

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の概要（案）

2017年4月6日

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 事務局

- 需給検証については、昨年8月30日の「電力需給検証小委員会」にて以下が整理されている。
  - ・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)
  - ・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。
- 今回、2016年度冬季電力需給実績の分析と2017年度夏季の電力需給の見通しについてとりまとめたのでご審議いただきたい。

電力需給検証の概要について	
対象	エリア全体の事業者
供給力	送電端ベース
	供給計画をベースにエリアにおける小売電気事業者、発電事業者の発電余力の積み上げ及び一般送配電事業者の公募調達調整力他を反映
供給力減少リスクの確認	猛暑H1需要に対し最低予備率3%の確保の確認 加えて猛暑H1需要に対するN-1故障影響の確認
	※ 需給検証は、東日本大震災以降の電力需給に関する状況を踏まえ、電力需給が厳しくなる夏・冬の直近3ヶ月前において、猛暑・厳寒という供給計画より高需要となる状況でも安定供給確保が可能であることを検証するもの
需要想定	供給計画のH3需要想定をベースに猛暑H1需要を想定 <sup>※1</sup>

## 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
2. 需要
3. 供給
4. 2016年度冬季の電力需給の結果分析の総括

## 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
2. 2017年度夏季の需要の想定
3. 2017年度夏季の供給力の想定
4. 電力需給バランスの検証
5. 2017年度夏季の需給見通しの検証の総括

---

# 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

## <2016年度冬季の需給状況（全国 最大需要日 送電端）>

(送電端)

エリア	実績					厳寒H1想定 <sup>※1</sup>		
	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 <sup>※2</sup> (万kW)	予備率 <sup>※3</sup>
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で確認。

※ 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らざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

# 1. 電力需給の状況

## <2016年度冬季の需給状況（エリア別 最大需要日 送電端）>

(送電端)

エリア	実績					厳寒H1想定 <sup>※1</sup>		
	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 <sup>※2</sup> (万kW)	予備率 <sup>※3</sup>
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で確認。

※ 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らざるを得ない面があることに留意する必要がある。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

## 2. 需要 (1) 厳寒H1 想定 の前提条件と実績

○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った。  
 ○北陸エリアについては想定以上の厳気象<sup>※1</sup>となったが、節電影響等からほぼ想定通りの実績であった。

※1 2016年度の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。

(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 <sup>※2</sup>	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力年)		2010	2013	2013	2011	2011	2011	2011	2011	2011	2015	
気象感応度 (日平均気温・ 万kW/°C)	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。	—	最低气温	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 <sup>※3</sup>	
H3気温(°C)	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)(°C)		-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(°C)		-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。)

※2 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 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。

## 2. 需要 (2) 需要の減少要因

### <需要※1の主な増減要因分析>

(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H1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。



# (参考) <2016年度冬季の需要の想定と実績との比較 (要因分析) >

○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であり厳寒を前提に想定した需要15,565万kWを339万kW下回った。

○実績と想定との差分の内訳では、前提とした厳寒より気温が高いエリアが多かったことによる気温影響(▲445万kW)と省エネを含む節電影響等(▲99万kW)が需要を押し下げているが、経済の回復等による経済影響(205万kW)が需要減少を抑制している。

(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
最大需要※1 (想定)	6,952	521	1,402	5,029	8,497	2,381	515	2,574	1,057	491	1,479	15,449	116	15,565
最大需要※1 (実績)	6,847	519	1,371	4,957	8,278	2,337	515	2,476	1,031	473	1,447	15,125	101	15,226
差分※2	▲ 105	▲ 2	▲ 31	▲ 72	▲ 219	▲ 44	0	▲ 98	▲ 26	▲ 18	▲ 32	▲ 324	▲ 15	▲ 339
気温影響※3	▲ 113	2	▲ 36	▲ 79	▲ 325	▲ 94	1	▲ 77	▲ 65	▲ 13	▲ 77	▲ 437	▲ 8	▲ 445
経済影響	57	3	11	43	156	58	1	11	40	▲ 2	48	212	▲ 8	205
上記以外の要因 (節電影響等)	▲ 49	▲ 7	▲ 6	▲ 36	▲ 50	▲ 8	▲ 2	▲ 33	▲ 1	▲ 4	▲ 3	▲ 99	0	▲ 99

## <想定的前提>

- 気温影響:2011年度並みの厳寒を想定。但し、北海道は2010年度、東京・東北は2013年度、沖縄は2015年度並みの厳寒を想定。
- 経済影響:各エリアで直近の経済見通し(GDP、鉱工業生産指数)等を踏まえて想定。
- 節電影響:各エリアで2015年度の節電実績にアンケート調査で把握した定着率を乗じて想定。

※1 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※2 実績(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)と第8回調整力と需給バランス評価等委員会における想定との差分。

※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。

※ 四捨五入により各種影響の合計と実績-想定との差分が合わない場合がある。

## 2. 需要 (3) 需要ピーク時間帯の確認

○2016年度(12、1、2月)の各エリアにおける上位3日の最大需要発生時間帯(ピーク時間帯)は以下のとおり。  
 ○北海道、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。

各エリアの最大電力発生時間(12、1、2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
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)

