

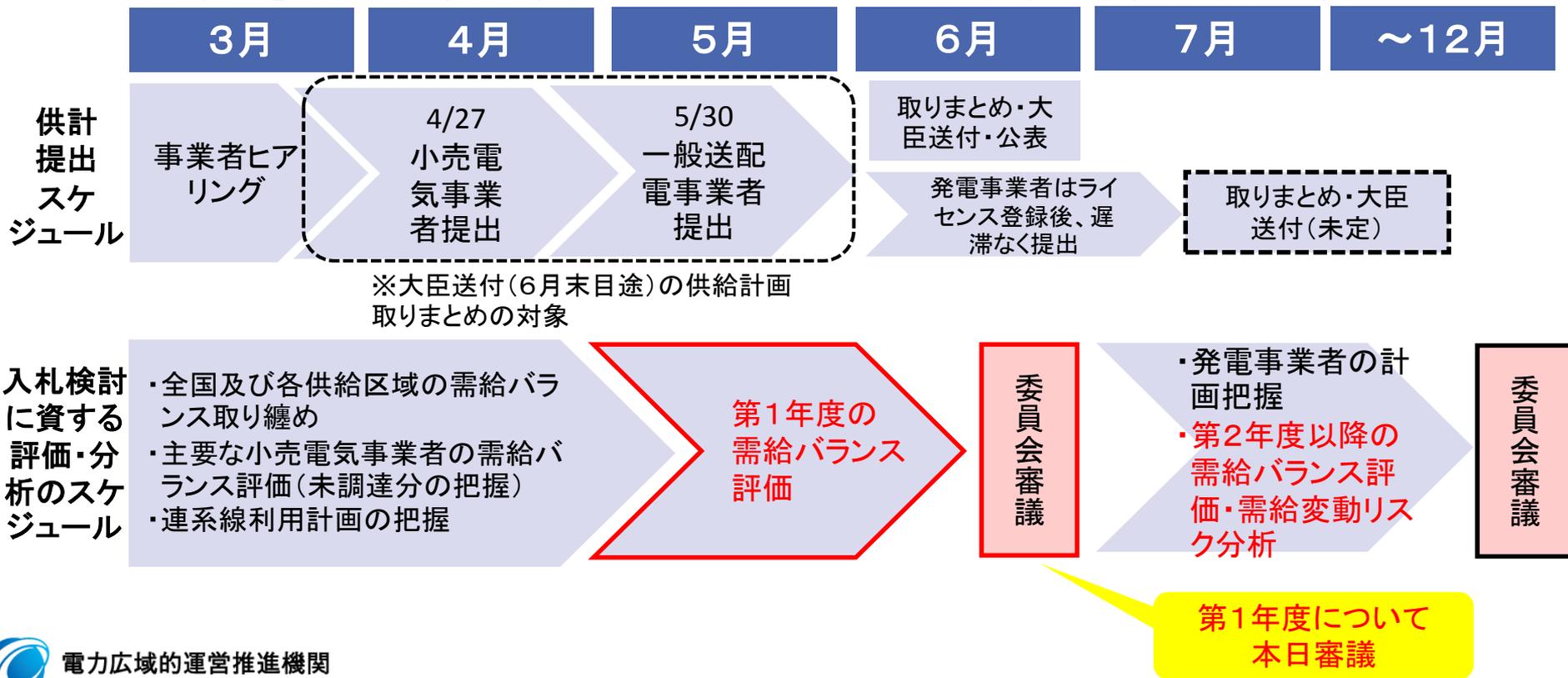
平成28年度を対象とした 需給バランス評価・需給変動リスク分析 について

平成28年6月28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

- 今年度の電源入札等に関する検討スケジュールは、供給計画取りまとめスケジュールや評価・分析に要する期間及び対策が必要な場合のリードタイムを考慮し、**6月末日途に第1年度、年内を目途に第2年度～第10年度**の需給バランス評価及び需給変動リスク分析を行うこととした(第1回委員会で審議)。
- 今回、第1年度(28年度)について、供給計画取りまとめ結果及び事業者への聴取に基づく需給バランス評価・需給変動リスク分析を行ったのでご審議いただきたい。

<参考:今年度の電源入札等に関する検討スケジュールについて> 出所:第1回委員会資料(一部修正)



出所： 第2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(一部追記)

