

電力需給検証報告書
案

平成 29 年 4 月

電力・ガス基本政策小委員会

目 次

はじめに	- 1 -
第 1 章 2016 年度冬季の電力需給の結果分析	
1. 電力需給の状況	- 3 -
2. 需 要	- 5 -
3. 供 給	- 11 -
4. 2016 年度冬季の電力需給の結果分析の総括	- 16 -
第 2 章 2017 年度夏季の電力需給の見通し	
1. 基本的な考え方	- 18 -
2. 2017 年度夏季の需要の想定	- 22 -
3. 2017 年度夏季の供給力の想定	- 24 -
4. 電力需給バランスの検証	- 29 -
5. 2017 年度夏季の需給見通しの検証の総括	- 36 -
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	- 37 -
2. 諸課題に関する取組について	- 40 -
おわりに ～政府への要請～	- 42 -

はじめに

総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会は2017年4月21日付で2016年度冬季の電力需給実績及び2017年度夏季の電力需給見通しについて電力広域的運営推進機関（以下、広域機関）から報告を受け、同日に審議を行った。この報告書は、その結果をとりまとめたものである。

ここで、昨夏以前と昨冬以降の需給検証方法の違いについて確認しておく。

昨夏の需給検証までは、旧一般電気事業者を対象に、各事業者の管内で予備率が3%以上確保できるかを確認していた。市場取引等は考慮しておらず、単独で3%以上を確保できない場合は、事業者間の融通を考慮することで、3%を確保するとしていた。

昨冬以降は、小売全面自由化等の状況を踏まえ、昨冬の需給検証から、旧一般電気事業者に新規参入者を加えた供給区域（以下、エリア）全体を対象とした。新規参入者の、エリア間の取引を含む卸電力取引市場からの調達分も考慮し、東日本、中西日本のブロック単位でも予備率が3%以上確保されることを確認した。また、広域機関によるひっ迫時の融通によらずとも、全エリアで予備率が3%以上確保できるかを確認した。

昨年10月、総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会（以下、本小委員会）でとりまとめた2016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、卸電力取引市場の活用等が行われることで、全エリア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った。

2016年度冬季は、2016年度夏季に続き節電要請を行わなかったが、北陸エリアを除き電力需要のピーク発生日における気温が想定より高かったこと等により需要が減少し、結果的に、2016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。

2017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. 2017年度夏季の電力需給見通しは、供給計画をベースに夏季において10年に1回程度の猛暑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、沖縄を除く全国7.5%、東日本ブロック5.7%、中西日本ブロック9.1%の予備率を確保。）
2. ただし、原子力発電の稼働停止に伴い、火力発電の稼働が増加している。その結果、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いる。そのため、政府及び電気事業者においては、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原子力発電の再稼働を進める。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 2016年度冬季の電力需給の結果分析

1. 電力需給の状況

表1は、2016年度冬季における全国10エリア合計の最大需要日、表2は、各エリアの最大需要日における電力需給状況（送電端）を示したものである。

最大需要実績は、全国的に見れば昨年10月の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会での想定（以下「厳寒H1想定」という。）を下回り、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。

以下、2016年度冬季の電力需給の状況を詳細に分析する。

【表 1 2016年度冬季の需給実績（全国最大需要日）】

（送電端）

エリア	実績			厳寒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	最大需要 (万kW)	供給力 ^{※2} (万kW)	予備率 ^{※3}
北海道	1月24日(火)	18～19時	508	596	17.3%	521	606	16.2%
東北			1,355	1,577	16.4%	1,402	1,515	8.0%
東京			4,846	5,219	7.7%	5,029	5,350	6.4%
東3エリア			6,709	7,392	10.2%	6,952	7,470	7.5%
中部			2,278	2,411	5.8%	2,381	2,456	3.1%
北陸			500	537	7.4%	515	569	10.5%
関西			2,446	2,656	8.6%	2,574	2,813	9.3%
中国			997	1,113	11.6%	1,057	1,225	15.9%
四国			459	497	8.4%	491	542	10.4%
九州			1,430	1,589	11.1%	1,479	1,610	8.9%
中西エリア			8,110	8,803	8.5%	8,497	9,215	8.5%
全国9エリア			14,819	16,196	9.3%	15,449	16,686	8.0%
沖縄			93	159	71.6%	116	165	41.5%
全国10エリア	14,911	16,354	9.7%	15,565	16,851	8.3%		

※1 2010年度の実績をベースに厳寒H3需要を見通し、さらにH1/H3比率等（一部東京は別途）を用いて想定した1月厳寒H1需要。第8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10月6日）で報告。

※2,3 エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第8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。

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

※ 本表以降、本資料の冬季実績については速報値や推計値が含まれる。また、四捨五入の関係で合計が合わないことがある。

【表 2 2016 年度冬季の需給実績（エリア別最大需要日）】

(送電端)

エリア	実績					厳寒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	最大需要 (万kW)	供給力 ^{※2} (万kW)	予備率 ^{※3}
北海道	2月3日(金)	4～5時	519	584	12.5%	521	606	16.2%
東北	1月24日(火)	17～18時	1,371	1,576	14.9%	1,402	1,515	8.0%
東京	2月9日(木)	17～18時	4,957	5,230	5.5%	5,029	5,350	6.4%
東3エリア	—	—	6,847	7,390	7.9%	6,952	7,470	7.5%
中部	1月16日(月)	9～10時	2,337	2,510	7.3%	2,381	2,456	3.1%
北陸	1月24日(火)	10～11時	515	564	9.6%	515	569	10.5%
関西	1月23日(月)	17～18時	2,476	2,652	7.1%	2,574	2,813	9.3%
中国	1月17日(火)	9～10時	1,031	1,134	10.1%	1,057	1,225	15.9%
四国	1月23日(月)	18～19時	473	506	7.2%	491	542	10.4%
九州	1月23日(月)	18～19時	1,447	1,609	11.2%	1,479	1,610	8.9%
中西エリア	—	—	8,278	8,975	8.4%	8,497	9,215	8.5%
全国9エリア	—	—	15,125	16,365	8.2%	15,449	16,686	8.0%
沖縄	2月11日(土)	19～20時	101	142	40.9%	116	165	41.5%
全国10エリア	—	—	15,226	16,508	8.4%	15,565	16,851	8.3%

※1 2010年度の実績をベースに厳寒H3需要を見通し、さらにH1/H3比率等（一部東京は別途）を用いて想定した1月厳寒H1需要。第8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10月6日）で報告。

※2,3 エリア間取引考慮後の供給力または予備率。第8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。

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

2. 需 要 ～事前の想定から▲339 万 kW

各エリアの冬季最大需要日の需要実績の合計は、15,226 万 kW であり、事前の厳寒を想定した需要 15,565 万 kW を 339 万 kW 下回った。

以下、実績と想定を比較し、差分の要因を検証する。

(1) 厳寒 H1 想定的前提条件と実績

厳寒 H1 想定的前提条件と実績について表 3 に示す。

全国的に、想定したほどの厳寒とはならず、北陸エリアを除き実績が想定を下回る結果になった(次項で検証)。北陸エリアについては、想定以上の厳気象¹となったが、節電影響等による需要の減少もありほぼ想定どおりの実績であった。

【表 3 厳寒 H1 想定と実績の詳細】

(送電端)

2016年度冬季実績		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	
厳寒H1想定方法		H1/H3比率	H1/H3比率	感応度式 ^{※1}	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カ年)		2010	2013	2013	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2015	
気象感応度 (日平均気温・ 万kW/℃)	想定	-4	-21	-83	-35	-9	-40	-19	-7	-23	-1.4	
	実績	-4	-24	-85	-34	-8	-40	-19	-8	-19	-1.6	
平均気温以外の 考慮要素		降水量	—	最大発生時気温 (日平均気温不 使用)	—	実績分析におい ては、日平均気 温と降雪有無の 重相関にて分析。	—	最低気温	日最高気温 (日平均気温 不使用)	日最高気温、前5 日最高気温の平 均(日平均気温不 使用)	月平均気温 ^{※2}	
H3気温(℃)	想定	-5.4	-1.7	3.3	1.1	1.1	3.3	2.1	6.9	6.5	17.0	
	実績	H1	-4.6	-2.7	2.8	1.8	-0.4	2.4	3.2	6.4	5.7	13.0
		H2	-7.7	-1.6	2.4	1.0	0.1	2.9	1.8	7.9	5.1	12.8
		H3	-4.6	-1.5	3.1	2.2	0.4	3.9	3.2	8.2	6.9	15.0
H3需要 (万kW)	想定	506	1,355	4,794	2,268	492	2,462	1,001	469	1,400	102	
	実績	H1	519	1,371	4,899	2,337	515	2,476	1,031	473	1,447	101
		H2	515	1,359	4,846	2,321	505	2,465	1,027	459	1,441	100
		H3	500	1,358	4,785	2,294	503	2,429	1,026	447	1,430	100
H3平均		511	1,363	4,843	2,318	508	2,456	1,028	460	1,439	100	
H3気温想定(再掲)(℃)		-5.4	-1.7	3.3	1.1	1.1	3.3	2.1	6.9	6.5	17.0	
厳寒H3想定気温(℃)		-7.6	-3.1	0.4 (厳寒H1想定)	0.8	0.0	1.9	0.2	5.2	3.6	10.7	
厳寒H3想定(万kW)		516	1,388	—	2,334	505	2,524	1,036	481	1,465	114	
H1/H3比率 (5か年実績平均)		1.01	1.01	—	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.01	1.03	
厳寒H1想定(万kW)		521	1,402	5,029	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	116	
厳寒H1/H3比率(結果)		1.030	1.035	1.049	1.050	1.047	1.045	1.056	1.047	1.056	1.138	
H1/H3比率 (2016年度冬季実績)		1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.00	1.03	1.01	1.01	

(気温について、東京エリアは最大発生時気温、四国エリア、九州エリアは日最高気温、沖縄エリアを除くその他エリアは日平均気温を記載。)

※1 東京エリアは、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年平均(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。

※2 沖縄エリアの気温について、H3 気温想定は 1 月平均気温、実績・厳寒 H3 想定気温は日平均気温を記載。

¹ 2016 年度冬季は厳気象対象年度(2011 年度)と比べて気温実績は同等であったが、降雪影響がより大きかったため。

(2) 需要の主な増減要因

需要変動に影響を与える要素である、①気温影響、②経済影響、③上記以外の要因（節電影響等）についてそれぞれ検証を行った（表4）。

【表 4 需要^{※1}の主な増減要因の分析】

(送電端)

	実績－想定 (万kW) ^{※2}	差の主な要因
合計	▲ 339	
気温影響 ^{※3}	▲ 445	厳寒条件を前提にH1需要を想定していたが、一部を除いて前提とした厳寒気象とならなかったことから需要が減少した。
経済影響	205	2016年度のGDP及びIIPの伸び率の上方修正 (GDP:+0.7%→+1.2%、IIP:+0.2%→+1.2%)等の影響
上記以外の要因 (節電影響等)	▲ 99	節電等により実績が想定を下回った。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 実績は10エリアのそれぞれの最大需要発生日における実績値の合計、想定は10エリアそれぞれの事前の想定値の合計。

※3 気温影響に加え、気温影響以外の2つの影響について上位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に伴う差分等を含む。

①気温影響 ～事前の想定から ▲445 万 kW

厳寒条件を前提に H1 需要を想定していたが、全体的には前提とした厳寒気象とならなかったことから、実績が事前の想定を下回った（表 5）。

【表 5 各エリアにおける気温影響実績】

(送電端)

エリア (万kW)	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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
①想定	188	0	34	154	255	106	16	18	40	14	61	443	3	446
②実績	76	2	▲2	76	▲70	12	17	▲59	▲25	2	▲16	6	▲5	1
差分 (②-①)	▲113	2	▲36	▲79	▲325	▲94	1	▲77	▲65	▲13	▲77	▲437	▲8	▲445

②経済影響 ～事前の想定から +205 万 kW

2016 年度の国内総生産（GDP）、鉱工業生産指数（IIP）の伸び率の上方修正（GDP：+0.7→+1.2%、IIP：+0.2%→+1.2%）等の影響により、実績が事前の想定を上回った（表 6）。

