

2016年度夏季の電力需給実績と 冬季の電力需給見通しについて 概 要 (案)

平成28年10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

■ 平成28年8月30日の「電力需給検証小委員会」にて

- ① 対象を旧一般電気事業者に限定せず、供給区域(以下「エリア」という)全体の需給を検証。
- ② 需給検証の作業の場を広域機関へ移管。(※電力コストや温室効果ガス排出への影響等については、引き続き経済産業省事務局にて整理)
- ③ 広域機関からの検証結果の報告を踏まえ、報告内容の妥当性や電力需給対策方針の審議を電力基本政策小委員会で実施。
- ④ 今夏の電力需給実績は、従来通り旧一般電気事業者を対象として実施

以上のことが決まった。この方針に基づき当機関として、下表の考え方に従い、全国の需給バランスを検証したので、ご審議いただきたい。

検証主体	電力需給検証小委員会(従来)	電力広域的運営推進機関(今回)
対象	旧一般電気事業者	エリア全体の事業者※1
供給力	発受電端ベース	送電端ベース
	旧一般電気事業者分の供給力の積み上げ	エリアにおける小売電気事業者、一般送配電事業者の供給力、発電事業者の発電余力の積み上げ
供給力減少リスクの確認	厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認	厳寒H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて厳寒H1需要に対するN-1故障影響の確認
需要想定	電力需給検証で行ってきた手法 (2010年度の需要に対し、厳気象を考慮した上で節電を考慮)	

2016年度 夏季の電力需給実績の検証

- 広域機関に需給検証作業の場が移管された初回であり、前回の電力需給検証小委員会と同様に夏季の電力需給実績は、旧一般電気事業者を対象に発受電端需要実績にて検証を実施。
- 本機関として平常時の需給監視業務において把握している情報を活用し、送電端での各エリア需要の最大電力の想定と、実績について比較分析を実施。
 - 猛暑H1想定と実績の比較
 - ピーク時間帯の想定と実績の状況

旧一般電気事業者を対象とした 2016年度 夏季の電力需給実績の検証

旧一般電気事業者の発電受電端需要実績に対する検証

<2016年度夏季の各旧一般電気事業者における需給状況（最大需要日 発受電端）>6

（発受電端）

旧一般電気事業者	節電目標	実績					見通し※1		
		最大需要日	最高気温(℃)	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
北海道電力	なし	8月8日(月) (16～17時)	30.4	405	500	23.6%	428	515	20.2%
東北電力	なし	8月5日(金) (14～15時)	32.7	1,228	1,550	26.2%	1,412	1,514	7.3%
東京電力	なし	8月9日(火) (14～15時)	37.2	4,660	5,267	13.0%	4,810	5,201	8.1%
中部電力	なし	8月8日(月) (14～15時)	37.8	2,425	2,690	11.0%	2,567	2,739	6.7%
関西電力	なし	8月8日(月) (16～17時)	36.3	2,375	2,582	8.7%	2,567	2,778	8.2%
北陸電力	なし	8月25日(木) (14～15時)	34.2	516	571	10.8%	545	605	11.1%
中国電力	なし	8月25日(木) (14～15時)	35.1	1,042	1,161	11.5%	1,114	1,259	13.0%
四国電力	なし	8月22日(月) (14～15時)	36.0	535	624	16.8%	543	574	5.8%
九州電力	なし	8月22日(月) (15～16時)	35.1	1,455	1,659	14.0%	1,564	1,782	13.9%
沖縄電力※2	なし	7月4日(月) (14～15時)	33.6	155	215	38.4%	154	224	45.7%

※1 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(2016年4月)

※2 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。

※3 本表以降、本資料の今夏実績については、速報値を含む。

<2016年度夏季の供給力（実績）と事前の想定との差>

電源	実績－見通し※1 (発電受電端、 万kW)	差の主な要因	備考
合計	▲363		
原子力	+95	伊方原発3号機の試運転等による増。	—
火力	▲775	発電所の計画外停止、及び需給のひっ迫が生じなかったことによるその他需給バランス上不要となった火力の運用停止による減。	計画外停止は288万kW(予備率に与える影響は▲2.0%)と前年度より減っている。
水力	▲57	一部の地域では降雨量が少なかったこと、また、ダム水位の低下による運用変更等を行ったことによる減。	地域によっては、事前想定を下回り、合計でも若干事前想定を下回った。
揚水	▲195	需給の状況を考慮した日々の運用による減。	—
地熱 太陽光 風力	+846	全ての旧一般電気事業者において想定出力比率を上回ったことによる太陽光・風力の増。 (想定では安定的に見込める量として下位5日の平均値を採用している)	太陽光、風力はL5での評価なので見通しを上回ることもありえる。引き続き、データの蓄積を行い、需給検証を行う上での供給力への見込み方について検討していく。
融通調整	0	—	—
新電力への供給等	▲274	卸電力取引所への売電増分。	—

※1 実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは事前の見通しにおける9電力の値を合計。

※2 四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

※3 需給バランス上不要となった運用停止分は供給力に含んでいない。

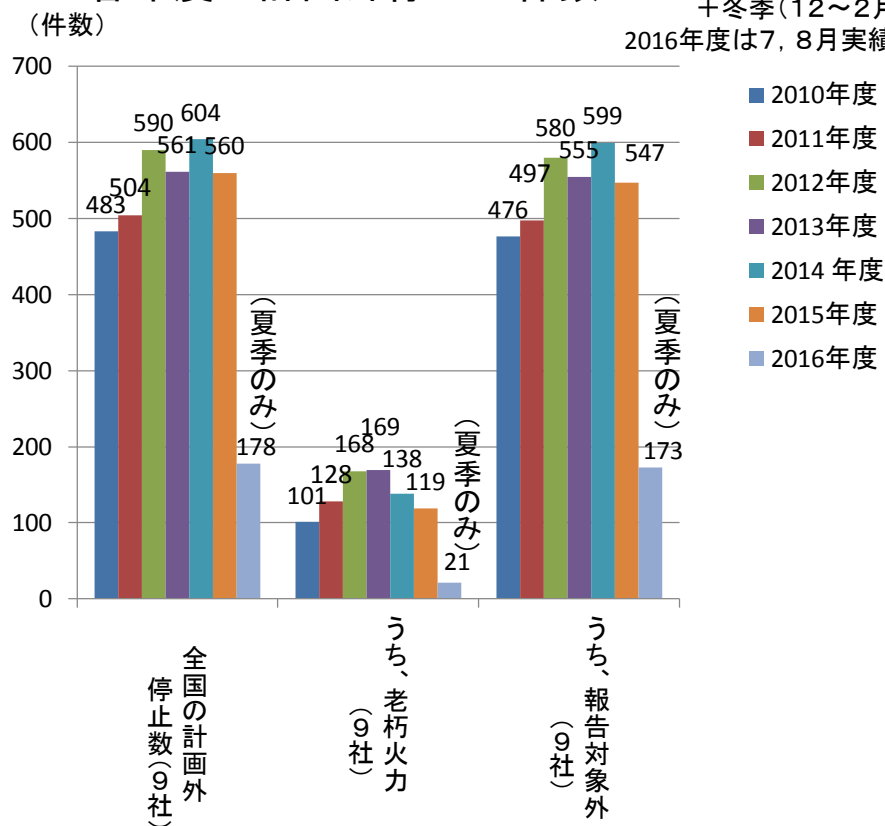
<各年度の計画外停止件数>

8

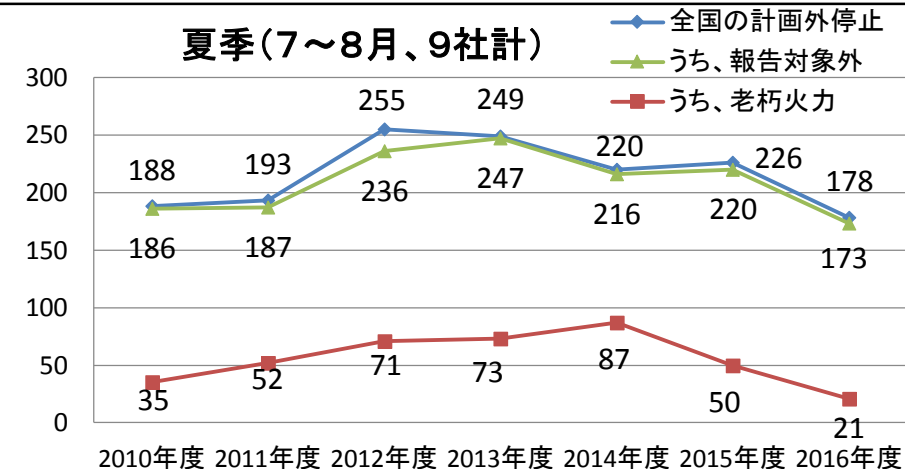
- 震災後は、原子力発電が稼働停止し、火力発電の稼働率が上昇する中で、火力発電の計画外停止の件数は増加傾向であったが、今夏は計画外停止の件数が震災後初めて震災前を下回った。
- これは、震災後の新規火力発電の運開や原子力発電の再稼働により、運転開始から40年以上が経過した老朽火力の休廃止が進んでいるため、計画外停止が減少傾向にあると考えられる。

