

電力需給検証小委員会 報告書

平成 28 年 4 月

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会

電力需給検証小委員会

目 次

はじめに	- 1 -
第 1 章 2015 年度冬季の電力需給の結果分析	- 3 -
1. 各電力会社における電力需給の状況	- 3 -
2. 供 給	- 4 -
3. 需 要 ～事前の想定から▲774 万 kW	- 10 -
4. 2015 年度冬季の電力需給の結果分析の総括	- 16 -
第 2 章 2016 年度夏季の電力需給の見通し	- 18 -
1. 基本的な考え方	- 18 -
2. 2016 年度夏季の供給力の想定	- 20 -
3. 2016 年度夏季の需要の想定	- 30 -
4. 電力需給バランスの検証	- 34 -
第 3 章 電力コストや温室効果ガス排出への影響等について	- 39 -
1. 火力発電設備の稼働増に伴う課題について	- 39 -
2. 諸課題に関する取組について	- 42 -
3. 平成 28 年（2016 年）熊本地震の教訓	- 45 -
おわりに ～政府への要請～	- 46 -

はじめに

昨年10月、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会電力需給検証小委員会（以下、本小委員会）でとりまとめた2015年度冬季の電力需給見通しは、厳寒となるリスクを織り込んだ上で、国民各層の節電取組が継続されれば、火力発電の最大限の活用等を前提に、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であった。

2015年度冬季は、1月下旬の大寒波により日本海側や九州北部、中国地方で大雪となったが、多くの電力会社においては電力需要のピーク発生日における気温は事前の想定よりも高めであった。特に冬季の需給が厳しい北海道においては、最大需要が発生した1月でも平年比+0.1℃と気温が高く、また、月降雪量も平年比-75cmであったこともあり、想定需要を下回った。また、計画外停止による電源脱落が昨冬より増加したが、ピーク需要発生日ではなかったことにより、需給ひっ迫には至らなかった。また、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が着実に実施されたこと、需要の離脱が増加したこと等から、結果的に、2015年度冬季において、電力の安定供給に必要な予備力は確保された。

また、昨年8月には九州電力川内原発1号機、10月には2号機が再起動し、供給力の積み増しがあった。これにより西日本では電力需給に一定の改善があったが、日本全体では、東日本大震災以降、原子力発電が長期間稼働停止する中、火力発電への依存度は依然高く、震災前には長期停止していた火力発電所の再稼働、緊急設置電源の継続運転、本来行うべき法定の定期検査の繰り延べ等により、電力の安定供給に対する潜在的なリスクが高まっているという状況が続いている。

本小委員会においては、電力需給の検証の客観性、透明性を確保する観点から、データや分析手法を明らかにしつつ、第三者の専門家が公開の場で検証を行うことを基本理念としている。

電力需給の検証に当たっては、電力需給を保守的に見込むこととし、東日本大震災後に政府において行われた需給検証の手法を踏まえつつ、その精度を向上させるため、必要な検討を行った上で、新たな手法も取り入れることとしている。

本小委員会では、2015年度冬季の節電期間の終了後に、速やかに、2015年度冬季の電力需給実績及び2016年度夏季の電力需給見通しの検証に着手し、短期集中的に議論を行った。この報告書は、その結果をとりまとめたものである。

2016年度夏季の電力需給見通しのポイントは、以下のとおりである。

1. 本年4月1日に電力小売参入の全面自由化が実施されたことに伴い、電気事業者の類型が見直された。今後の電力需給は、新たに参入した小売電気事業者（4月1日時点で276社）も含めた広域的なバランスの評価を行う必要がある。
2. 今年度においては、供給計画の届出は4月末以降順次届け出ることとなっているため、今回の委員会においては、従来どおり旧一般電気事業者の需給のみで検証を行うこととした。一方で、全ての電気事業者から届け出られる供給計画を受け、電力広域的運営推進機関において広域的な需給バランスの評価を取りまとめることとなっている。
3. 2016年度夏季の電力需給見通しは、過去10年間で最も猛暑だった年（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、それ以外の電力管内は2010年度）と同等となるリスクを織り込んだ上で、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。（8月では、9電力9.1%、東日本3社8.7%、中西日本6社9.4%の予備率を確保。）
4. 九州電力においては、川内原発1号機、2号機の再稼働があり、需給状況は大幅に改善された。
5. ただし、震災後の原子力発電の稼働停止に伴い、火力発電への依存度は依然高く、燃料コストの増加、温室効果ガスの排出増加、安定供給上のリスク増大が生じており、原発の再稼働は供給力の増加だけでなく、こうした問題の緩和にも繋がるものである。また、太陽光発電等の再生可能エネルギーも、今後は大きな柱となりうる。
6. また、政府においては、引き続き、燃料コスト抑制やエネルギー源の多様化、燃料調達源の多角化、合理的な節電や省エネ、温暖化に対する対策などを促す必要がある。

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。

急激な気温の低下に伴い、最大需要発生時間が日中となったことなどから、中国電力の最大需要は本年10月に本小委員会が示した見通し（以下「事前の想定」という。）を上回ったが、その他の電力会社における最大需要は事前の想定を下回り、結果として、各社とも電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保し、需給ひっ迫に至ることはなかった。

【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) ^{※1}	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率	最大需要(見通し ^{※3}) (万kW)	供給力(見通し ^{※3}) (万kW)	予備率(見通し ^{※3})
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 ^{※4}	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らざ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

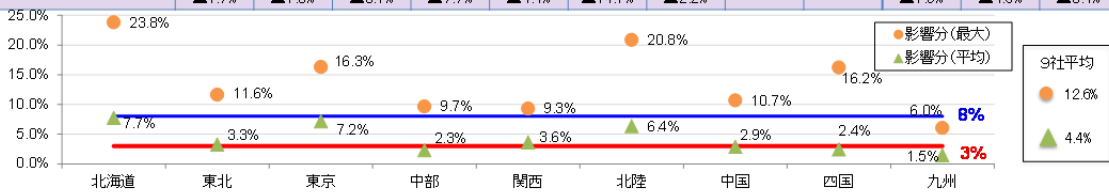
(1) 火力発電 ～事前の想定から▲763万kW

2015年度冬季の最大需要日における火力発電の供給力（実績）の9社合計は、12,647万kWであり、事前の想定である13,410万kWを763万kW下回った。（内、計画外停止による低下は495万kW）

2015年度冬季の計画外停止の状況を表3に示す。各電力会社は、2015年度冬季も引き続き、火力発電の巡回点検の回数を増やすとともに、設備のわずかな異常兆候の早期発見及び休日を利用した24時間体制での早期復旧等を実施した。また、需要の低い休日に早期補修を実施する等、効率的な補修の実行により、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】

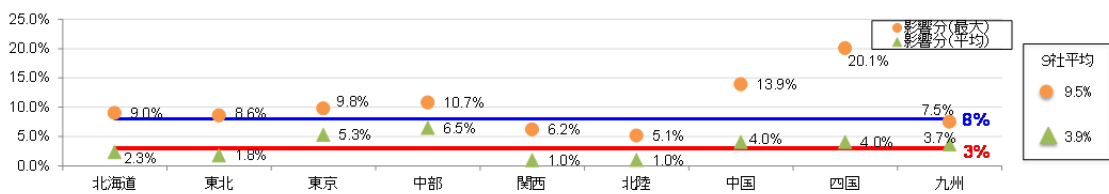
(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①12～2月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分	120	152	726	226	213	108	117	78	91	998	833	1,831
①の発生日	(2/6(土))	(12/26(土)～28(月))	(12/19(土))	(1/22(金))	(12/30(水))	(1/9(土))	(12/12(土))	(12/26(土)～29(火))	(12/27(日))	[838](12/19)	[436](12/12)	[861](12/12)
【主な計画外停止発電所】 ※()は定格出力。	苫東厚東火力4号(70)	原町火力2号(100)	常陸那珂火力2号(100)	碧南火力1～3号(210)	御坊火力2号(60)	敦賀火力2号(70)	下松火力3号(70)	阿南火力3号(46)	電産松浦火力2号(38)			※口は同日の最大
	知内火力2号(35)	秋田火力2号(35)	鹿島火力6号(100)	尾鷲三田火力3号(60)	赤穂火力1号(60)	富山火力4号(25)	電産松島火力1号(23)		新大分火力3-2軸(34)			
	伊達火力2号(35)		広野火力5号(60)	知多火力5号(85)					新大分火力3-3軸(24)			
②12～2月の計画外停止分の平均	39	43	320	53	83	33	31	12	22	401	225	626
③最大需要日の計画外停止実績	9	17	138	180	100	73	24	0	0	119	376	495
今冬の最大需要	504	1,307	4,450	2,339	2,291	518	1,087	481	1,508	6,261	8,224	14,485
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲23.8%	▲11.6%	▲16.3%	▲9.7%	▲9.3%	▲20.8%	▲10.7%	▲16.2%	▲6.0%	▲15.9%	▲9.8%	▲12.6%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲7.7%	▲3.3%	▲7.2%	▲2.3%	▲3.6%	▲6.4%	▲2.9%	▲2.4%	▲1.5%	▲6.4%	▲2.7%	▲4.4%
④が予備率に与える影響	▲1.7%	▲1.3%	▲3.1%	▲7.7%	▲4.4%	▲14.1%	▲2.2%	-	-	▲1.9%	▲4.6%	▲3.4%



