

第15回調整力及び需給バランス評価  
等に関する委員会 資料2-1参考資料8

2017年4月6日  
調整力及び需給バランス評価等に  
関する委員会事務局

## 電力需給検証報告書の見直しイメージについて

資料2-1参考資料7の記載見直しのイメージについて、2016年4月の  
需給検証報告書を抜粋し、該当箇所へ記載した。

## 第1章 2015年度冬季の電力需給の結果分析

### 1. 各電力会社における電力需給の状況

表1は、2015年度冬季に政府が節電要請を行った9電力会社（北海道電力、東北電力、東京電力、中部電力、関西電力、北陸電力、中国電力、四国電力及び九州電力）及び沖縄電力の最大需要日における電力需給状況を示したものである。

2015年度冬季は、全国的に気温が高く暖冬となった。特に12月から1月前半までは平年に比べて気温がかなり高く降雪も少なかった。しかし、1月後半には大寒波の影響で、日本海側や九州北部、中国地方で大雪が降ることもあった。一方で、北海道では、冬季を通して平均気温が高く、降雪も少なかった。

変更あり

エリア化にともない旧一般電気事業者の個社最大需要日から一般送配電事業者のエリア最大需要日に変更する。

などから、  
「事前の  
本事前の想  
備率3%以

【表1 2015年度冬季の各電力会社における需給実績（最大需要日）】

電力会社	節電目標	最大需要日	平均気温(°C) <sup>※1</sup>	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率	最大需要(見直し <sup>※3</sup> ) (万kW)	供給力(見直し <sup>※3</sup> ) (万kW)	予備率(見直し <sup>※3</sup> )
北海道電力	数値目標を伴わない節電	1月19日(火) (4~5時)	-1.4	504	626	24.0%	543	622	14.5%
東北電力	数値目標を伴わない節電	1月25日(月) (17~18時)	-1.0	1,307	1,482	13.4%	1,416	1,516	7.1%
東京電力	数値目標を伴わない節電	1月18日(月) (10~11時)	2.9	4,450	4,837	8.7%	4,840	5,160	6.6%
中部電力	数値目標を伴わない節電	1月25日(月) (9~10時)	0.1	2,339	2,504	7.1%	2,356	2,499	6.1%
関西電力	数値目標を伴わない節電	1月25日(月) (18~19時)	1.9	2,291	2,581	12.6%	2,496	2,579	3.3%
北陸電力	数値目標を伴わない節電	1月19日(火) (17~18時)	0.7	518	559	7.8%	529	557	5.3%
中国電力	数値目標を伴わない節電	1月25日(月) (9~10時)	-0.1	※2 1,087	1,216	11.8%	1,067	1,170	9.6%
四国電力	数値目標を伴わない節電	1月19日(火) (18~19時)	4.6	481	539	12.1%	497	528	6.2%
九州電力	数値目標を伴わない節電	1月25日(月) (10~11時)	3.8	1,508	1,834	21.6%	1,515	1,648	8.8%
沖縄電力 <sup>※4</sup>	なし	1月24日(日) (19~20時)	9.2	122	164	34.0%	115	168	46.1%

※1 東京電力は最大需要発生時間帯の気温、四国電力・九州電力は同日の最高気温

※2 中国電力は、産業用需要が減少する点灯帯においてピーク需要が発生すると見込んでいたが、前日の急激な寒波により、最大需要発生時刻が昼間帯となったため、産業用需要が想定を上回ったことなどにより、実績が想定を上回った。

※3 総合資源エネルギー調査会電力需給検証小委員会まとめ(平成27年10月)

※4 沖縄電力については、本州と連系しておらず単独系統であり、また離島が多いため予備率が高くなるを得ない面があることに留意する必要がある。

以下、2015年度冬季の電力需給の状況を詳細に分析する。

## 2. 供給 ～事前の想定から▲66万kW

2015年度冬季の最大需要日の供給力（実績）の9社合計は、16,178万kWであり、事前の想定である16,244万kWを66万kW下回った。以下、電源毎に実績と事前の想定との差を検証する。

【表2 2015年度冬季の供給力（実績）と事前の想定との差】

電源	実績－見通し※ (万kW)	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計	▲66		
原子力	+99	川内原発2号機の稼働による増	－
火力	▲763	発電所の計画外停止。 想定より需要が増加しなかったことによる調整火力の停止。	9電力会社の最大需要日における計画外停止による供給力低下分の合計は、495万kW(予備率に与える影響3.4%)と予備率に与える影響は無視できない水準となっている。
水力	+47	一部の地域では作業停止、運用の抑制及び雪の影響等もあったが、全国では見通しより実績が上回った。	地域によっては、事前想定を下回ったが、概ね想定は妥当。
揚水	+76	需給の状況を考慮した日々の運用による供給力増加。	－
地熱 太陽光 風力	+532	一部の地域でピークが日照のある時間に出たことによる太陽光の供給力増加及び、最大需要日において風況が良好であったための風力の供給力増加。	今後、データの蓄積状況を勘案して、太陽光及び風力の相関を分析して、新たな供給力への見込み方を検証していく。
融通調整	0	－	－
新電力への供給等	▲55	卸電力取引所及び新電力への送電増加分	－

※ 9電力の最大需要発生日における値を合計

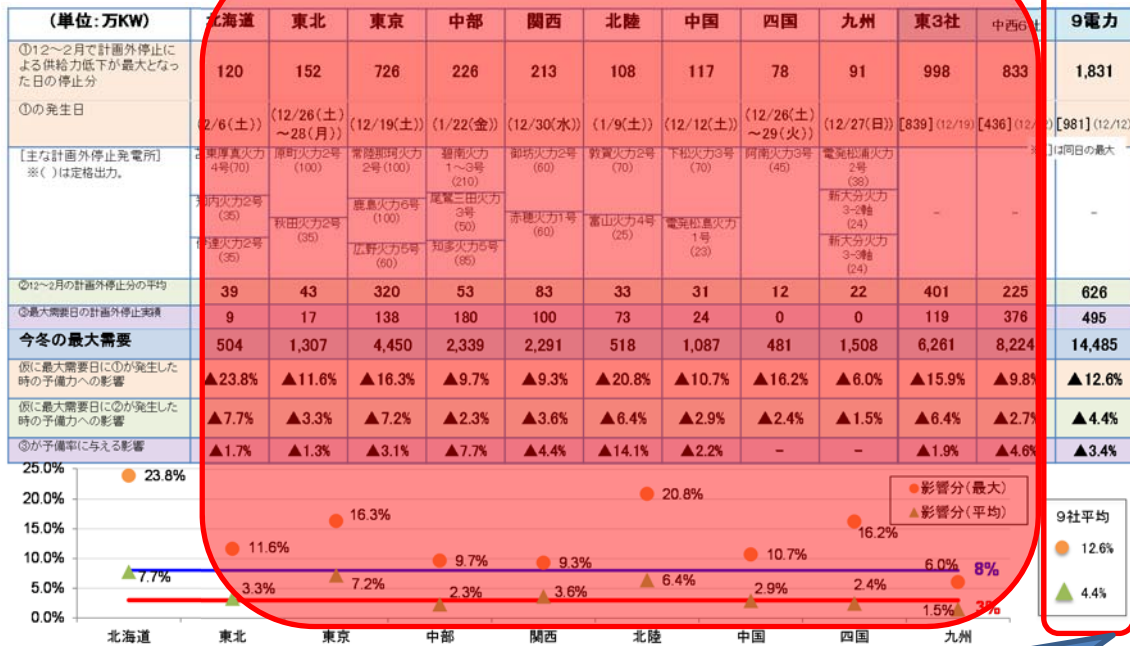
### (1) 火力発電から▲763万kW

変更あり

実績の値を、旧一般電気事業者の個社最大需要日から、全国最大需要日の値に変更する。火力、水力の供給力実績は、発電事業者にデータ提供を受けるため発電機の接続エリア基準の供給力となる、どのエリアの供給力となるか正確に把握することは困難であり、また、供給力を重複カウントしてしまう可能性もあることから、全国最大需要日の実績とする。