各年度の計画外停止の件数

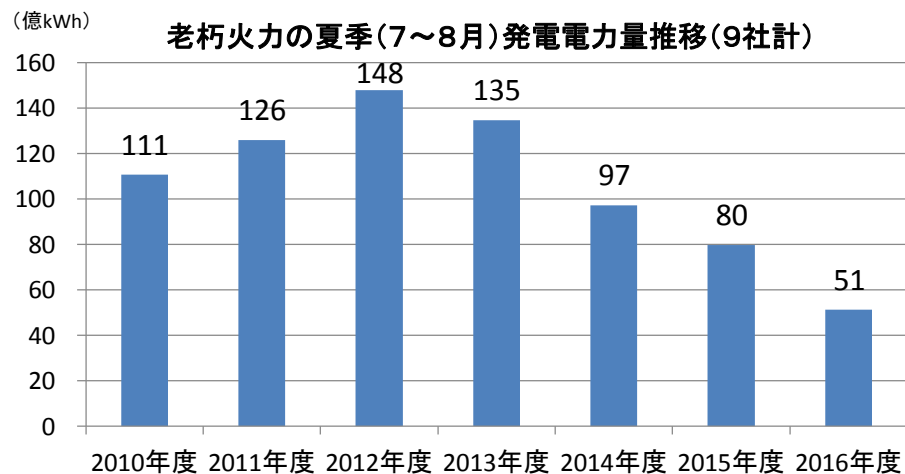
対象：夏季(7～9月)
+ 冬季(12～2月)
2016年度は7、8月実績



夏季(7～8月、9社計)



老朽火力の夏季(7～8月)発電電力量推移(9社計)



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。電気集塵機のパフォーマンス低下、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年年度末に運転開始から40年を経過した火力。

(参考) <2016年度夏季の需要の見通しと実績との比較(要因分析)> 9

○ 見通しと実績の差を要因分析すると、東日本における差分の▲357万kWの内訳は、①気温が低かったこと等による減が▲290万kW、②経済影響等による増が+20万kW、③節電が想定を上回ったことによる減が▲87万kWとなった。

○ 中部及び西日本における差分の▲552万kWの内訳は、①気温が低かったこと等による減が▲258万kW、②経済影響等による減が▲144万kW、③節電が想定を上回ったことによる減が▲150万kWとなった。

(発受電端、 万kW)	東日本 3社	北海道	東北	東京	中部及び 西日本6社	中部	関西	北陸	中国	四国	九州	9電力
最大需要(見通し)※1	6,650	428	1,412	4,810	8,900	2,567	2,567	545	1,114	543	1,564	15,550
最大需要(実績)※1	6,293	405	1,228	4,660	8,348	2,425	2,375	516	1,042	535	1,455	14,641
差分※2	▲ 357	▲ 23	▲184	▲150	▲ 552	▲142	▲192	▲29	▲72	▲8	▲109	▲ 909
気温影響等※3	▲ 290	▲ 7	▲ 111	▲ 172	▲ 258	▲ 91	▲ 44	▲ 26	▲ 38	+ 8	▲ 67	▲ 548
経済影響等※4	+ 20	▲ 2	▲ 62	+ 84	▲ 144	▲ 58	▲ 28	+ 2	▲ 30	▲ 9	▲ 21	▲ 124
節電影響	▲ 87	▲ 14	▲ 11	▲ 62	▲ 150	+ 7	▲ 120	▲ 5	▲ 4	▲ 7	▲ 21	▲ 237

<見通しの前提>

○ 気温影響: 2010年度並みの猛暑を想定。

(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。)

○ 経済影響: 電力管内毎に直近の経済見通し等を踏まえて想定。

○ 節電影響: 電力管内毎に2015年度の節電実績に定着率(アンケート調査で把握)を乗じて想定。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない

※2 実績(最大需要日)と需給検証委想定との差分

※3 気温影響分、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実績をH3ベースの各種要因で再分析したことの伴う差分を含む。

※4 離脱による需要減を含む。

＜需要の主な増減要因分析＞

10

実績－見通し (発受電端、万kW)※		差の主な要因	備考
合計 ▲909			
気温影響等	▲548	2016年度夏季は気温が低かったこと等により、全体的に需要が減少した。	一部、想定した猛暑を上回る気象により、気温影響が上回ったエリアもあることから、引き続き猛暑の考え方を検討していく。
経済影響等	▲124	2016年度のGDP、IIPの伸び率の差異（GDP:+1.1% → +0.7%、IIP:+2.7%→+0.2%）の影響及び需要の離脱の進展等により、見通しを下回った。	—
節電影響	▲237	ほとんどの旧一般電気事業者で実績が想定を上回った。	—

※ 実績は9電力の最大需要発生日における実績値の合計、見通しは事前の見通しにおける9電力の値を合計。

- 今夏は東日本大震災以降、節電要請がなかった初めての夏となった。このため、今夏は節電実績の低下も予想されたが、節電要請がなくても、過去3年間(2013年夏季～2015年夏季)と同程度の節電実績となり、節電が広く定着しているものと考えられる。

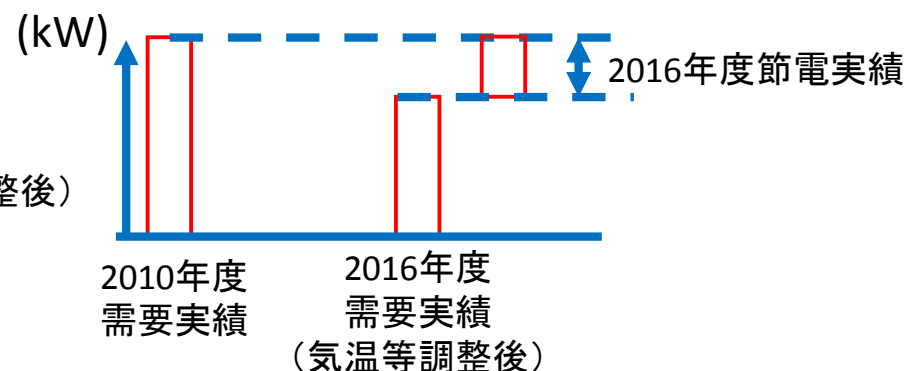
節電実績と節電目標

(発受電端、万kW)

夏季節電		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
2013年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲44	▲80	▲764	▲140	▲324	▲30	▲51	▲39	▲185
2014年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲43	▲76	▲805	▲155	▲371	▲30	▲52	▲42	▲172
2015年度	目標	数値目標を伴わない節電要請								
	実績	▲49	▲79	▲796	▲175	▲430	▲30	▲55	▲44	▲169
2016年度	目標	節電要請なし								
	実績	▲56	▲78	▲797	▲140	▲482	▲30	▲51	▲46	▲169

(参考) 節電実績について

2016年度節電実績＝
2010年度需要実績－2016年需要実績(気温等調整後)



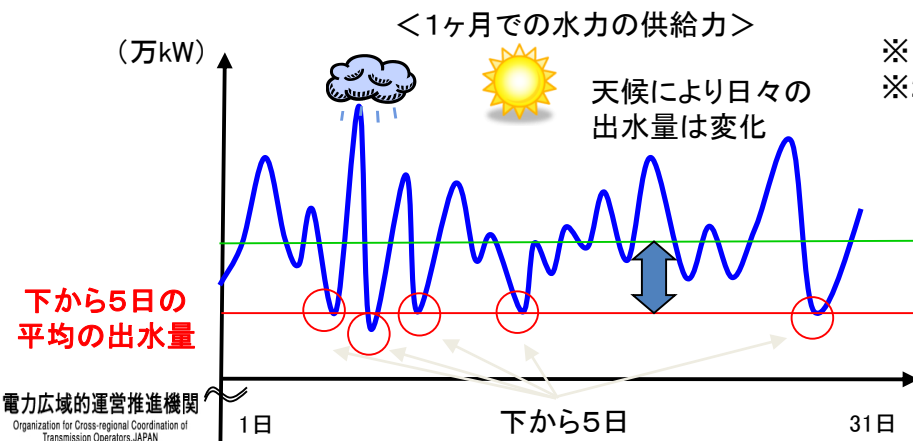
【供給面・需要面】

- 今夏は、想定したほどの猛暑でなく需要が909万kW下回ったこと、供給力においては、再生可能エネルギーが、太陽光供給力の保守的想定からの増分などにより846万kW上回り、また、火力の計画外停止が減少したことからも電源を運用停止させることができ、想定に比べ需給に余裕がある状況であった。

【その他】

- 2013年度から2015年度にかけては夏季に数値目標を伴わない節電要請が実施され、2016年度は震災以降、夏季に初めて節電要請がなかった。
しかしながら、節電実績については概ね前年度並みであり、「節電要請なし」でも節電は定着していると言えるのではないか。

	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(4～9年間)で平均した値	把握可能な期間(4～9年間)	月毎の全日(30日)	30サンプル中、下位5日で評価	過去の発電実績より算出した出力比率