【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4 2014年度冬季の計画外停止の状況】

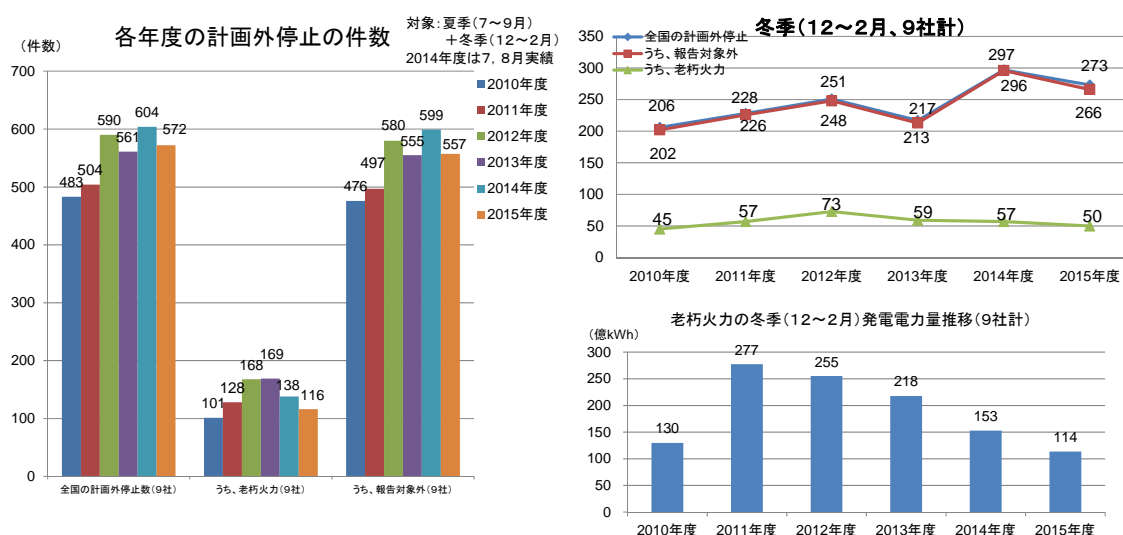
(単位:万kW)	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	東3社	中西6社	9電力
①12～2月で計画外停止による供給力低下が最大となった日の停止分	48	120	457	251	154	27	147	101	110	625	790	1,415
①の発生日	(12/20)	(1/10,11)	(1/4)	(2/22)	(2/27)	(1/7)	(12/2)	(1/1)	(1/31～2/2)	[543](1/4)	[507](2/27)	[915](12/20)
【主な計画外停止発電所】 ※()は定格出力。	伊達火力2号(35)	能代火力1号(60)	鹿島火力6号(100)	渥美火力4号(70)	樺二火力1号(48)	福井火力三國1号(25)	三國火力1号(100)	阿南火力3号(46)	川内火力2号(60)			※口は同日の最大
		東新潟火力1号(60)	広野火力2号(60)	碧南火力2号(70)	樺二火力3号(48)	水力合計(2.3)	水島火力1号(28)	阿南火力4号(46)	苅田火力新2号(38)			
計画が停止となった火力の機数(他社受電含む)、0内は、その内予断停止の機数	2(1)	2(1)	5(1)	5(1)	4(1)	1(0)	1(0)	2(2)	2(0)	9(3)	15(4)	24(7)
トラブルに起因する出力削減を行った火力の機数(他社受電含む)	2	0	9	1	1	0	6	1	1	11	10	21
②12～2月の計画外停止分の平均	13	25	248	150	24	5	43	20	54	285	296	581
③最大需要日の計画外停止実績	10	0	93	205	0	2	22	33	25	103	287	390
今冬の最大需要	534	1,396	4,667	2,324	2,484	526	1,058	503	1,466	6,597	8,361	14,958
仮に最大需要日に①が発生した時の予備率への影響	▲9.0%	▲8.6%	▲9.8%	▲10.7%	▲6.2%	▲5.1%	▲13.9%	▲20.1%	▲7.5%	▲9.5%	▲9.4%	▲9.5%
仮に最大需要日に②が発生した時の予備率への影響	▲2.3%	▲1.8%	▲5.3%	▲6.5%	▲1.0%	▲1.0%	▲4.0%	▲4.0%	▲3.7%	▲4.3%	▲3.5%	▲3.9%
④が予備率に与える影響	▲1.9%	-	▲2.0%	▲8.8%	-	▲0.4%	▲2.1%	▲6.6%	▲1.7%	▲1.6%	▲3.4%	▲2.6%



【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】

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。

なお、今冬については運転開始から40年以上が経過した老朽火力発電の稼働が減少しており、これに伴って老朽火力発電所の計画外停止も減少していると考えられる。



注1) 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止。
 注2) 報告対象：電気事業法電気関係報告規則に基づき、感電等による死傷事故やボイラータービン等、主要電気工作物の破損事故は産業保安監督部への報告対象。電気集塵機の性能低下、異音発生等に伴う、計画外停止は産業保安監督部への報告対象外。
 注3) 老朽火力：2012年に運転開始から40年を経過した火力。

【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ヶ月間のうち下位5日の平均の出水量を過去30年間の平均値等で評価している。また、貯水池式水力等については、補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として評価している。地域によっては実績が事前の想定を下回ったが、供給力の9社合計は、これをやや上回っており、広域での電力融通が適切に行われることを前提として、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需給検証小委想定 (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(①についてはL5で供給力を評価)。

※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。

【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。	—

※9電力の最大需要発生日における値を合計

2015年冬季の電力需要について、事前の想定と実績の各社毎の差分分析を表10に示す。

【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

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℃
定着節電の見通し (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。

(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「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」の需要減の実績(需要減の実績を気温補正することで気温影響を除いたもの。)を示す。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ている。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。

【表 1 5 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)