り、トラブルの大規模化や、長期化の防止を図ったが、計画外停止の期間（12～2月）停止分の平均値及び最大値は、2014年度に比べ増加した。また、今冬の最大需要日における計画外停止による供給力低下分の合計は495万kW(予備率に与える影響：▲3.4%)と、予備率に与える影響は引き続き無視できない水準となっている。

【表3 2015年度冬季の計画外停止の状況】



【図1 2015年度冬季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

【表】変更あり

発電事業者からデータ提供を受けるため、計画外停止した供給力の値は発電機接続エリア毎の値となるが、どのエリアの供給力となるか正確に把握することは困難であることから、全国計での分析へと変更し、全国計での予備力への影響を算出する。



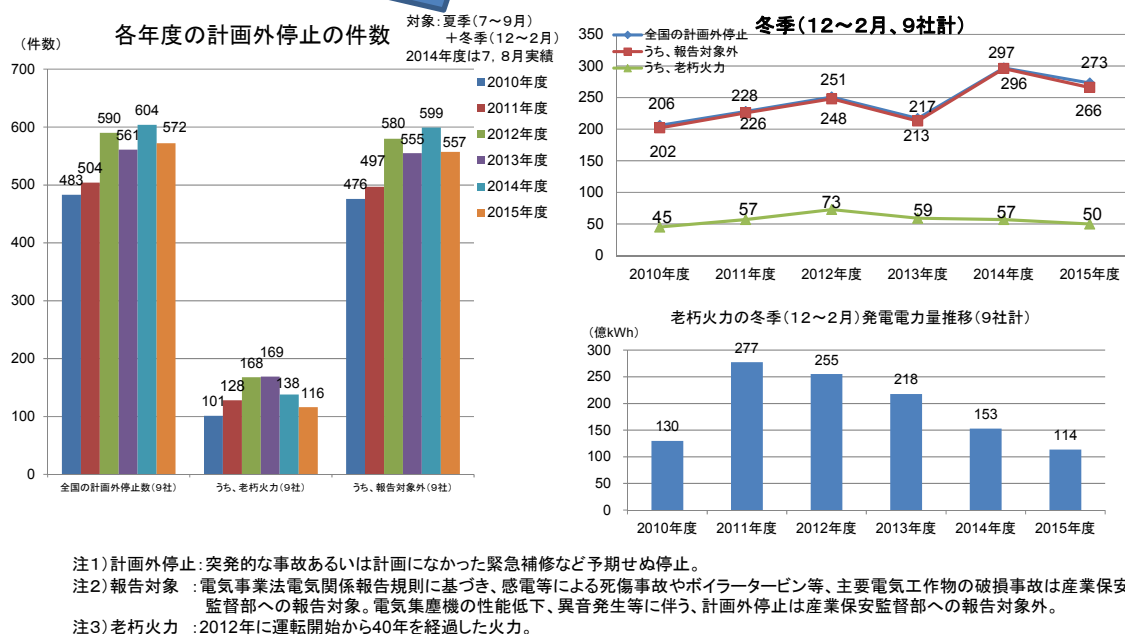
【図2 2014年度冬季最大需要日の計画外停止の予備率への影響】

変更あり

- ・旧一般電気事業者分のデータしかなく、当年度分との比較対象とならないことから記載しない。

2010年度から2015年度（7～9月及び12月～2月）までの火力発電の計画外停止の件数の推移を図3に示す。東日本大震災後、原子力発電が稼働停止し、火力発電の稼働率が上昇する中で、火力発電の計画外停止の件数は、今冬も震災前よりも増加しており、これを極力減らすための対応が求められている。現在のところ、火力発電の計画外停止の内容は、異音発生に伴う停止等の法令に基づく報告義務がないものが大半を占めるが、電力会社は、不測の事態に備えて、引き続き点検や補修等に万全を尽くす必要がある。

変更あり  
旧一般電気事業者以外の発電事業者からのデータも集約するため、資料内容の一部見直し。



【図3 各年度の計画外停止の件数】

## (2) 水力発電 ～事前の想定から+46.6万kW

2015年度冬季の最大需要日における水力発電の供給力(実績)の9社合計は、1,056万kWであり、事前の想定である1,009万kWを46.6万kW上回った(表5)。

自流式水力については、今冬についても想定したような渇水(L5相当)ではなかったため、最大需要日の供給実績(9社計)は事前の想定を上回った。

北海道、中国及び九州電力においては、最大需要発生日における出水状況により、自流式水力の供給実績が事前の想定を下回った。東京電力においては、需給状況に応じ、貯水池式水力を抑制した運用を行ったため、事前の想定を下回った。

水力発電の供給力の事前の想定は、自流式水力については、1ヶ月間のうち下  
 変更あり  
 発電事業者からデータ提供を受けるため、接続エリア基準となることから表2に記載の全国最大時の全国計での記載となる。表は記載しない。

て、この評価方法は妥当であったと評価される。

【表5 2015年度冬季最大需要日の水力発電の供給力(実績)】

(万kW)	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①燃料検証小案想定 (1月)	419.2 (251.3)	68.6 (46.3)	158.8 (142.0)	191.8 (63.0)	589.7 (383.3)	84.1 (70.4)	218.2 (154.3)	113.2 (35.5)	44.3 (44.3)	48.5 (28.6)	81.4 (50.2)	1008.9 (634.6)
②最大需要日の実績	427.6 (290.2)	65.3 (43.2)	170.9 (160.4)	191.4 (86.6)	627.9 (449.9)	88.5 (75.1)	253.1 (200.9)	116.9 (56.0)	40.3 (40.3)	53.2 (33.2)	75.9 (44.4)	1055.5 (740.1)
③差分(②-①)	+8.4 (+38.9)	▲3.3 (▲3.1)	+12.1 (+18.4)	▲0.4 (+23.6)	+38.2 (+66.6)	+4.4 (+4.7)	+34.9 (+46.6)	+3.7 (+20.5)	▲4.0 (▲4.0)	+4.7 (+4.6)	▲5.5 (▲5.8)	+46.6 (+105.5)
(最大需要発生日時)	-	1月19日 4-5時	1月25日 17-18時	1月18日 10-11時	-	1月25日 9-10時	1月25日 18-19時	1月19日 17-18時	1月25日 9-10時	1月19日 18-19時	1月25日 10-11時	-

※1 ( )内は自流式水力の供給力(Tについては1.5で供給力を経緯)

※2 自流式を除いた供給力については、貯水池式水力の供給力(補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価)。