※¹ 貯水池式は補修停止等を見込んだ発電可能量を供給力として計上。

※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。

エリアを対象とした
2016年度 夏季の電力需給実績の確認
(参考)

各エリアの送電端需要実績に対する確認

<2016年度夏季の需給状況（エリア別 最大需要日 送電端）>

15

（送電端）

エリア	実績					猛暑H1想定※ ¹			
	最大需要日	時間	最大需要 （万kW）	供給力 （万kW）	予備率	想定月	最大需要 （万kW）	供給力 （万kW）	予備率
北海道	8月8日（月）	16～17時	425	520	22.4%	8月	449	530	18.0%
東北	8月5日（金）	14～15時	1,286	1,606	24.8%	8月	1,409	1,495	6.0%
東京	8月9日（火）	14～15時	5,332	5,985	12.2%	8月	5,627	5,781	2.7%※ ²
東3エリア	—	—	7,043	8,111	15.1%	—	7,485	7,806	4.3%
中部	8月8日（月）	14～15時	2,491	2,717	9.1%	8月	2,578	2,728	5.8%
関西	8月22日（月）	13～14時	2,657	2,917	9.8%	8月	2,785	2,954	6.0%
北陸	8月25日（木）	14～15時	497	552	11.0%	8月	517	578	11.8%
中国	8月25日（木）	14～15時	1,058	1,180	11.5%	8月	1,108	1,269	14.5%
四国	8月22日（月）	14～15時	532	606	14.1%	8月	531	570	7.3%
九州	8月22日（月）	14～15時	1,550	1,738	12.1%	8月	1,622	1,783	9.9%
中西エリア	—	—	8,785	9,710	10.5%	—	9,141	9,882	8.1%
全国9エリア	—	—	15,828	17,821	12.5%	—	16,626	17,688	6.4%
沖縄	8月24日（月）	13～14時	149	206	38.2%	8月	148	214	44.6%
全国10エリア	—	—	15,977	18,027	12.8%	—	16,774	17,902	6.7%

※1：供給計画の需要ベースに気温影響を加味した猛暑H3需要を見通し、さらにH1/H3比率等（一部東京は別途）を用いて猛暑H1需要を想定した。第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（平成28年6月28日）で報告。

※2：運用上の追加的な需給対策（エリア間取引、火力機過負荷運転等）により、予備力3%を確保できることを第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会を確認。

- 猛暑H1想定では、東京エリアの予備率が8月で2.7%と厳しい状況であったが、供給力が想定から204万kW増加し、需要が295万kW減少したことから、追加的な需給対策メニューを発動しなくても電力の安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保していた。
- 特に東京エリアにおける供給力の増加が大きく、太陽光の供給力が東京エリアで271万kW増加したことが主な要因と考えられるが、エリア間取引等その他の要因も関係していることから、今後、エリアの需給見通しの検証のための必要なデータ及びその収集方法について検討が必要である。

東京エリアの供給力差分について

(万kW)

		供給力増加分	実績	猛暑H1想定
猛暑H1想定と実績の供給力差分		204	5985	5781
主な供給力増加要因	太陽光※	271	418	147
	エリア間取引 (東北⇒東京)	55	55	0

※旧一般電気事業者(東京電力)の値

<猛暑H1 想定時の前提条件と実績>

- 猛暑H1想定と今夏のH1を比較すると、四国・沖縄を除き、想定を下回った。四国・沖縄については、想定と同等、もしくは想定以上に高温となったため、需要が想定を上回る結果となったと考えられる。
- 一部エリアについては、猛暑想定と同等の気象実績であったものの、気象以外の要因(経済や節電の進展など)により想定よりも下回る結果となったと考えられ、引き続き状況について分析を進めていく。

(需要は送電端)

平成28年度夏季実績		北海道	東北	東京		中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄		
猛暑H1想定方法		H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式		H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率	H1/H3比率		
対象年度(至近10力年)		2010	2010※1	2015	2015		2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009	
気象感応度 (最高気温・ 万kW/℃)	想定	6	35	122	134		71(万kW/pt) 累積不快指数	13(万kW/pt) 合成不快指数	85 (累積5日最高 気温)	32	22	48	3	
	実績	6	35	110		67	11	80	29	21	35.5	4		
最高気温以外の考慮要素		最低気温	前2日最高気温 最小湿度	前3日平均気温		累積不快指数	当日不快指数と 前5日不快指数 との 合成不快指数	累積5日最高 気温	最大電力発生時刻 気温・ 前3日最高 気温平均・ 当日平均湿度	前5日最高 気温平均・ 最小湿度	前5日平均気温	前3日平均気温		
H3気温(℃)	想定	31.0	32.5	34.7		83.9	82.9	35.5※3	35.2	34.4	34.3	33.1		
	実績	H1	30.4	32.7	37.2	28.9	84.5	81.9	36.3	33.6	36.0	35.1	33.5	
		H2	29.6	32.0	33.8	前3日 平均気温	27.0	83.6	82.0	36.3	33.5	35.4	35.0	32.5
		H3	29.3	31.8	33.8		29.6	83.4	81.0	36.3	29.1	36.2	35.3	32.7
		H3平均		422	1,275		5,106	2,433	487	2,649	1,047	520	1,540	147
H3気温想定(再掲)(℃)		31.0	32.5	34.7			83.9	82.9	35.5	35.2	34.4	34.3	33.1	
猛暑H3前提気温(℃)		33	34.8	36	37(猛暑H1 前提)※2		85.5	84.4	36.6	35.9	35	36.2	34	
猛暑H3需要(万kW)		445	1,394	5,478	※2		2,542	514	2,739	1,094	522	1,610	147	
H1/H3比率 (5か年実績平均)		1.01	1.01	1.01	※2		1.01	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.00	
猛暑H1需要(万kW)		449	1,409	5,553	5,627		2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148	
猛暑H1/H3比率		1.04	1.08	1.06	1.07		1.06	1.04	1.06	1.05	1.05	1.07	1.03	
H1/H3比率 (今年度夏季実績)		1.01	1.01	1.04	1.04		1.02	1.02	1.00	1.01	1.02	1.01	1.01	

※1:東北エリアは、至近10年間のH3需要日の最高気温は2015年(34.9℃)であるが、需給検証小委では気温影響量の大きい2010年(34.8℃)を猛暑年としている。

※2:東京エリアは、H1/H3比率(5か年平均)を用いた当機関しての想定方法のほか、一般送配電事業者が合理的な想定方法として示した「厳寒設定年のH1発生日の気象条件と
平年並み(過去10年平均)の気象条件との差分から直接気象影響を算出」に基づく。

※3:過去10年間における、夏季H3発生日の累積5日最高気温の平均値を表記。

※第4回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(平成28年6月28日) 資料3 一部引用

- 今夏の最大需要（7、8月）の上位3日のピーク時間は以下のとおり。
- 北海道、関西、九州、沖縄エリア以外は、一般送配電事業者が供給計画において想定したピーク時間帯と夏季最大需要電力のピーク時間帯が一致した。

各エリアの最大電力発生時間（7、8月）

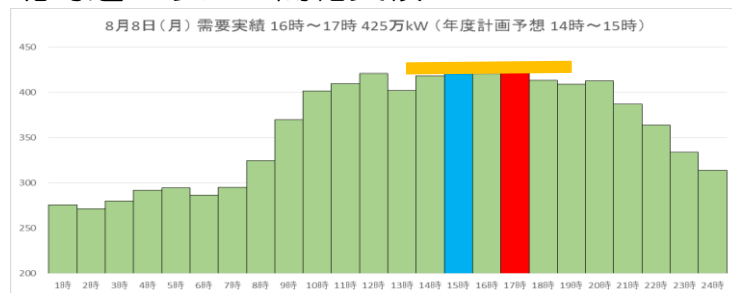
（ ）内は日付

エリア		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給計画においてエリアの一般送配電事業者が指定する記載断面		15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	15時 (8月)	17時 (8月)	15時 (8月)
		18時 (1月)	18時 (1月)	—	—	—	—	—	—	—	—
最大電力発生時間 (7、8月)	第一位	17時 (8/8)	15時 (8/5)	15時 (8/9)	15時 (8/8)	15時 (8/25)	14時 (8/22)	15時 (8/25)	15時 (8/22)	15時 (8/22)	14時 (8/24)
	第二位	17時 (8/4)	15時 (8/8)	15時 (8/5)	15時 (8/9)	12時 (8/8)	16時 (8/8)	14時 (8/22)	15時 (8/9)	14時 (8/19)	12時 (8/23)
	第三位	17時 (8/2)	15時 (8/4)	12時 (8/10)	15時 (8/5)	15時 (8/5)	16時 (8/5)	14時 (8/26)	17時 (8/8)	15時 (8/23)	12時 (8/25)