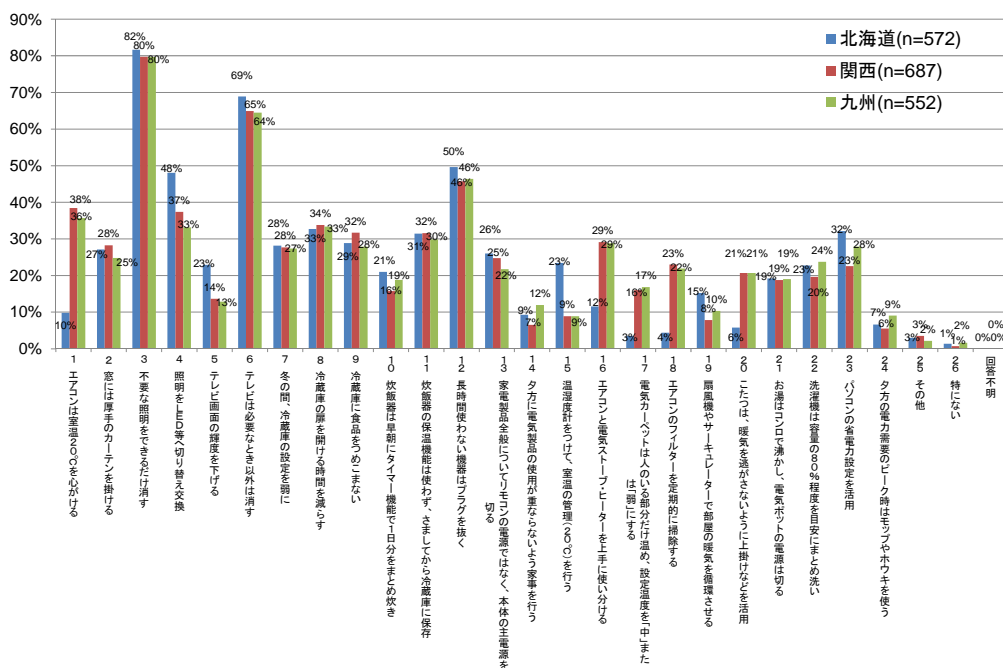
※12月1日(火)から2月29日(月)まで(土日祝日、その他異常値を除く)の期間について2010年度冬季の需要の気温感応度を基に今冬の各日の需要値(理論値)を算出し、これと今冬の各日の需要実績との差を比較・平均等したものを。内訳はサンプルデータや契約電力等から推計。

【表 1 6 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 実施した節電内容(2015年度冬季・家庭部門)】

②節電が電力量(kWh)に与える影響

表 1 7 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

いた節電による電力量の減少率は全国で▲6.3%であり、2014 年度冬季▲5.5%をさらに上回った。

2015 年度冬季についても、節電が電力使用量の削減に相当貢献したと考えられる。

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

③需給調整契約

表 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廃止等の減少があったが、概ね事前の想定どおりの実績となった。

【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

4. 2015年度冬季の電力需給の結果分析の総括

以上、事前の想定と実績との差等について検証を行ったが、需給両面から総括して、ポイントを以下に記す。

(1) 供給面

- 火力発電については、原発の停止に伴い、震災後のフル稼働が続いている影響から、計画外停止による供給力低下は引き続き無視できない水準となっている。現状では電力各社による補修点検等により、需給ひっ迫につながる大規模なトラブルは避けられている状況ではあるが、引き続き、各電力会社において点検や補修に万全を尽くす必要がある。特に、今冬の北海道では、震災後、最も停止件数が多かったが、今冬は暖冬・少雪等の影響で需給ひっ迫は発生しなかった。今後も大規模な発電所や北本連系線のトラブルに最大需要発生日が重なった場合、電力需給に大きな影響を与えるリスクがある。特に冬季の北海道において、万が一にも、大規模な停電が発生した際には、国民の生命、安全を脅かす恐れがあることも念頭において、引き続き需給対策に万全を期す必要がある。
- 水力発電については、地域によっては実績が事前の想定を下回ったが、供給力の9社合計は、ほぼ事前の想定通りとなった。広域での電力融通が適切に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。
- 太陽光発電については、設備量の大幅な拡大はあったが、中部、北陸電力を除いて冬季のピーク発生時間は夕方を想定しており、供給力として計上できない見通しとしていた。実際に太陽光の出力が出る日中にピーク需要が発生した電力会社においては、実績が事前の想定を大幅に上回った。
- 風力発電については、ピーク需要発生時に供給力がゼロとなるケースがあることも考慮し、確実に供給力に計上できる分として保守的な想定を行っているところであるが、最大需要日の供給力の実績が事前の想定を下回る地域はなかったが、確実な供給力を計上するという趣旨に鑑み、現時点までの実績からは、本委員会における想定手法は適切であったと評価される。

(2) 需要面

- 2015年度冬季は、中国電力において、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、事前の需要想定を超える最大需要となった。その他の電力会社においては最大需要実績が事前の想定を下回った。
- 産業の活性化等による需要の伸びはあったものの、GDP・IIPの伸び率の下方修正や需要の離脱の拡大等により、事前の想定から減少した。
- 2015年度冬季は、全ての電力管内で数値目標を伴わない一般的な節電要請を行ったところ、全電力管内で、事前の想定と概ね同等かそれ以上の節電実績

となった。

第2章 2016年度夏季の電力需給の見通し

1. 基本的な考え方

2016年度夏季の電力需給見通しの検証に当たっての基本的な考え方を以下に記す。

(1) 概要

本年4月1日に電力全面自由化が実施されたことに伴い、電気事業者の類型が見直され、小売電気事業者の新規参入が増加している。

新規参入事業者も含めた電力需要に対する供給力は、最終的にいずれかの発電所の発電能力であり、事業者から届け出られる供給計画（電事法第29条）が揃えば確認ができる仕組みとなっている。

今後の電力需給は、この供給計画に基づき、新規参入事業者も含めた広域的なバランス評価を行う必要があるが、今年度の供給計画は4月末以降順次届け出られることから、現時点では十分な情報が集まらないため、今回は従来どおり、旧一般電気事業者の小売需給のみで検証を行うこととする。

他方で新規参入事業者分の需要（旧一般電気事業者からみた需要の離脱）に対応した供給力は、極めて保守的な評価ではあるが、

①各旧一般電気事業者が見込んだ他社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、需要の離脱を上回っているか否か、確認することとする。

なお、供給計画は、広域的な需給バランス評価として広域機関において取りまとめることとなっている。

(2) 供給面

各電源について、2016年度夏季に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、供給力を積み上げる。その際、各電力会社間の電力融通も加味する。

原子力発電については、既に稼働しているものを除き、供給力として計上しないことを前提とする。

(3) 需要面

気温が高くなるリスクを想定し、2010年度夏季並みの猛暑の需要を想定する（ただし、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する）。

これに直近の経済見通し、節電の定着状況等を反映して、2016年度夏季の需

要想定とする。

(4) 電力需給バランスの検証

以上により想定された各電力会社の電力需給バランスについて、9 電力会社全体、東日本の 3 電力会社全体、中部及び西日本の 6 電力会社全体といった広域的な視点を含め、安定供給が可能であるかを検証する。

沖縄電力については、他電力会社のように原子力発電の稼働停止により供給力が大幅に不足するような状況にないこと、他電力管内と連系設備で連系されていないことを踏まえ、沖縄電力単体の 2016 年度夏季の需給見通しを示す。

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。

【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。
	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。
東京電力	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11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。
	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。

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¹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			

¹ 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。
	官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供給力として計上した火力発電と比較して、新設等により 2016 年度夏季にさらに供給力として見込むことのできる、主な火力発電及び原子力発電を、表 2 6 に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を示す。

【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*	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

④自家発事業者からの電力購入

自家発事業者からの電力購入について、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。北陸電力においては、契約量が昨年より増加。九州電力においては、2015年度夏季と同等程度の購入を見込んでいる。(表27)。

【表27 自家発事業者からの電力購入見込み】

	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
自家発の活用	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火力発電の増出力

火力発電の増出力は、過負荷運転や炭種変更、重油の専焼等により行われる。2016年度夏季の増出力は概ね前年並みを見込む。ただし、東京電力においては増出力可能なユニットが長期停止により減少するため、増出力量は減少の見込みとなっている(表28)。

【表28 2016年度夏季における過負荷運転等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
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

また、夏季は気温が上昇し、ガスタービンに吸入する空気の密度が低下すること等により、ガスタービンの出力が低下する。この出力低下対策として、吸気冷却装置の導入を2012年度夏季から実施しており、引き続き、2016年度夏季においても、同装置の利用を必要に応じて行う。2015年度夏季の増出力状況や2016年度夏季の吸気冷却装置の導入状況を踏まえ、2016年度夏季の増出力を見込むこととする。(表29)

【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いて

東日本大震災以降、東北電力及び東京電力を中心に緊急設置電源を導入してきたが、新設の火力発電設備の稼働等に伴い、2015年度までに廃止が進んでいる。2016年度夏季は、前年並みを見込む(表30)。