【表 6 各エリアにおける経済影響実績】

(送電端)

エリア (万kW)	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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
①想定	113	5	33	75	15	27	3	35	▲17	3	▲36	128	6	134
②実績	170	8	44	118	171	85	4	46	23	1	12	340	▲1	339
差分 (②-①)	57	3	11	43	156	58	1	11	40	▲2	48	212	▲8	205

③上記以外の要因（節電影響等） ～事前の想定から ▲99 万 kW

節電影響等により実績が想定を下回った（表 7）。

【表 7 各エリアにおける上記以外の要因（節電影響等）実績】

(送電端)

エリア (万kW)	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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
①想定	▲521	▲41	▲34	▲446	▲313	▲67	▲10	▲155	▲17	▲26	▲38	▲834	0	▲834
②実績	▲570	▲48	▲40	▲482	▲363	▲75	▲11	▲188	▲18	▲30	▲41	▲933	0	▲933
差分 (②-①)	▲49	▲7	▲6	▲36	▲50	▲8	▲2	▲33	▲1	▲4	▲3	▲99	0	▲99

(3) 需要面（ピーク時間帯）の確認

2016年度冬季（12、1、2月）の各エリアにおける上位3日の最大電力発生時間帯（ピーク時間帯）を表8に示す。

北海道エリア、中国エリア以外は、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実際のピーク時間帯がほぼ一致した。

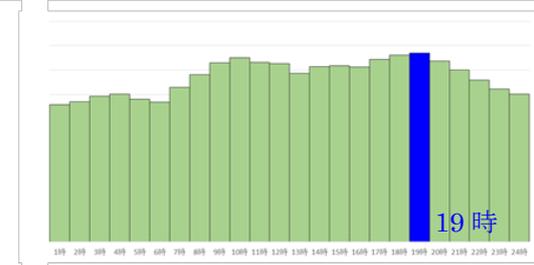
【表 8 最大需要日（12、1、2月）の上位3日のピーク時間帯】

（ ）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
エリアの一般送配電事業者 が供給計画において 想定したピーク時間帯	12月	18時	18時	18時	18時	17時	18時	18時	18時	19時	19時
	1月	18時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	20時
	2月	19時	18時	18時	10時	11時	19時	19時	19時	19時	20時
最大電力 発生時間 (12、1、2月)	第一位	5時 (2/3)	18時 (1/24)	18時 (2/9)	10時 (1/16)	11時 (1/24)	18時 (1/23)	10時 (1/17)	19時 (1/23)	19時 (1/23)	20時 (2/11)
	第二位	10時 (1/24)	10時 (2/2)	18時 (1/20)	10時 (1/24)	11時 (1/23)	10時 (1/24)	9時 (1/26)	19時 (2/10)	19時 (2/10)	20時 (2/10)
	第三位	10時 (1/25)	18時 (1/13)	19時 (1/24)	10時 (1/25)	10時 (1/25)	11時 (2/9)	10時 (1/24)	19時 (1/24)	19時 (1/24)	20時 (2/13)

ピーク時間帯の実績が供給計画と異なっていた北海道エリア及び中国エリアの需給実績カーブを図1に示す。両エリアとも需給カーブは点灯帯がピークになると想定していたが、実際のピーク時間（上位3日）は午前中となった。

【参考】点灯帯ピークの需給実績カーブ



- : 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)

北海道エリア 需給実績カーブ



中国エリア 需給実績カーブ



【図 1 需要実績ロードカーブ（北海道エリア、中国エリア）】

北海道エリアでは、東日本大震災以降、一日を通して需要があまり変化しない傾向がみられ、近年その傾向が一層顕著であることから、ピーク需要は点灯帯、昼間帯、夜間帯いずれの時間帯においても発生しやすい状況であった。2016年度冬季は、気温や降雪（降水量）などの気象要因により、点灯帯以外の夜間帯、昼間帯がピーク時間帯となることが多かったものと推定される。

中国エリアでは、例年に比べ天候が良く昼間に気温が上昇したため、点灯帯の気温が下がらずピーク時間帯が午前中になったものと考えられる。

（４）北海道において行われた需給対策

北海道エリアにおいては、2016年度冬季見通しの段階において、他エリアからの融通に制約があること、厳寒であり、電力需給のひっ迫が人身の安全に与える影響が大きいことから、過去最大級の供給力減少（129万kW）が発生しても予備率3%を確保できる見通しであることを確認していた。また、北海道電力においては、万が一の需給ひっ迫に備えて、事前の需給対策に取り組むこととしていた。その対策の実績を表9に示す。

通告調整契約等²については冬季見通し時点では17万kWを見込んでいたが、実績では想定を上回る18万kWの契約を確保していた。

なお、需給ひっ迫の状況には至らなかったことから、「万が一の需給ひっ迫時への対策」による需要抑制の発動の実績はなかった。

【表 9 北海道電力による需給対策の概要（北海道電力株式会社作成）】

＜万が一の需給ひっ迫時への対策＞

契約種別	内容	2015年度冬季実績	【参考】 2016年度冬季見通し (2016年10月6日時点)	2016年度冬季実績
操業調整型・自家発対応型通告調整契約	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15万kW	約190口 約12万kW	約220口 約13万kW
当日型通告調整契約	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。	11口 約5万kW	11口 約5万kW	11口 約5万kW
アグリゲータ事業者様の活用	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様）にご協力いただき電力需要の削減を図る。	2社 約0.01万kW	応募者 受付中	1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）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2,100口	加入依頼中	約840口
ネガワット入札契約	需給がひっ迫するおそれがある場合に、当社から募集し、応募いただいたお客さまが電気の使用を抑制する契約。	14口	加入依頼中	8口

＜その他の需要対策＞

需要抑制事業プラン	事業者様より需要抑制に結びつくプランを募集。 (2015年度冬季の例：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)	1社 約0.01万kW	応募者 受付中	1社 約0.03万kW
-----------	--	----------------	------------	----------------

² 表9における操業調整型・自家発対応型通告調整契約、当日型通告調整契約。

3. 供給 ～事前の想定から▲481万kW

表10に示すとおり、2016年度冬季の全国最大需要日の供給力(送電端実績)の合計(全国10エリアの合計。以下同じ。)は、16,354万kWであり、事前の想定である16,835万kWを481万kW下回った。以下、電源毎に実績と想定との差を検証する。

なお、実績では、当日の需給状況による火力機の需給停止があること、また、水力や再生可能エネルギーは、供給力を保守的に見込んでおり、実績が想定を上回る傾向となるという構造を踏まえる必要がある。

【表 10 2016年度冬季全国最大需要日の供給力と事前の想定との差】

(送電端 万kW) ※1

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因
全国合計	16,354	16,835	▲481	
原子力	179	170	+9	川内原発、伊方原発の定格熱出力一定運転による
火力	12,141	12,668	▲527	計画外停止※2 ▲266 需給停止※3 ▲313 その他※4 +52 計画外停止、需給状況を考慮した日々の運用上の停止(需給停止)による
水力	1,069	972※5	+97	想定より出水に恵まれたことによる (計画外停止 ▲3万kW含む)
揚水	1,870	1,861	+9	需給状況を考慮した日々の運用による (計画外停止 ▲35万kW含む)
太陽光	0	0※6	0	
風力	121	15	+106	風力の出力比率が想定以上になったことによる(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)
地熱	28	28	0	
その他※7	946	1,121	▲175	

※1 実績は全国(10エリア)最大需要発生日(2017年1月24日18時～19時)における実績値。想定は厳寒H1における10エリア合計の供給力想定値。

※2 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または出力抑制。

※3 需給停止:電力需要に対して、供給力が十分大きい場合、効率的な需給運用のために発電機を停止することをいう。バランス停止、BSともいう。(電気学会技術報告 第977号)

※4 計画外停止における想定時点の供給力(補修等考慮)からの減少量と、当日の供給力減少量との差分等を含む。

※5 一部未計上の供給力があつたため、前回想定値から数値を変更した。

※6 太陽光については、全国最大が18時-19時であつたことから、想定 of 供給力もゼロ評価とした。

※7 需給検証において供給計画以外のデータ収集を行った事業者以外の供給力。

(1) 火力発電 ～事前の想定から▲527万kW

全国最大需要日における供給力の合計は、12,141万kWであり、事前の想定である12,668万kWを527万kW下回った。

以下に、詳細な状況について記す。

①計画外停止の状況

計画外停止の状況を表11に示す。

主要な発電事業者は、2016年度冬季も引き続き、巡視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も含む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、効率的な補修により、トラブルの大規模化や、長期化の防止を図った。

こうした取組みにより、全国最大需要日における計画外停止（火力以外も含む）は304万kWとなり、当該日の予備率に与える影響（▲2.0%）は比較的小さかった。また、12、1、2月における計画外停止の平均値は443万kW、最大値は広域機関が中部エリアへの融通指示を発した2月21日の897万kWであった³。

【表 11 2016年度冬季の計画外停止の状況】

(送電端)

12月～2月における計画外停止 ^{※1}	全国計(万kW)	発生日	全国最大需要日に発生した場合の予備率への影響
最大値	897	2月21日	▲ 6.0%
平均値	443	—	▲ 3.0%
全国最大需要日の実績値	304	1月24日	▲ 2.0%

全国最大需要	日時	最大需要(万kW)	供給力(万kW)	予備率
	1月24日 19時	14,911	16,354	9.7%

	火力計画外停止件数	うち、老朽火力 ^{※2}	うち、報告対象外 ^{※3}
夏季(7月～9月)	340件	44件	326件
冬季(12月～2月)	214件	38件	201件
合計	554件	82件	527件

※1 火力以外も含む

※2 2012年度末に運転開始から40年を経過した火力。

※3 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。

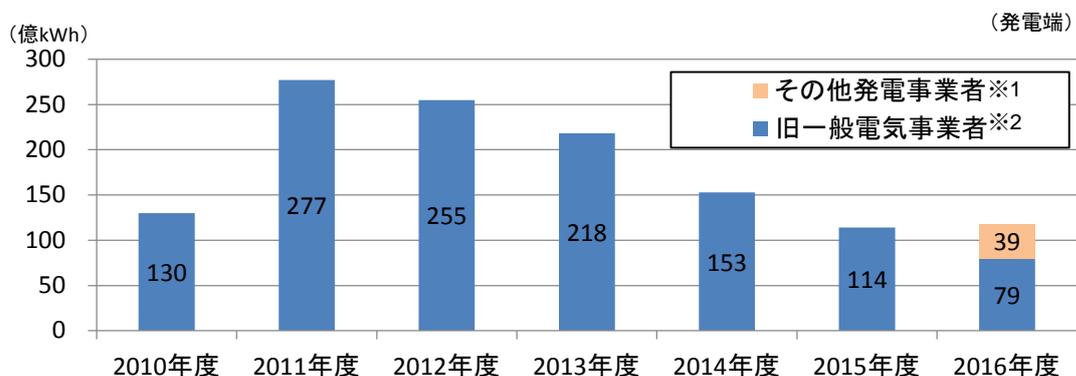
³ (4) その他トピックス 参照。

②老朽火力⁴の状況

2010年度から2016年度までの冬季（12～2月）における老朽火力の発電電力量推移を図2に示す。

東日本大震災直後、原子力発電が稼働停止し、火力発電の稼働率上昇に伴い、老朽火力の発電電力量は大幅に増加したが、その後は新規火力発電の運開や原子力発電の再稼働もあり、減少傾向が続いている。

今回、旧一般電気事業者9社に加え、沖縄電力、およびその他発電事業者14社からもデータを収集し、分析を行った。その他発電事業者14社の老朽火力の発電電力量は39億kWhであり、全体の33%を占める。