### (3) 再生可能エネルギー(太陽光、地熱、風力)～事前の想定から+532万kW

#### ①太陽光発電 ～事前の想定から+453.6万kW

2015年度冬季の最大需要日の太陽光発電の供給力(実績)を表6に示す。太陽光発電は、天候によって出力が大きく変動することから、各月の需要上位3日の出力比率を過去20年分集計し、このうち下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として評価している。冬季は、中部、北陸電力を除いて最大需要が16時から19時に発生する見通しとしており、太陽光による供給力は見込めていない。

2015年度冬季の最大需要日における太陽光発電の供給力(実績)の9社合計は、日中に最大需要が発生した電力会社があったことから、供給力の実績は465.8万kWとなり、結果として、事前の想定である12.2万kWを453.6万kW上回った。



変更なし

冬季見通しについてデータ提供を受けた、小売電気事業者から実績データについて提供を受けて比較を行う。(ただし、事前にデータ提供を受けた事業者分の合計の想定対実績比較となる) また、太陽光の設備量の見通しが不明であることから設備量の記載は不要とする。(風力も同様)

【表6 2015年度冬季最大需要日の太陽光発電の供給力(実績)】

		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
太陽光供給力 (万kW)	①需給検証小委想定 (1月)	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2	12.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	12.2
	※カッコ内は時間帯	-	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	-	(9-10時)	(18-19時)	(10-11時)	(18-19時)	(18-19時)	(18-19時)	-
	②最大需要日の実績	0.4	0.0	0.0	0.4	465.4	215.3	0.0	0.0	78.1	0.0	172.0	465.8
	※カッコ内は時間帯	-	(4-5時)	(17-18時)	(10-11時)	-	(9-10時)	(18-19時)	(17-18時)	(9-10時)	(18-19時)	(10-11時)	-
	差分(②-①)	+0.4	0.0	0.0	+0.4	+453.2	+203.1	0.0	0.0	+78.1	0.0	+172.0	+453.6
太陽光設備 量(万kW)	①需給検証小委想定 (1月)	1062.4	100.2	223.0	739.2	1,951.7	490.5	380.6	61.2	250.2	147	622.2	3,014.1
	②最大需要日の実績	1098.5	95.1	236.6	766.8	1,874.5	479.8	351.8	51.4	246.8	155.1	589.6	2,973.0
	差分(②-①)	+36.1	▲5.1	+13.6	+27.6	▲77.2	▲10.7	▲28.8	▲9.8	▲3.4	+8.1	▲32.6	▲41.1
出力比率(% (自家消費比 率+供給力比 率))	①需給検証小委想定 (1月)	-	0.0	0.0	0.0	-	3.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	-
	②最大需要日の実績	-	0.0	0.0	0.1	-	48.7	0.0	0.0	36.2	0.0	33.1	-
	差分(②-①)	-	0.0	0.0	+0.1	-	+45.0	0.0	0.0	+36.2	0.0	+33.1	-

②地熱発電 ～事前の想定から▲1万kW

地熱発電の供給力(実績)の9社合計は、31万kWであり、事前の想定である32万kWを1万kW下回った(表7)。

【表7 2015年度冬季最大需要日の地熱発電の供給力(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
①需給検証小委想定	2	13	-	-	-	-	-	-	17	32
②最大需要日の実績	2	13	-	-	-	-	-	-	16	31
③差分(②-①)	0	0	-	-	-	-	-	-	▲1	▲1

③風力発電 ～事前の想定から+79.4万kW

2015年度冬季の最大需要日の風力発電の供給力(実績)を表8に示す。

風力発電は、ピーク需要発生時に供給力がゼロとなるケースも存在することから、保守的に評価する手法として、水力発電と同様に、各月の風力発電の出力が低かった下位5日の平均値を、実績データが把握可能な期間(過去5~10年間)で平均した値を示した。

2015年度冬季の風力発電の供給力(実績)の9社合計は、冬季の最大需要日が風況に恵まれたことにより、91.7万kWとなり、結果として、事前の想定である12.3万kWを79.4万kW上回った。

【表8 2015年度冬季最大需要日の風力発電の供給力（実績）】

		東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
風力供給力 (万kW)	①需給検証小委想定 (1月)	9.5	1.5	6.1	1.8	2.8	0.0	0.4	0.1	0.6	0.7	1.0	12.3
	※カッコ内は時間帯	-	(17-18時)	(17-18時)	(17-18時)	-	(9-10時)	(18-19時)	(10-11時)	(18-19時)	(18-19時)	(18-19時)	-
	②最大需要日の実績	54.4	12.1	30.4	11.9	37.3	11.9	2.7	6.2	6.3	5.6	4.6	91.7
	※カッコ内は時間帯	-	(4-5時)	(17-18時)	(10-11時)	-	(9-10時)	(18-19時)	(17-18時)	(9-10時)	(18-19時)	(10-11時)	-
	差分(②-①)	+44.9	+10.6	+24.3	+10.1	+34.5	+11.9	+2.3	+6.1	+5.7	+4.9	+3.6	+79.4
風力設備量 (万kW)	①需給検証小委想定 (1月)	154.2	31.8	81.8	40.6	144.6	24.2	13.4	15.1	30.1	14.5	47.3	298.8
	②最大需要日の実績	151.7	31.7	79.7	40.3	147.1	26.0	13.6	15.1	30.1	14.5	47.8	298.8
	差分(②-①)	▲2.5	▲0.1	▲2.1	▲0.3	+2.5	+1.8	+0.2	0.0	0.0	0.0	+0.5	0
出力比率(%)	①需給検証小委想定 (1月)	-	4.8%	7.4%	4.5%	-	0.2%	2.7%	0.5%	2.1%	4.5%	2.0%	-
	②最大需要日の実績	-	38.1%	38.1%	29.5%	-	45.9%	19.6%	41.0%	20.9%	38.6%	9.6%	-
	差分(②-①)	-	+33.3%	+30.7%	+25.0%	-	+45.7%	+16.9%	+40.5%	+18.8%	+34.1%	+7.6%	-



### 3. 需 要 ～事前の想定から▲774 万 kW

2015 年度冬季最大需要日の需要(実績)の 9 社合計は、14,485 万 kW であり、事前の厳寒を想定した需要の 15,259 万 kW を 774 万 kW 下回った。以下、実績と事前の想定との差の要因を検証する。

#### (1) 需要の減少要因

事前の想定では、需要変動に影響を与える要素を、①気温影響等、②経済影響、③離脱影響、④節電影響に分類して評価を行った。表 9 にこれらの分析結果を示す。

【表 9 需要の主な増減要因の分析】

実績－見通し (万kW)※	差の主な要因	検証から得られた示唆
合計 ▲774		
気温影響等 ▲520	2015年度冬季は全国的に気温が想定を上回ったことにより需要が減少した(H1/H3比率差▲27を含む。)	例年リスクサイドで評価を行っているものの、中国電力では、経済影響及びH1/H3比率による差分が見通しを上回ったことにより、実績が想定を上回った。今後同様のケースが頻出する場合には、算出方法の改善を検討していく必要がある。
経済影響 ▲16	2015年度のGDP及びIIPの伸び率の下方修正(GDP:+1.8%→+0.7%、IIP:+3.6%→▲0.5%)等の影響	—
離脱影響 ▲19	全国的に、新電力への離脱が進展したことにより需要が減少した。	電力全面自由化に向けて、離脱需要が増加してきており、無視できない量となってきたことから、離脱需要に対応する供給力について一定の評価を行う必要がある。
節電影響 ▲219	ほとんどの電力会社で想定を上回る節電がなされた。	