	STEP 0	STEP 1	STEP 2
	供給計画とりまとめ・大臣送付	電源入札等の検討開始の判断	電源入札等の実施の判断
決議	評議員会※1⇒理事会	理事会	評議員会⇒理事会
諮問委員会	—	本委員会	「入札委員会(仮称)」
実施時期	前年度3月末 (今年度は6月末に実施)	6月末 (今年度は、第2～10年度分は年内に実施)	12月まで (判断を翌年度に繰り延べることもあり得る) (今年度は、STEP1を踏まえて検討)
評価内容	<ul style="list-style-type: none"> ・受領した供給計画(需要想定及び供給力算定)の適切性、広域系統長期方針・広域系統整備計画との整合性を確認 <p>[需給バランス評価]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・適正な供給力の確保状況※2を確認 	<p>[需給バランス評価]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・供給計画で捕捉できない供給力のうち期待可能な供給力も考慮 <p>[需給変動リスク分析]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・社会情勢や電源構成等を鑑み、個別に注視すべきリスク要因を抽出し、必要に応じ考慮 	<ul style="list-style-type: none"> ・電源入札等以外の対策の有無について詳細検討(追加的な供給力及びネガワットの確保等) ⇒需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析
判断基準	<ul style="list-style-type: none"> ・需要想定要領、供給計画に関する国のガイドライン、広域系統長期方針、広域系統整備計画 <p>[需給バランス評価]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・平年H3需要※3に対する基準 	<p>[需給バランス評価]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・STEP0と同じ <p>[需給変動リスク分析]</p> <ul style="list-style-type: none"> ・厳気象H1需要※4に対する基準(第1年度のみ※5) 	<ul style="list-style-type: none"> ・平年H3需要※3に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる ・厳気象H1需要※4に対して、電源入札等以外の需給対策を考慮したうえで、STEP1と同じ基準を用いる(第1年度のみ)

第1年度について
本日審議

※1: 経済産業大臣への意見送付に関する事項 ※2: 火力発電所の燃料計画の確認を含む ※3: 平年並みの気象条件における最大3日平均需要 ※4: 厳しい気象条件(猛暑、厳寒)における最大電力需要 ※5: 第1年度は、期待可能な運用上の対策を考慮

■ 今後10年間の人口や経済指標(GDP、IIP等)の見通しを用いて、最大需要電力(8月・送電端・最大3日平均電力)および年間需要電力量(送電端)を想定した。最大需要電力及び年間需要電力量の全国合計値は、今後10年間において+0.5%/年の増加の見通し。

●需要想定の元とした全国の経済見通し

	平成28年度	平成37年度
国内総生産(GDP)	538.0兆円	583.8兆円 [+ 1.0%]
鉱工業生産指数(IIP)	101.8	114.6 [+ 1.4%]

[]内は平成28年度見通しに対する年平均増加率

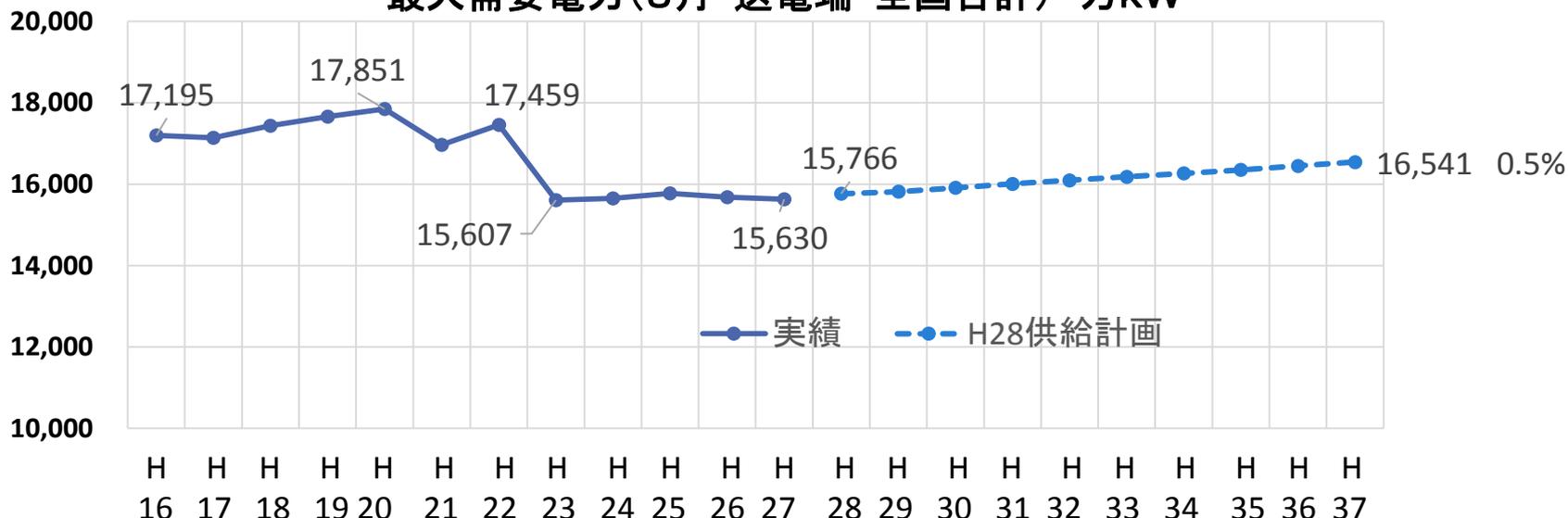
●需要想定(全国合計、送電端、H3)