※1 2016年度から、その他発電事業者14社のデータ収集を行った。

※2 2015年度まで沖縄電力を除く。

【図 2 老朽火力の冬季（12～2月）発電電力量推移】

（2）水力発電 ～事前の想定から+97万kW

全国最大需要日における供給力の合計は、1,069万kWであり、事前の想定である972万kWを97万kW上回った。

自流式水力については、出水状況の影響等により、事前の想定を124万kW上回った。

貯水池式については、貯水池運用の変更等により、事前の想定を27万kW下回った。

⁴ 2012年度末に運転開始から40年を経過した火力。

(3) 再生可能エネルギー（太陽光、風力、地熱）～事前の想定から+106万kW

①太陽光発電 ～事前の想定どおり

全国最大需要日のピーク時間帯（18時～19時）における太陽光供給力⁵の合計は想定⁶どおりゼロであった。（各エリア最大需要日の状況は次ページ参照）

②風力発電 ～事前の想定から+106万kW

全国最大需要日の供給力の合計は、121万kWとなり、結果として、事前の想定である15万kWを106万kW上回った（表12）。

風力発電は、ピーク時に供給力がゼロとなるケースも存在することから、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方にに基づき、把握可能な期間（過去5～10年間）の出力実績値を集計し、各月ごとに出力が低かった下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として計上していた。

【表 12 2016年度冬季全国最大需要日の風力発電の供給力（実績）】

（送電端）

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
風力 供給力 (万kW)	①想定 (1月) 時間帯	10	2	7	2	4	1	0	1	1	1	1	15	0	15
	②最大需要日 の実績 時間帯	-	17-18時	17-18時	17-18時	-	9-10時	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	-	19-20時	-
	差分 (②-①)	71	10	46	15	50	14	4	6	8	11	7	120	0	121
	時間帯	-	18-19時	18-19時	18-19時	-	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	-	18-19時	-
出力比率 (%)	①想定 (1月)	60	8	39	13	46	13	4	6	7	10	6	106	0	106
	②最大需要日 の実績	-	4.8	7.4	4.5	-	3.9	0.5	2.7	2.1	4.0	2.2	-	0.1	-
	差分 (②-①)	-	31.6	49.0	38.4	-	37.9	25.2	45.8	23.2	71.2	14.5	-	24.8	-
		-	26.8	41.6	33.9	-	34.0	24.7	43.1	21.1	67.2	12.3	-	24.7	-

③地熱発電 ～事前の想定どおり

全国最大需要日の供給力の合計は、事前の想定どおり28万kWであった（表13）。

【表 13 2016年度冬季全国最大需要日の地熱発電の供給力（実績）】

（送電端）

エリア		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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア
地熱 供給力 (万kW)	①想定 (1月)	12	2	10	0	16	0	0	0	0	0	16	28	0	28
	②最大需要日 の実績	12	2	11	0	16	0	0	0	0	0	16	28	0	28
	差分 (②-①)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

⁵ 家庭等における自家消費分（需要の減少として表れる）は含まない。

⁶ 太陽光については全国最大が18時～19時だったことから想定供給力も0評価とした。

(参考) 各エリア最大需要日の太陽光発電実績～事前の想定から+331 万 kW

各エリア最大需要日のピーク時間帯における太陽光供給力の合計は 347 万 kW であり、事前の想定を+331 万 kW 上回った(表 1 4)。

中部エリア及び北陸エリアでは、需要のピーク時間帯を午前中と想定しており、太陽光を供給力として見込んでいたが、事前の想定を上回る実績となった。中国エリアでは、ピーク時間帯を点灯帯と想定していたが、実際は午前ピークとなったことから、太陽光が実績として計上された。

太陽光発電は、天候によって出力が変動することから、事前の想定においては、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき、各月の需要上位 3 日の出力比率⁷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計上していた。

【表 1 4 2016 年度冬季全国最大需要日の太陽光発電の供給力(実績)】

(送電端)

エリア	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	全国9 エリア	沖縄	全国10 エリア	
太陽光 供給力 (万kW)	①想定 (1月) 時間帯	0	0	0	0	16	16	1	0	0	0	0	16	0	16
	②最大需要日 の実績 時間帯	-	17-18時	17-18時	17-18時	-	9-10時	10-11時	18-19時	18-19時	18-19時	18-19時	-	19-20時	-
	②最大需要日 の実績 時間帯	0	0	0	0	347	224	7	0	116	0	0	347	0	347
	②最大需要日 の実績 時間帯	-	4-5時	17-18時	17-18時	-	9-10時	10-11時	17-18時	9-10時	18-19時	18-19時	-	19-20時	-
	差分 (②-①)	0	0	0	0	331	209	6	0	116	0	0	331	0	331
出力比率 (%) (自家消費 +供給力)	①想定 (1月)	-	0.0	0.0	0.0	-	2.9	1.5	0.0	0.0	0.0	0.0	-	0.0	-
	②最大需要日 の実績	-	0.0	0.0	0.0	-	36.6	12.8	0.0	27.5	0.0	0.0	-	0.0	-
	②最大需要日 の実績 差分 (②-①)	-	0.0	0.0	0.0	-	33.7	11.3	0.0	27.5	0.0	0.0	-	0.0	-

(4) その他トピックス 2017 年 2 月 21 日の計画外停止について

2 月 21 日、中部エリアにおいて、送電線 2 回線同時故障に伴い、上越火力発電所の 2 系列(227 万 kW⁸) が全台停止する事故が発生した。これを受け、広域機関は、中部エリアに対して広域的な融通を行わなければ需給状況が悪化するおそれがあると判断し、17 時～20 時の間、北陸電力、関西電力、中国電力及び九州電力から中部電力への最大 140 万 kW の電力融通を指示、その結果、需給ひっ迫を回避することができた。

この送電線故障による周波数低下の影響で、中国エリアにおいては、三隅火力 1G 脱落(95 万 kW⁸)が発生した。また、同日、別途、四国エリアにおいても、電源開発橋湾火力 2G 脱落(99 万 kW⁸)が発生している。

2 月 21 日における全国最大需要ピーク 19 時断面では、これらを含め全国の計画外停止の合計は 897 万 kW であったが、各エリア需給上の問題はなかった。

⁷ 発電機の定格出力に対する実績出力の比をいう。

⁸ 定格出力(送電端)

4. 2016 年度冬季の電力需給の結果分析の総括

2016 年度冬季の需要想定にあたっては、厳寒リスクを考慮し、過去 10 年間で最も厳寒となった年度並みの気象条件を前提としていたが、実際には前提としたほどの厳寒とはならなかった。加えて、節電等の影響もあり、全国大で見れば需要は想定を下回り、全国最大需要日の実績は、事前の想定 15,565 万 kW に対し、14,911 万 kW であった。

一方、全国最大需要日の供給力（送電端実績）の合計は 16,354 万 kW であり、予備率は 9.7% であった。同日は計画外停止が 304 万 kW（予備率への影響は▲2.0%）あったものの、事前の想定と比較すると出水や風況による供給力の増加と需要の減少があったことから、火力の需給停止を 313 万 kW 実施しており、安定した状況であったと言える。

以下に、2016 年度冬季の需給両面での検証結果のポイントを記す。

（1）需要面

○ほとんどのエリアにおいて、想定した厳寒を上回る気温となったこと、想定を上回る節電影響等により、北陸エリアを除き、最大需要実績が事前の想定を下回った。

（2）供給面

○全国最大需要日の供給力（送電端実績）の合計は、16,354 万 kW であり、事前の想定である 16,835 万 kW を 481 万 kW 下回った。

○火力発電については、全国最大需要日における計画外停止の合計は 266 万 kW であった。引き続き、各発電事業者において点検や補修に万全を尽くす必要がある。今冬の北海道では、需給ひっ迫は発生しなかったものの、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。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、保守的に見込んでいた想定に比べ出水に恵まれたことにより、日本全国で見ると最大需要日の供給実績は事前の想定を上回った。

○太陽光発電については、全国最大需要日のピーク時間帯が 18 時～19 時であったことから、ピーク需要発生時の供給力はゼロであった。

○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、安定的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。このため、実績においては、出力比率が全てのエリアにおいて想定を上回り、供給実績は事前の想定である 15 万 kW を 106 万 kW 上回った。

第2章 2017年度夏季の電力需給の見通し

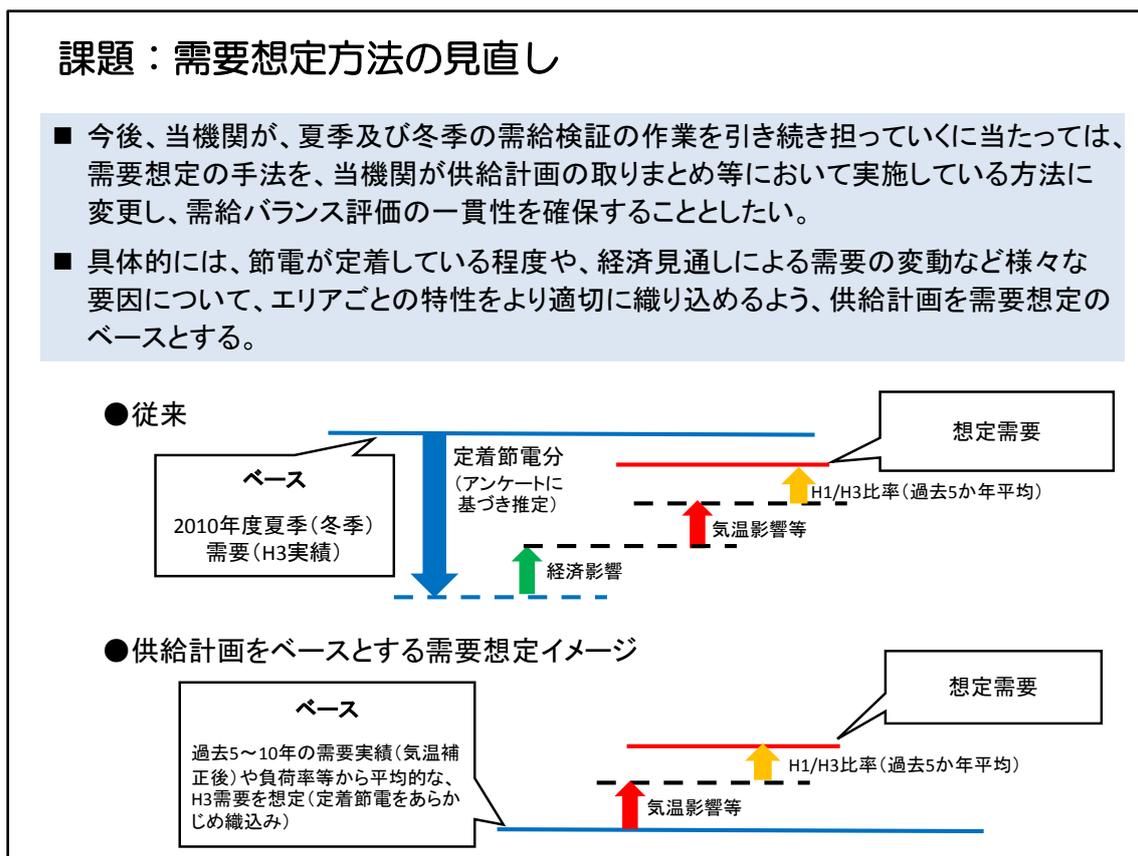
1. 基本的な考え方

2017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示す。

(1) 需要面

今回から、需要想定をベースを供給計画とした上で、これまでの電力需給検証と同様に、気温が高くなるリスクを想定し、過去10年の中で最も猛暑だった年度並みの気象を前提に需要を想定する(図3)。具体的には、北海道エリア、北陸エリア、中国エリア及び四国エリアについては2010年度並み、東北エリア、東京エリア及び中部エリアについては2015年度並み、関西エリア及び九州エリアについては2013年度並み、沖縄エリアについては2009年度並みを想定する。