変更あり

エリア化にともない、離脱影響はなくなる。また、H1/H3 比率差は気温影響等に含める（夏の振り返りと同じ）ため記載しない。

【表 10 需要実績における事前の想定との差分分析】

(万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
最大需要(見通し)	543	1,416	4,840	2,356	2,496	529	1,067	497	1,515	15,259
最大需要(実績)	504	1,307	4,450	2,339	2,291	518	1,087	481	1,508	14,485
差分	▲39	▲109	▲390	▲17	▲205	▲11	+20	▲16	▲7	▲774
①気温影響	▲7	▲72	▲309	▲12	▲47	▲4	▲3	▲10	▲29	▲493
②経済影響	▲5	▲23	▲25	+8	+2	0	+23	+1	+3	▲16
③定着節電	▲16	▲10	▲67	▲10	▲99	▲7	▲5	▲6	+1	▲219
④需要の離脱	▲10	▲2	+23	▲3	▲15	0	▲9	+3	▲6	▲19
⑤H1/H3比率差	▲1	▲2	▲12	▲1	▲46	0	+14	▲4	+24	▲27

以下、2015年度冬季の電力需給の状況を詳細に分析する。

①気温影響等※ ～事前の想定から ▲520万kW

※気温影響にH3実績をH1実績（推計）に割り戻した際に生じた差分を加えた合計を「気温影響等」とした。

2015年度冬季は、全国的に暖冬であったこと等により、中国電力を除いて、気温影響等による需要増は事前の想定を下回った。

【表1-1 電力各社における気温影響等実績】 (万kW)

	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
見通し	+256	▲1	▲41	+298	+215	+67	+30	+14	+25	+16	+63	+471
実績	▲147	▲9	▲115	▲23	+98	+55	▲63	+10	+36	+2	+58	▲49
差分	▲403	▲8	▲74	▲321	▲117	▲12	▲93	▲4	+11	▲14	▲5	▲520

②経済影響 ～事前の想定から ▲16万kW

事前の想定よりもGDP及びIIPの伸び率が小さかったこと（GDP:1.8→0.7%、IIP:3.6%→▲0.5%）等により、事前の想定よりも需要が16万kW減少した。

【表1-2 電力各社における経済影響実績】 (万kW)

	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
見通し	+115	+10	+34	+71	+35	+53	+6	▲2	▲10	▲7	▲5	+150
実績	+62	+5	+11	+46	+72	+61	+8	▲2	+13	▲6	▲2	+134
差分	▲53	▲5	▲23	▲25	+37	+8	+2	0	+23	+1	+3	▲16

③離脱影響 ～事前の想定から ▲19万kW

各電力から新電力への需要の離脱が増加したことで、事前の想定よりも需要が19万kW減少した。

【表1-3 電力各社における離脱影響実績】 (万kW)

	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
見通し	▲305	▲11	▲17	▲277	▲194	▲41	▲104	▲1	▲8	▲7	▲33	▲499
実績	▲294	▲21	▲19	▲254	▲224	▲44	▲119	▲1	▲17	▲4	▲39	▲518
差分	+11	▲10	▲2	+23	▲30	▲3	▲15	0	▲9	+3	▲6	▲19

変更あり

エリア化にともない、離脱影響はなくなる。

④節電影響 ～事前の想定から ▲219 万 kW

国民各層の節電により、事前の想定よりも需要が 219 万 kW 減少した。表 1 4 に 2015 年度冬季の各電力会社における節電目標と需要減の実績を示す。全ての電力会社において、事前の想定と同等かそれ以上の節電となった。

【表 1 4 2015 年度冬季の節電目標と需要減の実績】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
最大需要の対2010年度比 (ピーク時) ( )は2010年度との気温差	▲13.0% (+5.4℃)	▲6.5%※2 (+0.5℃)	▲13.6% (▲1.2℃)	▲0.1% (▲0.2℃)	▲14.0% (+0.1℃)	▲1.8% (▲0.2℃)	+1.2% (+0.1℃)	▲7.5% (▲0.9℃)	▲1.6% (▲2.0℃)
<2015年度冬季> ①最大需要 (万kW) ②最大需要日 ③平均気温※1	① 504 ② 1/19 ③ -1.4℃	① 1,307 ② 1/25 ③ -1.0℃	① 4,450 ② 1/18 ③ 2.9℃	① 2,339 ② 1/25 ③ 0.1℃	① 2,291 ② 1/25 ③ 1.9℃	① 518 ② 1/19 ③ 0.7℃	① 1,087 ② 1/25 ③ -0.1℃	① 481 ② 1/19 ③ 4.6℃	① 1,508 ② 1/25 ③ 3.8℃
<2010年度冬季> ①最大需要 (万kW) ②最大需要日 ③平均気温※1	① 579 ② 1/12 ③ -6.8℃	① 1,470 ② 1/20 ③ -1.5℃	① 5,150 ② 2/14 ③ 4.1℃	① 2,342 ② 1/31 ③ 0.3℃	① 2,665 ② 2/14 ③ 1.8℃	① 528 ② 1/20 ③ 0.9℃	① 1,074 ② 1/31 ③ -0.2℃	① 520 ② 1/31 ③ 5.5℃	① 1,533 ② 1/31 ③ 5.8℃
定着節電の見直し (2015年10月の需給検証小 委員会想定)	▲5.9%	▲2.1%※2	▲7.8%	▲2.8%	▲3.8%	▲1.9%	▲1.3%	▲4.8%	▲2.8%
最大需要時における節電 影響実績	▲8.6%	▲2.9%※2	▲9.1%	▲3.2%	▲7.5%	▲3.2%	▲1.8%	▲6.0%	▲2.7%
(参考)需要減少の対2010年度比									
需要減少の対2010年度比 (期間平均※3) ( )は需要減少量	▲12.7% (▲68)	▲9.9% (▲132)	▲16.2% (▲760)	▲4.2% (▲99)	▲13.0% (▲298)	▲3.7% (▲17)	▲5.1% (▲49)	▲8.8% (▲41)	▲8.3% (▲112)

※1 東京電力は最大需要発生時間帯の気温、四国電力・九州電力は同日の最高気温

※2 2010年度最大需要から震災影響分(▲約70万kW)を除いた後の1,398万kWに帯する節電率

※3 12月1日(火)から2月29日(月)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について、2010年度冬季の需要の気温感応度を基に、2015年度冬季の各日の需要値を算出し、これと2015年度冬季の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを示す。

(2) 需要減のための取組等

①需要家別の需要減の状況

表 1 5 に各電力会社における「大企業」の需要減の実績(需要減の実績を気温補正することで気温影響を除いたもの。)を示す。各電力会社地域における産業構造や気象状況等によって、各需要家の節電の実績には差がみられるが、概ね国民各層において、事前に想定した節電努力がなされたものと考えられる。