	平成27年度 実績*	平成28年度 見通し	平成37年度 見通し
最大需要電力	15,630万kW	15,766万kW	16,541万kW [+0.5%]
年間需要電力量	8,857億kWh	8,997億kWh	9,446億kWh [+0.5%]
年負荷率	64.7%	65.1%	65.2%

※平成27年度実績欄は気温補正後の値。年間需要電力量及び年負荷率は推定実績を示す。

[]内は平成28年度見通しに対する年平均増加率

最大需要電力(8月・送電端・全国合計) 万kW



平成28年度需給バランス(最大3日平均需要)

(送電端,万kW,%)

夏季

【7月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最大需要電力	416	1,280	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
供給力	488	1,434	5,650	2,679	574	2,948	1,268	577	1,852	206
供給予備力	72	154	403	251	79	314	212	73	334	63
供給予備率	17.4%	12.0%	7.7%	10.3%	16.0%	11.9%	20.0%	14.5%	22.0%	44.4%

【8月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最大需要電力	432	1,309	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
供給力	524	1,495	5,762	2,727	578	2,954	1,260	570	1,782	215
供給予備力	92	186	515	299	83	320	204	66	264	72
供給予備率	21.4%	14.2%	9.8%	12.3%	16.8%	12.2%	19.3%	13.1%	17.4%	50.5%

冬季

【12月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最大需要電力	510	1,310	4,524	2,183	464	2,255	948	466	1,316	100
供給力	597	1,437	5,470	2,340	536	2,712	1,210	511	1,515	166
供給予備力	87	127	946	157	72	457	262	45	199	66
供給予備率	17.1%	9.7%	20.9%	7.2%	15.6%	20.3%	27.6%	9.6%	15.2%	65.7%

【1月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
最大需要電力	510	1,353	4,811	2,257	484	2,477	997	466	1,396	102
供給力	598	1,497	5,538	2,432	569	2,848	1,220	508	1,562	165
供給予備力	88	144	727	175	85	371	223	42	166	62
供給予備率	17.2%	10.6%	15.1%	7.7%	17.5%	15.0%	22.3%	9.0%	11.9%	61.0%

需給バランス評価 <供給計画取りまとめに基づく28年度月別需給バランス> 6

- 第2回委員会で、今回の需給バランス評価では、「エリア毎に供給予備率がH3需要に対して8%以上あること」を評価基準とすることとした。
- 今回の供給計画取りまとめに基づく平成28年度(月別)のエリア毎の供給予備率は下表のとおり。
- 各エリアで供給予備率8%を概ね確保できているが、東京・中部エリアでは、一部の月において供給予備率8%を下回っている。

赤セル: 供給予備率が8%未満の区域・月

平成28年度 各エリアの毎月の予備率 (%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	7.9%	15.4%	9.2%	12.0%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	15.0%	21.3%	20.1%	7.7%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東日本3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	7.2%	7.7%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	15.6%	17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	20.3%	15.0%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西日本6社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

- 東京・中部エリアで供給予備率が8%を下回っている月について、地域間連系線の空容量を活用して、他エリアの供給予備率が8%を下回らない範囲で供給を行うことにより、全てのエリア・月で供給予備率8%以上を確保できることを確認した。
- したがって、平成28年度の需給バランスは、評価基準を満たしていると判断する。

青セル:受電側 緑セル:送電側

平成28年度 各エリアの毎月の連系線活用後の予備率(空容量の範囲内)

(%)