なお、厳気象 H1 需要対応の調整力として公募した電源 I'のうち、DR(デマンドレスポンス)による需要抑制分についても考慮する。



総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会(第1回) 資料7 抜粋

【図 3 需要想定方法の見直し】

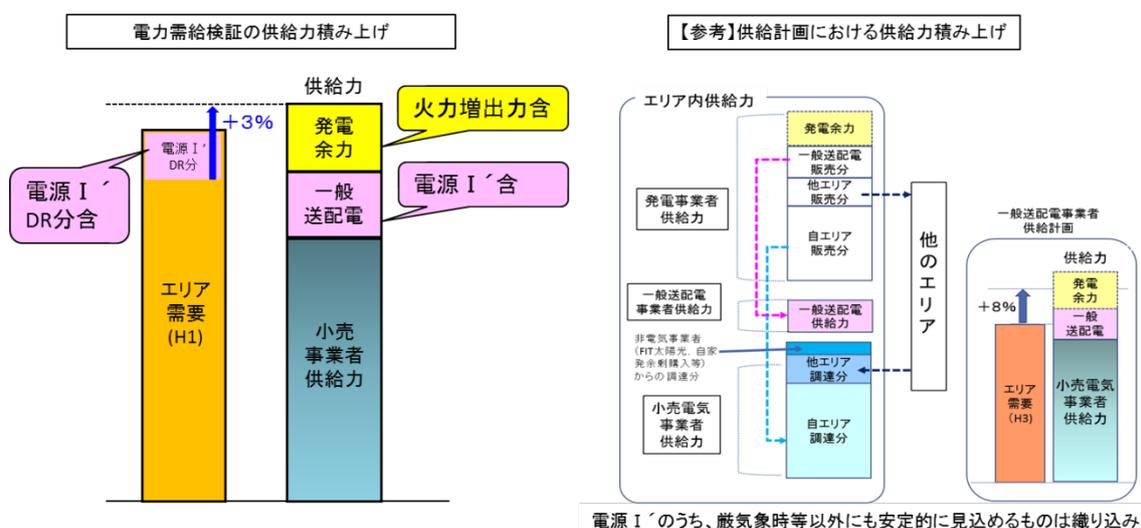
(2) 供給面

広域機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び以下の事業者に対して報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。

- 旧一般電気事業者⁹および昨年度上期の供給量が1.45億 kWh 以上の小売電気事業者 計41社（旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の供給量の約99%をカバー）
- 平成29年度供給計画における平成28年度の年度末電源構成に基づく発電出力合計が50万 kW 以上の発電事業者 計15社（旧一般電気事業者分とあわせエリア全体の火力の設備量の約95%をカバー）

供給力の想定方法としては、各供給エリアにおいて、小売電気事業者が確保した供給力、一般送配電事業者が確保した調整力他及び各発電事業者の発電余力の合計に、電源I'（DR分以外）及び火力増出力分を加えた量を供給力として見込むこととする（図4）。

小売供給力は相対契約等で確実なもののみ予備力も含めエリア毎に計上し、販売先未定の発電余力は、発電所所在地エリア内の供給力として一旦計上するが、各エリアの供給力確保状況に応じて、これらがエリア間の取引で活用されることも考慮する。



【図 4 供給力の計上方法】

⁹ 一般送配電事業者、旧一般電気事業者である発電事業者及び小売電気事業者を含む。

(3) 電力需給バランスの検証

以上により想定した各エリアの需要と供給力に基づき、沖縄を除く 9 エリア全体、東日本（50Hz）の 3 エリア全体、中部及び西日本（60Hz）の 6 エリア全体といった広域的な視点を含め、需要に対する必要な供給力の確保すなわち安定供給が可能であるかどうかを検証する。

その際の評価基準としては、国の電力需給検証小委員会で採用されていた「夏季における 10 年に 1 回程度の猛暑における最大電力需要（H1）の 103%の供給力確保」を踏襲する。

また、追加検証として、猛暑 H1 需要発生時において、発電機の停止や送電線 1 回線事故等の単一故障（以下、「N-1 故障」という。）が発生した場合の需給バランスについても検証する。

(参考) 電源 I´ について¹⁰

10年に1回程度の猛暑や厳寒の最大需要（以下、「厳気象 H1 需要」）に対して、H3 需要に対応するため確保する供給力では不足する分の量を、原則として、一般送配電事業者が調整力として確保することとし、この供給力等を「電源 I´」としている（図 5）。これには、通常の電源だけではなく、DR による需要抑制分も含めることができることとしている。

<2016 年度の調整力公募における電源 I´ 必要量>

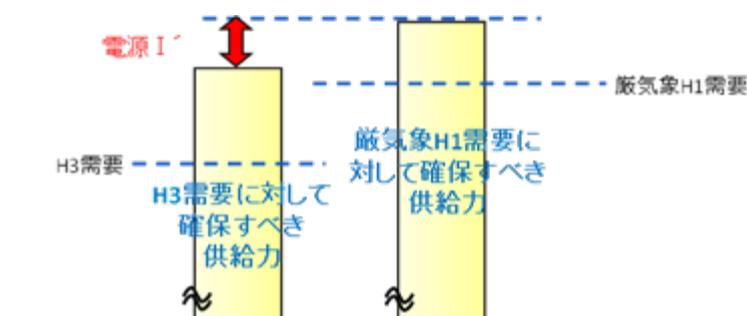
$$\text{電源 I´} = (\text{厳気象 H1 需要} \times 103\%) - (\text{H3 需要} \times 101\% + \text{電源 I 必要量})$$

※「厳気象 H1 需要」は、国の需給検証小委員会の方法を基本とするが、各一般送配電事業者が他の合理的な方法により算出した場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

※「H3 需要」は、2016 年度供給計画の第 2 年度における H3 需要の値を使用する。

また、最終的な電源 I´ の募集量を算定する際には、以下の①、②の補正を行うことができる。

- ① 次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源について、過負荷運転等による増出力分が期待できる場合においては、その分を電源 I´ の募集量から控除できる。
- ② 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」（資源エネルギー庁）に基づいて算定した厳気象 H1 需要に対する供給力と H3 需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源 I´ の募集量に反映させる。



【図 5 電源 I´ の必要量】¹⁰

¹⁰ 「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 平成 28 年度（2016 年度）取りまとめ」（平成 29 年 3 月）より抜粋して一部追記。

2. 2017年度夏季の需要の想定

供給計画における H3 需要想定に対する厳気象時の気温影響等及び H1/H3 比率（過去 5 か年実績の平均）等を考慮し、猛暑 H1 需要を想定した。

なお、この H3 需要想定とは、各一般送配電事業者が、送配電等業務指針及び需要想定要領に基づき、需要の時系列傾向または経済指標を反映した回帰式を用いつつ、節電や省エネルギーの進展、必要に応じ地域特性や個別需要家の動向等を考慮して想定したものである。

（参考）平成 29 年度供給計画における全国計の 8 月 H3 需要想定について

1. 電力需要想定

（1）前年度の推定実績及び当該年度の見通し（短期）

① 8 月の最大 3 日平均電力¹

一般送配電事業者 10 者が届け出たエリア需要²を全国合計したもののうち、平成 28 年度の実績及び平成 29 年度の見通し³を、表 1-1 に示す。

平成 29 年度の見通し 15,656 万 kW は、平成 28 年度の実績 15,617 万 kW に対して 0.2% の増加となった。

なお、平成 28 年度の気温補正⁴後の実績 15,576 万 kW に対して、平成 29 年度の見通しは 0.5% の増加となった。

表 1-1 8 月の最大 3 日平均電力（全国の需要、送電端）

平成 28 年度 実績	平成 29 年度 見通し
15,617 万 kW (15,576 万 kW)	15,656 万 kW +0.2% (+0.5%) ※

（ ）内は気温補正後の値

※平成 28 年度実績に対する増加率

- 最大 3 日平均電力とは、各月における毎日の最大需要電力（1 時間平均値）を上位から 3 日とり、それを平均した値をいう。
- エリア需要とは、一般送配電事業者の各供給区域において、小売電気事業者及び一般送配電事業者が一般送配電事業者の流通設備を介して一般の需要に応じて供給する電気の量のうち最大 3 日平均電力を示したものであり、広域機関が業務規程第 23 条第 5 項に基づき公表したもの。
- 平成 29 年度以降の見通しは、平年気象を前提に想定されている。そのため、平成 28 年度の実績又は推定実績とは、前提とする気象条件が異なり得る。
- 気温補正とは、冷夏・暖冬など気象条件による冷暖房機器などの稼働増減の影響を控除し、平年気象ベースの実勢需要を把握するために実施するもの。

表 15 に 2017 年度夏季の需要見通しを示す。

【表 15 2017 年度夏季（7、8 月）の需要見通し¹¹】

(7、8 月で異なる場合は上段7月、下段8月 気温℃ 需要は送電端 万 kW)

2017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	感応度式 ^{※1}	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)	2010	2015	2015	2015	2010	2013	2010	2010	2013	2009
気温感応度 (最高気温・ 万kW/℃)	3	35	126	71 (累積不快指数 1ptあたり)	13 (合成不快指数 1ptあたり)	80	30	23	43	4
最高気温以外の 考慮要素	最低気温	前2日平均気温、 最小湿度	前3日 平均気温	累積不快指数 (最高気温 不使用)	当日不快指数と 前5日不快指数との 合成不快指数 (最高気温不使用)	累積5日最高気温/ 累積5日露点温度	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日最高気温 平均	前3日平均気温
供給計画H3 前提気温	30.6	32.5	34.9	83.9pt	82.9pt	35.6/21.5	35.3	34.4	34.3	33.0
供給計画H3需要	406 426	1,270 1,299	5,253	2,429	498	2,548	1,045	502	1,511	145
猛暑H3 前提気温	33.0	34.9	37.0 (猛暑H1前提 ^{※1})	85.5pt	84.4pt	36.6/20.6	35.9	35.0	36.2	34.0
猛暑H3需要	422 442	1,337 1,366	※1	2,543	517	2,653	1,082	520	1,603	150
算定に用いた H1/H3比率	1.01	1.03 1.01	※1	1.02	1.01	1.01	1.01	1.02	1.01	1.01
猛暑H1需要	426 446	1,372 1,381	5,600	2,587	522	2,688	1,095	530	1,616	152
猛暑H1/H3比率 (結果)	1.05	1.08 1.06	1.07	1.07	1.05	1.05	1.05	1.06	1.07	1.05

※1 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「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量を算出」にて表記。

¹¹ ひっ迫時需要抑制電力(電源 I' (DR 分))は含まない。

3. 2017 年度夏季の供給力の想定

各電源について、供給力として確実に見込めることを前提に十分精査しつつ、最大限の供給力を見込む。以下、電源毎に供給力の見込みを示す。

(1) 原子力発電

原子力発電については、既に再稼働しているもののみを計上する。2エリア 255 万 kW（8 月）を見込む。

(2) 火力発電

火力発電については、10エリア 12,357 万 kW（8 月）を見込む¹²。

①火力発電設備の定期検査

保安の観点から必要な定期点検その他の作業による停止を考慮する（すなわち供給力として計上しない）こととし、その他は稼働するものとして、供給力として見込むこととする。

②長期停止から再稼働している火力発電

東日本大震災以降行われてきた長期停止火力発電設備¹³の再稼働分として、2017 年度夏季は 1 エリア 1 機を供給力として見込む（表 16）。

【表 16 2017 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】

2017 年 4 月 1 日現在（送電端）

エリア	発電所・号機	定格出力	種別	運転年数
中部	知多第二号GT	15万kW	LNG	20年
	合計	15万kW		

¹² 自家発電設備設置者からの電力購入についても小売電気事業者の調達分として供給力に織り込んでいる。

¹³ 設備の劣化状況や需給状況等を考慮し、計画停止しているもの。

③火力発電の増出力

火力発電の増出力は、過負荷運転等により行われる。2017年度夏季は10エリアで117万kWが可能であることを確認した(表17)。

【表 17 2017年度夏季(8月)における過負荷運転等による増出力見込み】
(送電端)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
火力の増出力 (万kW)	1	19	55	16	0	4	6	3	13	0	117

④緊急設置電源について

東日本大震災以降、東北エリア及び東京エリアを中心に導入されてきた緊急設置電源は、2017年度夏季は3エリア75万kWを見込む(表18)。

【表 18 2017年度夏季(8月)における緊急設置電源の活用見込み】
(送電端)

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
緊急設置電源 (万kW)	14	56	0	0	0	4	0	0	0	0	75