【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

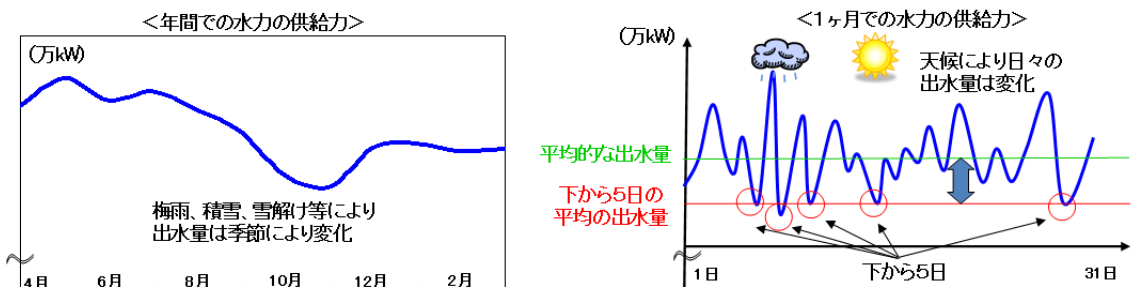
	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	合計
緊急設置電源の設置	15万kW	57万kW	-	-	5万kW	-	-	-	0.4万kW	77万kW

(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】

(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)	104 (69)	1,232 (806)

(参考)2015年度夏季の見通し及び実績 ※()内は自流水力力の値

	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)

※()内は自流水力力の値

なお、水力発電についても、火力発電と同様に、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 3 2 に 2016 年度夏季に定期検査を行う必要がある水力発電設備（5 社 21 機（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。
北陸電力	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する必要があるため。
	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。
九州電力	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。
	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。

（4）揚水発電 ～2016 年度夏季（8 月）は 2015 年度夏季実績から▲170 万 kW（2015 年度夏季（8 月）見通しから▲161 万 kW）

揚水発電は、夜間の余剰電力、汲み上げ能力、貯水能力、放水時間の長さ等によって供給力が変化する。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 3 4 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。

(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

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間帯に風が吹くとは限らないことから、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)で月毎に平均した出力(L5 評価値)を供給力として評価することとしている。ただし、風力発電は、水力発電に比べてデータの蓄積が少ない(過去 5~10 年間)ことに伴い、誤差が生じる可能性についての懸念もあり、将来的には、設備の導入拡大が見込まれることから、供給力の予測精度を上げていくことが必要であり、引き続きデータの整備や予測手法の高度化に努めることとする。

表 3 5 に 2016 年度夏季の風力発電の供給力見込みを示す。

【表 3 5 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
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) 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。

一年分のデータが追加されていることから、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表36に示す。

【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)	(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)	(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

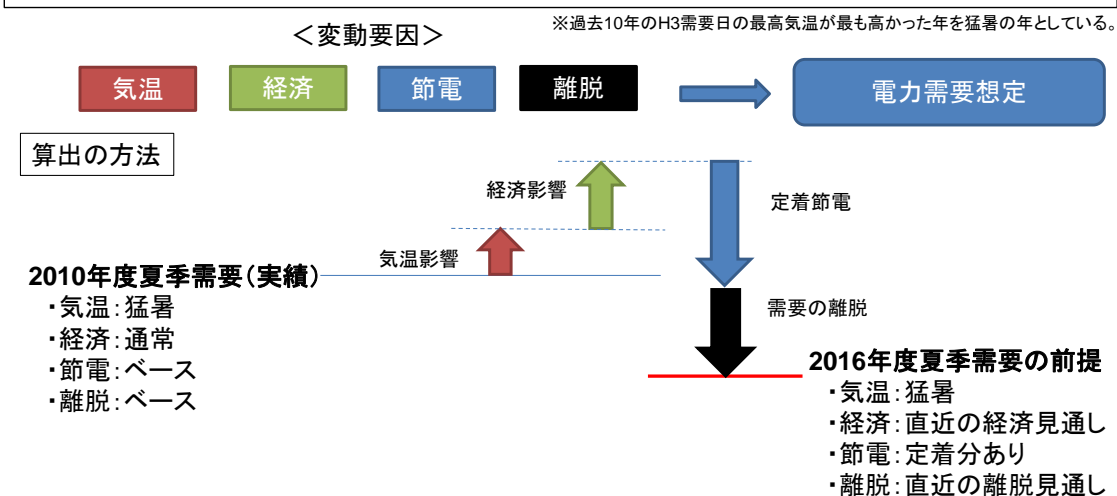
(6) 電力融通

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。

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。

- 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。



【図 6 2016 年度夏季の需要想定について】

(1) 気温影響等※ ～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 年の中で最も猛暑だった 2010 年度夏季並みを想定する。ただし、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 年度がさらに猛暑であったため、これを踏まえて想定する。このため、2010 年度と比較して、気温影響等による需要は 169 万 kW 増加する見込みとなる。

(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 の直近の見通しを反映し、さらに、各電力会社における工場・スーパー等の新規出店、撤退等に伴う需要変動を織り込んで電力会社毎に算出した。

表 3 8 に各電力会社における 2016 年度夏季の経済影響を示す。政府が行う経済対策、金融政策の効果等により、GDP、IIP が増加すること等から、経済影響による需要増は、9 社合計では、2010 年度比で 62 万 kW の増加を見込む（2015

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】

(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

(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が実施され、新電力における需給バランスを含めた広域的な評価については、昨年 4 月に発足した広域機関（電力広域的運営推進機関）において把握・評価する仕組みとなっている。

なお、今夏においては確認可能なデータに基づき一定の評価を実施する。

【表 3 9 2016 年度夏季の離脱影響】

(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

(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ベースとし、これに本年 2～3 月に各電力会社が行ったアンケート調査結果を踏まえて算出した。

具体的には、各電力会社において「大口需要家」、「小口需要家」、「家庭」を対象に行ったアンケート調査において、「2016 年度夏季に節電を継続する」と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。

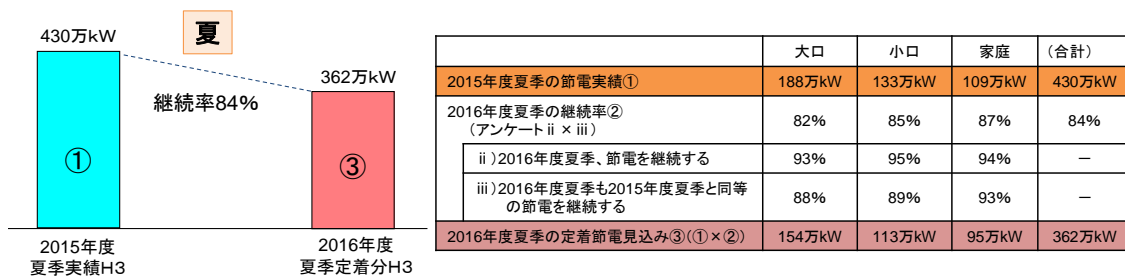
表 4 0 に以上の方法によって算出された各電力会社における定着節電を示す。節電影響による需要減は、9 社合計では、2010 年度比で▲1,612 万 kW を見込むこととする。

- 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。



【図7 定着節電の算出方法（関西電力の例）】

【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。

②需給調整契約

節電影響の内数として、計画調整契約（平日の昼間から夜間等に電気の使用を計画的に振り替える（すなわちピークシフトする）契約）を見込む。

表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年度夏季の見直し

	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。

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2016 年度夏季の電力需給の見通し

以上を踏まえ、表 4 2 に 2016 年度夏季の電力需給の見通しを示す。2016 年度夏季の電力需給は、猛暑となるリスクや直近の経済成長、企業や家庭における節電の定着などを織り込んだ上で、いずれの電力会社においても、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である。

【表 4 2 2016 年度夏季の電力需給の見通し】

【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	沖縄
①需要	6,614	413	1,391	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,514	154
②供給力	7,046	476	1,452	5,119	9,765	2,689	2,778	601	1,263	581	1,854	16,811	215
②供給-①需要 (予備率)	432 (6.5%)	63 (15.1%)	61 (4.3%)	309 (6.4%)	865 (9.7%)	122 (4.8%)	211 (8.2%)	56 (10.3%)	149 (13.4%)	38 (6.9%)	290 (18.5%)	1,297 (8.4%)	61 (39.8%)

