%)	31 (5.8%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	14.6%	10.1%	11.6%	2.0%	5.8%	5.2%	3.9%	2.8%
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～2015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、2014年度:7月25日、2015年度:8月7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)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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	478	176	0	0	0	0	178	178
火力	1,115	1,126	1,234	1,237	1,173	1,180	1,222	1,221
うち常設されている 火力	1,115	1,126	1,184	1,190	1,123	1,170	1,210	1,210
うち長期停止 火力の再稼働	—	0	38	38	38	0	0	0
うち緊急設置電源	—	0	1	0.4	1	0.4	0.4	0.4
うち自家発電買取	0	0	11	9	11	10	12	11
水力(注4)	117	125	136	99	120	109	111	107
揚水	170	230	165	202	209	203	230	160
地熱・太陽光・風力	17	16	36	41	116	171	140.9	143.6
地熱	17	16	16	16	16	15	15.5	15.5
太陽光	—	—	20	20	94	152	124.5	127.4
風力	—	—	0.2	5.1	6	3	0.9	0.7
融通	0	0	46	120	66	61	0	0
新電力への供給等	▲2	▲2	10	6	31	▲21	▲25	▲25
供給力 計	1,895	1,671	1,626	1,704	1,714	1,703	1,857	1,785
融通前供給力 計	1,895	1,671	1,580	1,584	1,648	1,642	1,857	1,785
需要想定(①、②、③加味)	1,750	1,544	1,521	1,634	1,522	1,500	1,564	1,564
需要想定(①、②、③、④加味)	—	—	—	—	—	—	—	—
①経済影響等	—	—	+4	▲3	▲28	▲80	▲112	▲112
②定着節電	—	—	▲189	▲185	▲172	▲169	▲148	▲148
③その他(注3)	—	—	▲44	+72	▲28	▲1	+74	+74
④随時調整契約(実効率等加味後)	—	—	—	—	—	—	—	—
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	145 (8.3%)	127 (8.3%)	106 (6.9%)	70 (4.3%)	193 (12.7%)	203 (13.5%)	293 (18.7%)	221 (14.1%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	5.3%	5.3%	3.9%	1.3%	9.7%	10.5%	15.7%	11.1%
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～2015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:8月20日、2014年度:7月25日、2015年度:8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。

(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年度夏季実績 (ピーク需要日)	2016年度夏季	
							7月	8月
原子力	-	-	-	-	-	-	-	-
火力	194	220	220	179	183	199	208	216
うち常設されている 火力	194	220	220	179	183	199	208	216
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	19.6	6.4	7.6
地熱	-	-	-	-	-	-	-	-
太陽光	-	-	0.4	1.7	17.1	19.5	6.4	7.6
風力	-	-	-	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0
融通	-	-	-	-	-	-	-	-
新電力への供給等	-	-	-	-	-	-	-	-
供給力 計	194	220	220	181	200	219	215	224
融通前供給力 計	-	-	-	-	-	-	-	-
需要想定(①、②、③加味)	148	144	148	153	150	151	154	154
需要想定(①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
①経済影響等	-	-	-	0	0	1	▲1	▲1
②定着節電	-	-	-	-	-	-	-	-
③その他(注3)	-	-	-	5	2	2	7	7
④随時調整契約(実効率等加味後)	-	-	-	-	-	-	-	-
需給ギャップ(予備率) (①、②、③加味)	46 (31.1%)	76 (52.9%)	72 (48.4%)	27 (17.9%)	50 (33.3%)	68 (45.1%)	61 (39.8%)	70 (45.7%)
要解消ギャップ 3%控除予備率	28.1%	49.9%	45.4%	14.9%	30.3	42.1%	36.8%	42.7%
需給ギャップ(予備率) (①、②、③、④加味)	-	-	-	-	-	-	-	-
要解消ギャップ 3%控除予備率	-	-	-	-	-	-	-	-

(注1) 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

(注2) 2010年度夏季～2015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、2014年度夏季:8月28日、2015年度夏季:7月2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。