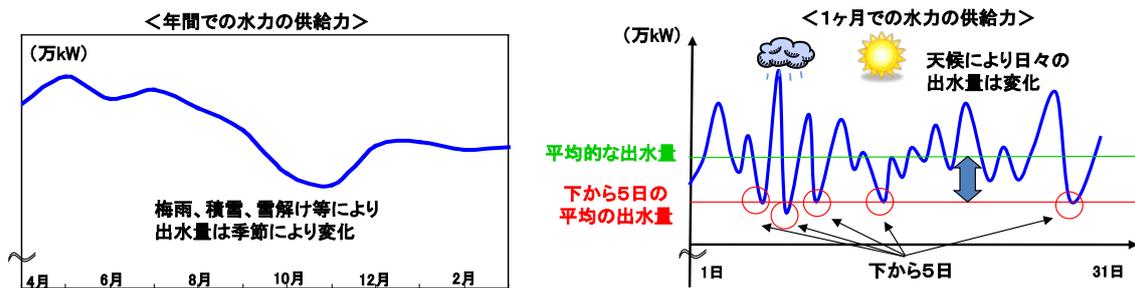
(3) 水力発電

水力発電については、9エリア1,279万kW(8月)を見込む。

水力発電には、貯水池式と自流式があり、その合計値を供給力として見込む。

貯水池式については、補修停止等を見込んだ発電可能量を見込む。

自流式については、降雨等によって出水量が日々変化するため、従来、月毎(1月～12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(L5評価値)を安定的に見込める供給力としてきた(図6)。2017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。



【図 6 水力発電の供給力の計上方法】

なお、水力発電についても、火力発電と同様に、保安の観点から必要な定期検査を織り込み、その他は稼働するものとして供給力に見込むこととする。

(4) 揚水発電

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。このことを考慮した2017年度夏季の供給力見込みを以下に示す（表19）。

【表 19 2017年度夏季（8月）の揚水発電の供給力見込み】（送電端）

エリア (万kW)	定格出力 (①)	2017年度夏季 (8月)の供給力 見込み(②)	①と②の差の理由
北海道	80	67	・計画補修による減
東北	71	71	—
東京	1,065	942	・揚水潜在による減
中部	407	320	・昼間放水時間が13時間と通常よりも長い時間を前提としており、設備容量並の発電ができないため。
北陸	11	11	—
関西	446	366	・計画補修による減
中国	211	139	・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、設備容量並の発電ができないため。
四国	68	46	・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、設備容量並の発電ができないため。 ・ポンプ能力、夜間の汲み上げ時間等の制約から上部ダムを満水にできないため。
九州	229	173	・計画補修による減
沖縄	0	0	—
合計	2,588	2,134	

(5) 再生可能エネルギー（太陽光、風力、地熱）

再生可能エネルギー発電（太陽光、風力、地熱）については、10エリア938万kWを見込む。

① 太陽光発電

10エリア906万kWを見込む（表20）。

太陽光発電は、電力需要のピーク時間帯に十分な日射量が見込めるとは限らないことから、従来と同様に、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき、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見込む。

【表20 2017年度夏季（8月）の太陽光発電の供給力見込み】

（送電端）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
想定最大需要時間	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	14-15時	—
太陽光供給力(万kW)	8	73	194	191	17	119	96	64	137	8	906
出力比率(%)(自家消費+供給力)	6.7	21.0	20.8	29.4	24.4	27.9	29.9	30.7	20.3	25.9	—
内訳	自家消費比率(%)	4.7	9.3	13	6.9	10.3	8.6	7.7	9.8	10.3	—
	供給力比率(%)	2.0	11.7	7.8	22.5	14.1	19.3	22.2	20.9	9.9	—

② 風力発電

10エリア4万kWを見込む（表21）。

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、従来と同様に、供給力を保守的に見込むという基本的な考え方に基づき、把握可能な期間（過去5～11年間）の出力実績値を集計し、各月ごとに出力が低かった下位5日の平均値を安定的に見込める供給力として見込む。

【表21 2017年度夏季（8月）の風力発電の供給力見込み】

（送電端）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
風力供給力(万kW)	1	1	0	1	0	0	0	0	1	0	4
出力比率(%)	2.1	1.3	0.4	1.8	0.0	0.1	0.6	0.1	1.3	0.0	—
発電実績データ期間	11年	10年	6年	10年	9年	9年	6年	10年	11年	5年	—

③地熱発電

5 エリア 28 万 kW を見込む（表 2 2）。

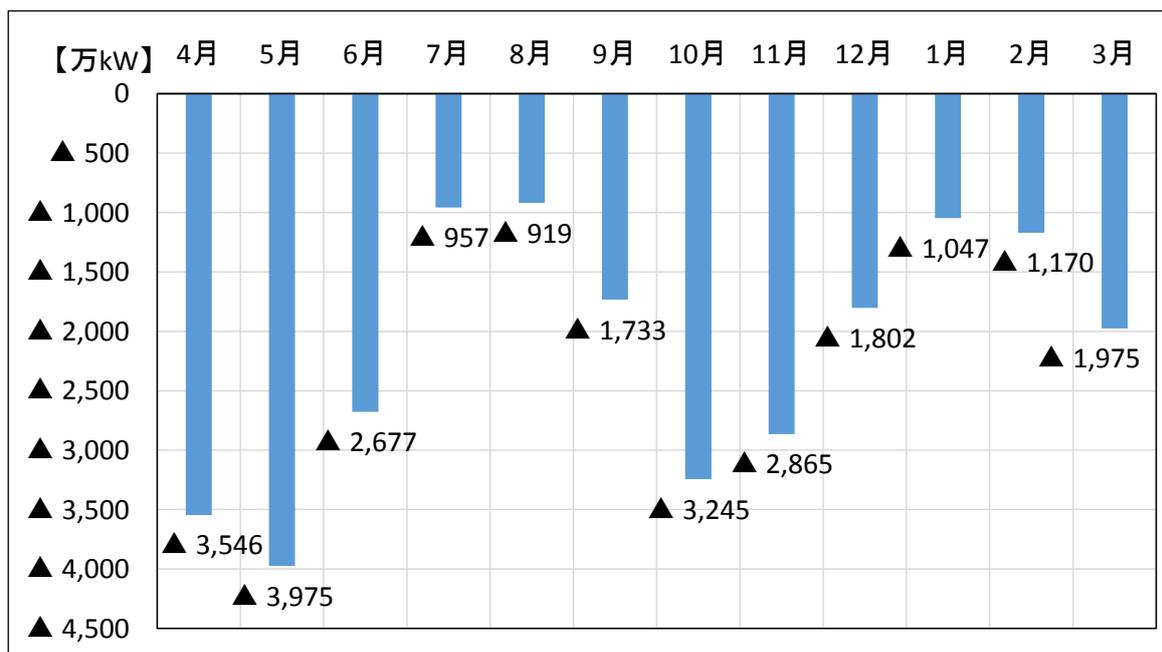
【表 2 2 2017 年度夏季（8 月）の地熱発電の供給力見込み】

（送電端）

エリア	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
地熱供給力 (万kW)	2	11	0	0	0	0	0	0	15	0	28

（参考）平成 29 年度供給計画における発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）¹⁴

2017 年度各月の発電事業者の補修計画（10 万 kW 以上の発電設備について補修による供給力減少分を集計したもの）の全国合計を図 7 に示す。需給が相対的に厳しい夏季及び冬季は補修量が抑えられる一方、需給に余裕がある中間期は補修量が多く計画されている。



【図 7 2017 年度の発電機補修に伴う供給力減少分（全国合計）¹⁴】

¹⁴ 第 14 回調整力及び需給バランス評価等委員会（平成 29 年 3 月 23 日）資料 4 より抜粋して一部追記。

4. 電力需給バランスの検証

(1) 2017 年度夏季の電力需給の見通し

表 2 3 に 2017 年度夏季の電力需給の見通しを示す。

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あっても、電源 I' の活用、火力増出力運転、エリア間取引¹⁵の活用により、9 エリア合計で 7.5%、また全国の各エリアでそれぞれ 3% 以上の供給予備率を確保できる見通しである。

電力の安定供給に最低限必要な供給力として、従来、最低でも 3% の予備率を確保する必要があるとされており、この基準を満たしているものと評価できる。

【表 2 3 2017 年度猛暑 H1 需要発生時の需給バランス (電源 I'、火力増出力運転及びエリア間取引考慮)】

〈電源 I'、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉

(送電端、万kW%)

【7月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,724	498	1,510	5,717	9,917	2,675	593	2,896	1,331	644	1,779	17,641	212
最大電力需要 (7,398)	7,348	426	1,372	5,550 (5,600)	8,991 (9,037)	2,568 (2,587)	522	2,671 (2,688)	1,095	530	1,606 (1,616)	16,340 (16,435)	152
供給予備力	376	71	139	167	925	107	71	225	236	114	172	1,301	60
供給予備率	5.1	16.7	10.1	3.0	10.3	4.2	13.7	8.4	21.6	21.4	10.7	8.0	39.9
【8月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,795	511	1,540	5,744	9,809	2,645	544	2,888	1,347	632	1,755	17,604	218
最大電力需要 (7,427)	7,377	446	1,381	5,550 (5,600)	8,991 (9,037)	2,568 (2,587)	522	2,671 (2,688)	1,095	530	1,606 (1,616)	16,369 (16,465)	152
供給予備力	417	65	159	193	818	77	22	217	252	102	149	1,235	66
供給予備率	5.7	14.7	11.5	3.5	9.1	3.0	4.3	8.1	23.0	19.2	9.3	7.5	43.7
【9月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,172	495	1,357	5,320	9,295	2,655	510	2,726	1,208	579	1,619	16,468	215
最大電力需要 (6,764)	6,714	431	1,317	4,965 (5,015)	8,240 (8,286)	2,359 (2,378)	486	2,450 (2,467)	973	504	1,468 (1,478)	14,954 (15,050)	146
供給予備力	458	64	40	355	1,055	296	24	275	235	75	151	1,514	69
供給予備率	6.8	14.8	3.0	7.1	12.8	12.5	4.9	11.2	24.1	14.8	10.3	10.1	47.3

※電源 I'、火力増出力運転及びエリア間取引による供給力移動(増減両側)を反映。

※エリア間取引は、東京(7月)、中部(8月)において、予備力3%程度確保するまでの量を考慮。

※括弧の値は電源 I' (DR) 考慮前の値。

(2) エリア間取引等の効果

①電源 I' 活用、火力増出力及びエリア間取引を考慮しない場合の需給バランス

(1) において、東北エリア、東京エリア、中部エリアでは、電源 I' の活用、火力増出力やエリア間取引の活用を想定した結果、予備率 3% が確保できる見通しとなった。

参考として、仮に、これらを考慮しない¹⁶場合の見通しを表 2 4 に示す。

この場合、東北エリア、東京エリア、中部エリアでは、予備率が 3% を下回ることとなる。

¹⁵ 供給計画時点では、供給力に計上していなかった未契約のエリア間市場取引や相対取引。

¹⁶ 電源 I' のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは考慮する。

【表 24 需給バランス（電源Ⅰ´、火力増出力及びエリア間取引を考慮しない場合）】

〈電源Ⅰ´、火力増出力運転及びエリア間取引 未考慮〉 (送電端、万kW%)

【7月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,631	504	1,492	5,636	9,895	2,659	589	2,890	1,347	644	1,766	17,526	212
最大電力需要	7,398	426	1,372	5,600	9,037	2,587	522	2,688	1,095	530	1,616	16,435	152
供給予備力	233	77	120	36	858	72	68	202	252	114	150	1,091	60
供給予備率	3.1	18.1	8.8	0.6	9.5	2.8	13.0	7.5	23.0	21.6	9.3	6.6	39.9
予備力3%確保に対する不足分				132		6							
【8月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,719	510	1,520	5,689	9,767	2,627	543	2,884	1,342	629	1,742	17,486	218
最大電力需要	7,427	446	1,381	5,600	9,037	2,587	522	2,688	1,095	530	1,616	16,465	152
供給予備力	292	64	139	89	730	40	22	196	247	99	126	1,022	66
供給予備率	3.9	14.4	10.1	1.6	8.1	1.6	4.2	7.3	22.6	18.6	7.8	6.2	43.7
予備力3%確保に対する不足分				79		37							
【9月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,108	494	1,340	5,274	9,269	2,655	509	2,721	1,202	576	1,606	16,376	215
最大電力需要	6,764	431	1,317	5,015	8,286	2,378	486	2,467	973	504	1,478	15,050	146
供給予備力	344	63	23	259	983	277	23	254	229	72	128	1,327	69
供給予備率	5.1	14.6	1.7	5.2	11.9	11.6	4.8	10.3	23.5	14.2	8.7	8.8	47.3
予備力3%確保に対する不足分				17									