2015 年度冬季の節電の実施内容として、北海道電力、関西電力及び九州電力分を抽出してみると、節電を実施した理由として、電力不安や国の広報を理由に挙げる需要家は少なく、節電の定着とコスト減が主な理由となってきた。大口、小口、家庭ともに、こまめな消灯やLEDへの切り替え等を実施しており、特に家庭では家電を長時間使用しない時はオフにする等の取組みが広く行われたことが窺える(図4)。

また、家庭を中心に節電を行っていないとの回答も相当あることから、今後は、節電をおこなっていないと回答した需要家に対して、その理由等をアンケートにすることとする。

変更あり

過去分が個社、発端ベースであり、エリアとの比較ができないことから記載しない。

【表 15 大口・小口・家庭別の需要減の実績】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
需要減少の 対2010年度比 (期間平均)	▲12.6% (▲68)	▲9.9% (▲132)	▲16.2% (▲760)	▲4.2% (▲99)	▲13.0% (▲298)	▲3.7% (▲17)	▲5.1% (▲49)	▲8.8% (▲41)	▲8.3% (▲112)
大口 需要家	▲12% (▲11)	▲11% (▲47)	▲21% (▲334)	▲2% (▲21)	▲16% (▲138)	▲4% (▲8)	▲6% (▲22)	▲11% (▲16)	▲16.0% (▲58)
小口 需要家	▲19% (▲36)	▲10% (▲48)	▲20% (▲294)	▲5% (▲41)	▲11% (▲76)	▲2% (▲3)	▲6% (▲16)	▲9% (▲11)	▲8.1% (▲34)
家庭	▲8% (▲21)	▲8% (▲37)	▲8% (▲132)	▲7% (▲37)	▲11% (▲84)	▲5% (▲6)	▲3% (▲11)	▲8% (▲14)	▲3.6% (▲20)

※( )は需要減少量(万kW)

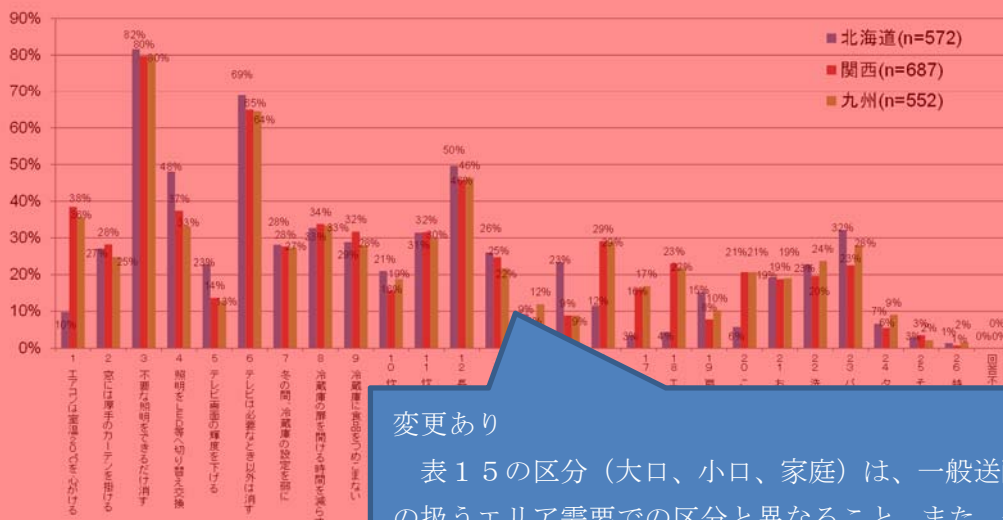
※12月1日(火)から2月29日(月)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度冬季の需要の気温感応度を基に今冬の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを、内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

【表 16 産業・業務・家庭別の需要減の実績 (参考)】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
産業	▲13% (▲16)	▲10% (▲52)	▲17% (▲224)	▲0% (▲5)	▲15% (▲118)	▲3% (▲7)	▲8% (▲27)	▲10% (▲15)	▲10% (▲34)
業務	▲19% (▲31)	▲12% (▲43)	▲23% (▲405)	▲11% (▲57)	▲12% (▲96)	▲4% (▲4)	▲4% (▲11)	▲10% (▲12)	▲13% (▲58)
家庭	▲8% (▲21)	▲8% (▲37)	▲8% (▲132)	▲7% (▲37)	▲11% (▲84)	▲5% (▲6)	▲3% (▲11)	▲8% (▲14)	▲4% (▲20)

※( )は需要減少量(万kW)

※12月1日(火)から2月29日(月)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度冬季の需要の気温感応度を基に今冬の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを、内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。



【図 4 実施した節電対策の実績】

②節電が電力量 (kWh) に与える影響

表 17 に 2015 年度冬季 (12 月～2 月実績) の節電電力量 (kWh) を示す。2015 年度冬季の電力量 (kWh) の減少分から、気温影響等及び経済影響等を除

変更あり  
表 15 の区分 (大口、小口、家庭) は、一般送配電の扱うエリア需要での区分と異なること、また、表 16 については、(産業、業務、家庭別) のエリア需要としての kWh 減実績算定手法が確立されていないこと等から記載しない。  
図 4 についてはアンケートを実施しないことから記載しない。



いた節電による電力量の減少率をさらに上回った。

2015年度冬季についても、記録される。

変更あり

過去分が旧一般電気事業者の個社データであり、エリアとの比較ができないため、記載しない。

【表17 2015年度冬季の節電電力量について】

(単位:億kWh)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
①2015年度節電電力量	▲7.2	▲6.8	▲74.7	▲14.6	▲28.6	▲1.3	▲2.5	▲4.0	▲8.2	▲147.9
2015年度節電率(①/③)	▲8.0%	▲3.0%	▲9.9%	▲4.3%	▲7.4%	▲1.6%	▲1.5%	▲5.3%	▲3.6%	▲6.3%
②2014年度節電電力量	▲6.2	▲5.5	▲66.4	▲12.0	▲24.6	▲1.3	▲2.0	▲3.1	▲7.8	▲128.9
2014年度節電率(②/③)	▲6.9%	▲2.4%	▲8.8%	▲3.6%	▲6.3%	▲1.6%	▲1.2%	▲4.1%	▲3.4%	▲5.5%
③2010年度電力量	90.1	225.0	752.6	336.8	387.8	79.9	164.6	75.9	230.2	2342.9

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

### ③需給調整契約

表18及び表19に2015年度冬季の計画調整契約及び随時調整契約の状況を示す。需要の離脱による契約の実績となった。

変更あり

需給調整契約の実績は個社の契約に係る情報であることから、記載しない。

【表18 計画調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①需給検証小委想定	4.9	12.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.9
②最大需要日の契約実績	5.1	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	16.0
差分(②-①)	+0.2	▲1.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	▲0.9

【表19 随時調整契約の状況】

単位(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
①需給検証小委想定	20.4	26.1	151.5	71.3	36.5	20.5	109.1	34.8	31.2	501.4
②今冬契約実績	20.3	26.1	151.5	71.3	41.7	20.5	109.1	39.8	31.0	511.3
差分(②-①)	▲0.1	0.0	0.0	0.0	+5.2	0.0	0.0	+5.0	▲0.2	+9.9

### (3) 北海道電力において行われた需給対策

冬季の需給の厳しい北海道電力管内では、2015年度冬季の事前の想定において、2月の予備率が+14.0%であり、過去最大の計画外停止である137万kWが発生した場合でも、北本連系線の活用を含めれば、予備率3%を確保できる見通しであった。そのため、北海道電力管内においても、他電力と同様に、数値目標を伴わない節電を要請した。