## 2. 需要 (3) 需要ピーク時間帯の確認

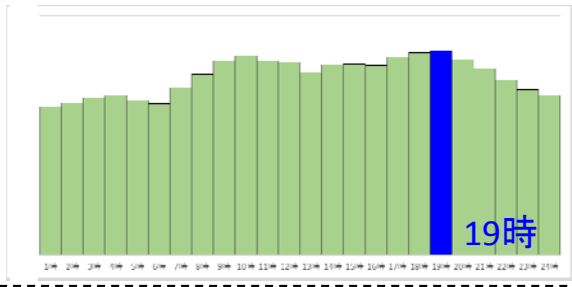
### < 需要面の検証 需給実績カーブ (北海道, 中国エリア) >

- 北海道、中国エリアの需給実績カーブは以下のとおり。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。
- 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。(資料2-1参考資料1)
- 中国エリアでは、例年に比べ天候が良く日中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。

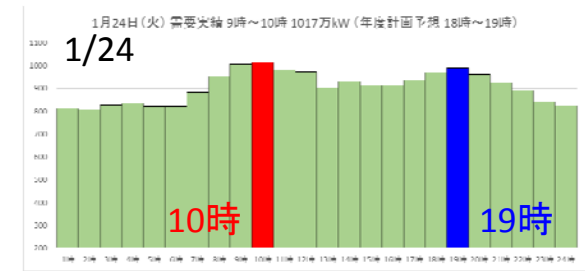
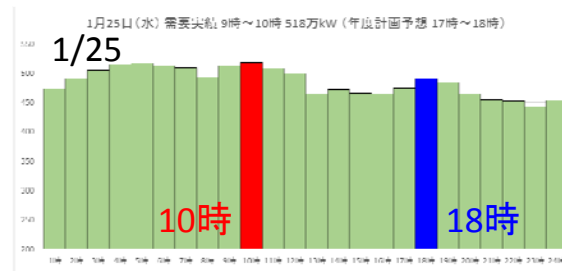
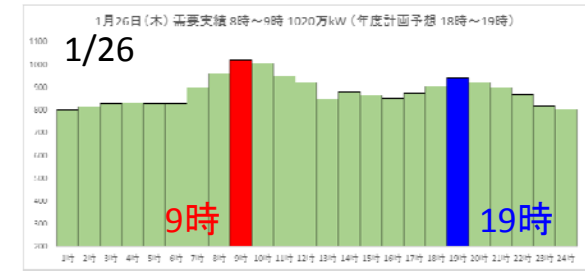
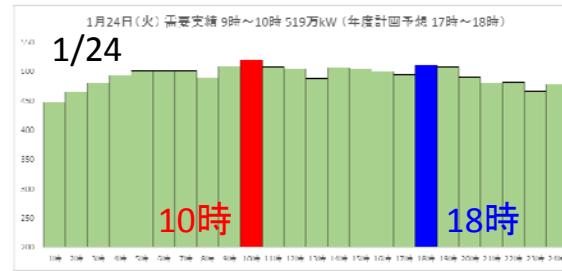
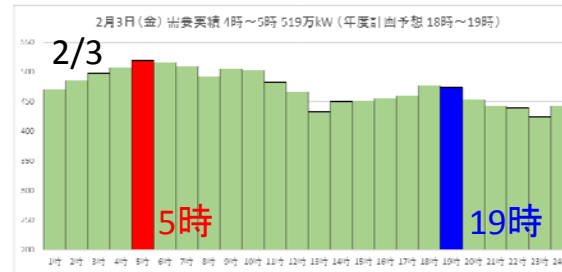
北海道エリア 需給実績カーブ

中国エリア 需給実績カーブ

【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おり、その実績について確認したのでご報告する。(詳細次ページ)
- 需給ひっ迫時に活用を想定している、通告調整契約等※については、想定時点では17万kWを見込んで需給対策を検討していたが、実績では、想定を上回る18万kWの契約を確保し、需給ひっ迫時に備えていた。
- なお幸いにして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。

※ 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

## 2. 需要 (4) 北海道電力において行われた需給対策

(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	昨冬実績	今冬実績
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
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	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	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	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。 (昨冬の例: 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	1社 約0.03万kW
-----------	---	----------------	----------------

### 3. 供給

## <2016年度冬季の供給力（実績）と事前の想定との差 全国最大需要日>

○全国（10エリア）最大需要日（1月24日18時から19時）における10エリア合計の供給力実績と厳寒H1における想定との差は▲481万kWであった。  
 ○全国最大需要日においても300万kW程度の需給停止を実施しており、余裕のある需給実績であった。

（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 ▲207
				需給停止※3 ▲313
				その他 ▲7
水力	1,069	972※4	+97	想定より出水に恵まれたことによる（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）
揚水	1,870	1,861	+9	需給状況を考慮した日々の運用による
地熱 太陽光 風力	149	43※5	+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）
その他※6	946	1,121	▲175	

※1 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

※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 一部未計上の供給力があったため、前回想定値から数値を変更した。