【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	沖縄
①需要	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550	154
②供給力	7,230	515	1,514	5,201	9,737	2,739	2,778	605	1,259	574	1,782	16,967	224
②供給-①需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	837 (9.4%)	172 (6.7%)	211 (8.2%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	31 (5.8%)	218 (13.9%)	1,417 (9.1%)	70 (45.7%)

【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	沖縄
①需要	6,263	428	1,305	4,530	8,291	2,438	2,405	514	982	516	1,436	14,554	149
②供給力	6,891	517	1,419	4,955	9,159	2,592	2,646	571	1,198	541	1,611	16,050	208
②供給-①需要 (予備率)	628 (10.0%)	89 (20.7%)	114 (8.7%)	425 (9.4%)	868 (10.5%)	154 (6.3%)	241 (10.0%)	57 (11.1%)	216 (22.0%)	25 (4.8%)	175 (12.2%)	1,496 (10.3%)	59 (39.7%)

(2) 予備率の評価

電力需要は、常に上下最大 3%程度の間で、時々刻々と変動する。これに対応するため、最低でも 3%の予備率を確保する必要がある。2016 年度夏季においては、電力会社間での電力融通がなくとも、いずれの電力会社においても予備率 3%以上を確保できる見通しであり、電力の安定供給に最低限必要な供給力は確保できると評価する。特に九州電力において、昨年から川内原発 1 号機及び 2 号機が稼働したことによって需給が大幅に改善されており、8月の予備率は +13.9% (2015 年度夏季実績 : 13.5%、見通し : 3.0%) となっている。

しかし、全国的にみれば、殆どの原発が停止する中、現在、震災前に長期停止していた火力や、定検の繰り延べ等、依然火力発電所への依存は高い状態となっている。大規模電源の脱落や想定外の気温の上昇による需要増のリスクがあることに十分留意する必要がある。

(3) 2016 年度夏季の需給対策の必要性

供給力においては、火力発電に依存している状況は変わらないことを踏まえ、まずは各電力会社において、引き続き発電設備等の保守・点検を徹底すべきで

ある。

その上で、発電設備の計画外停止等が発生した場合に、他の電力会社から速やかに電力融通を受けることができるよう、電力広域的推進機関が中心的役割を担い、電力の広域融通を行う体制を確保する必要がある。

需要においては、震災前から実施している国、地方公共団体、事業者及び国民が一体となった省エネルギーに関する取組の推進を含め、徹底した省エネの取組を進め、合わせてディマンドリスポンス等の促進を図ること等も含め適切な対応を講じるべきである。

(4) 残余需要最大時における 2016 年度夏季需給の見通し

①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を取りまとめ、表 4 3 に示す。

関西、九州電力を除く電力管内においては、太陽光の供給力が見込めないこととなる供給力の減少分について揚水の供給力を積み増すことで補うことが可能となっており、最大需要発生時需給想定の前備率と同等の前備率を確保している。

他方で、関西及び九州電力においては、太陽光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、前備率は最大需要発生時に比べ減少している（関西：▲2.2%、九州：▲4.2%）。それに伴い、中西日本 6 社計（▲1.3%）及び 9 社合計（▲0.6%）の前備率も減少しているが、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前備率 3% を確保できる見通しとなっている。

また、昼間の需要ピーク発生時よりも、太陽光の導入拡大等に伴い、夕方の需給バランスが課題となってくる中、サマータイムが効果的ではないかと指摘があった。サマータイムの効果については、様々な意見があり、電力需要に対するその効果についても、どのように把握・評価すべきか今後検討していく課題である。

【表 4 3 2016 年度夏季の需給見通し（残余需要最大時）】

【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	8,737	2,513	2,551	545	1,091	529	1,508	15,243
②供給力	6,945	476	1,427	5,042	9,476	2,639	2,705	601	1,238	566	1,727	16,420
②供給-①需要 (予備率)	439 (6.7%)	63 (15.1%)	68 (5.0%)	309 (6.5%)	739 (8.5%)	126 (5.0%)	154 (6.0%)	56 (10.3%)	147 (13.4%)	37 (6.9%)	219 (14.5%)	1,178 (7.7%)

【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	8,700	2,476	2,551	545	1,091	529	1,508	15,242
②供給力	7,122	515	1,484	5,124	9,409	2,654	2,704	605	1,233	560	1,653	16,531
②供給-①需要 (予備率)	580 (8.9%)	87 (20.2%)	102 (7.4%)	391 (8.3%)	709 (8.1%)	178 (7.2%)	153 (6.0%)	60 (11.1%)	142 (13.0%)	31 (5.8%)	146 (9.7%)	1,289 (8.5%)

※ 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。)

（5）定着節電の評価手法について

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（表 4 4）。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）の平均値を定着節電として用いた場合の電力需給見通し試算を参考に示す（表 4 5）。

【表 4 4 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

【表 4 5 2016 年度夏季の電力需給の見通し（節電定着分の見直し）（参考）】

【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	9,764	2,688	2,778	601	1,263	581	1,854	16,809
②供給-①需要 (予備率)	496 (7.6%)	66 (16.0%)	72 (5.2%)	359 (7.5%)	928 (10.5%)	131 (5.1%)	224 (8.8%)	61 (11.3%)	155 (14.0%)	41 (7.5%)	317 (20.6%)	1,424 (9.3%)

【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	9,735	2,737	2,778	605	1,259	574	1,782	16,965
②供給-①需要 (予備率)	644 (9.8%)	90 (21.1%)	114 (8.1%)	441 (9.3%)	899 (10.2%)	180 (7.1%)	224 (8.8%)	65 (12.1%)	151 (13.6%)	34 (6.4%)	245 (16.0%)	1,544 (10.0%)

※ 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。)

(6) 離脱需要評価について

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。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各旧一般電気事業者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9社合計が、離脱需要を上回っているか否か、確認したところ、図8に示すとおりであり、離脱需要に対する供給力は確保できていると見なすことができる。

※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

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）

①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

②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
+74	+60	+247	+95	+134	+44	+111	+15	+171	+950

少なくとも対応可能な供給力
+1,171万kW

※この他、新電力の供給力の主なものは以下がある。
・扇島バーステーション1～3号(計122.2万kW)
・東北天然ガス発電1～4号(計110.9万kW)
・川崎天然ガス発電1, 2号(計84.7万kW)

【図 8 離脱需要分の供給力評価について】

(参考) 仮に伊方原発3号機が再稼働した場合の試算について

2016年度夏季の電力需給見通しでは、伊方原発が再稼働した場合の電力供給に対する影響を参考として試算した。表4-6に伊方原発3号が稼働した場合の需給バランスを示す。

伊方原発3号機が稼働した場合、四国電力の8月の予備率は18.1%となり、火力等の万一のトラブルへの対応力も増すこととなる。さらに、中西日本6社では予備率が10.9%となり、原発の再稼働によって供給力が積み増され各地域における電力の安定供給に寄与するものとする。

【表4-6 仮に伊方原発3号機が再稼働した場合の試算】

【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	9,832	2,689	2,778	601	1,263	648	1,854	16,878
②供給-①需要 (予備率)	432 (6.5%)	63 (15.1%)	61 (4.3%)	309 (6.4%)	932 (10.5%)	122 (4.8%)	211 (8.2%)	56 (10.3%)	149 (13.4%)	105 (19.2%)	290 (18.5%)	1,364 (8.8%)

【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	9,804	2,739	2,778	605	1,259	641	1,782	17,034
②供給-①需要 (予備率)	580 (8.7%)	87 (20.2%)	102 (7.3%)	391 (8.1%)	904 (10.2%)	172 (6.7%)	211 (8.2%)	60 (11.1%)	145 (13.0%)	98 (18.1%)	218 (13.9%)	1,484 (9.5%)