2015年度冬季において北海道電力管内で取り組まれた需給対策について表20に概要を示す。

【表20 北海道電力における需給対策の概要】

#### ①万が一の需給ひっ迫時への対策

契約種別	内容	昨冬実績	今冬実績
通告調整契約 (随時調整契約)	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制する契約。	約270口 約13万kW	約270口 約15万kW
瞬時調整契約 (随時調整契約)	需給ひっ迫時、当社からの要請により、電気の使用を抑制、または中止する契約。	9口 約4万kW	11口 約5万kW
アグリゲータ 事業者の活用	中小ビル・工場等の省エネを管理・支援する事業者(アグリゲータ事業者)にご協力いただき電力需要の削減を図る。公募により2社と委託契約。	5社 約0.1万kW	2社 約0.01万kW
緊急時節電要請 スキーム	速やかな需要抑制が必要な場合、更なる節電(節電の深堀り)にご協力いただくスキーム。チェーン店等、緊急時にまとまった需要を抑制いただけるお客さまが対象。	約4,700口	約2,100口
ネガワット入札	あらかじめ登録いただいたお客さまを対象に、需給ひっ迫のおそれがある場合に、当社が電気の使用の抑制を募集し、入札により落札されたお客さまに電気の使用を抑制いただく契約。	142口	14口

#### ②計画調整契約

契約種別	内容	昨冬実績	今冬実績
操業調整契約	あらかじめ日時を決めて、電気の使用を抑制する契約。	約70口 約5万kW	約50口 約5万kW
休日調整契約 長期休日調整契約	平日の操業を休日に振り替えたり、長期休日を設定したりすることにより、電気の使用を抑制する契約。	2口 約0.2万kW	2口 約0.3万kW

#### ③深夜対策等に向けた取り組み

方策	内容	昨冬実績	今冬実績
自家発の焚き増し	自家発の焚き増しにより、夜間時間における電気の使用を抑制。	約17万kW	約11万kW
需要抑制事業 プラン	デマンド監視装置を設置している顧客に対し、需要抑制をおこなうプランをご応募いただいた1社と委託契約を締結。	3社 約0.3万kW	1社 約0.01万kW

## 2. 2016 年度夏季の供給力の想定

2016 年度夏季の供給力の事前の想定に当たっては、各電源について、供給力として確実に見込めるかどうかを十分に精査しつつ、可能な限り、供給力を積み増すこととする。以下、電源毎に供給力の見込みを示す。

### (1) 原子力発電 ～2016 年度夏季（8 月）は 2015 年度夏季実績（最大需要日の供給力（実績）。以下同じ。）から+178 万 kW

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

### (2) 火力発電 ～2016 年度夏季（8 月）は 2015 年度夏季実績から+125 万 kW（2015 年度夏季（8 月）見通しから▲549 万 kW）

#### ①火力発電の定期検査

火力発電で稼働可能なものは、稼働させ、最大限供給力として見込む。

火力発電は電気事業法に基づき、原則としてボイラーは 2 年毎、タービンは 4 年毎に定期検査を実施する必要がある。前回定期検査の終了から 2 年以上を経過した火力発電は 113 箇所（全火力発電の 4 割程度）、前回定期検査の終了から 4 年以上を経過したものは 0 機であった。

そのため、保安の観点から定期検査をする必要のあるものを見極めて定期検査を行うこととし、その他は稼働させ、供給力として見込むこととする。

表 2 1 に 2016 年度夏季に定期検査等が必要であると評価したもの（9 社 50 機（2015 夏季は 9 社 42 機））を示す。

#### 見通し共通

前年度は旧一般電気事業者分のみのデータであり、比較の対象とならないことから、前年度分のデータは記載しない。



【表 2-1 2016 年度夏季に定期検査等を行う必要のある火力発電設備】

電力会社名	発電所	出力	種別	期間	定期検査の時期及び定期検査・補修等の延期が困難な理由
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のため。
	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、取替が必要のため。
	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、取替が必要のため。
	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、取替が必要のため。
	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のため。
東北電力	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、取替が必要のため。
	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・補修が必要のため。
	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・補修が必要のため。
	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・補修が必要のため。
東京電力	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・補修が必要のため。
	東新潟港1号機	35万kW	LNG	8/16~H29/1	ボイラー等の点検・補修が必要のため。
	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・補修が必要のため。
	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・補修が必要のため。
	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・補修が必要のため。
	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・補修が必要のため。
	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・補修が必要のため。
	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・補修が必要のため。
中部電力	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・補修が必要のため。
	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・補修等が必要のため。
	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・補修等が必要のため。
	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のため。
	川越3号2軸	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のため。
	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のため。
	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のため。
	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のため。
	碧南2号機	70万kW	石炭	3/29~7/16	ボイラ蒸気管修理等が必要のため。
関西電力	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のため。
	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のため。
	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のため。
	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のため。
北陸電力	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のため。
	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のため。
	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のため。
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のため。
	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のため。
	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のため。
	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のため。
四国電力	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のため。
	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のため。
九州電力	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のため。
	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のため。
	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のため。
九州電力	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のため。
	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のため。

変更あり

供給力は定期検査等を反映していること、また、ある程度以上の規模の電源停止は JEPX サイトでも確認可能であることを踏まえ記載しない。

## ②長期停止火力発電

東日本大震災以降、これまで長期停止火力発電設備<sup>1</sup>の再稼働（6社14機。うち2016年度夏季の稼働は5社5機）が行われ、供給力として計上してきた（表22）。一方で、被災から復旧した火力や長期停止していた火力の再稼働を行ったが、設備の劣化が著しいため、再び長期停止となった火力発電設備（2社9機）もある（表23）。これらの、再び長期停止に入った火力発電を含めた長期停止火力発電設備については、主要設備の腐食、肉厚薄化が進んでいるケースや既に設備、部品が撤去されているケースもあり、材料手配、部品調達、補修工事等により、すぐには再稼働できないため、2016年度夏季の供給力として見込まない（表24）。

【表22 2016年度夏季に稼働している長期停止から再稼働した火力発電設備】

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		

【表23 設備の劣化が著しいため長期停止となる火力発電設備】

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	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	被災から復旧した火力。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。リプレイスに伴い2016年3月31日に廃止。
	合計	365万kW			

変更あり

供給力は反映しており、個社情報であることを踏まえ記載しない

<sup>1</sup> 運転年数が相当程度経過し、設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、廃止を見据えて、数年単位で行う計画停止しているもの。



【表 2 4 2016 年度夏季に再稼働できない長期停止火力発電設備】

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	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が及び、老朽化した監視・制御装置の取替が必要。
合計		463万kW				

③主な発電所の新設及び廃止等について

表 2 5 に、2015 年度の夏季見通しで、新設等により 2016 年度夏季にさらなる火力発電及び原子力発電を、表 2 6 に示す。

変更あり

供給力は反映しており、個社情報であることであることを踏まえ記載しない。

し  
主  
く

【表 2 5 2016 年度夏季に新設等で供給力として見込める発電所】

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に営業運転開始予定。
	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	リプレース、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					419.3万kW	