※5 太陽光については、全国最大が18時-19時であったことから、想定の実績もゼロ評価とした。

※6 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。

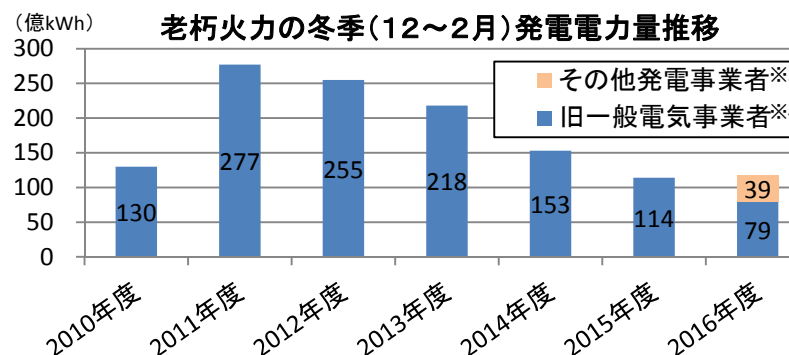
### 3. 供給 ＜計画外停止件数、老朽火力の発電電力量＞

- 全国最大需要日における計画外停止は304万kWであり、当該日の予備率に与える影響は▲2.0%であった。
- 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、老朽火力の発電電力量は減少傾向にあると考えられる。

12月～2月における計画外停止による供給力低下分	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%

	計画外停止件数	うち、老朽火力 <sup>※1</sup>	うち、報告対象外 <sup>※2</sup>
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 老朽火力 : 2012年度末に運転開始から40年を経過した火力。

※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。

※3 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。

※4 2015年度まで沖縄電力を除く。



## 2017年2月21日の計画外停止について

○2017年2月21日（火）10時44分頃、中部エリアの275kV上越火力線1・2線ルート断による上越火力227万kWの電源脱落が発生した。（資料2-1 参考資料2）

○広域機関では、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ったことから、各一般送配電事業者と連携し、17時～20時の間、北陸電力、関西電力、中国電力および九州電力から中部電力に対して、最大140万kWの融通指示を実施し、その結果、需給ひっ迫を回避することができた。

○なお、当日、中国エリアにおいては、三隅火力1G脱落が発生したが、中国エリアの需給上問題がなく予備力に余裕があったため、中部電力へ融通を実施した。

・10:44 中国エリア 三隅火力1G トリップ

原因：上越火力線ルート断に伴う周波数低下の影響。

※当日中に復帰し系統並列。（当日需要ピーク19時時点では出力上昇中）

○また、当日、四国エリアにおいても、電源開発橘湾火力2G脱落が発生したが、需給上問題は発生しなかった。

・14:49 四国エリア 電源開発橘湾火力2G トリップ

原因：計器用電源の電圧変動の影響と推定。※2月28日に復帰し系統並列。

・三隅火力1G  
定格100万kW、石炭

・電源開発橘湾火力2G  
定格105万kW、石炭

○2月21日における全国最大需要ピーク19時断面では、これらを含め計画外停止の合計は897万kW（2月21日19時全国予備率に対する影響▲6.6%）であり、結果として全国予備率は10.0%であった。



### 3. 供給 〈その他トピック〉

#### 2016年11月24日の東京エリア需給状況について

- 冬季期間ではないが、11月24日（木）は東京において11月としては54年ぶりの降雪を記録するなど、気温低下による暖房需要の増加などからH3想定を大きく超える需要実績となった。
- 本機関は、一般送配電事業者と連携して融通指示に備えていたが、最終的には、エリア予備率3%以上を確保し、需給ひっ迫には至らなかった。  
(資料2-1 参考資料3)

- 2016年度 冬季の想定にあたっては、厳寒リスクを想定し、過去10年間で最も厳寒だった年度並みの気象条件で想定を行っていたが、実績の気象では、前提条件としたほどの厳寒とはならなかった。また、節電等の影響もあり全国大で見れば需要が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。
- 全国最大需要日の供給力合計は16,354万kWであり、予備率は9.7%であった。計画外停止は304万kW(予備率への影響は▲2.0%)であったが、出水や風況による供給力の増、厳寒を前提に検討していた需要の実績差等により、結果的には火力の需給停止も313万kW実施しており、想定に比べ余裕がある需給実績であった。
- 北海道エリアでは、厳寒時のエリア最大需要は521万kWを想定していたが、実績では想定を2万kW下回った。計画外停止による供給力減少はあったものの、風力発電や揚水発電の供給力が想定を上回ったこと等により、供給力については、584万kWを確保し予備率は12.5%確保できた。需給ひっ迫の状況には至らなかったことから、事前に備えていた「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。

---

## 第2章 2017年度夏季の電力需給の見通し

## (1) 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、今回から供給計画をベースに夏季において10年に1回程度の猛暑における最大電力需要(H1)を一般送配電事業者にて想定する。(資料2-1参考資料4)なお、電源 I´(DR分)についても考慮する。

## (2) 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他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先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。(②には電源 I´(DR分以外)を、また、③にはエリアの火力増出力分を含む)
- 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、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し(小売予備力や発電余力として計上)、その後、供給力確保状況に応じエリア間での取引を考慮する。

- 今回は供給計画に加え以下の事業者を対象にデータを求め分析を行った。(前回と同様のカバー率:供給量で99%、火力設備で95%とするため事業者を追加)
  - ✓ 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
  - ✓ 小売電気事業者 計28社(旧一般電気事業者を除く、平成28年度上期の供給量が1.45億kWh以上の事業者、前回から13社増)
  - ✓ 発電事業者 計15社(旧一般電気事業者を除く、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以上の事業者、前回から1社増)