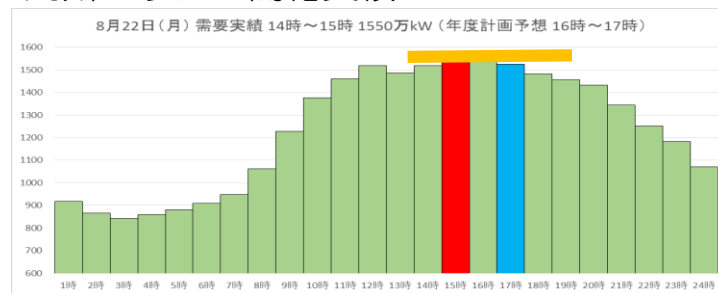
<需要面の検証 需給実績カーブ（北海道，関西，九州，沖縄エリア）> 19

○北海道、関西、九州、沖縄エリアの需給実績カーブは以下のとおり。

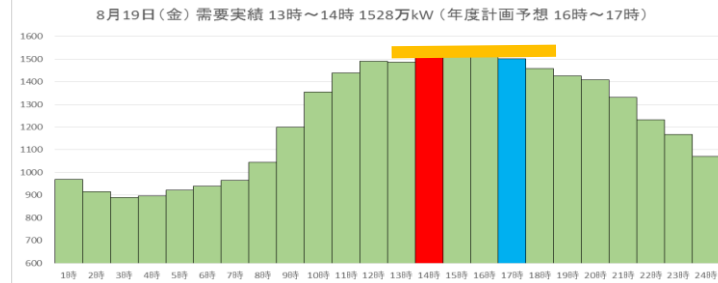
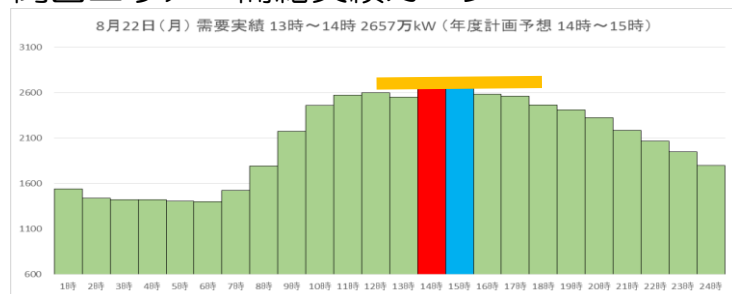
北海道エリア 需給実績カーブ



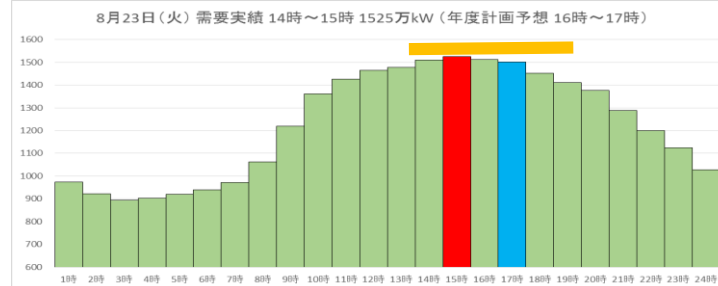
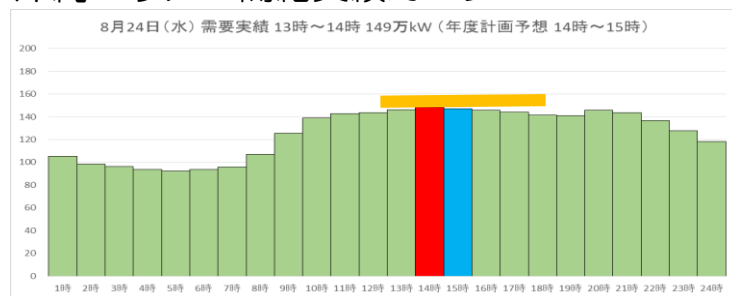
九州エリア 需給実績カーブ



関西エリア 需給実績カーブ



沖縄エリア 需給実績カーブ



: 一般送配電事業者が供給計画において想定したピーク時間帯

: 最大電力発生時間(ピーク時間帯)

- 最大需要発生時間について、一般送配電事業者が供給計画において想定したピーク時間帯（以下、供給計画）と実績が異なった北海道、関西、九州、沖縄エリアの需要カーブを分析した。
- 北海道、関西、沖縄エリアは、節電等によりピーク時間帯の需要が抑制されることで需要カーブが比較的平滑化されることなどから、ピーク時間帯が事前の想定より多少前後することは十分考えられる。
- 九州エリアの夏季平日におけるピーク時間帯は、震災以前は15時であったが、昼間帯の節電が進んできた平成23年度以降は17時の発生が多くなっている。また、近年の太陽光発電増加に伴う供給力面への影響も踏まえ、平成28年度供給計画ではピーク時間帯を17時と想定していた。

しかし、今夏は平年と比べ、日最高気温発生時の昼過ぎ（13時～14時頃）から最大電力発生想定時刻（17時）にかけて、気温の下がり大きいことも影響し、九州エリアのピーク時間帯が15時になったものと推測される。

（今夏特有の気圧配置（乾燥したチベット高気圧の張り出し）の影響によるものと推定）

2016年度 冬季の電力需給見通しの検証

■ 需要

- エリア別の最大需要電力(送電端)とする。
- エリア別の最大需要電力は、これまでの需給検証で行ってきた手法(2010年度の需要に対して、厳気象を考慮した上で節電を考慮)により一般送配電事業者が想定した値にて検証する。

■ 供給力

- エリア別として、①小売電気事業者が調達した供給力と②一般送配電事業者が調整力として調達した供給力、更に③エリア内発電設備を保有する発電事業者が販売未定で保有している供給力(発電余力)を足し合わせたものとする。
- 常時バックアップや自家発電余剰受電について、既受給契約に基づき安定的に見込める分と卸電力取引所での取引分は、先渡取引において既に約定した分のみを供給力として計上し、それ以外は計上しない。(調達先未定)
- 需要を上回る供給力については、エリア間の取引で活用されることも想定されるが、一旦、発電所所在地や供給力調達エリアの供給力として計上する。(小売予備力や発電余力として計上)
- 以下を対象に報告徴収を行い、さらに詳細なデータを求め分析を行った。
 - ✓ 旧一般電気事業者10社と旧一般電気事業者から移行した発電事業者2社と小売電気事業者1社 計13社
 - ✓ 平成27年度の供給量が5億kWh以上の小売電気事業者 計15社(旧一般電気事業者を除く)
 - ✓ 平成28年供給計画で、昨年度末時点の発電出力合計が50万kW以上の発電事業者 計14社(旧一般電気事業者を除く)

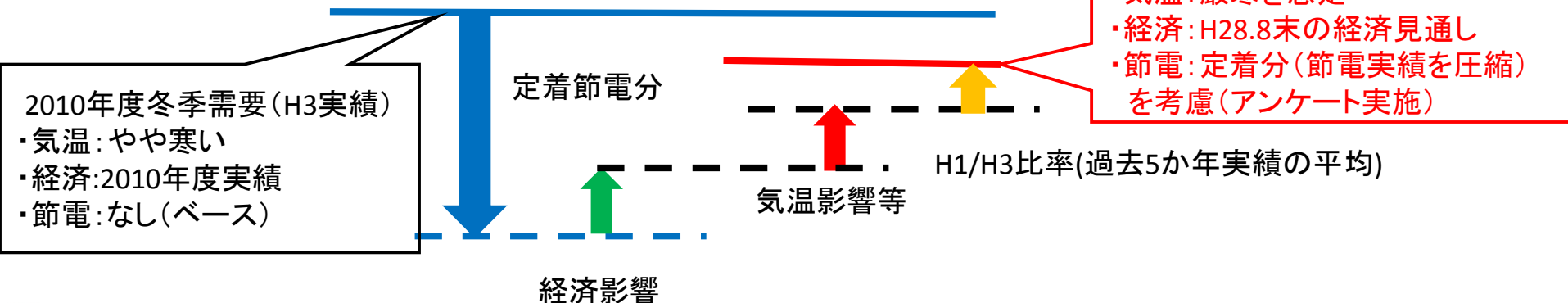
■ 供給力減少リスクの評価

- 電力需給検証小委員会での基準(冬季における10年に1回程度の厳寒における最大電力需要(H1)の103%の供給力確保)を踏襲した。
- 厳寒H1需要に対して電源及び電源線のN-1故障による供給力の最大脱落量リスクを評価した。

- 需要想定にあたっては、厳寒となることを想定しつつ、直近の経済見通し、節電の定着状況を踏まえて想定。
- 2016年度冬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：2011年度冬季並みの厳寒を想定。（北海道エリアは2010年度、東北エリア及び東京は2013年度、沖縄エリアは2015年度並みの厳寒を想定）
 - ②経済影響：直近の経済見通し及び、工場・スーパー等の新規出店・撤退等の地域の実情を考慮。
 - ③節電影響：2015年度冬季の節電実績を踏まえ、直近（2016年8～9月）に実施したアンケート調査をもとに、「定着する節電」を想定。



●需給検証での需要想定方法



<2016年度冬季の需要見通し>

24

- 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。
- 前述で算出した定着節電(H3)及び経済影響等(H3)から、2016年度冬季需要(H3)を作成し、厳寒気象(H3)と冬季H1/H3比率の過去5カ年平均を用いて、2016年度冬季最大電力需要(H1)を算出。