電源Ⅰ´のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上

②電源Ⅰ´及び火力増出力運転のみを考慮した場合の需給バランス

次に、エリア間取引を考慮せず、各エリアの電源Ⅰ´と火力増出力運転を考慮した場合の見通しを表25に示す。

東京エリア、中部エリアでは、電源Ⅰ´および火力増出力運転考慮後も予備率が3%をやや下回る。

【表 25 需給バランス（電源Ⅰ´、火力増出力を考慮、エリア間取引を考慮しない場合）】

〈電源Ⅰ´及び火力増出力運転含む、エリア間取引未考慮〉 (送電端、万kW%)

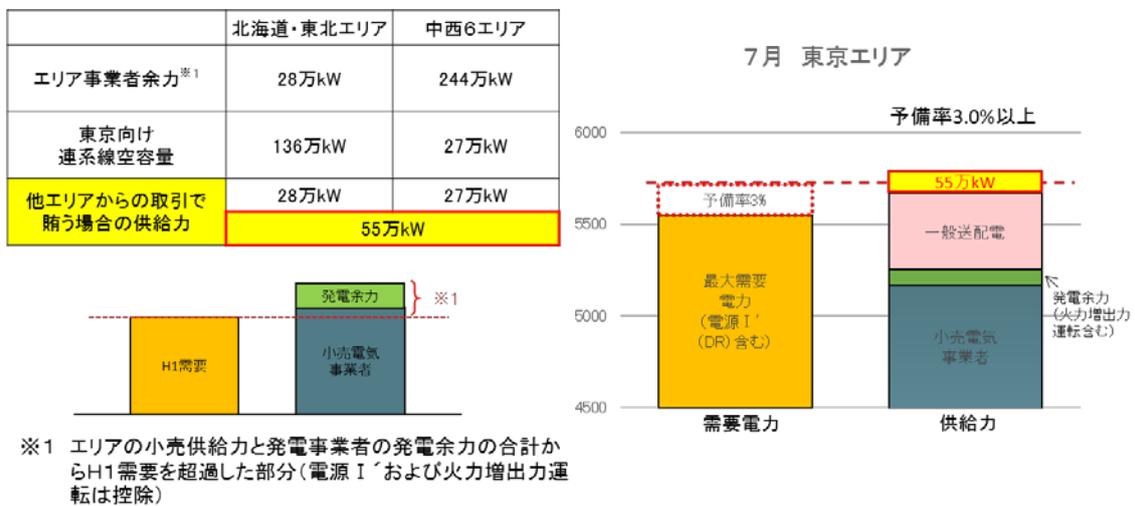
【7月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,698 (7,631)	505 (504)	1,510 (1,492)	5,684 (5,636)	9,943 (9,895)	2,675 (2,659)	593 (589)	2,896 (2,890)	1,353 (1,347)	648 (644)	1,779 (1,766)	17,641 (17,526)	212 (212)
最大電力需要	7,348 (7,398)	426	1,372	5,550 (5,600)	8,991 (9,037)	2,568 (2,587)	522	2,671 (2,688)	1,095	530	1,606 (1,616)	16,340 (16,435)	152 (152)
供給予備力	350	78	139	133	951	107	71	225	258	118	172	1,301	60
供給予備率	4.8	18.3	10.1	2.4	10.6	4.2	13.7	8.4	23.6	22.2	10.7	8.0	39.9
予備力3%確保に対する不足分				33									
【8月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,795 (7,719)	511 (510)	1,540 (1,520)	5,744 (5,689)	9,809 (9,767)	2,643 (2,627)	544 (543)	2,888 (2,884)	1,348 (1,342)	632 (629)	1,755 (1,742)	17,604 (17,486)	218 (218)
最大電力需要	7,377 (7,427)	446	1,381	5,550 (5,600)	8,991 (9,037)	2,568 (2,587)	522	2,671 (2,688)	1,095	530	1,606 (1,616)	16,369 (16,465)	152 (152)
供給予備力	417	65	159	193	818	76	22	217	253	102	149	1,235	66
供給予備率	5.7	14.7	11.5	3.5	9.1	2.9	4.3	8.1	23.1	19.2	9.3	7.5	43.7
予備力3%確保に対する不足分						1							
【9月】	東日本 ブロック	北海道 エリア	東北 エリア	東京 エリア	中西日本 ブロック	中部 エリア	北陸 エリア	関西 エリア	中国 エリア	四国 エリア	九州 エリア	沖縄を除く 全国	沖縄 エリア
供給力	7,172 (7,108)	495 (494)	1,357 (1,340)	5,320 (5,274)	9,295 (9,269)	2,655 (2,655)	510 (509)	2,726 (2,721)	1,208 (1,202)	579 (576)	1,619 (1,606)	16,468 (16,376)	215 (215)
最大電力需要	6,714 (6,764)	431	1,317	4,965 (5,015)	8,240 (8,286)	2,359 (2,378)	486	2,450 (2,467)	973	504	1,468 (1,478)	14,954 (15,050)	146 (146)
供給予備力	458	64	40	355	1,055	296	24	275	235	75	151	1,514	69
供給予備率	6.8	14.8	3.0	7.1	12.8	12.5	4.9	11.2	24.1	14.8	10.3	10.1	47.3
予備力3%確保に対する不足分													

※括弧内は、電源Ⅰ´及び火力増出力運転考慮前の値（電源Ⅰ´のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上）。

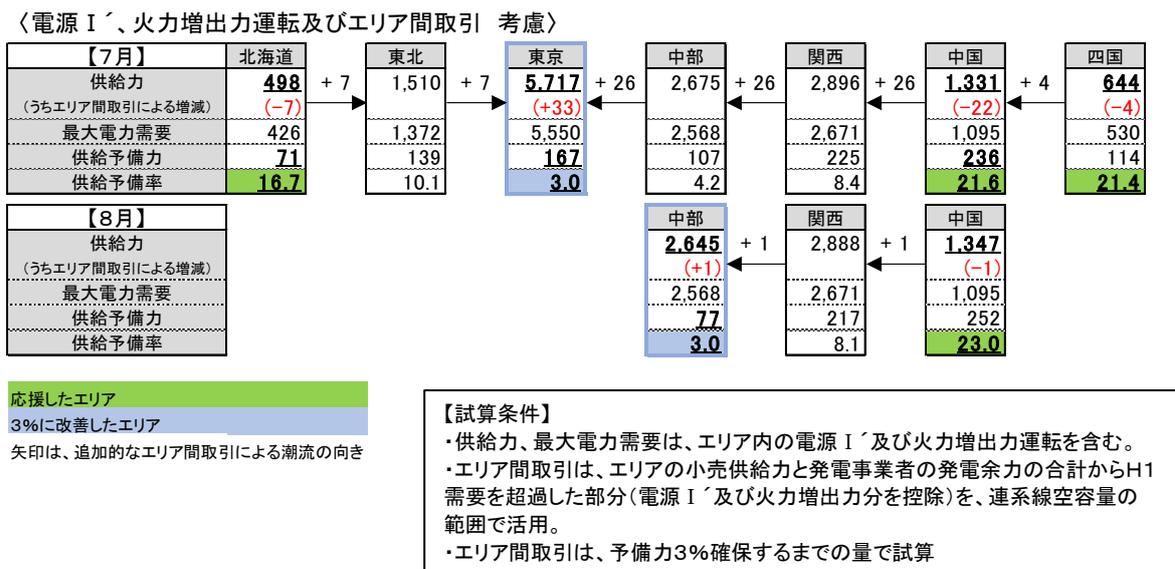
③ 需給バランス見通しにおけるエリア間取引の詳細

各エリアの事業者の余力（発電事業者の発電余力、小売電気事業者の予備力）は卸電力取引市場等で取引される蓋然性が高いことから、電源Ⅰ´、火力増出力運転に加え、エリア間取引も考慮して、東京エリア、中部エリアの予備率がどの程度確保できるかを算出したところ、予備率3%以上を確保できる見通しとなった（図8、9、表26）。これが（1）で示した見通しである。

なお、エリア間取引については、各エリアの事業者の余力が連系線の空容量の範囲内で取引されることを想定してその可能量を算出し、不足エリアが予備率3%程度を確保するまでの量を考慮している。



【図8 エリア間取引可能量の算出例（猛暑H1、東京7月）】



【図9 需給バランス見通しにおけるエリア間取引（猛暑H1）】

【表 26 エリア間取引の（図 8， 9）の算出諸元】

■猛暑H1需要におけるエリア事業者余力[※]

(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
A	エリア小売供給力	468	1371	5165	2488	554	2635	1256	505	1611	162
B	エリア発電余力	3	10	29	2	0	71	16	103	0	0
C	猛暑H1需要	426	1372	5600	2587	522	2688	1095	530	1616	152
A+B-C	エリア事業者余力	44	10	-	-	33	18	177	78	-	10

【8月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	エリア小売供給力	477	1395	5215	2456	508	2637	1249	506	1588	168
B	エリア発電余力	2	10	29	3	0	62	16	88	0	0
C	猛暑H1需要	446	1381	5600	2587	522	2688	1095	530	1616	152
A+B-C	エリア事業者余力	33	24	-	-	-	11	170	63	-	16

【9月】		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
A	エリア小売供給力	461	1221	4801	2483	477	2469	1111	448	1462	166
B	エリア発電余力	2	10	29	2	0	67	15	96	0	0
C	猛暑H1需要	431	1317	5015	2378	486	2467	973	504	1478	146
A+B-C	エリア事業者余力	32	-	-	107	-	69	152	41	-	20

※エリアの小売供給力と発電事業者の発電余力の合計からH1需要を超過した部分(電源I'および火力増出力分は控除)。超過がないエリアは「-」で表示。

■地域間連系線の空容量・マージン（東京・中部向き一部抜粋）

平成29年度供給計画に基づく連系線空容量・マージン

(万kW)

方向	地域間 連系線名称	潮流向	7月		8月		9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 ⇒東京	北海道本州間	北海道⇒東北	18	50	19	50	18	50
	東北東京間	東北⇒東京	136	79	178	79	145	68
四国 ⇒東京	東京中部間	中部⇒東京	27	79	15	79	24	68
	中部北陸間	北陸⇒中部	30	0	30	0	30	0
	中部関西間	関西⇒中部	214	37	215	37	216	34
	関西中国間	中国⇒関西	237	35	234	35	213	32
	中国四国間	四国⇒中国	97	0	95	0	81	0

（3）猛暑 H1 需要と供給力減少リスク（N-1 故障）の同時発現時の需給バランス確認

さらなるリスクケースとして、猛暑 H1 需要発生時において発電機の 1 台停止や送電線 1 回線事故等の N-1 故障が発生した場合の需給バランスについても検証した（表 27）。

予備力 3% に対して不足分が大きなエリアは、東京エリアの 7、8 月、中部エリアの 8 月であるが、広域機関によるひっ迫時の融通指示まで含めた追加的な需給対策により予備率 3% を確保できることが確認できた（表 28）。なお、他エリアに関しても同様に、予備率 3% を確保できる見通しである。

【表 27 供給力減少リスク要因と供給予備力（猛暑H1）の比較※1】

		(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	電源N-1故障による最大脱落量	56	60	98	96	65	86	95	85	85	23
	送電線N-1故障による最大脱落量※2	-	-	209	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		3	37	-209	-66	-9	58	109	12	40	33
【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	電源N-1故障による最大脱落量	56	60	98	96	64	86	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※2	-	-	203	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		-4	57	-176	-96	-58	51	124	0.2	16	38
【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	電源N-1故障による最大脱落量	66	60	98	96	65	86	95	85	85	24
	送電線N-1故障による最大脱落量※2	-	-	152	-	-	-	-	-	-	-
供給力減少リスク発生後の3%超過分予備力(猛暑H1)		-15	-60	54	129	-55	116	111	-26	22	41