【9月】

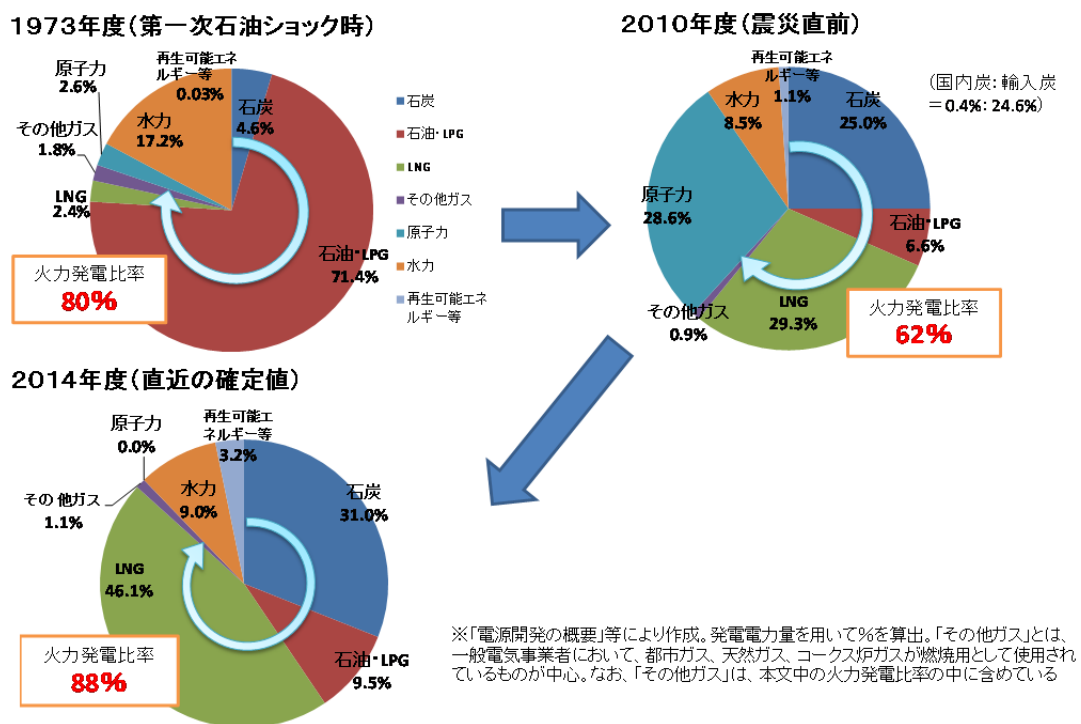
(万kw)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中西日本 6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
①需要	6,263	428	1,305	4,530	8,291	2,438	2,405	514	982	516	1,436	14,554
②供給力	6,891	517	1,419	4,955	9,195	2,592	2,646	571	1,198	577	1,611	16,086
②供給-①需要 (予備率)	628 (10.0%)	89 (20.7%)	114 (8.7%)	425 (9.4%)	904 (10.9%)	154 (6.3%)	241 (10.0%)	57 (11.0%)	216 (22.0%)	61 (11.8%)	175 (12.2%)	1,532 (10.5%)

第3章 電力コストや温室効果ガス排出への影響等について

1. 火力発電設備の稼働増に伴う課題について

(1) 火力発電設備の稼働増に伴う化石燃料への依存度の増加について

東日本大震災以降、原子力発電が稼働停止する中、長期停止させていた火力発電設備の再稼働を含め、火力発電設備の稼働増等によって供給力を確保してきた。図9に東日本大震災前後の電源構成を示す。電源構成に占める火力発電比率は、東日本大震災前の2010年度には約62%であったが、震災後の2014年度には約88%となっており、オイルショック時（1973年度：80%）を上回っている。エネルギー資源に乏しい我が国は、火力発電の燃料である化石燃料の大部分を海外からの輸入に依存しており、資源調達における交渉力の限界等の課題や、資源調達国やシーレーンにおける情勢変化の影響による、供給不安に直面するリスクを常に抱えている。東日本大震災以降、こういったエネルギー供給構造の脆弱性が非常に高まっている。



【図9 電気事業者の電源構成推移】

(2) 火力発電設備の稼働増に伴う燃料費の増加について

表4-7に燃料費増加の見通しを示す。原子力発電の停止分の発電電力量を、火力発電の焚き増しにより代替していると仮定し、直近の燃料価格等を踏まえて試算すると、東日本大震災前並み（2008～2010年度の平均）にベースロード電源として原子力を利用した場合に比べ、2015年度の燃料費は約2.0兆円増加（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり1.5万円の負担増加。販売電力量（10

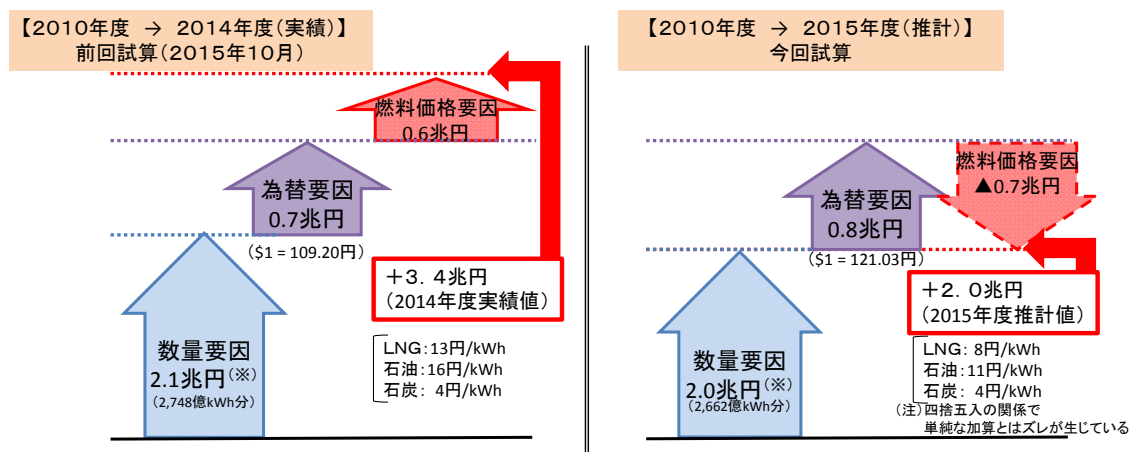
社 8,230 億 kWh) で単純に割り戻すと、2.5 円/kWh の負担増加) すると推計される。

2014 年度の燃料費増加分と比較すると、円安の影響で 0.1 兆円が追加で増加しているが、一方で、足下の LNG 及び石油価格の下落に伴い、燃料価格は震災前より低下しており、燃料価格については震災前より 0.7 兆円減少、2014 年度実績と比較すると 1.3 兆円減少しているものと推計および分析される。

また、累積での燃料費の増加額は、2014 年度末までに 12.4 兆円に達しており、見込みも含めると 2015 年度末までに 14.4 兆円 (人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり 11 万円強の負担増加。) に達すると試算される。

【表 4 7 燃料費の増加の見通し】

電力9社計	2010年度実績	2011年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度推計
総コスト	14.6兆円	16.9兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.3兆円	17.9兆円±α
燃料費	3.6兆円	5.9兆円	7.0兆円	7.7兆円	7.2兆円	5.8兆円±α
うち原発停止による燃料費増(試算)	—	+2.3兆円 内訳 LNG +1.2兆円 石油 +1.2兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.2兆円	+3.1兆円 内訳 LNG +1.4兆円 石油 +1.9兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	+3.6兆円 内訳 LNG +1.9兆円 石油 +1.8兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	+3.4兆円 内訳 LNG +2.5兆円 石油 +1.1兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円	+2.0兆円 内訳 LNG +1.5兆円 石油 +0.6兆円 石炭 +0.1兆円 原子力▲0.3兆円
燃料費増が総コストに占める割合(%)	—	13.6%	17.1%	18.9%	17.6%	11.2%
原子力利用率	67.3%	23.7%	3.9%	2.3%	0%	2.3%