○2016年度冬季(1月)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	沖縄
①2010年度冬季最大3日平均(H3)	550	1,361 ^{注1}	5,158	2,297	2,634	503	1,040	493	1,486	107
②気温影響H3	▲8	▲5	+7	+11	▲52	▲4	▲5	▲1	▲12	▲11
③経済影響等H3	+5	+33	+75	+27	+35	+3	▲17	+3	▲36	+6
④定着節電H3	▲41	▲34	▲446	▲67	▲155	▲10	▲17	▲26	▲38	-
⑤2016年度冬季最大3日平均(H3) (①+②+③+④)	506	1,355	4,794	2,268	2,462	492	1,001	469	1,400	102
⑥厳寒気象H3	516	1,388	注3	2,334	2,524	505	1,036	481	1,465	114
⑦冬季H1/H3比率 ^{注2}	×1.01	×1.01	注3	×1.02	×1.02	×1.02	×1.02	×1.02	×1.01	×1.03
⑧2016年度冬季最大電力需要(H1) (⑥×⑦)	521	1,402	5,029 ^{注3}	2,381	2,574	515	1,057	491	1,479	116
⑨厳寒気象H1/最大3日平均(H3)比率(結果)	×1.030	×1.035	×1.049	×1.050	×1.045	×1.047	×1.056	×1.047	×1.056	×1.138

注1) 震災影響分(▲約70)を考慮後の需要 注2) 冬季H1/H3比率の過去5カ年平均 注3) 東京エリアは一般送配電事業者が合理的な想定手法として示した「厳寒設定年のH1発生日の気象条件と平年並み(過去10年平均)の気象条件との差分から直接気象影響を算出」による値のため、比率は未算出。

試算例) 関西電力の場合



$$2,634① - 52② + 35③ - 155④ = 2,462⑤$$

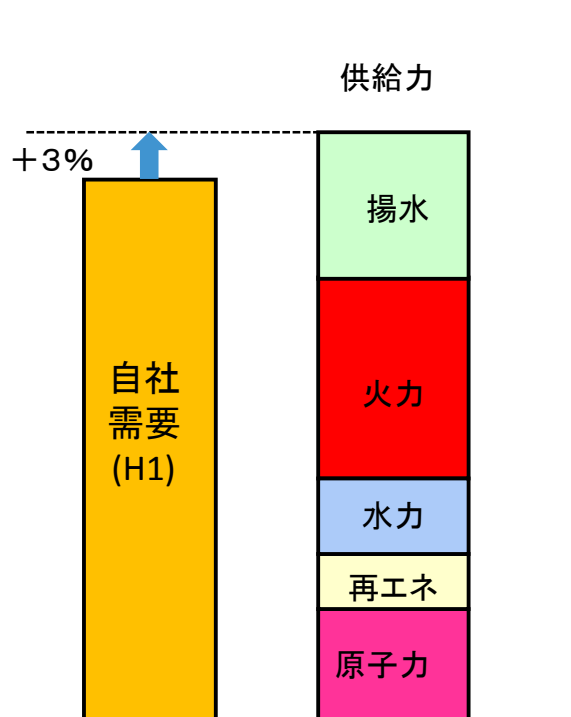
$$2,524⑥ \times 1.02⑦ = 2,574⑧$$

- 今年度冬季の需給検証にあたっては、ライセンス制導入に伴い供給計画での供給力の積み上げと同じく小売電気事業者、一般送配電事業者が各供給エリアにおいて確保した供給力と各発電事業者の発電余力を足し合わせたものとする。
- 小売供給力は相対契約等で確実なもののみ計上され、現段階では供給先未定の発電余力は試算上は発電所所在地エリア内供給力としている。

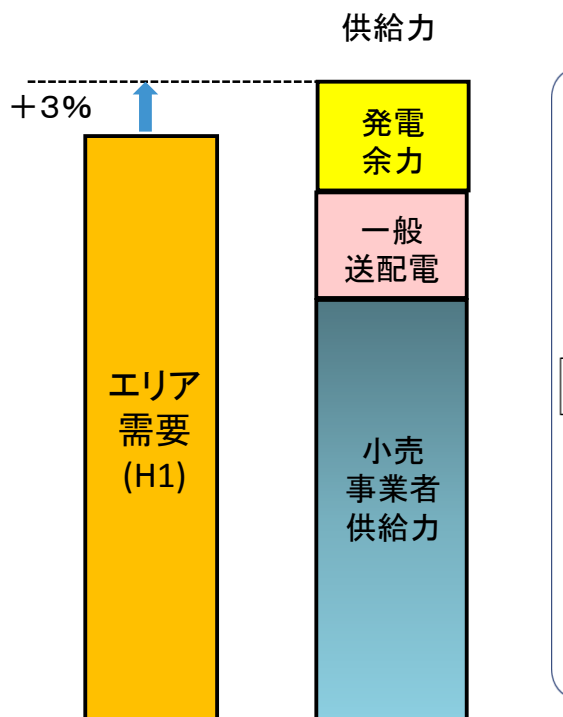
これまでの電力需給検証の供給力積み上げ

今回からの電力需給検証の供給力積み上げ

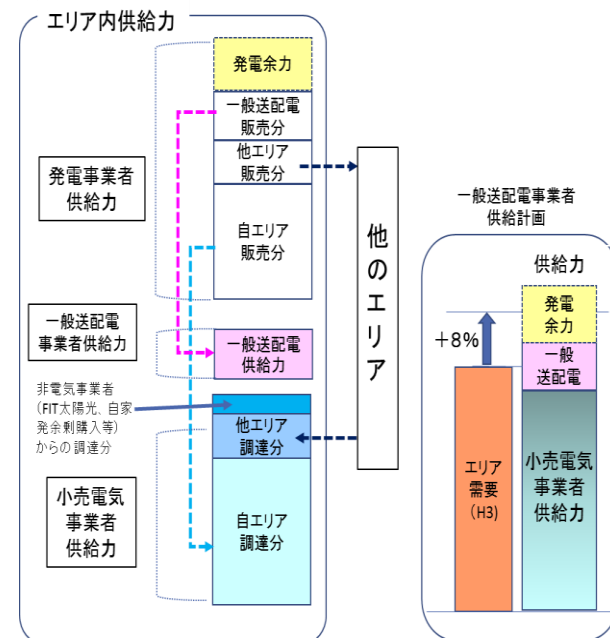
【参考】供給計画における供給力積み上げ



旧一般電気事業者分のみで評価



エリア全体で評価



- 中部エリア以外9エリアは、最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回っている。
- 中部エリアにおいて、供給予備率3%を確保するためには、12月で30万kW程度、1月で10万kW程度の供給力の追加が必要。

平成28年度冬季需給バランス(厳寒H1)

(送電端,万kW,%)

【12月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,346	536	2,737	1,192	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	41	41	228	186	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	10.8	45.5
予備力3%確保に対する不足分						28							

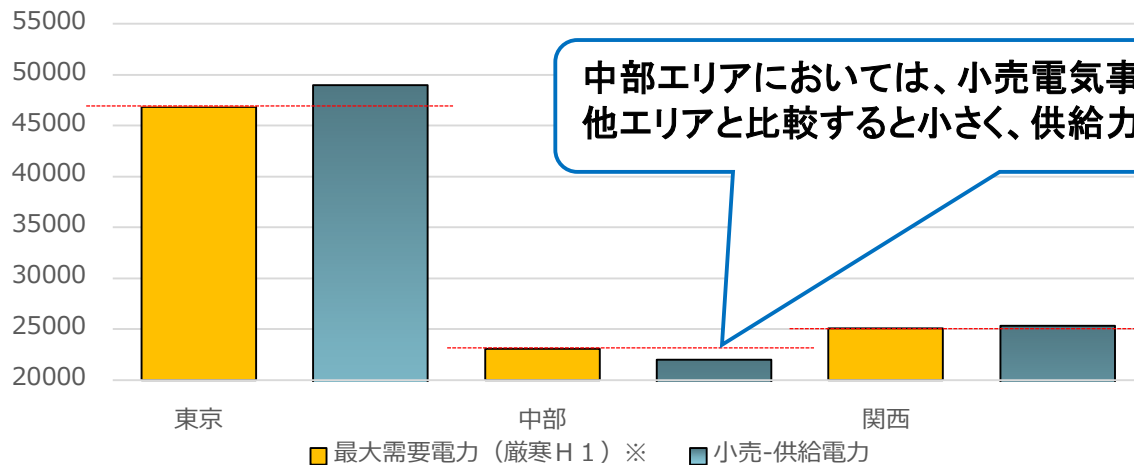
【1月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,446	569	2,823	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	65	54	249	168	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備力3%確保に対する不足分						7							

【2月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,351	602	1,505	5,244	9,232	2,482	558	2,810	1,215	536	1,631	16,583	177
最大電力需要	6,945	521	1,395	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,442	116
供給予備力	406	81	110	215	735	101	43	236	158	45	152	1,141	61
供給予備率	5.8	15.6	7.9	4.3	8.6	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	7.4	52.3
予備力3%確保に対する不足分													