※1:各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。最大脱落量には火力増出力分含む。また、四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。
 ※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

他エリアN-1事故時の融通可能余力

		(万kW)								
		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
猛暑H1需要時 エリア予備率3%超過量※3	7月	57	79	0	0	52	121	197	95	102
	8月	51	98	0	0	6	115	213	83	78
	9月	50	0	108	205	9	180	199	57	84

※3:電源I'及び火力増出力運転考慮前の値（電源I'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上）

【表 28 東京エリア・中部エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー】

エリアの運用上の追加的な需給対策※			効果量(万kW)			算定根拠	備考
			東京		中部		
			7月	8月	8月		
エリア間取引 (FC活用なし)			50Hz		60Hz	他エリア事業者余力 かつ連系線空容量 範囲内	平成29年度供給計画 に基づく連系線空 容量より
			28	43	244		
エリア間取引 (FC活用分)			60Hz		50Hz		
			27	11	43		
小計	エリア間取引 による需給対策		FC活用なし	28	43	244	
			FC活用あり	55	54	287	
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 階のマージン分を使用	
			108	105			26
			60Hz				
			79	83	38		
小計	本機関による需給対策		187	189	64		
合計			242	243	351		

※各エリア3%確保後のN-1事象発生を想定。

(参考) 猛暑 H1 需要日のピーク時間帯以外の評価

平成 29 年度供給計画とりまとめ¹⁷において、太陽光供給量の増大に伴って予備率が最低となる時刻がピーク時間帯から点灯帯（夕刻）以降にずれる傾向を示しているエリアがあることが確認された（図 10）。このため、8 月の猛暑 H1 需要日の夕刻以降における検証も行った。

具体的には、予備率が 17 時に最低となるエリアが 3 エリア、20 時に最低となるエリアが 2 エリアあった。また、ピーク時間帯からの予備率低下ポイントは 17 時で最大 1.6 ポイント、20 時で最大 4.6 ポイントであった（表 29）。

これらのエリア及び時間帯での検証の結果、いずれのケースにおいても予備率 3%以上を確保できる見通しであることが確認できた。

【表 29 ピーク時間帯以外で予備率が最低となるエリアと予備率 (%)】

エリア	夏季ピーク時間帯 予備率※ (8月15時等)①	8月17時		8月20時	
		予備率 ②	予備率低下ポイント (=①-②)	予備率 ③	予備率低下ポイント (=①-③)
北海道	14.4	13.5	Δ0.9	—	—
東北	10.1	8.5	Δ1.6	—	—
東京	1.6	—	—	—	—
中部	1.6	—	—	—	—
北陸	4.2	—	—	—	—
関西	7.3	6.1	Δ1.2	—	—
中国	22.6	—	—	—	—
四国	18.6	—	—	—	—
九州	7.8	—	—	3.2	Δ4.6
沖縄	43.7	—	—	39.1	Δ4.6

※電源 I'のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるもののみを考慮した状態で予備率低下状況を確認した。

¹⁷ 「平成 29 年度供給計画の取りまとめについて」平成 29 年 3 月、電力広域的運営推進機関
https://www.occto.or.jp/pressrelease/2016/170330_kyokyukeikaku_torimatome.html

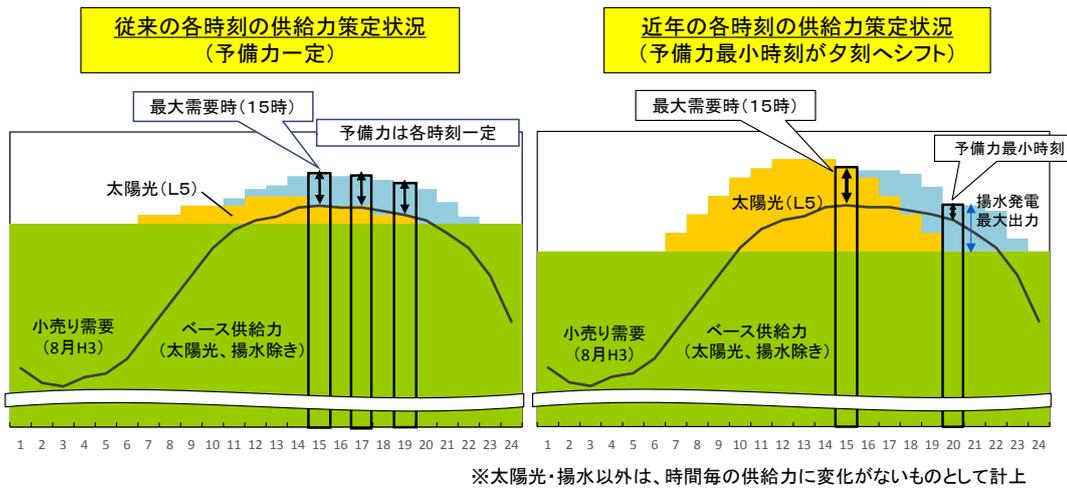
(参考検討2)需給バランス評価時刻(最需要時)以外での評価

- 需給バランスの評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻(以下、最大需要発生時※)において、供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しい(供給予備率が低くなる)であろうという考え方により行ってきたものである。

※最大需要発生時

○北海道・東北:1月18時 ○東京・中部・北陸・関西・中国・四国:8月15時 ○九州エリア:8月17時

- しかし、近年の太陽光供給力の増大に伴い、供給力の調整が可能な揚水発電等により各時刻の予備力(予備率)の均等化を図っても、最大需要発生時の予備力(予備率)が大きくなり、最も予備力(予備率)の厳しい(低い)時刻が、最大需要発生時から点灯帯(夕刻)へずれる傾向を示しているエリアがある。



広域機関評議員会(平成28年度第6回)平成29年3月28日 別紙1:平成29年度供給計画の取りまとめについて(第1号議案 説明資料)より抜粋

【図 10 需給バランス評価時刻以外での評価】

5. 2017年度夏季の需給見通しの検証の総括

2017年度夏季が、至近10か年で最も厳しい気象条件となった場合でも、電源I'の活用、火力増出力運転及びエリア間取引の活用により、全国的に安定的な電力供給に必要な供給予備率3%が確保できる見通しである。

さらに、猛暑H1需要発生時にN-1故障が発生した場合においても、広域機関による需給ひっ迫時の供給指示等の追加的な対策を行うことにより、全国で予備率3%を確保できることが確認できた。

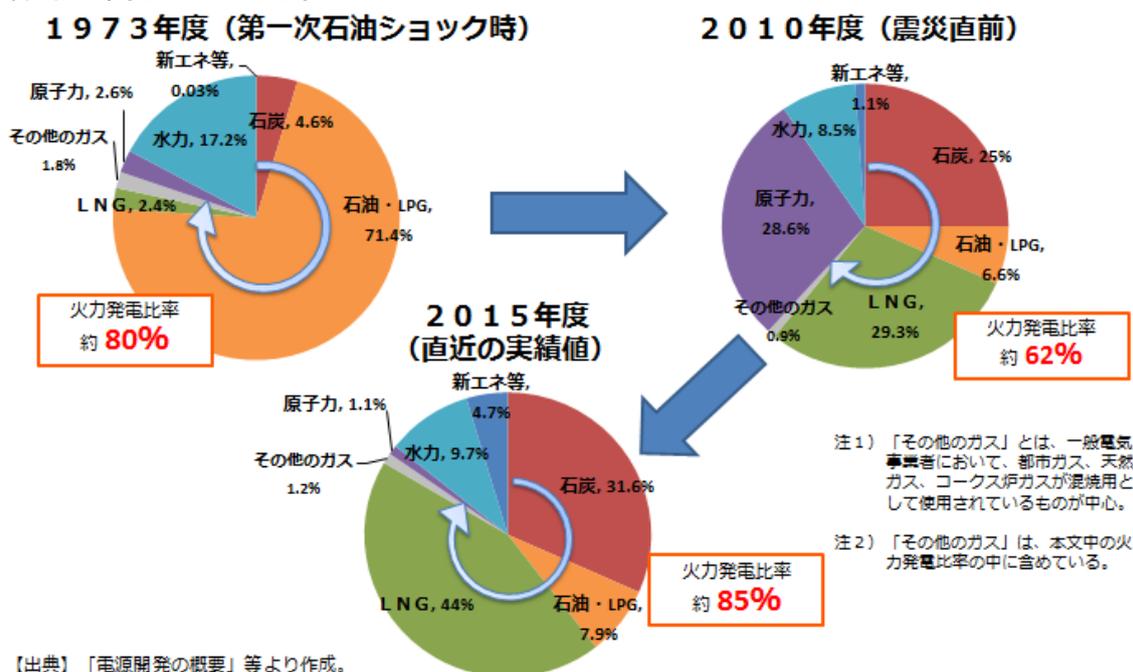
広域機関としては、需給ひっ迫時対応を担っていることへの責任を自覚し、24時間体制での需給監視を引き続き適切に遂行するとともに、各エリアにおいて系統運用を担う一般送配電事業者、及びその他の電気事業者と密に連携し、万一の緊急時に即応できる協調体制を構築、維持していくこととする。

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電力供給力を確保してきた。図11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2015年度には約85%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。また、今夏は34機の老朽火力の稼働を予定している。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、こうし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11 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30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燃料費を試算すると、ベースロード電源として原子力を利用していた東日本大震災前並み（2008～2010年度の平均）に比べ、2016年度（推計値）の燃料費

は約 1.3 兆円増加（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり約 1.0 万円の負担増加。販売電力量（旧一般電気事業者 10 社計 7,971 億 kWh（2015 年度））で単純に割り戻すと、約 1.6 円/kWh の負担増加）すると推計される。

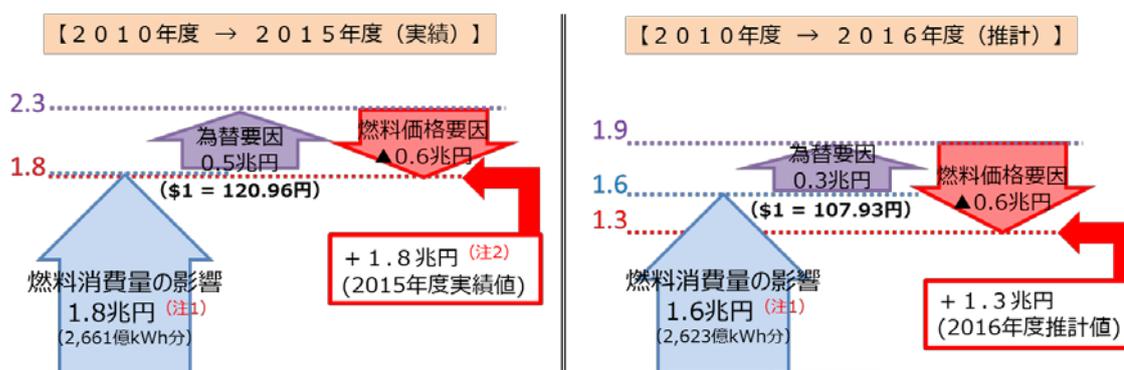
2015 年度と比較すると燃料消費増加分は減少で推移。これは、省エネ等による燃料消費量の減少及び円高、さらには、2016 年度も引き続き、燃料価格が低下していることによるものと分析される。

また、累積での燃料費の増加額は、2015 年度末までに約 14.2 兆円に達しており、2016 年度の推計値も含めると 15.5 兆円（人口で単純に割り戻すと、国民一人当たり約 12 万円の負担増加。）に達すると試算される。

なお、電気料金も、最近はやや下落傾向なるも、化石燃料の輸入増加で、震災前（2010 年度）と比較して 2015 年度の電気料金の全国平均単価は、家庭用で約 20%、産業用で約 30%上昇している。