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	12.8%	10.3%	11.0%	17.4%	21.4%	22.1%	19.6%	12.6%	17.1%	17.2%	16.6%	26.9%
東北	8.0%	15.4%	9.2%	① 10.7%	14.2%	17.3%	13.7%	10.8%	9.7%	10.6%	10.3%	13.4%
東京	14.9%	21.3%	20.1%	8.0%	9.8%	19.7%	23.6%	16.7%	20.9%	15.1%	12.5%	16.9%
東日本3社計	13.4%	19.3%	17.4%	9.1%	11.3%	19.4%	21.2%	15.1%	18.3%	14.4%	12.4%	16.9%
中部	14.9%	14.5%	10.1%	10.3%	12.3%	13.5%	15.0%	11.3%	8.0%	8.0%	9.7%	11.1%
北陸	14.3%	28.7%	13.3%	16.0%	16.8%	16.5%	24.4%	15.2%	② 15.6%	③ 17.5%	15.2%	14.2%
関西	9.0%	15.0%	9.9%	11.9%	12.2%	15.6%	24.0%	19.5%	19.5%	14.7%	14.3%	25.2%
中国	32.5%	32.4%	25.9%	20.0%	19.3%	29.5%	36.2%	37.9%	27.6%	22.3%	22.1%	31.1%
四国	14.8%	18.2%	14.8%	14.5%	13.1%	22.4%	29.0%	24.7%	9.6%	9.0%	8.3%	14.0%
九州	35.7%	30.0%	23.4%	22.0%	17.4%	18.8%	23.3%	23.4%	15.2%	11.9%	13.7%	20.8%
中西日本6社計	18.5%	20.5%	14.6%	14.6%	14.3%	17.6%	22.9%	20.1%	15.6%	13.1%	13.6%	19.8%
9社合計	16.2%	19.9%	15.8%	12.1%	13.0%	18.4%	22.1%	17.8%	16.8%	13.7%	13.0%	18.5%
沖縄	60.8%	62.3%	47.2%	44.4%	50.5%	44.8%	44.4%	63.6%	65.7%	61.0%	73.3%	75.7%
10社合計	16.6%	20.4%	16.1%	12.4%	13.3%	18.7%	22.4%	18.2%	17.2%	14.0%	13.5%	18.9%

- ① 東北エリアから東京エリアへ17.2万kWの送電(124万kW)
- ② 関西エリアから中部エリアへ17.2万kWの送電(187万kW)
- ③ 関西エリアから中部エリアへ 6.0万kWの送電(176万kW)

注) ()内の値は、平成28年度供給計画策定段階(平成28年2月19日時点)での連系線空容量を基に算出した連系線送電可能量

- 第2回委員会で、今年度は、電力需給検証小委員会報告書(平成28年4月)の気象条件を前提とした最大電力需要(猛暑H1需要)を想定し、当該需要に対する供給予備率が、同小委員会で最低限確保すべきとされた3%を上回るかどうかにて評価することとした。
- なお、同小委員会報告書では、厳しい気象条件における旧一般電気事業者の需給のバランス(発受電端)を評価しているが、本機関では、全国及び各供給区域(エリア)の需給バランス(送電端)を評価する。
- 各エリアの猛暑年ベースのH1需要想定にあたっては、同小委員会の前提条件及び想定手法を準用することとし、本機関から一般送配電事業者に対し、以下の前提条件で想定を依頼。
 - ✓ 至近10年間のH3需要発生日のうち、最高気温が最も高かった年(猛暑年と定義)を対象とする。
 - ✓ 気象影響については、猛暑H3需要の前提条件と供給計画におけるH3需要の前提条件との差分から、気象感応度を用いて、猛暑H3需要を算出する。
 - ✓ H1需要とH3需要の比率(「H1/H3比率」、エリア需要の過去5年間平均)を用いて猛暑H1需要を想定する。
 - ✓ なお、上述の想定方法以外の合理的な猛暑H1需要の想定方法が考えられる場合には、その理由も添えて想定結果を提出すること。

需給変動リスク分析 <猛暑H1需要の想定>

◆猛暑H1需要の想定詳細(7, 8月)

(気温℃、需要は送電端、万kW)

28年度夏季	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 (提出値)	H1/H3比率	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か年)	2012 2010	2010※1	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009
気象感応度 (最高気温・万kW/℃)	6	35	122	134	71 (累積不快指数 1ptあたり)	13 (合成不快指数)	85 (累積5日最高気温)	32	22	48	3
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	前3日平均気温	累積不快指数 (最高気温を使用していない)	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 の平均、 最小湿度	前5日平均気温	前3日平均気温
供給計画H3前提気温	28.9 31.0	32.5	34.7	34.7	83.9 (累積不快指数)	82.9 (合成不快指数)	35.5※3	35.2	34.4	34.3	33.1
供給計画H3需要	416 432	1,280 1,309	5,247	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
猛暑H3前提気温	31.8 33.0	34.8	36.0	37.0 (猛暑H1前提※2)	85.5	84.4 (合成不快指数)	36.6	35.9	35.0	36.2	34.0
猛暑H3需要	434 445	1,365 1,394	5,478	※2	2,542	514	2,739	1,094	522	1,610	147
算定に用いた H1/H3比率 (5か年実績平均)	1.01 1.01	1.02 1.01	1.01	※2	1.01	1.01	1.02	1.01	1.02	1.01	1.00
猛暑H1需要 (7,8月で異なる場合は 上段7月、下段8月)	438 449	1,387 1,409	5,553	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
猛暑H1/H3比率(結果)	1.05 1.04	1.08 1.08	1.06	1.07	1.06	1.04	1.06	1.05	1.02	1.07	1.03