### (3) 電力需給バランスの検証

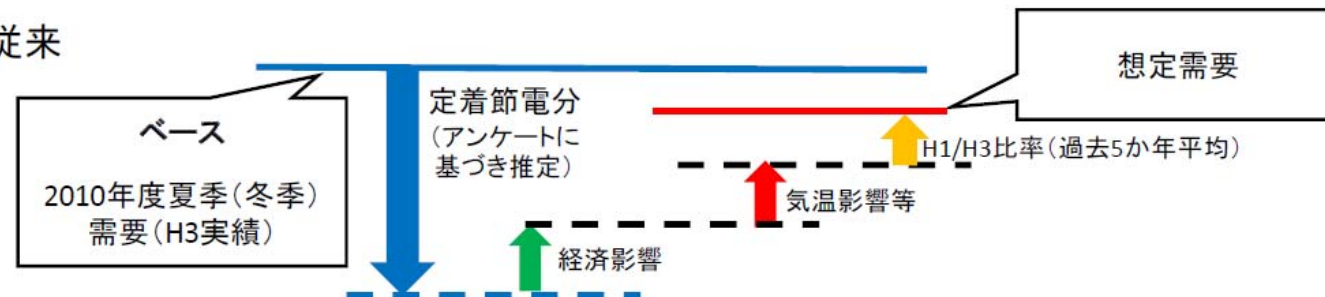
- 電力需給検証小委員会での基準(夏季における10年に1回程度の猛暑における最大電力需要(H1)の103%の供給力確保)とした。
- 猛暑H1需要に対して電源及び電源線のN-1故障による供給力の最大脱落量リスクを評価した。

## 課題：需要想定方法の見直し

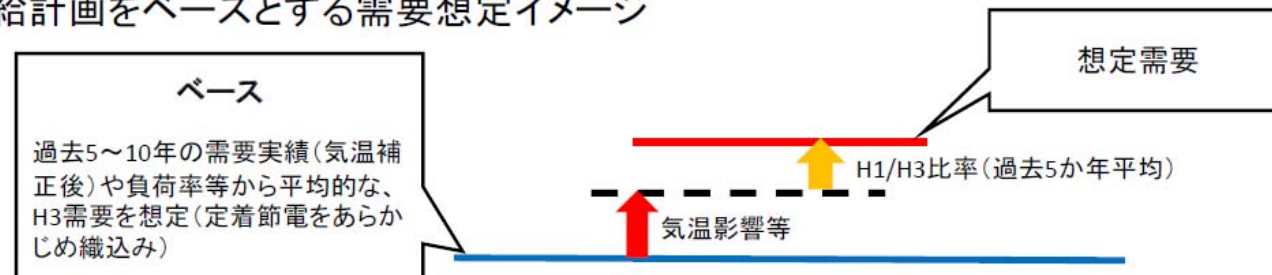
19

- 今後、当機関が、夏季及び冬季の需給検証の作業を引き続き担っていくに当たっては、需要想定の手法を、当機関が供給計画の取りまとめ等において実施している方法に変更し、需給バランス評価の一貫性を確保することとしたい。
- 具体的には、節電が定着している程度や、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よう、供給計画を需要想定の基本とする。