【図 1 0 原発停止に伴う燃料費増加分の要因分析】

(3) 火力発電設備の稼働増に伴う温室効果ガス排出の増加について

火力発電設備の稼働増による発電部門における温室効果ガスの排出量の大幅な増加が、我が国の地球温暖化問題への対応について困難をもたらしている。

一般電気事業者の温室効果ガス排出量は、震災前の 2010 年度は約 3.74 億 t-CO₂ であったが、震災後、原発停止に伴う火力発電の焼き増しにより、2014 年度は約 4.57 億 t-CO₂ と、2010 年度比で約 0.83 億 t-CO₂（約 22%）増加し、電力分野からの温室効果ガスの排出量は削減傾向にあるが、引き続き高い水準である。その間、我が国全体の温室効果ガス排出量は 2010 年度の 13.0 億 t-CO₂ から 2014 年度の 13.6 億 t-CO₂ へと約 0.6 億 t-CO₂（約 5%）増加しており、発電部門の排出量の増加が大きな要因の一つとなっている。

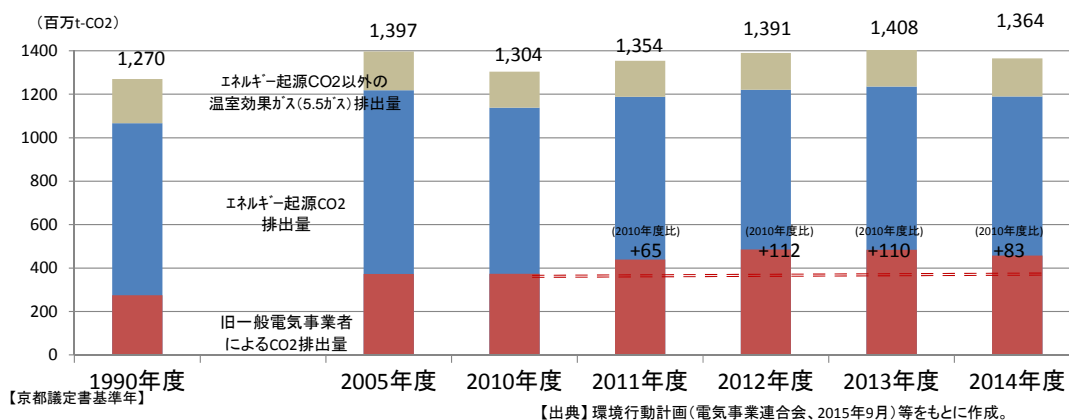
一方で、2013 年度の温室効果ガス排出量と比較すると我が国全体としては約 0.4 億 t-CO₂ 減少し、電力分野でも約 0.3 億 t-CO₂ 減少している。これは、

- ① 省エネの進展や気候の状況等による電力消費量の減少や、
- ② 再エネの導入拡大等による電力排出原単位の改善

に伴う電力由来の CO₂ 排出量が減少していることなどによるものである。

(年度)	1990	2005	2010	2011	2012	2013	2014
温室効果ガス排出量 (百万t-CO ₂)	1,270	1,397	1,304	1,354	1,391	1,408	1,364
エネ起CO ₂ 排出量 (百万t-CO ₂)	1,067	1,219	1,139	1,188 (10年比)	1,221 (10年比)	1,235 (10年比)	1,189 (10年比)
うち電力分※ (百万t-CO ₂)	275	373	374	439 +65	486 +112	484 +110	457 +83
うち電力分以外 (百万t-CO ₂)	792	846	765	749 ▲16	735 ▲30	751 ▲14	732 ▲33

※「電力分」は、旧一般電気事業者による排出量



【図 1 1 温室効果ガス排出の推移】

2. 諸課題に関する取組について

エネルギー起源 CO₂ は我が国の温室効果ガスの 9 割を占め、そのうちの転換部門、特に電力部門は、自らの事業所から排出する CO₂ の抑制に加えて、提供する電力の低炭素化によって、電力使用者の CO₂ 排出抑制に貢献するなど、大きな役割を果たしている。

本小委員会の直接の検討課題ではないが、政府における諸取組について、以下に示す。

平成 27 年 7 月に、エネルギー長期需給見通し(いわゆるエネルギーミックス)が公表、2030 年度の電力需給構造の見通しが示された。エネルギーミックスの実現のために、①「エネルギー革新戦略」に沿った省エネと再エネ、②原子力政策、③燃料政策の 3 つの柱に基づいて取り組んでいる。

(1) エネルギー革新戦略と電力の温暖化対策

エネルギーミックスでは徹底した省エネ(石油危機後並の 35%効率改善を想定)、再生可能エネルギーの最大導入(現状から倍増)等野心的な目標を設定している。これを実現するためには、市場任せではなく総合的な政策措置が不可欠であり、省エネ法・高度化法を含む関連制度の一体的制度整備を行うため、「エネルギー革新戦略」が策定された。ここでは、エネルギー投資を促しつつ、エネルギー効率を大きく改善することを想定し、強い経済と CO₂ 抑制の両立の実現を目指すこととしている。

エネルギーミックスの発表にあわせて主要な電力事業者が参加する電力の自主的枠組(国のエネルギーミックス及び CO₂ 削減目標とも整合する二酸化炭素排出係数 0.37kg-CO₂/kWh(2030 年度)を目標)が今年の夏に発表された。さらに、翌年には電気事業低炭素社会協議会が発足し、個社の削減計画を策定し、業界全体で PDCA を行う等の仕組みやルールが発表された。

さらに、政府としても、電力の自主的枠組の目標達成に向けた取組を促すため、省エネ法・高度化法に基づく政策的対応を行うことにより、電力自由化の下で、電力業界全体の取組の実効性を確保していくこととしている。省エネ法では、発電設備を新設する際の効率性に関する基準を設け、新設される設備は効率の高いもののみとなるよう限定していくとともに、あわせて既存設備についても運転効率の目標を掲げ、取組状況を毎年評価する。これにより、結果として、古くて効率の悪い火力発電設備の休廃止と稼働減を促していく。また、高度化法では、非化石電源について高い導入目標を掲げるとともに、目標達成に向けた取組状況を毎年評価することで、小売電気事業者による非化石電源の調達の拡大を促していくこととしている。

当面、以上により取り組んでいくことにより、電力業界全体の取組の実効性・

透明性を確保し、2030年度の削減目標やエネルギーミックスと整合する2030年度に二酸化炭素排出係数0.37kg-CO₂/kWhという目標を確実に達成していくこととしているが、これらの取組が継続的に実効を上げているか、毎年度その進捗状況を評価していくこととしている。

(2) 原子力

原子力発電の稼働停止に伴う燃料調達コストの増加、電気料金の上昇は、国民、企業の負担増につながるものであり、政府及び電力会社においては、対策を着実かつ迅速に進めていく必要がある。

原子力発電については、政府は、いかなる事情よりも安全性を全てに最優先し、その安全性については、原子力規制委員会の専門的な判断に委ね、原子力規制委員会により規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し再稼働を進めることとしている。また、その際、国も前面に立ち、立地自治体等関係者の理解と協力を得るように取り組むとしている。

昨年9月に九州電力川内原子力発電所1号機、11月に2号機が営業運転を開始し、供給力が増したことで、万一の火力発電設備のトラブルへの対応力が増すとともに、火力発電の稼働を低減することが可能となり、燃料調達コストの抑制や温室効果ガスの排出削減、化石燃料依存度の低減につながっている。

再稼働により増加する高レベル放射性廃棄物について、政府は、「エネルギー基本計画」において、「国が全面に立って最終処分に向けた取組を進める」としており、その着実な取組を図っていく。

(3) 資源戦略

また、米国で日本企業が関与する全てのLNGプロジェクトについて、米国政府からの輸出承認を獲得し、2016年以降順次供給が開始される予定である。これらは、原油価格に連動した契約形態ではなく米国の天然ガス価格指標に連動したLNG売買契約であり、従来よりも合理的な価格での調達が期待される。また、燃料調達先や価格決定方式の多様化等による燃料調達コストの低減も期待される。

このような取組は電力会社の燃料調達コストの引き下げにつながると期待され、政府においても、引き続き、燃料調達先の多角化や、資源外交の積極的展開を通じた日本企業による上流権益獲得、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構を通じたリスクマネー供給、LNG消費国間の連携強化等による買主側のバーゲニングパワーの強化等を図るべきである。また、供給源の多角化を進めることによる資源供給国の分散は、エネルギーセキュリティ上のリスク分散にもつながる。