※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)を用いた想定方法(本機関指定)のほか、一般送配電事業者が合理的な想定手法として示した「猛暑設定年のH1発生日の前提条件と供給計画H3需要の前提条件(過去10か年平均)の差分から直接気象影響を算出」を表記。

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

需給変動リスク分析 ①猛暑H1需要発生時の需給バランス

- 第2回委員会で、今回の需給変動リスク分析は、電力需給検証小委員会の気象条件を前提とした最大電力想定（猛暑H1需要）に対して、供給予備率が、同小委員会で最低限確保すべきとされた3%を上回るかどうかにて評価することとした。
- 10エリアの一般送配電事業者から提出された平成28年度夏季（7～9月）の猛暑H1需要発生時の需給バランスは、以下のとおり。
- 東京エリア以外9エリアは、同小委員会で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。
- 東京エリアにおいて、供給予備率3%を確保するためには、7月で130万kW程度、8月で15万kW程度の追加的な需給対策が必要。（⇒次頁にて整理）

平成28年度夏季需給バランス（猛暑H1）

（送電端,万kW,%）

【7月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	494	1,434	5,669	2,679	574	2,948	1,274	577	1,852	206
最大電力需要	438	1,387	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
供給予備力	56	47	41	100	57	163	165	46	230	57
供給予備率	12.8	3.4	0.7	3.9	11.0	5.9	14.9	8.7	14.2	38.6
予備力3%確保に対する不足分			128							

【8月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	530	1,495	5,781	2,728	578	2,954	1,269	570	1,783	214
最大電力需要	449	1,409	5,627	2,578	517	2,785	1,108	531	1,622	148
供給予備力	81	85	154	149	61	168	161	39	161	66
供給予備率	18.0	6.0	2.7	5.8	11.8	6.0	14.5	7.3	9.9	44.7
予備力3%確保に対する不足分			15							

【9月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力	533	1,400	5,542	2,585	543	2,813	1,208	538	1,615	198
最大電力需要	449	1,299	5,056	2,439	488	2,622	979	505	1,463	143
供給予備力	84	100	485	146	54	191	229	33	152	55
供給予備率	18.7	7.7	9.6	6.0	11.1	7.3	23.4	6.5	10.4	38.5
予備力3%確保に対する不足分										

※最大電力需要は、平成28年度供給計画のH3需要をベースとして、厳気象条件で想定。 ※揚水発電供給力は需要に応じた可能出力を算定

※建設試運転電力は、予備率3%を下回っている東京エリアについて、発電・調達計画等に基づき本機関が期待可能と判断した地点を計上

- 東京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。
- 運用上の追加的な需給対策により、供給予備率3%を確保するために必要な供給力を上回ることが確認された。

東京エリアの 運用上の需給対策			効果量(万kW)		算定根拠	備考
			7月	8月		
①	エリア間 取引等	50Hzエリア	48	85	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線空容量範囲内	連系線空容量は月間 計画に基づく (次頁参照)
		60Hzエリア	0	0		
②	火力機の過負荷運転		42	42	一般送配電事業者 ヒアリング	一般送配電事業者が 発電設備を保有する 事業者と事前に合意し た発電機(指針170条)
③	本機関による 逼迫時の指示	50Hzエリア	0	25	他エリア予備率3%超過分 かつ連系線マージン範囲内	東京エリア向きの 連系線当日マージン分
		60Hzエリア	60	60		
④	契約に基づく需要抑制		116	116	一般送配電事業者・小売電気事業者 供給計画・ヒアリング	
合計			266	328		

猛暑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

(万kW,%)

【7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	56	47	-	101	57	163	166	46	230	58
B	供給予備率	12.8	3.4	-	3.9	11.0	5.9	14.9	8.7	14.2	39.2
C	猛暑H1需要の3%	13	42	-	77	16	84	33	16	49	4
A-C	3%超過分予備力	43	5	-	23	42	80	132	30	182	53