### ●従来



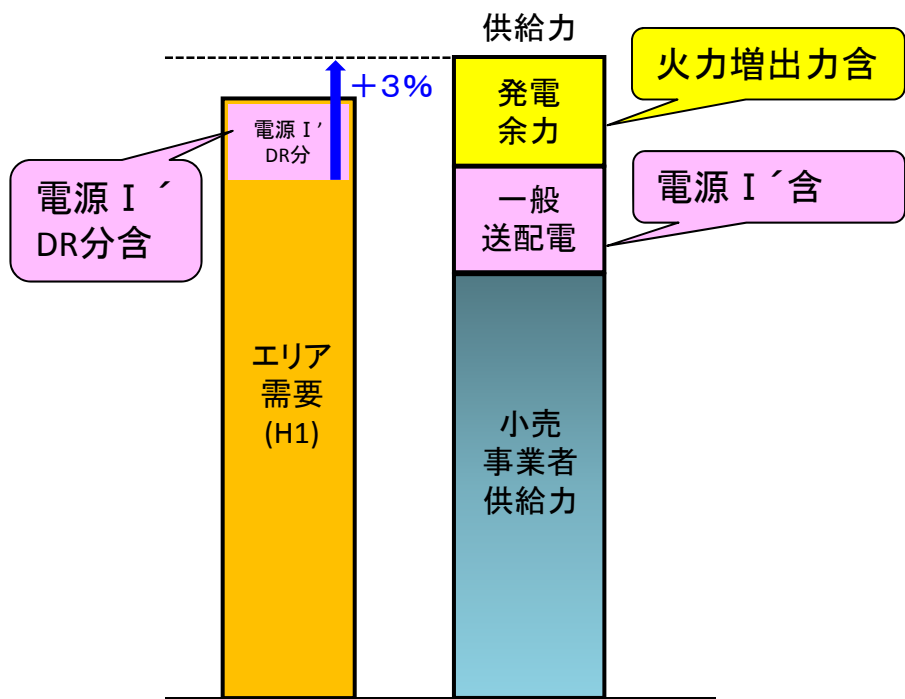
### ●供給計画をベースとする需要想定イメージ



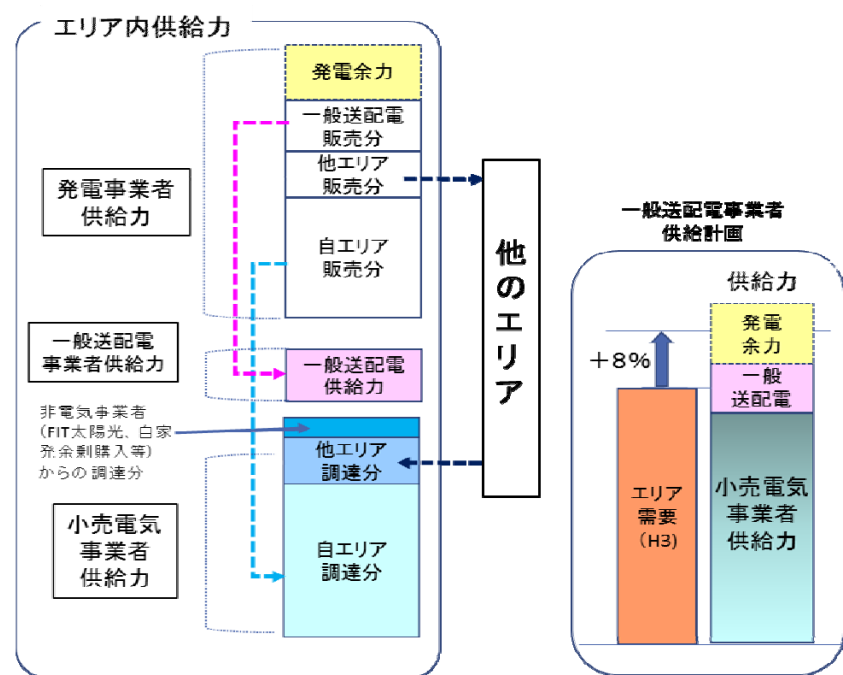
# (参考) 供給力の計上方法

- 今年度夏季の需給検証にあたっては、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に、電源 I' と火力増出力分を加えたものとする。
- 小売供給力は相対契約等で確実なもののみ計上され、販売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。その後、供給力確保状況に応じエリア間での取引による活用を考慮する。

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



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織り込み



- 実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、電源のトラブルが発生していないにもかかわらず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」)において供給力不足が発生し、国からの特別な要請に基づく節電に期待する(場合によっては計画停電に至る)といった状況に陥らないようにするための供給力を、原則として一般送配電事業者による調整力の調達を通じて確保する。
- なお、猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力の不足は1年間の限られた時間に発生すると考えられ、また、天気予報や当日の需要動向によりある程度の予見が可能であると考えられることから、電源 I' は電源に限らずネガワット等の需要抑制の中でも発動時間が数時間であるものや回数制限があるものも含む手段を対象として、公募のうえ確保する。
- また、以下の通り補正等を行う。
  - 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おいて、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I' の募集量から控除できる。
  - 「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平年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。

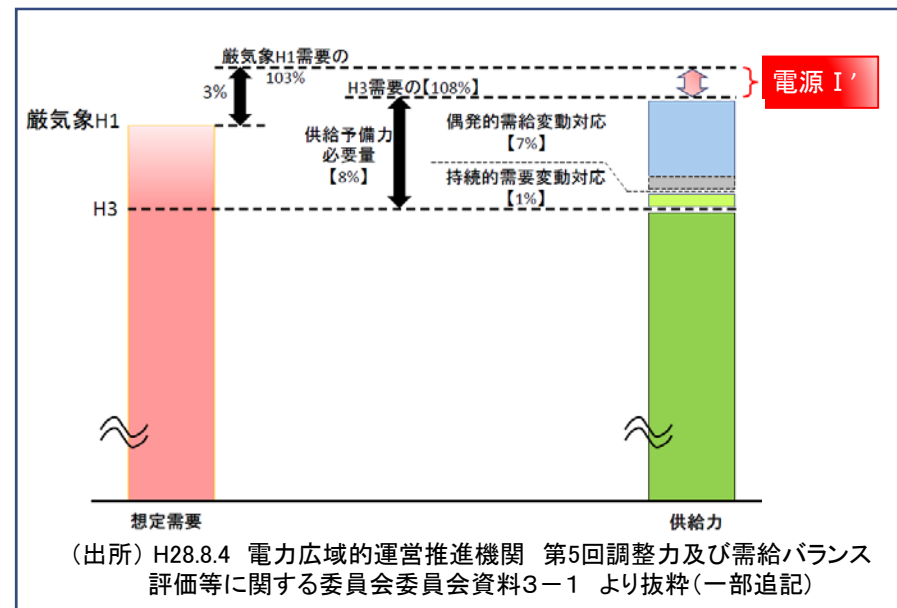
### <電源 I' 必要量>

夏季及び冬季における厳しい気象条件(10年に1回程度の猛暑及び厳寒)における最大電力需要(以下、「厳気象H1需要」)が最大となる月について、次式により算定される値とする。