【表 30 燃料費の増加の見通し】

電力9社計	2010年度実績	2012年度実績	2013年度実績	2014年度実績	2015年度実績	2016年度推計 (2017年4月時点)
総コスト	14.6兆円	18.1兆円	19.0兆円	19.3兆円	16.4兆円	16.2兆円±α
燃料費	3.6兆円	7.0兆円	7.7兆円	7.2兆円	4.4兆円	4.2兆円±α
うち原発停止 による燃料費増 (試算)	-	+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	+1.8兆円 (内訳) LNG +0.8兆円 石油 +1.0兆円 石炭 +0.3兆円 原子力 ▲0.3兆円	+1.3兆円 (内訳) LNG +0.9兆円 石油 +0.5兆円 石炭 +0.2兆円 原子力 ▲0.3兆円
燃料費増分が 総コストに占める割合 (%)	-	17.1%	18.9%	17.6%	10.9%	8.0%
原子力利用率	67.3%	3.9%	2.3%	0%	2.3%	4.3%
【参考】コストの諸元			LNG	石油	石炭	原子力
燃料費（2015年度）			8円/kWh	11円/kWh	4円/kWh	1円/kWh
燃料費（2016年度推計）【2017年4月時点】			6円/kWh	10円/kWh	3円/kWh	1円/kWh
焚き増し分の発電電力量（2015年度）			923億kWh	903億kWh	835億kWh	86億kWh
焚き増し分の発電電力量（2016年度推計）【2017年4月時点】			1,529億kWh	478億kWh	616億kWh	125億kWh



(注1) ウラン燃料費の削減による減少要因が▲0.3兆円を含む。(注2) 四捨五入の関係で単純な加算とはズレが生じている。

【図 12 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。

旧一般電気事業者の温室効果ガス排出量は、震災前の2010年度では約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、2015年度は約4.29億t-CO₂と、2010年度比で約0.55億t-CO₂（約15%）増加し、電力分野からの温室効果ガスの排出量は、近年、減少傾向にあるものの、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年度の約13.0億t-CO₂から2015年度の約13.2億t-CO₂へと約0.2億t-CO₂（約2%）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。

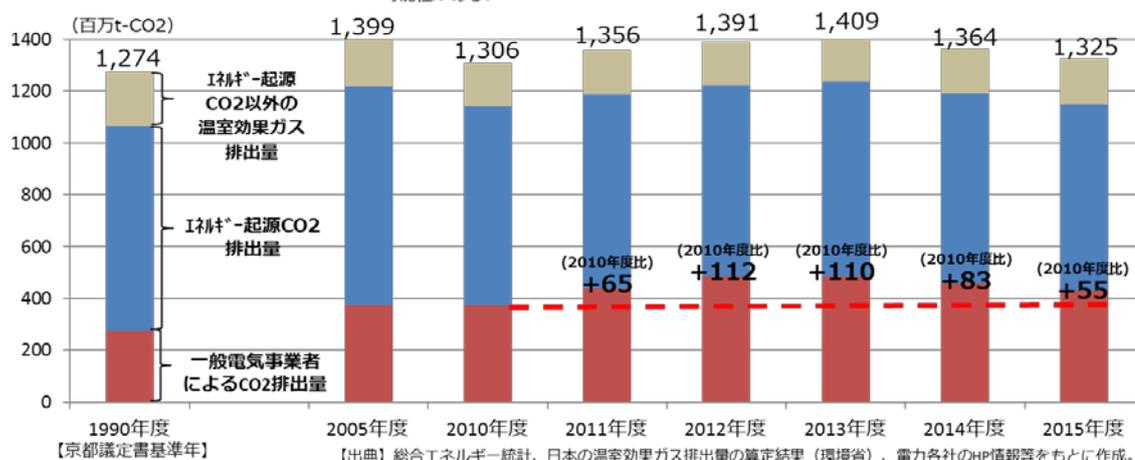
一方で、震災後ピークとなった2013年度の温室効果ガス排出量と比較すると我が国全体としては約0.9億t-CO₂減少し、電力分野でも約0.6億t-CO₂減少している。これは、

- 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。

	1990年度	2005年度	2010年度	2011年度	2012年度	2013年度	2014年度	2015年度
温室効果ガス排出量 (百万t-co2)	1,274	1,399	1,306	1,356	1,391	1,409	1,364	1,325
工ネ起co2排出量 (百万t-co2)	1,067	1,219	1,139	1,188	1,221	1,235	1,189	1,149
うち電力分 ^(注1) (百万t-co2)	275	373	374	439	486	484	457	429
うち電力分以外 (百万t-co2)	792	846	765	749	735	751	732	720

(注1)「電力分」は、旧一般電気事業者による排出量 (注2)より正確に排出量を算定できるよう毎年度算定方法を見直しているため、従前の数値と比べ差異が生じる可能性がある。



【図13 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

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、政府及び電気事業者においては、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優先させ、国民の懸念の解消に全力を挙げる前提の下、原子力発電所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世界で最も厳しい水準の規制基準に適合すると認められた場合には、その判断を尊重し原子力発電所の再稼働を進める。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、取り組む。」としている。

2015年には九州電力川内原子力発電所1・2号機、翌2016年には四国電力伊方原子力発電所3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、化石燃料依存度の低減や温室効果ガスの排出削減、電気料金の抑制につながる。

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、その着実な取組を期待する。

また、資源の太宗を海外からの輸入に依存する我が国にとって、資源の低廉かつ安定的な供給を確保することは、電気事業者の燃料調達コストの引き下げの観点からも、重要な課題である。足下では、2014年以來の資源価格の低迷により、世界中で資源開発投資が停滞している。今後、新興国を中心とした需要拡大が予想される中、将来的に資源価格が急騰するリスクが高まっていることから、政府には早急な対策が求められる。

これを受け、2016年11月に公布・施行された「独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構法の一部を改正する法律」において、独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構（JOGMEC）によるリスクマネー供給機能が抜本的に拡充された。これらに基づく支援や、資源外交の積極的な展開等を通じて、停滞している我が国企業の投資が促進されるよう、引き続き政府の取組に期待したい。

LNGについては、特に東日本大震災後、原子力発電所の稼働停止に伴うLNG火力発電所の稼働率上昇により、国内のLNG需要が急激に増加し、大量のLNGをスポット取引等により追加的に輸入したことで需給が逼迫した。それに加え、従来LNG取引価格は原油価格に連動して決定される慣行であり、当時の原油高の影響を受けたことで、結果として我が国は欧米諸国に比べて高値の天然ガスを輸入せざるを得ず、経常収支を大幅に悪化させる結果となった。

中長期的には原油価格の上昇が見込まれる中、LNGを安定的かつ合理的価格で調達する環境整備が必要である。

我が国としては、シェール革命の果実を取り込みつつ、LNGの安定供給における考え方を「長期安定性」や「量の確保」から、「柔軟性・弾力性の確保」や「市場の活用」へと重点を変え、世界大で流動性の高いLNG市場の実現を目指しつつ、LNGの最大消費国である我が国としての立場を活かし、LNGの取引集積と価格の形成・発信の拠点（ハブ）の地位を目指していくべきである。具体的には、「LNG市場戦略（平成28年5月2日）」に沿って、仕向地条項の撤廃等、LNG取引の容易性向上に向けた消費国との連携強化や、LNGの需給を反映した合理的な価格指標の確立に向けた、市場参加者や価格報告機関との対話等の取組を行っていくことが必要である。

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り得るものである。再生可能エネルギーの導入が進む中で、火力発電等の固定費の高い発電設備に対する投資の予見性の低下といった課題や、調整力の確保に向けた市場の確立が必要となっている。こういった背景から、「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会 電力システム改革貫徹のための政策小委員会及び電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会」において、容量メカニズムやリアルタイム市場の検討が開始されているところであり、2020年の導入を目的に検討を行っていく必要がある。また、固定価格買取制度創設以来、4年半で対象となる再生可能エネルギーの導入量が概ね2.5倍に増加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（2016年度）に年間約2.3兆円（賦課金総額は約1.8兆円）に達するなど、国民負担の増大への懸念が高まっており、昨年5月に改正した「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法等の一部を改正する法律」においては、入札制度の導入等、コスト効率的な形での導入を進める仕組みを盛り込んだところである。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。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。

おわりに ～政府への要請～

本小委員会における検証の結果、2017年度夏季の電力需給は、10年に1回程度の猛暑を想定してもなお、東日本、中西日本のブロック単位での予備率が3%以上で十分にあり、広域機関によるひっ迫時の融通によることなく、全国で電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しであることなどから、昨夏、昨冬に引き続き、政府として特別の節電要請は不要と考えられる。

ただし、引き続き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が必要な状況である。

こうした状況を勘案し、政府においては、電気事業者に対して全国で火力発電設備の保守・保全の強化をすることや、デマンドリスポンスを含めた需給調整契約等の促進を図ること等を要請するとともに、広域機関に対して必要に応じて電力融通指示等の対応を速やかに講じることを要請すること等、需給両面で適切な対策を講じるべきである。

また、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ていく。

2011年3月の東日本大震災から6年以上経ち、電力需給については、電力の安定供給に最低限必要な水準は満たしている。しかし、前述のとおり、現状我が国の電力供給構造は、その大部分を火力発電に依存せざるを得ない状況となっており、資源の乏しい我が国は、経済性や気候変動の問題を常に孕んでいることを認識しなければならない。

こうした状況を改善していくためにも、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、安全最優先という前提に立った原発再稼働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。

また、こうした総合的な需給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 電力・ガス事業分科会

電力・ガス基本政策小委員会 委員等名簿

※五十音順、敬称略、◎は小委員長、○は小委員長代理、●は副小委員長

(委員)

秋元 圭吾 公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループ グループリーダー

石村 和彦 旭硝子株式会社 代表取締役会長

引頭 麻実 株式会社大和総研 専務理事

大石 美奈子 日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会理事・環境委員長

大橋 弘 東京大学大学院経済学研究科 教授

大山 力 横浜国立大学大学院工学研究院 教授

● 柏木 孝夫 東京工業大学 特命教授

松村 敏弘 東京大学社会科学研究所 教授

村上 由美子 OECD東京センター 所長

村松 久美子 PwCあらた有限責任監査法人ディレクター 公認会計士

◎ 山内 弘隆 一橋大学大学院商学研究科 教授

○ 横山 明彦 東京大学大学院新領域創成科学研究科 教授

四元 弘子 森・濱田松本法律事務所 弁護士

渡辺 毅 株式会社みずほ銀行 専務執行役員

(専門委員)

市川 晶久 日本商工会議所 産業政策第二部 主席調査役

長井 太一 一般社団法人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

(オブザーバー)

武田 勉	株式会社エネット 代表取締役社長
廣江 譲	電気事業連合会 副会長
幡場 松彦	一般社団法人日本ガス協会副会長・専務理事

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会 審議経過

○第3回委員会（平成29年4月21日）
(議題)

- ・2016年度冬季の需給検証まとめ並びに2017年度夏季の需給見通し及び需給対策の方針（案）について

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 委員名簿

委員長

大山 力 横浜国立大学大学院 工学研究院 教授

委員 (中立者)

大橋 弘 東京大学大学院 経済学研究科 教授

荻本 和彦 東京大学 生産技術研究所 特任教授

合田 忠弘 同志社大学大学院 理工学研究科 客員教授

松村 敏弘 東京大学 社会科学研究所 教授

委員 (事業者)

沖 隆 (株)F-Power 副社長

加藤 和男 電源開発(株) 経営企画部 部長

亀田 正明 (一社)太陽光発電協会 事務局長

塩川 和幸 東京電力パワーグリッド(株) 技監

高橋 容 (株)エネット 取締役 技術本部長

平岩 芳朗 中部電力(株) 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長

(平成 29 年 4 月 21 日現在 敬称略・五十音順)

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 審議経過

○第15回委員会（平成29年4月6日）

（議題）

- ・2016年度冬季の電力需給実績と2017年度夏季の電力需給見通しについて

○第16回委員会（平成29年4月14日）

（議題）

- ・2016年度冬季の電力需給実績と2017年度夏季の電力需給見通しについて