【表 2 6 2016 年度夏季に供給力として見込めなくなった発電所】

分類	電力会社名	号機	発電区分	運転開始からの年数 <sup>※</sup>	定格出力	備考
廃止	東北電力	新仙台1号	石油	45年	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	44年	35.0万kW	リプレースに伴いH27.8に廃止済み。
長期停止	東京電力	五井1～6号	LNG	48～53年	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	43～45年	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	48年、52年	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	36年	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	43年	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	47年	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	53年	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	

※平成28年4月1日時点



【表 29 吸気冷却装置の導入による増出力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
吸気冷却装置	-	4.3万kW	11.2万kW	6.4万kW	10.8万kW	-	3.4万kW	1.0万kW	3.3万kW	40.4万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

⑥緊急設置電源の設置につ  
東日本大震災以降、東北  
きたが、新設の火力発電設  
る。2016年度夏季は、前年

変更あり

供給力は反映しており、個別の機器の性能に係る情報  
であることから記載しない。

【表 30 2016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

(参考)2015年度夏季における緊急設置電源の活用見込み

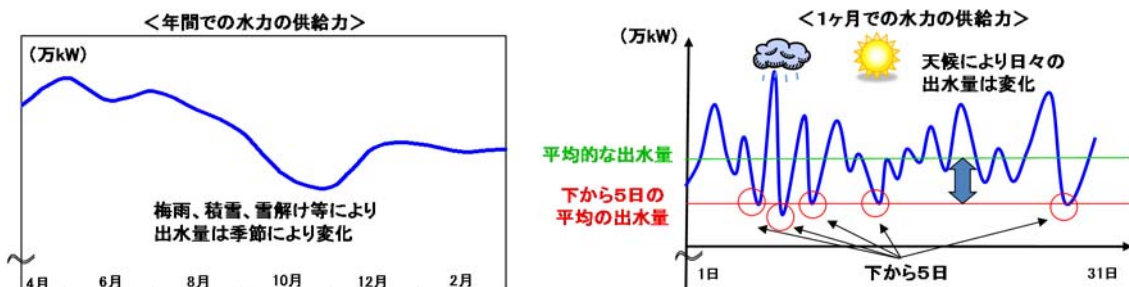
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	57万kW	-	-	5万kW	-	-	-	0.4万kW	77万kW

(3) 水力発電 ～2016年度夏季(8月)は2015年度夏季実績から+4万kW  
(2015年度夏季(8月)見通しから+14万kW)

水力発電には、主として自流式と貯水池式があり、その合計値を供給力として  
いる。

貯水池式水力発電の供給力については、補修停止等を見込んだ発電可能量を  
評価する。自流式水力発電の供給力については、降雨等によって出水量が日々  
変化するため、従来、月毎(7月～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してきた。

第1章に記したとおり、広域的な電力融通が行われることを前提として、従  
来の評価方法は適切であったと評価されるので、2016年度夏季においても、同  
様の評価方法を採用し、水力発電の供給力を見込むこととする(表31)。



【図 5 水力発電の供給力の計上方法】



【表 3 1 2016 年度夏季の水力発電の供給力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	(万kW) 合計
供給力見込み	64 (40)	156 (140)	266 (120)	136 (121)	264 (185)	137 (44)	47 (47)	59 (37)	104 (69)	1,232 (806)
(参考)2015年度夏季の見通し及び実績 ※0内は自流水力の値										
	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)

なお、水力発電については、供給力として見込む必要のあるものを、

変更あり

供給計画の値を活用するが、発電接続エリアの値となる（供給エリアではない）ことから、全国計を記載する。

表 3 2 に 2016 年度夏季の水力発電設備のうち、定期検査等を行う必要のあるもの（昨夏は 6 社 17 機）を示す。

【表 3 2 2016 年度夏季に定期検査等を行う必要のある水力発電設備】

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。
関西電力	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。
	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。
利賀川第一	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が必要であるため。
	利賀川第一2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が必要であるため。
	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。
北陸電力	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	黒川第一	2.72	水力	4/14～未定	熊本地震に伴う設備被害による停止
	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等が必要なため。

(4) 揚水発電 ～2016 年度夏季 (8 月) 見込み (万 kW) (2015 年度夏季 (8 月) 見通し)

変更あり

火力の定検等と同じく、記載しない。

揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げによる供給力によって供給力が変化する。2016 年度夏季は、一部の電力会社において補修停止があること等から、9 社合計の最大供給力は 2015 年度実績から 161 万 kW 減少する見込み。

表 3 3 に 2016 年度夏季の揚水発電の見込みを示す。

【表 3 3 2016 年度夏季の揚水発電の供給力見込み】

	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	367	・奥多々良木1～3号機(計81万kW)が補修停止等。	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	2,747	2,061		2,222

(5) 再生可能エネルギー(太陽光、地熱、風力) ～2016 年度夏季(8月)  
は 2015 年度夏季実績から▲653 万 kW(2015 年度夏季(8月)見通しから+226 万 kW)

①太陽光発電 ～2016 年度夏季(8月)は 2015 年度夏季実績から▲357 万 kW  
(2015 年度夏季(8月)見通しから+227 万 kW)

太陽光発電所は天候によって供給力が大きく変化するが、夏季は気温が上昇し需要が高まる日中に大きな出力が発生する傾向となる。そのため、ピーク需要の発生時間帯を適切に予測しつつ、当該時間帯に確実に見込める供給力を評価することとし、夏季の需要の大きい上位3日における太陽光出力を過去20年分集計し、このうち、下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として評価することとする。

表 3 4 に 2016 年度夏季の太陽光発電の見込みを示す。



【表34 2016年度夏季の太陽光発電の供給力見込み】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	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。

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
(参考)2015年度夏季の見通し及び実績		(万kW)									
供給力見通し(万kW)		0.0	25.9	122.7	105.1	82.1	13.9	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	13.9	108	39.9	152.3	1093.2

②風力発電 ~2016年度夏季(8月)は2015年度夏季実績から▲17万kW(2015年度夏季(8月)見通しから+1万kW)

風力発電は、電力需要のピーク時に発電力と同様に、各月の風力発電量が把握可能な期間(過去5年)を供給力として評価することによって、データが蓄積が少ない(過去5年)という懸念もあり、将来の供給力の予測精度を上げていくことと、予測手法の高度化に努めることとする。

変更なし

一部項目(設備量)については、供給計画から正しく読み取ることができないため、記載しない。

表35に2016年度夏季の風力発電の供給力見込みを示す。

【表35 2016年度夏季の風力発電の供給力見込み】

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	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
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
内訳	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	-

		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9社計
(参考)2015年度夏季の見通し試算及び実績		(万kW)									
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) 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  
 変更あり  
 参考であり、今回は対応なし

一年分のデータが追加されていること  
 想定手法で算出した場合の太陽光及び風力の合

【表36 2016年度夏季の太陽光及び風力の合成供給力見込み】 (参考)

(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)	—

③地熱発電 ~2016年度夏季(8月)は2015年度夏季実績から+1万kW(2015年度夏季(8月)見通しから▲1万kW)

地熱発電は、昨年度並みの供給力を見込む。表37に2016年度夏季の地熱発電の供給力見込みを示す。

【表37 2016年度夏季の地熱発電の供給力見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	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