【8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	86	-	150	61	169	161	39	161	66
B	供給予備率	18.1	6.1	-	5.8	11.8	6.1	14.5	7.4	10.0	45.0
C	猛暑H1需要の3%	13	42	-	77	16	84	33	16	49	4
A-C	3%超過分予備力	68	43	-	72	45	85	128	23	113	62

参考

■地域間連系線の空容量(東京向き・一部抜粋)

※6/27時点での月間計画(7, 8月分)の連系線空容量(最小値)を表記

地域間連系線 空容量	潮流向	(万kW)	
		7月	8月
北海道本州間	北海道⇒東北	44.7	42.0
	東北⇒北海道	-	-
東北東京間	東北⇒東京	73.0	184.6
	東京⇒東北	-	-
東京中部間	東京⇒中部	-	-
	中部⇒東京	0.0	0.0
中部北陸間	中部⇒北陸	-	-
	北陸⇒中部	30.0	30.0
中部関西間	中部⇒関西	-	-
	関西⇒中部	194.1	176.0

■地域間連系線のマージン(東京向き・一部抜粋)

※6/27時点での月間計画(7, 8月分)の連系線マージン

地域間連系線 マージン	潮流向	(万kW)	
		7月	8月
北海道本州間	北海道⇒東北	22.0	25.0
	東北⇒北海道	-	-
東北東京間	東北⇒東京	45.0	45.0
	東京⇒東北	-	-
東京中部間	東京⇒中部	-	-
	中部⇒東京	60.0	60.0

- その時々々の社会情勢や電源構成等を鑑み、供給予備力の必要量では考慮されていない需給上のリスク要因とその影響度合いを把握するとともに、供給力減少リスクに関する議論に資する情報を把握。
- 事務局にて下表の各情報を整理し、6月末の委員会でご議論いただくこととしたい。

(送電端、MW,%)

第1年度夏季・7～9月		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量※1	各エリアの影響の大きさを把握									
	送電線N-1故障による最大脱落量※2										
	新規開発供給力※3										
供給力に関する状況把握	高経年火力供給力(石油等)※4	(第1年度の評価では省略)									
	高経年火力供給力(上記以外)※4										
	原子力供給力※5										
その他関連情報	供給区域需要と小売電気事業者の想定需要の合計値とのギャップ	発電事業者の電源開発・廃止判断に影響する可能性がある情報として把握									
	休止・長期計画停止※6	供給計画の供給力外にある電源の量を把握									
	補修による減少出力										

※1、2: 厳気象条件でのN-1故障を想定。 ※2: 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。

※3: 評価時点以降、評価対象月までに運転開始する電源の供給力(累計)。運転開始の遅延による供給力減少リスクの大きさを把握。

※4: 平成27年度末時点で経年40年超の電源。将来的な廃止の可能性が高い電源として、その量を把握。

※5: 供給力に計上された原子力供給力。 ※6: 供給計画で供給力に計上されていない休止・長期計画停止。

(注) 個社の電源の情報を類推される恐れがあるため、本調査結果の一部は公表しない。

- 10エリアの今夏(7~9月)の供給計画の需給バランスにおける供給力減少リスク要因は以下のとおり。
- H3需要に対して、供給力減少リスクのいずれか一つ発現しても、確保された予備力(運用上の追加的な需給対策なし)で対応可能。
- H3需要を上回る高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、運用上の追加的な需給対策で対応することとなるが、対策が後手にならないよう、広域機関と一般送配電事業者は各供給区域の需給状況の把握とリスク発現の予見に努める。

供給力減少リスク要因と、予備力(H3)との比較

(送電端,万kW,%)

【7月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	212	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	0	0	0	0	0
平成28年度7月予備力(H3)		72	154	403	251	79	314	212	73	334	63

【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	223	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	14	0	25	0	0
平成28年度8月予備力(H3)		92	186	515	299	83	320	204	66	265	72

【9月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
リスク要因	電源N-1故障による最大脱落量 ^{※1}	66	57	97	95	64	86	95	66	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量 ^{※2}	-	-	216	-	-	-	-	-	-	-
	新規開発供給力 ^{※3}	0	48	0	0	0	36	0	26	0	0
平成28年度9月予備力(H3)		95	207	903	307	77	379	274	98	255	62

※1、2 厳気象条件でのN-1故障を想定 ※2 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

※3 供給力に計上された新規開発電源(6月以降、評価対象月までに運転開始する電源)の供給力

- 小売電気事業者の想定需要(積み上げ)と一般送配電事業者によるエリア想定需要(H3)のかい離は、以下のとおり。
- 東京エリアや九州エリアでは、今夏、小売電気事業者の想定需要を大きく上回る需要が発生する可能性があるため、広域機関及び一般送配電事業者は、実需給にかけて、エリアの需給バランスの状況を注視する必要がある。