その他、再生可能エネルギーの導入や、需要家の節電による省エネなども、燃料調達コストの抑制や温室効果ガスの排出削減、化石燃料依存度の低減につながるものである。再生可能エネルギーについては、固定価格買取制度創設以来、3年間で対象となる再生可能エネルギーの導入量が概ね倍増するといった成果を挙げてきている一方で、買取費用総額が昨年度（2015年度）に年間約1.8兆円（賦課金総額は約1.3兆円）に達するなど、国民負担の増大への懸念が高まっており、コスト効率的な形での導入を進める仕組みとする方針である。また、節電についてもその取組が合理的な経費節減となる等、中長期的に需要家にとって利益につながる場合もあるが、東日本大震災後の厳しい電力需給の状況を踏まえた節電の取組においては、企業を中心に、電力の確保や製品の供給を行うため、一方的なコスト負担となる取組も多数行われている。東日本大震災後、企業を中心に自家発電設備の設置や生産の夜間・休日シフト（人件費の増加）等の取組が行われてきており、機会費用の損失や対策費用を含め、コストの増加を伴う取組が数多く行われていることを忘れてはならない。

一方で、家庭及び企業において、使用していない部屋や廊下の消灯などコスト負担を必要としない節電の余地は狭まっている。更なる節電を進めるための設備投資は、多くの家庭や企業にとって更なるコスト負担を発生させるため、慎重に検討を行わざるを得ない状況にあることに留意が必要である。

3. 平成 28 年（2016 年）熊本地震の教訓

平成 28 年 4 月に発生した熊本地震に際しては、崖崩れ等による水力発電所の損壊が発生したものの、九州電力管内において大規模な供給力の脱落は発生せず、地震直後の急激な需要低下も乗り切り、需給バランス上の問題は生じなかった。

他方、4 月 16 日未明の最大規模の地震が発生した直後には最大で約 47 万 7000 戸の停電が発生し、役場、避難所、病院、社会福祉施設といった重要施設から産業、業務、一般の住宅等に至るまで、電気の復旧が急務な状況となった。

こうした状況を踏まえ、経済産業省、電力広域的運営推進機関、北海道から沖縄までの全ての一般送配電事業者が連携・協調し、電源車や高所作業車、復旧作業要員等の応援派遣を実施した。この結果、大規模停電発生から 5 日後の 4 月 20 日には、停電を解消させた（がけ崩れや道路の損壊等により復旧が困難な箇所を除く）。とりわけ、送電鉄塔が使用不能となり、本格的な復旧に長期間を要することとなった阿蘇地方を中心に、全国から 110 台の電源車のほか 150 台を超える高所作業車やタンクローリーなどの車両が集結し、電源車を高圧配電線に複数台連系させる方法等により、停電解消に大きく貢献した。また、個別の重要施設から寄せられた電源車の派遣要請に応じて、順次、電源車を派遣する等の対応を行った。

こうした経過を踏まえると、現時点において、以下のような課題と教訓が浮かび上がる。

- ① 電源車等の応援については、被災地に電力供給している電力会社からの要請を待つことなく、関係事業者が先手先手を打って対応すべき
- ② 電源車のニーズと配備のマッチングを上手に図る体制を早期に構築すべき
- ③ 電源車への燃料供給についても燃料供給事業者との連携体制を早期に構築すべき

今回の地震への対応では、阪神大震災や東日本大震災の際にも行われなかった全ての一般送配電事業者による電源車等の応援派遣が実施され、また、電源車への燃料の供給に当たっては、石油連盟のほか多くの石油製品販売事業者や石油輸送事業者の協力も得られ、その結果、停電復旧が実現した。災害の多い我が国において、電力の供給を確保していくためには、上記の課題や教訓に加えるべきものがないかも含め、改めて検証が必要である。事業者においては、その検証を踏まえ、災害時の対応体制を強化していくことが必要である。

【表 4 8 九州電力及び 9 電力会社からの応援状況】

4月20日 19:10最終版時時点

電力会社	九州	他電力からの応援										10社計
		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	沖縄	小計	
電源車台数	59	4	5	5	37	14	8	20	15	2	110	169

おわりに ～政府への要請～

本年4月1日に電力全面自由化が実施されたことに伴い、電気事業者の類型が見直され、小売電気事業者の新規参入が増加している。今後は、新たな電気事業制度の下で、電力需給を捉える必要がある。

2016年度夏季の電力需給は、供給計画の届出スケジュールの関係から、従来通り、旧一般電気事業者の需給のみで検証を行った。その結果、猛暑となるリスクを織り込んだ上で、いずれの電力会社においても、他の電力からの融通無しで、電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。供給面では、昨年夏に、九州電力川内原発1号機及び2号機が稼働したこと、需要面では、節電の定着、旧一般電気事業者から新規参入事業者への需要の離脱等によって、電力需給は一定程度改善されてきている。

しかし、その実情は、火力発電所における震災特例等による定期検査の繰延べや震災前に長期停止していた火力発電所の稼働等を前提としており、火力発電に大きく依存しており、大規模な電源脱落や想定外の気温の上昇による需要増に伴う供給力不足のリスクがあることに十分留意しなければならない。

こうした状況を勘案し、以下のような需給両面での適切な対策を講じるべきである。

まず、供給面では、全国で引き続き火力発電設備の保守・保全を徹底すべきである。また、昨年4月に発足した電力広域的運営推進機関の役割も重要である。電力の需給状況を不断に監視し、必要に応じて電力の広域融通を行うなど、既に一定の体制が確保されている。その体制整備の強化を図っていくとともに、供給計画の取りまとめも含め、足下から中長期の電力需給状況の検証・監視も重要な責務であり、引き続き、電力の安定供給に貢献していくことを要請する。

また、需要面では、需給状況に一定程度改善が見られるため、2016年度夏季については、政府からの特別な節電要請は行う必要はないと考えられるが、産業界や一般消費者と一体となった省エネキャンペーンを実施するなど、2030年度に向けた、徹底した省エネの取組を進め、あわせて、デマンドリスポンス等の促進を図るべきである。

上述のようなリスクに鑑みれば、資源の乏しい我が国は、安全性の確保を大前提に、経済性や気候変動の問題に配慮をしながら、エネルギーの安定供給を図っていくことが必要である。そのためにも、徹底した省エネへの取組、再生可能エネルギーの最大限の導入、CO₂排出の抑制、エネルギー源の多様化、調達源の多角化といった諸課題への総合的な対策を2030年度に向けて、国民負担の抑制を考慮しつつ、計画的に講じていく必要がある。政府においても、2030年度のエネルギーミックス実現のため、①「エネルギー革新戦略」に沿った省エネと再エネ、②原子力政策、③燃料政策の3つの柱に基づいて取り組んでい

るところである。こうした総合的な対策を進めていくことは、我が国の成長戦略における重要な契機であるとともに、エネルギー問題、地球温暖化問題の解決に向けた国際的貢献としても重要である。

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会
電力需給検証小委員会
委員名簿

委員長	柏木 孝夫	東京工業大学特命教授
委員	秋元 圭吾	(公財)地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー
	市川 晶久	日本商工会議所 産業政策第二部 副部長
	植田 和弘	京都大学大学院経済学研究科教授・研究科長
	大山 力	横浜国立大学大学院工学研究院教授
	辰巳 菊子	(公社)日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会常任顧問
	長井 太一	(一社)日本経済団体連合会 資源・エネルギー対策委員会企画部会長
	中上 英俊	(株)住環境計画研究所代表取締役会長
	松村 敏弘	東京大学社会科学研究所教授

総合資源エネルギー調査会基本政策分科会
電力需給検証小委員会 開催実績

○第14回

- ・平成28年4月8日(金) 15:00～18:00
- ・於：経済産業省本館17階 第一特別会議室
- ・議事
 1. 今回の電力需給検証の進め方について
 2. 2015年度冬季の需給検証のまとめについて
 3. 2016年度夏季の電力需給見通しについて

○第15回

- ・平成28年4月22日(金) 13:00～16:00
- ・於：経済産業省本館17階 第一特別会議室
- ・議事
 1. 第14回委員会における指摘事項への回答等について
 2. 電力広域的運営推進機関の役割について
 3. 電力需給検証小委員会報告書(案)について