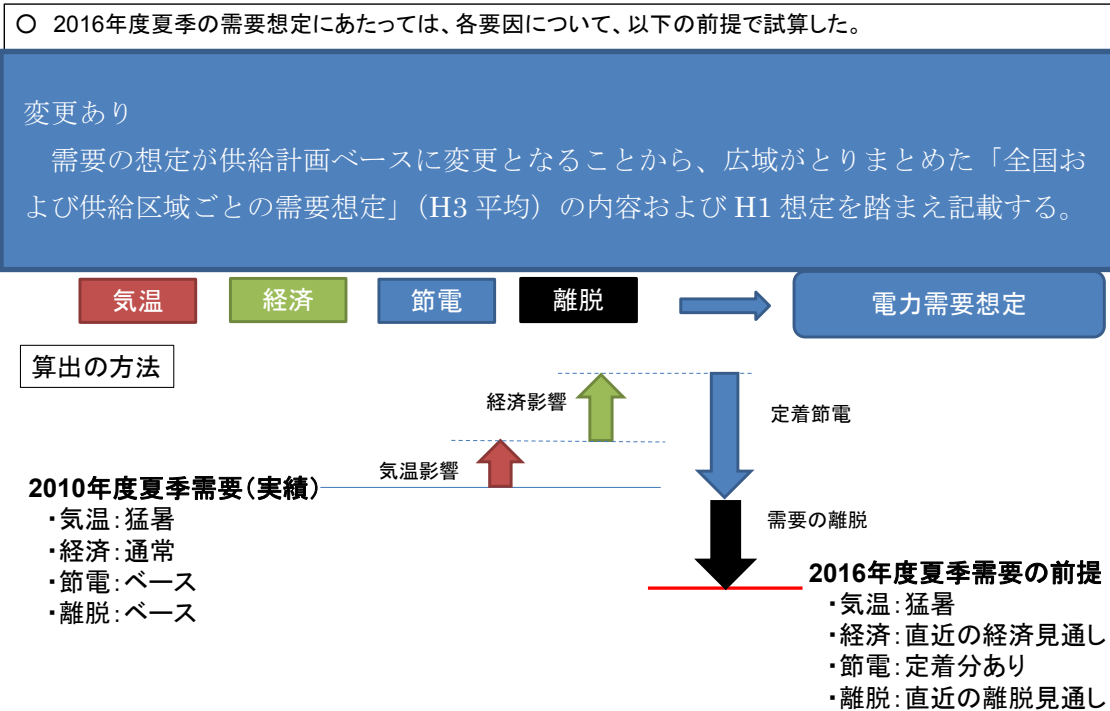
## (6) 電力融通

今夏の需給見通しにおいて、現時点では各社間の融通を見込んでいない。

変更あり  
 個別事業者の取引であり記載しない。

### 3. 2016 年度夏季の需要の想定

2016 年度夏季の需要想定に当たっては、電力需要の変動要因である気温影響、経済影響、節電影響、離脱影響について、どの程度見込むかを検証した（図 6）。以下、変動要因毎に検証結果を記す。



【図 6 2016 年度夏季の需要想定について】

#### (1) 気温影響等<sup>※</sup> ～2010 年度夏季から気温影響等+169 万 kW

※気温影響に H3 実績を H1 実績（推計）に割り戻した際に生じた差分を加えた合計を「気温影響等」とした。

2016 年度夏季において気温が高くなるリスクを考慮し、過去 10 年の中で最も

変更あり

需要の想定が供給計画ベースに変更となることから、広域がとりまとめた「全国および供給区域ごとの需要想定」（H3 平均）の内容抜粋および H1 想定に関する若干の記述となる。

#### (2) 経済影響 ～2010 年度夏季から経済影響+62 万 kW

2016 年度夏季の経済影響については、直近の経済見通しとして GDP 及び IIP

直近の経済見通しを反映し、各電力会社における見込み等に基づき、最新の

変更あり

需要の想定が供給計画ベースに変更となることから、広域がとりまとめた「全国および供給区域ごとの需要想定」（H3 平均）の内容および H1 想定を踏まえ記載する。また、表 3 8 も記載しない。

年度見通しからは 38 万 kW の減少を見込む。)

【表 3 8 2016 年度夏季の経済影響】

	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

(3) 離脱影響 ~2010 年度夏季から離脱影響▲1,055 万 kW

東日本大震災後、新電力への需要の離脱の増加が続き、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。表 3 9 に各電力会社における 2016 年度夏季の離脱影響を示す。

本年 4 月 1 日から、電力小売全面自由化に伴い、電力小売事業者間のクロスランスを含めた広域的な評価(広域的運営推進機関)において、離脱影響はなし。  
 なお、今夏においては確認可能なデータに基づき一定の離脱影響を見込む。

【表 3 9 2016 年度夏季の離脱影響】

	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

(4) 節電影響 ~2010 年度冬季から▲1,612 万 kW

① 節電影響の算出

定着節電については、従来と同様に、2015 年度夏季の各電力会社における節電実績を基に、需要の想定が供給計画ベースに変更となることから、広域がとりまとめた「全国および供給区域ごとの需要想定」(H3 平均)の内容および H1 想定を踏まえ記載する。

回答した回答者であって、「2016 年度夏季も 2015 年度夏季と同等の節電を継続する」と回答した回答者の割合を、節電の継続率とし、これに 2015 年度夏季の節電実績を乗じて、2016 年度夏季に見込む定着節電を算出した。

表 4 0 に以上の方法によって算出された各電力会社における定着節電を示す。節電影響による需要減は、9 社合計では、2010 年度比で▲1,612 万 kW を見込むこととする。

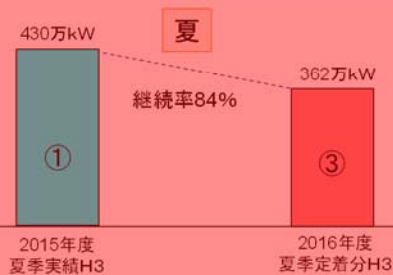


- 2015年度夏季の節電実績を踏まえ、直近に実施したアンケート調査※1により「定着節電見込み」を算出。
- 具体的には、2016年度夏季の節電継続意向に関するアンケート調査より、用途別（大口、小口、家庭）に2016年度夏季の節電継続率②※2を算出。
- 2015年度夏季の節電実績①に2016年度夏季の節電継続率②を乗じて、2016年度夏季の定着節電見込み③を算出。

※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ii × iii)	82%	85%	87%	84%
ii)2016年度夏季、節電を継続する	93%		94%	—

変更あり  
 供給計画ベースの想定のためアンケートを実施しないことから、記載しない。

【図7 定着節電】

【表40 2016年度夏季の節電影響】

○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

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。

変更あり  
 供給計画ベースの想定となったことから、2010年度基準の節電影響は記載しない。

②需給調整契約

節電影響の内数として、計画調整契約の節電見込みを計画的に振り替える(すなわち、需給調整契約による節電見込みを計画調整契約の節電見込みと見做す)。

表41に2016年度夏季の各電力会社における需給調整契約の見込みを示す。なお、随時調整契約については、需給のひっ迫時のみ発動する契約のため、需要想定には、あらかじめ織り込まない。

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している。

【表 4 1 2016 年度夏季の需給調整契約見込み】

○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、電気料金が割引かれる。事前割引のないものも存在。

変更あり

個社の契約に係る情報であることから、記載しない。

抜粋ここまで