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

※算定値が0以下の場合、電源 I' 募集量は0とする。

(出所) H28.10.18 電力広域的運営推進機関 平成29年度調整力の公募にかかる必要量等の考え方について より抜粋





## 2. 2017年度夏季の需要の想定 <2017年度夏季の需要見通し>

○ 2017年度供給計画における、2017年度夏季需要(H3)から、猛暑(H3)と夏季H1/H3比率の過去5カ年平均を用いる等により、2017年度夏季最大電力需要(H1)を算出。

○2017年度夏季(7, 8月)の需要見通しについて(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
<b>猛暑H1 想定方法</b>	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。

※ 四捨五入の関係で比率と需要が合わない場合がある。

### 4-1. 電力需要想定

17

本機関は、今後10年間の人口や経済指標(GDP、IIP等)の見通し等により一般送配電事業者が想定した供給区域需要から、全国の需要想定を策定した。最大需要電力(8月・送電端・最大3日平均電力)及び年間需要電力量(送電端)の全国合計値は、今後10年間で+0.2~+0.3%/年の増加の見通し。経済指標の水準低下、至近の省エネ進展の反映などにより、電力需要は昨年よりも低い想定となった。

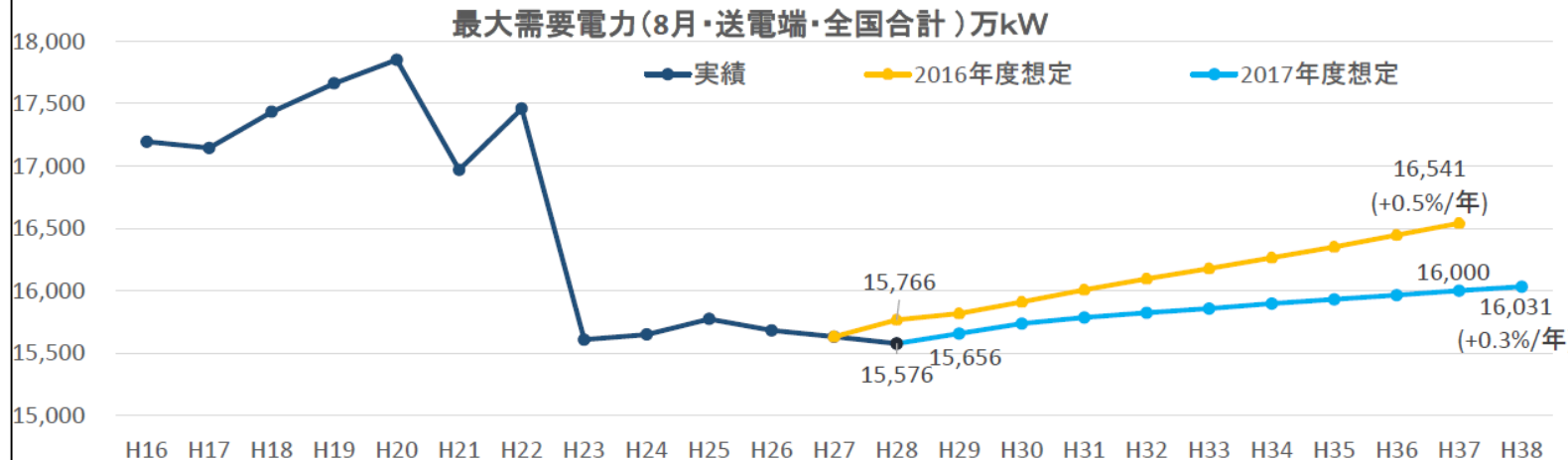
●需要想定のもととした全国の経済見通し

	平成29年度	平成38年度
国内総生産(GDP)	540.1兆円	582.0兆円 [ + 0.8% ]
鉱工業生産指数(IIP)	99.8	108.2 [ + 0.9% ]
人口	1億2609万人	1億2032万人 [ -0.5% ]

●需要想定(全国合計、送電端)

	平成28年度実績	平成29年度見通し	平成38年度見通し
最大需要電力	15,576万kW	15,656万kW	16,031万kW [ +0.3% ]
年間需要電力量	8,787億kWh	8,805億kWh	9,005億kWh [ +0.2% ]
年負荷率	64.4%	64.2%	64.1%

- ・平成28年度実績欄は気温補正後の値。
- ・平成28年度の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29年度見通しに対する年平均増加率



#### (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) 火力発電

火力発電については、保安の観点等から定期検査等による作業計画がある場合は供給力として計上しない。

#### (3) 水力発電

水力発電については、貯水池式と自流式の合計値を供給力として計上する。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計上する。自流式については降雨等によって出水量が変化するため月ごと(7~9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計上する。

#### (4) 揚水発電

揚水発電については、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る供給力変化を考慮し供給力を計上する。

#### (5) 再生可能エネルギー

##### ① 太陽光

過去20カ年の最大3日平均電力発生日において、太陽光発電の発電出力比率推計データから、下位5日の平均値を算出し出力比率から算出した値を計上する。(資料2-1参考資料5)