小売想定需要(積み上げ)とエリア想定需要(H3)のかい離(小売需要ショートをマイナス表記)

(送電端,万kW%)

【7月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要	416	1,280	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
小売電気事業者の想定需要	425	1,301	5,111	2,461	496	2,713	1,068	509	1,514	143
需要かい離(小売積み上げ-エリア)	9	21	▲136	33	1	79	12	5	▲4	0

【8月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要	432	1,309	5,247	2,428	495	2,634	1,056	504	1,518	143
小売電気事業者の想定需要	440	1,334	5,161	2,465	496	2,728	1,071	511	1,528	143
需要かい離(小売積み上げ-エリア)	8	25	▲86	37	1	94	15	7	10	0

【9月】	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
一般送配電事業者のエリア想定需要	432	1,193	4,580	2,278	466	2,435	929	440	1,360	138
小売電気事業者の想定需要	438	1,216	4,621	2,312	467	2,510	943	448	1,392	138
需要かい離(小売積み上げ-エリア)	6	23	41	34	1	75	14	8	32	0

- 28年度供給計画取りまとめや会員に対する聴取に基づき、初年度(平成28年度)を対象とした全国及び供給区域毎の需給バランスを評価・分析した結果、通常発生し得る需給変動リスクに対して、安定供給の確保が可能な見通しである。
- また、今夏において、至近10か年で最も猛暑となった年と同程度の気象条件が発生した場合でも、東京エリア以外では計画上の供給力で需給バランスが維持でき、東京エリアでは運用上の追加的な需給対策を実施することにより需給バランスが維持できる見通しであることを確認した。
- したがって、今回の評価によれば、28年度の供給力確保を目的とした電源入札等の実施の検討(STEP2)を開始する必要はない。
- 今年度は、ライセンス制、計画値同時同量制度及び1時間前市場導入といった環境変化に伴う実需給への影響も想定されるが、広域機関及び一般送配電事業者は、運用上の対策が適切なタイミングで実施できるよう需給監視を行う必要がある。

- 次年度以降の需給バランス評価・需給変動リスク分析にあたって整理すべき課題は以下のとおりである。

<本日の評価・分析を踏まえた課題>

- H3需要に対する供給予備力の必要量と、厳気象需要(猛暑H1需要・厳寒H1需要)に対する予備力との関係性
 - ※猛暑H1需要や厳寒H1需要に対応するために供給予備力または需給対策メニューを確保する必要があるかどうか。
- 需給変動リスク分析における厳気象(猛暑・厳寒)の定義と想定手法の確立
- 運用上の需給対策メニューの取扱い

<前回委員会(供給計画取りまとめ)の議論を踏まえた課題>

- 需要想定における、太陽光発電の自家消費分の考慮方法の見直し
- 供給計画提出義務のない事業者による新規開発電源の織り込みの考え方
 - ※第2年度以降にかかる評価・分析における課題であり、年末日途の評価・分析にむけて検討

- 電力需給検証小委員会では旧一般電気事業者(発受電ベース)の需給バランスを評価しているが、本機関としては、電源入札等に資する全国及び各供給区域(エリア)の需給バランス(送電端)とリスク分析を適切に行っていく必要がある。

※電力需給検証小委員会報告書(平成28年4月28日公表、<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>)より

【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%)

※電力需給検証小委員会報告書(平成28年4月28日公表、<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>)より

(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。

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

【図8 離脱需要分の供給力評価について】

- 太陽光発電の供給力は、ピーク需要の発生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。

※電力需給検証小委員会報告書(平成28年4月28日公表、<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>)より

【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

	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

※電力需給検証小委員会報告書(概要)(平成28年4月28日公表、<http://www.meti.go.jp/press/2016/04/20160428010/20160428010.html>)より