【3月】	東3エリア	北海道	東北	東京	中西6エリア	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア	沖縄
供給力	7,043	600	1,437	5,007	8,816	2,369	528	2,728	1,162	495	1,535	15,860	173
最大電力需要	6,437	482	1,301	4,654	7,657	2,221	493	2,301	953	430	1,259	14,094	112
供給予備力	606	118	136	353	1,159	148	35	427	209	65	276	1,766	60
供給予備率	9.4	24.5	10.4	7.6	15.1	6.7	7.0	18.5	21.9	15.1	21.9	12.5	53.8
予備力3%確保に対する不足分													

- 中部エリアの供給力の不足は、今後卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じてエリア外から調達する可能性のある“調達先未定分”による影響があると考えられる。
- 小売電気事業者は実需給までに供給力を確保すればよく、現時点で供給力の調達先が未定であることが、ただちに問題とは言えない。
- なお、中部エリアについては前日スポット市場等でエリア間取引にて他エリアの発電余力から、調達先未定のうち30万kW程度の供給力を調達すれば3%は確保できる見通しである。

1 2月 平成28年度冬季需給バランス（厳寒H1）

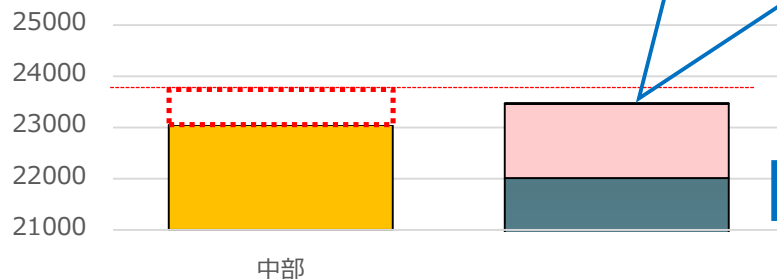


中部エリアにおいては、小売電気事業者が調達した供給力が、他エリアと比較すると小さく、供給力が想定需要を下回っている。

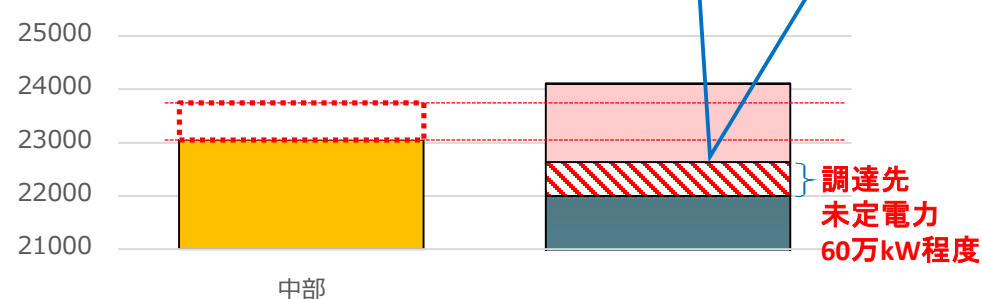
今後、卸電力取引市場や新たな相対契約等の締結を通じてエリア外からも調達されると想定できる供給力【調達先未定分60万kW程度】を見込めば最低確保すべき予備力3%は確保できる。

一般送配電が調達した調整力及び発電余力を加えても、最低確保すべきとされている予備力3%を確保できていない。

1 2月 中部エリア



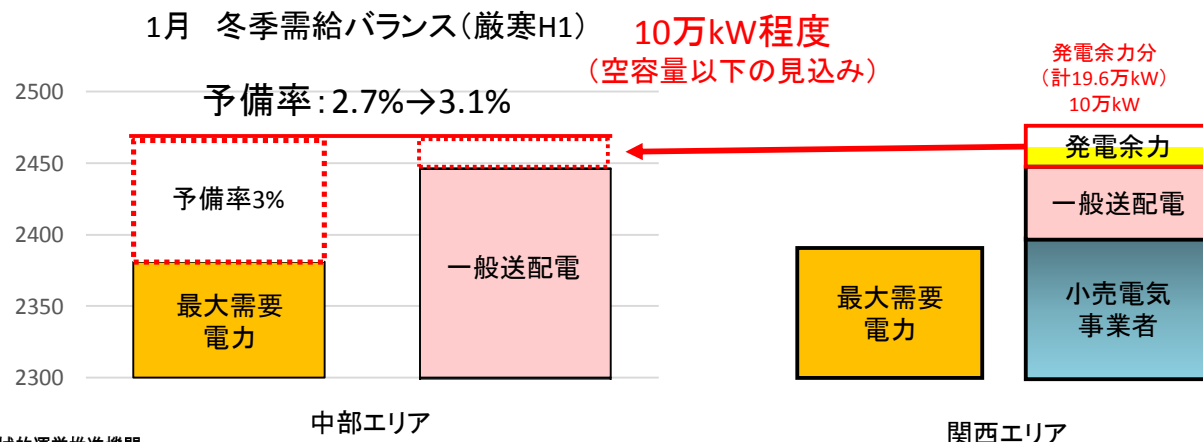
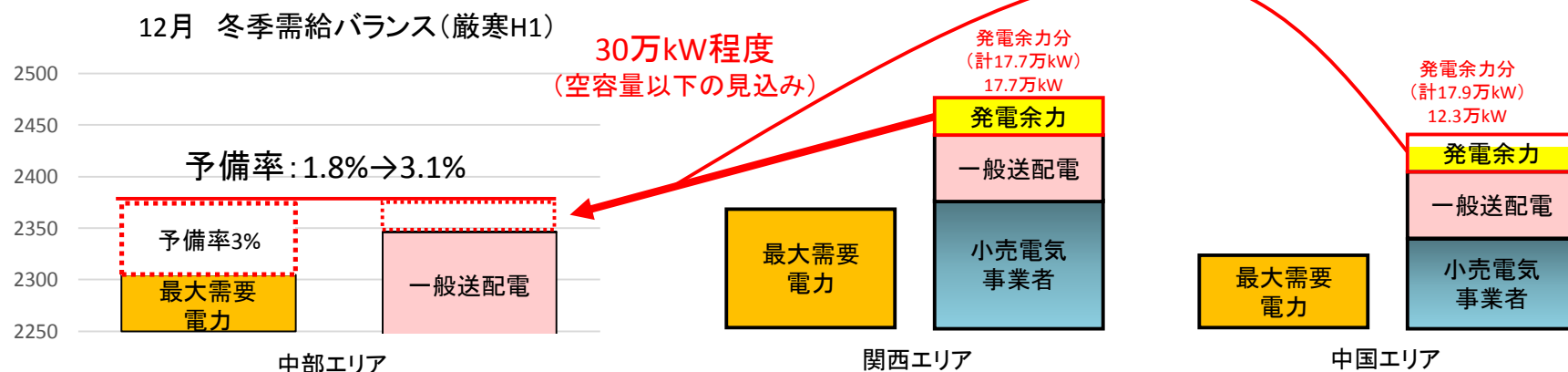
1 2月 中部エリア未調達分を考慮



調達先未定電力
60万kW程度

■ 各エリアの発電余力は卸電力取引市場等で取引される蓋然性が高い。そこで卸電力取引市場等で安定的に中部エリアが調達先未定分を確保できるかを検討するにあたり、各エリアの発電余力がどれだけ市場投入され、中部エリアがアクセス可能となるかを試算した。

■ 関西、中国エリアの発電余力が卸電力取引市場に投入されれば、中部エリアの供給力は最低確保すべきとされている3%の予備力を確保できる見通し。



	全エリア 発電余力
12月	121.8万kW
1月	137.2万kW

- 他エリアの発電余力（ここでは関西・中国の発電余力分（12月に30万kW、1月に10万kW））が、市場取引により中部エリアで活用されれば、中部エリアも最低限確保すべきとされた供給予備率3%を上回る。

平成28年度冬季需給バランス（厳寒H1）

（送電端,万kW,%）

【12月】	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社	沖縄
供給力	7,408	604	1,454	5,350	8,906	2,376	536	2,720	1,179	537	1,558	16,314	166
最大電力需要	6,562	521	1,358	4,683	8,161	2,305	495	2,509	1,006	491	1,355	14,723	114
供給予備力	846	83	96	667	745	71	41	211	173	46	203	1,591	52
供給予備率	12.9	16.0	7.1	14.2	9.1	3.1	8.3	8.4	17.2	9.3	15.0	10.8	45.5
予備力3%確保に対する不足分													
【1月】	東3社	北海道	東北	東京	中西6社	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9社	沖縄
供給力	7,470	606	1,515	5,350	9,215	2,456	569	2,813	1,225	542	1,610	16,686	165
最大電力需要	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116
供給予備力	518	85	113	321	718	75	54	239	168	51	131	1,237	48
供給予備率	7.5	16.2	8.0	6.4	8.5	3.1	10.5	9.3	15.9	10.4	8.9	8.0	41.5
予備力3%確保に対する不足分													