##### ② 風力

水力発電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計上する。

##### ③ 地熱

各エリア事業者に確認した供給力を計上する。

## 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(猛暑H1 需要発生時の需給バランス評価)

○ 猛暑H1需要が発生した場合においても、電源I'及び火力増出力運転を考慮し、エリア間取引※を活用することで、9エリア合計で7.5%、また全国の各エリアにおいて最低限確保すべきとされた供給予備率3%を確保できる見通しであることが確認できた。

※ 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。

#### 2017年度夏季需給バランス(猛暑H1)〈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	7,724	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	7,348 (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
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	<b>3.0</b>	10.3	4.2	13.7	8.4	21.6	21.4	10.7	8.0	39.9
【8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	7,795	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	7,377 (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
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	<b>3.0</b>	4.3	8.1	23.0	19.2	9.3	7.5	43.7
【9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	7,172	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	6,714 (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
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で試算。

※括弧の値は電源I'(DR)考慮前の値

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

## (参考) 〈電源 I'、火力増出力及びエリア間取引 未考慮のバランス〉

- 仮に、猛暑H1時において電源 I'※、火力増出力運転及びエリア間取引を考慮しない場合の状況は、以下のとおりとなる。
- 東北、東京、中部エリア以外は、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。
- 供給予備率3%を確保するためには、東京エリア(7、8月)において132万、79万kW、中部エリア(7、8月)において6万、37万kW、また、東北エリア(9月)において17万kWの供給力の追加が必要。

※ 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。

## 2017年度夏季需給バランス(猛暑H1)〈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	7,631	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	7,719	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	7,108	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										

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。



(参考) 〈電源 I' 及び火力増出力運転を考慮した場合のバランス〉

- 猛暑H1時において電源 I' 及び火力増出力運転を考慮し、エリア間取引を考慮しない場合の状況は、以下のとおりとなる。
- 東京エリア(7月), 中部エリア(8月)以外は、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。
- 供給予備率3%を確保するためには、東京エリア(7月)において33万kW、また、中部エリア(8月)において1万kWの供給力の追加が必要。

2017年度夏季需給バランス(猛暑H1)〈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	7,698 (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	<b>2.4</b>	10.6	<b>4.2</b>	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				<b>33</b>									
【8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	7,795 (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	<b>3.5</b>	9.1	<b>2.9</b>	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						<b>1</b>							
【9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	7,172 (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	<b>3.0</b>	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													

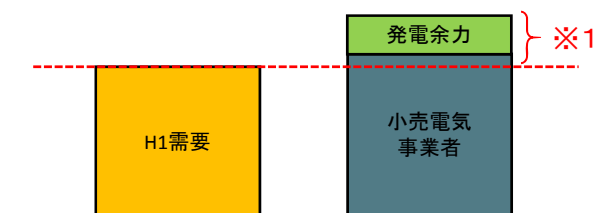
※括弧内は、電源 I' 及び火力増出力運転考慮前の値 (電源 I' のうち、厳気象時等以外にも安定的に見込めるものは計上)。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

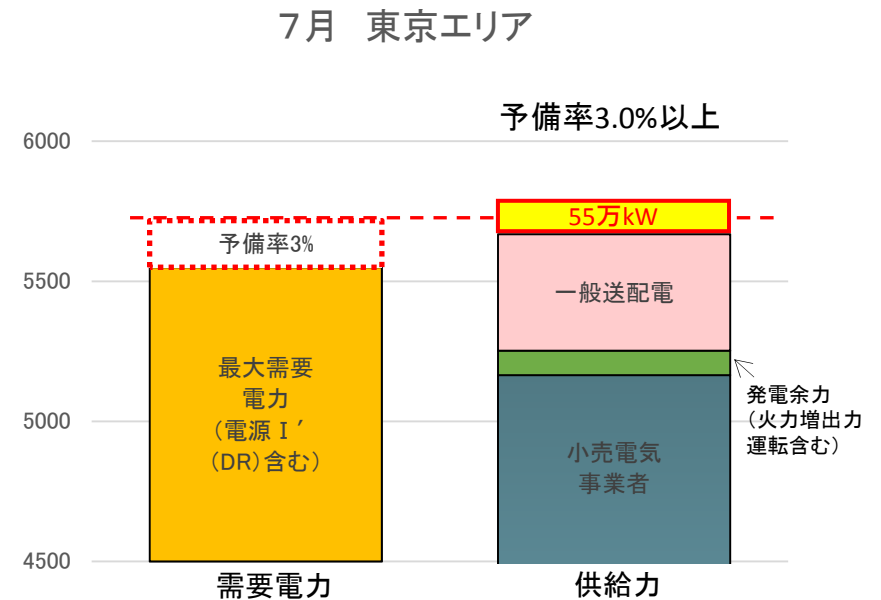
(参考)  
 <7月東京エリアの供給力不足分を他のエリア事業者の余力からの取引で賄う場合の試算>

- 猛暑H1時には、各エリアの事業者の余力(発電事業者、小売事業者の供給力の余力)は卸電力取引市場等で取引される蓋然性が高い。
- そこで、他エリアの事業者の余力から取引により賄える供給力により、東京エリアの予備率がどの程度確保できるかを試算したところ東京エリアの予備率は、3%以上を確保できる見通しである。