まとめ

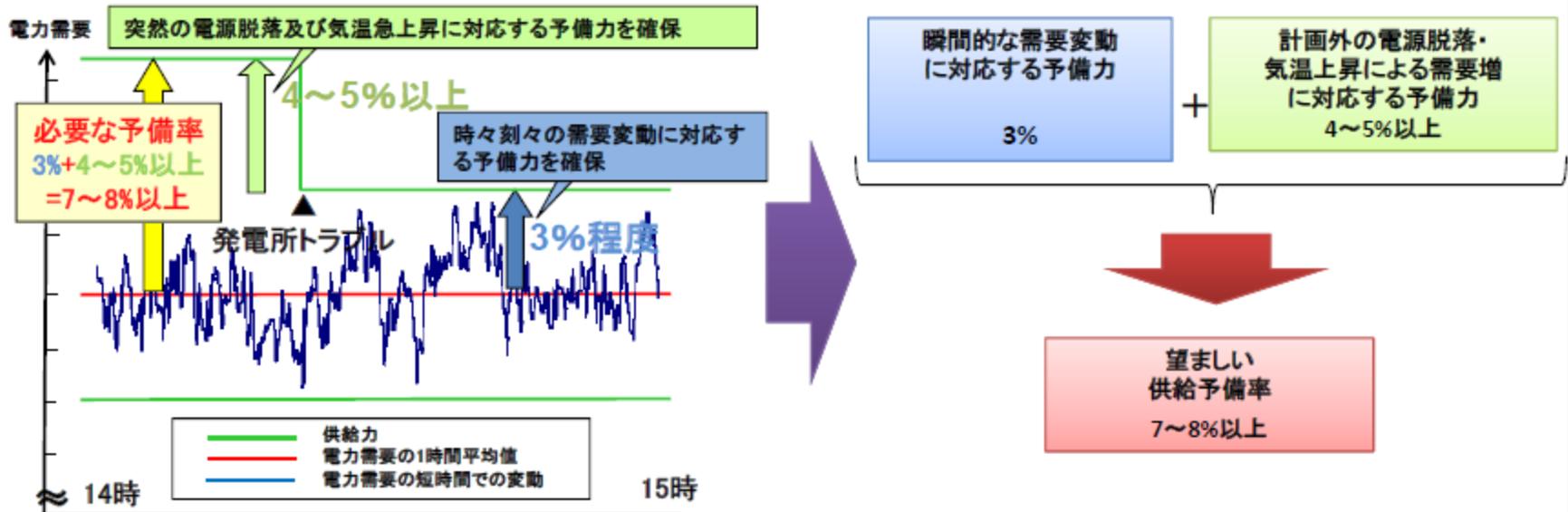
1. 2016年度夏季の電力需給は、いずれの電力会社においても、他の電力からの融通無しで、安定供給に最低限必要な予備率3%以上を確保できる見通しである。
2. ただし、火力発電所の震災特例等による定期検査の繰延べや、震災前に長期停止していた火力発電所の稼働等を前提としているとともに、火力発電に大きく依存しており、大規模な電源脱落や想定外の気温上昇による需要増に伴う供給力不足のリスクがあることに十分留意する必要がある。
3. こうした状況を踏まえ、供給面では、火力発電設備の保守・保全を徹底すべき。また、電力広域的推進機関の役割も重要であり、電力の安定供給にしっかり貢献していくことを要請する。需要面では、需給状況に一定の改善が見られるため、今夏については、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、省エネキャンペーンの実施やディマンドレスポンス等の促進など、引き続き徹底した省エネの取組の推進を図っていくべきである。
4. 資源の乏しい我が国は、安全性の確保を大前提に、経済性や気候変動問題に配慮しつつ、エネルギーの安定供給を図っていくべきである。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。

※電力需給検証小委員会(第14回)資料7より

(http://www.meti.go.jp/committee/sougouenergy/kihonseisaku/denryoku_jukyu/014_haifu.html)

(参考2)予備率の考え方

- 電力需要は、常に上下最大3%程度の間で、時々刻々と需要が変動。これに対応するために、最低でも3%の供給予備率を確保することが必要。
- ①計画外の電源脱落、②予期しない気温上昇による需要増に対応するためには、更に4~5%以上の供給予備率が必要と考えられる。
- よって安定的な電力供給には7~8%以上の予備率確保が望ましいとされている。



	北海道	東北	東京	中部	関西	北陸	中国	四国	九州
気温感応度(最高気温) ^{※1}	6万kW/°C	35万kW/°C	138万kW/°C	75万kW/°C	60万kW/°C	12万kW/°C	31万kW/°C	22万kW/°C	43万kW/°C
過去10年間の最高気温の平均値 ^{※1}	30.7°C	32.5°C	34.7°C	36.2°C	35.2°C	34.6°C	35.2°C	34.4°C	34.3
2010年度猛暑の最高気温 ^{※1※2}	32.1°C	34.8°C	36.0°C	36.9°C	36.6°C	35.6°C	35.9°C	35.0°C	36.2°C

※1 全てH3ベース、関西電力は累積5日最高気温

※2 東京及び中部は2015年度、関西、九州電力は2013年度を採用。38