- 10年に1回程度の厳寒H1需要発生と供給力減少リスクが同時に発現した場合等には、本機関による逼迫時の指示を行うなどの追加的な需給対策で対応することとなる。この状況を事前に把握しておくため、厳寒H1需要発生と供給力減少リスクの同時発現後の3%超過分予備力について確認した。
- 予備力3%に対して不足分が大きなエリアは、東京エリア（2月）、中部エリア（12月、1月）であるが、追加的な需給対策により3%予備力を確保可能。（⇒次頁にて追加的な需給対策メニューを整理）
- N-1リスク発現直後は本機関による逼迫時の指示が必要となるケースも想定されるが、その後は他エリアとの取引等の追加的な需給対策により概ね3%の予備力を確保可能。

供給力減少リスク要因と、供給予備力（H1）との比較

（送電端、万kW、%）

【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力（H1）		1	-3	314	-123	-38	67	61	-55	78	24

【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力（H1）		2	13	-76	-102	-26	86	41	-49	2	20

【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	246	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力（H1）		-1	10	-182	-66	-37	73	32	-55	23	33

【3月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク	電源N-1故障による最大脱落量	66	58	97	95	64	86	95	86	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※1	-	-	244	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力（H1）		37	39	-31	-14	-44	272	85	-34	154	33

※1：送電線N-1故障による脱落量が電源N-1故障による脱落量より大きい場合に記載

- 東京・中部エリアにおける運用上の追加的な対策メニューとその効果量は以下のとおり。

エリアの 運用上の需給対策		効果量(万kW)			算定根拠	備考
		中部	中部	東京		
		12月	1月	2月		
①	エリア間取引等 (FC活用なし)	60Hz		50Hz	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は2月19日時点の年 間計画に基づく(次頁参照)
		166	157	93		
②	火力機の過負荷運転	9	14	39	発電事業者からヒアリング (当該エリア分のみを計上)	
①+②市場取引等による需給対策		175	171	132		
③	エリア間取引等 (FC活用)	50Hz		60Hz	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は2月19日時点の年 間計画に基づく(次頁参照)
		98	93	0		
①+②+③市場取引等による需給対策		273	264	132		
④	本機関による逼迫時の指示	50Hz			他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの 年間段階のマージン分
		67	72	34		
		60Hz			他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	エリア向きの 年間段階マージン分
		33	34	73		
⑤	契約に基づく需要抑制	72	72	92	小売電気事業者からヒアリング	
④+⑤広域機関等による需給対策		172	178	199		
合計		445	442	331		

(参考) 連系線を介した東京・中部エリアへの供給可能量の算出諸元

33

厳寒H1需要における供給予備力のうち、供給予備率3%の超過分

(送電端、万kW、%)

【12月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	83	96	667	41	41	228	186	46	203	52
B	供給予備率	16.0	7.1	14.2	1.8	8.3	9.1	18.5	9.3	15.0	45.5
C	厳寒H1需要の3%	16	41	140	69	15	75	30	15	41	3
A-C	3%超過分予備力	68	55	526	-28	26	153	155	31	162	49

【1月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	85	113	321	65	54	249	168	51	131	48
B	供給予備率	16.2	8.0	6.4	2.7	10.5	9.7	15.9	10.4	8.9	41.5
C	厳寒H1需要の3%	16	42	151	71	15	77	32	15	44	3
A-C	3%超過分予備力	69	71	170	-7	39	172	136	36	87	45

【2月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	供給予備力	81	110	215	101	43	236	158	45	152	61
B	供給予備率	15.6	7.9	4.3	4.2	8.3	9.2	15.0	9.2	10.3	52.3
C	厳寒H1需要の3%	16	42	151	71	15	77	32	15	44	3
A-C	3%超過分予備力	65	68	64	29	27	159	127	30	108	57

■地域間連系線の空容量(東京・中部向き一部抜粋)

※2/19時点での年間計画(12, 1, 2月分)の連系線空容量(最小値)を表記(マージンは3月公表値に置き換えて計算)

■地域間連系線のマージン

(中部向き・一部抜粋)

※3/10公表の年間段階での連系線マージン

地域間連系線 空容量	潮流方向	12月		1月		2月	
		空容量	マージン	空容量	マージン	空容量	マージン
北海道東北間	北海道⇒東北	41	18	39	20	41	18
東北東京間	東北⇒東京	62	68	40	72	93	72
東京中部間	中部⇒東京	47	68	0	73	0	73
東京中部間	東京⇒中部	98	67	93	72	93	72
中部北陸間	北陸⇒中部	30	0	30	0	30	0
中部関西間	関西⇒中部	136	33	127	34	134	34
北陸関西間	関西⇒北陸	77	-	57	-	68	-
関西中国間	中国⇒関西	169	31	156	34	156	34

今回の電力需給検証を行うにあたっては、供給計画データを活用しつつ、詳細なデータを集めるにあたっては41社を対象に実施するという形で取りまとめ、以下を確認した。

- 今冬については至近10か年で最も厳寒となった年と同程度の気象条件が発生した場合でも、中部エリア以外では計画上の供給力で予備率3%が確保できる。
- 中部エリアについては、現時点で予備率3%が確保できていないものの、連系線の空容量及び他のエリアの供給力に十分な余裕があることから、前日スポット市場等でエリア間取引により他エリアの発電余力で3%に満たない分を調達することが可能である。
- 供給力減少リスクについては、N-1故障時の評価の前提をH1需要発生時として評価し、同故障時に予備率が3%を下回る東京エリアについても、追加的な需給対策を行えば対応可能である。

(1) 需要想定手法の見直し - 想定ベースの変更

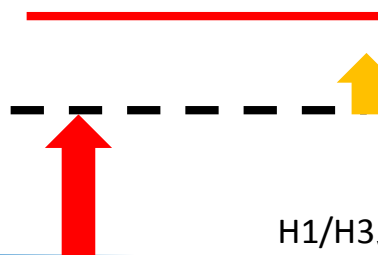
当機関が、供給計画のとりまとめや電源入札検討開始を判断するための需給バランス評価を行う際は、今回実施した需要想定とは異なる手法を用いている。次回以降の需給検証においては、当機関における需要想定の手法に統一し、需給バランス評価の一貫性を確保することとしたい。

- 今回の需給検証での需要想定方法が、従来から国による需給検証で用いられてきたものであるが、これを「供給計画をベースとする厳気象における需要想定方法」に見直す。
- 見直し後の手法では、節電などの需要が減少する傾向や、経済見通しによる需要の変動など様々な要因について、エリアごとの特性をより適切に織り込めるものと考えている。
- なお、供給計画の需要の前提となる経済見通しは、毎年11月ごろに出される国の経済見通し等を基礎としているため、需給検証を行う際は、必要に応じて、その時点での経済状況を見据えた見直しを行う。

供給計画をベースとする厳気象における需要想定方法

過去5～10年の需要実績(気温補正後)や負荷率等から平均的な、冬季各月H3需要を想定

- ・気温: 平均的な気象
- ・経済: H27.11時点の経済見通し
- ・節電: あり(各社個別事情を反映)



2016年度冬季需要の前提

- ・気温: 厳寒を想定
- ・経済: H27.11時点の経済見通し
- ・節電: あり(各社個別事情を反映)

H1/H3比率(過去5か年実績の平均)

気温影響等

(2) 需要想定手法の見直し - 定着節電分の推定方法の変更

- 今回冬季の需要を想定するにあたり、過去の需給検証小委と同様の想定方法を踏襲し、定着節電分を前年度節電実績から一部の小売電気事業者によるアンケートから継続率を考慮し推計した。(アンケートは一部の小売電気事業者(旧一般電気事業者)の大口、小口、家庭用などの用途別に実施。)
- 需給検証では需要を保守的(高め)に評価するという観点から、東日本大震災以降の需要動向を判断する実績が積み上がっていない状況下においては適切な手法であった。
- しかしながら、現在、節電実績のデータはある程度積み上がっており、節電は十分に定着していると考えられることから、継続率を使わず、エリアごとの特性を踏まえ想定している供給計画における節電想定を活用することとする。

(参考) 冬季電力需要見通しにおける定着節電見込みと前年実績(発受電端)

冬季節電 (自社及び発受電端、 万kW)		北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
2013年度	見込み	▲24	▲26	▲384	▲54	▲101	▲16	▲15	▲22	▲63
	実績	▲34	▲35	▲446	▲65	▲149	▲17	▲16	▲27	▲63
2014年度	見込み	▲27	▲29	▲397	▲55	▲129	▲15	▲14	▲24	▲56
	実績	▲40	▲36	▲443	▲75	▲118	▲12	▲16	▲29	▲49
2015年度	見込み	▲34	▲30	▲402	▲65	▲101	▲10	▲14	▲25	▲43
	実績	▲50	▲40	▲469	▲75	▲200	▲17	▲19	▲31	▲42

(1) 小売電気事業者が確保する供給力の織り込み方

- 今回の検証では、小売供給力は相対契約等の確実なもののみ計上し、現段階では供給先未定の発電余力は、試算上は発電所所在地エリア内供給力としている。
- しかし、当日までにはスポット市場等が活用される蓋然性は高いと考えられることから、こうした流動的な供給力を想定上どのように扱うかという課題が残る。現時点で中部エリアにおいて予備力3%が確保できていないのも、小売電気事業者が卸電力取引市場や未締結の相対契約等の調達先未定分に多くを期待していることが一因である。
- 今後の市場活用の進展状況も注視しつつ、この課題を含む適切な供給力想定のある方について、引き続き検討を深めることとしたい。

電力需要想定

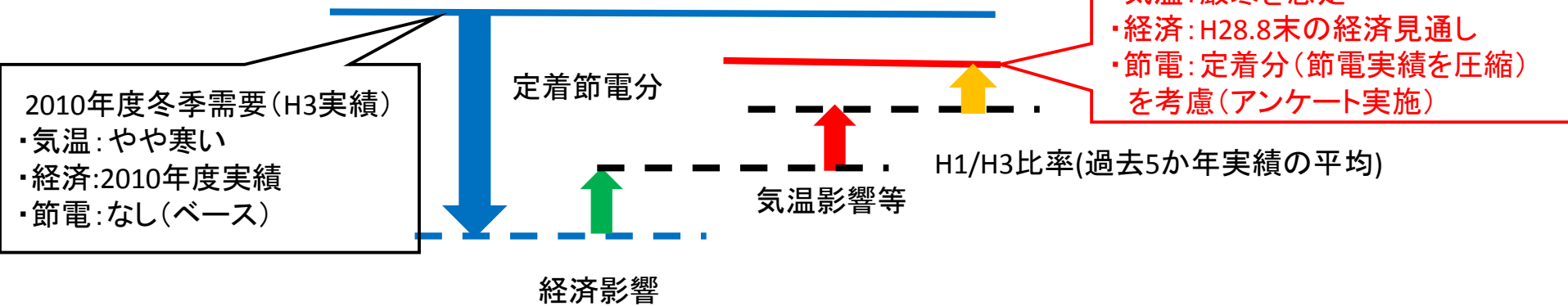
気温

経済

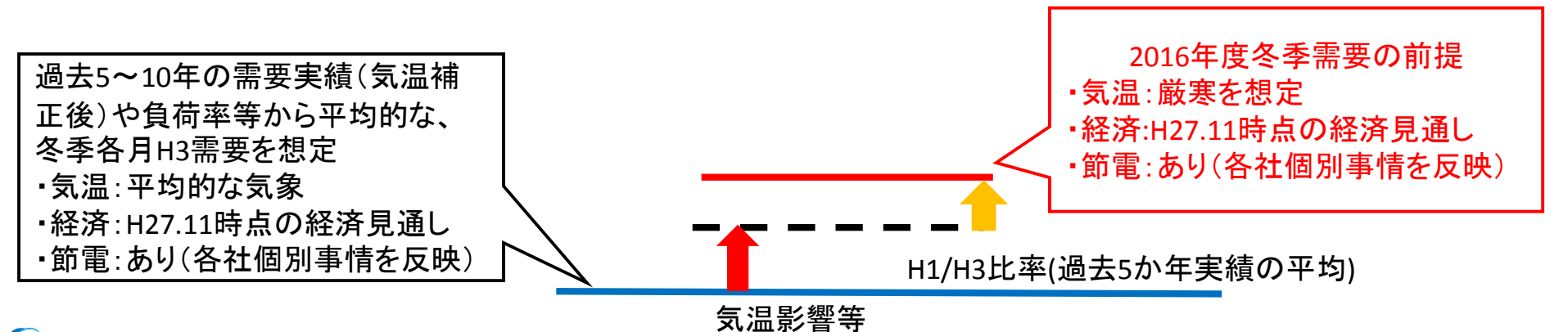
節電

<変動要因>

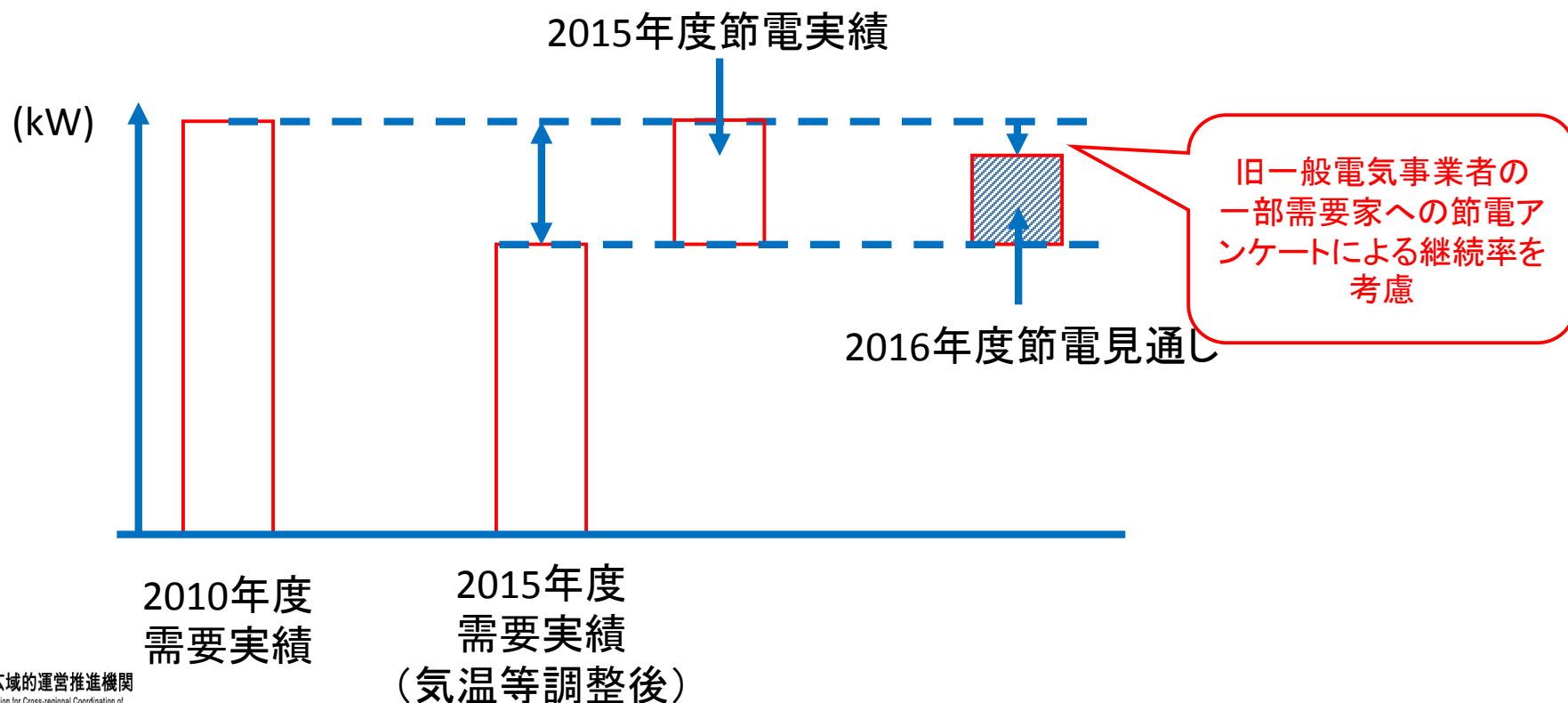
●需給検証での需要想定方法



●供給計画をベースとする厳気象における需要想定方法



- 今回冬季の需要を想定するにあたり、過去の電力需給検証小委員会と同様の想定方法を踏襲し、定着節電分を以下の方法で、前年度節電実績から一部の小売電気事業者によるアンケートから継続率を考慮し推計した。(アンケートは一部の小売電気事業者(旧一般電気事業者)の大口、小口、家庭用などの用途別に実施。)



- 今回冬季の需要を想定するにあたり、過去の電力需給検証小委員会と同様の想定方法と、当機関において厳気象や経済影響等を踏まえた、供給計画をベースとした想定方法を比較した。
- 供給計画をベースとした需要想定方法は、これまでの電力需給検証小委員会における需要想定方法を概ね下回っているもののほぼ同等の結果が得られている。

●平成28年度冬季需要想定（厳気象H1）

（送電端、万kW）

	想定方法のベース	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
12月	需給検証	521	1358	4683	2305	495	2509	1006	491	1355	114
	供給計画	524	1356	4667	2294	489	2523	1003	488	1351	114
	供給計画－需給検証	3	▲ 2	▲ 16	▲ 11	▲ 6	14	▲ 3	▲ 3	▲ 4	0
1月	需給検証	521	1402	5029	2381	515	2574	1057	491	1479	116
	供給計画	524	1400	4986	2370	510	2589	1053	488	1475	116
	供給計画－需給検証	3	▲ 2	▲ 43	▲ 11	▲ 5	15	▲ 4	▲ 3	▲ 4	0
2月	需給検証	521	1395	5029	2381	515	2574	1057	491	1479	116
	供給計画	524	1393	4986	2370	510	2589	1053	488	1475	116
	供給計画－需給検証	3	▲ 2	▲ 43	▲ 11	▲ 5	15	▲ 4	▲ 3	▲ 4	0
3月	需給検証	482	1301	4654	2221	493	2301	953	430	1259	112
	供給計画	485	1299	4646	2210	487	2314	950	427	1255	112
	供給計画－需給検証	3	▲ 2	▲ 8	▲ 11	▲ 6	13	▲ 3	▲ 3	▲ 4	0