	北海道・東北エリア	中西6エリア
エリア事業者余力 <sup>※1</sup>	28万kW	244万kW
東京向け 連系線空容量	136万kW	27万kW
他エリアからの取引で 賄う場合の供給力	28万kW	27万kW
	55万kW	



※1 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' および火力増出力運転は控除)



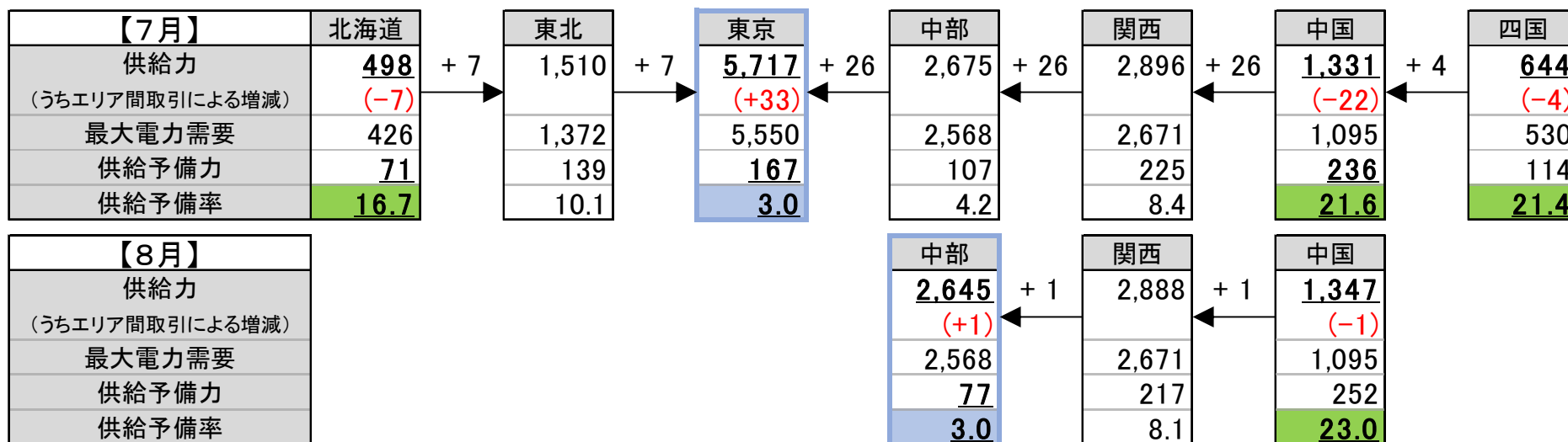


○ 電源 I'、火力増出力運転及びエリア間の市場取引分(未契約分)を考慮した場合の試算結果を示す。

これにより、東京、中部エリアにおいても、予備率3%以上を確保できる見通しである。

なお、エリア間取引量は予備率3%を確保するまでの量とした。

2017年度夏季需給バランス(猛暑H1)〈電源I'、火力増出力運転及びエリア間取引 考慮〉



応援したエリア

3%に改善したエリア

矢印は、追加的なエリア間取引による潮流の向き

【試算条件】

- ・供給力、最大電力需要は、エリア内の電源 I' 及び火力増出力運転を含む。
- ・エリア間取引は、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' 及び火力増出力分を控除)を、連系線空容量の範囲で活用。
- ・エリア間取引は、予備力3%確保するまでの量で試算。
- ・四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

(参考) <連系線を介した東北・東京・中部エリアへの供給可能量の算出諸元>

■ 猛暑H1需要におけるエリア事業者余力<sup>※</sup>

(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<sup>1</sup>および火力増出力分は控除)。超過がないエリアは「-」で表示。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

■ 地域間連系線の空容量・マージン (東北・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 ⇒東北	東北東京間	東京⇒東北	260	37	250	38	221	35
	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

## 4. 電力需給バランスの検証

### (2) 猛暑H1需要と供給力減少リスク（N-1故障）の同時発現時の事前確認

- 10年に1回程度の猛暑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、猛暑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。
- 予備率3%に対して不足分が大きなエリアは、東京の7、8月、中部エリアの8月であるが、追加的な需給対策により予備率3%を確保可能。(⇒次頁にて追加的な需給対策メニューを整理)
- また、他エリアに関しても同様に、予備率3%確保可能を確認。

供給力減少リスク要因と、供給予備力(H1)との比較<sup>※1</sup>

(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 <sup>※2</sup>	-	-	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 <sup>※2</sup>	-	-	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 <sup>※2</sup>	-	-	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 <sup>※3</sup>	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)。

#### 4. 電力需給バランスの検証

##### (2) 猛暑H1需要と供給力減少リスク（N-1故障）の同時発現時の事前確認

### <東京・中部エリアの運用上の追加的な需給対策メニュー>

- 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。

※四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 供給計画において、太陽光供給量の増大に伴って予備率最低時刻が最大需要発生時から点灯帯(夕刻)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ことから、8月の猛暑H1においても同様の検証を行った。
- その結果、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、最大需要発生時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。
- 最大需要発生時以外で予備率が低下するエリアにおいても、予備率は3%以上確保できる見通しである。

○最大需要発生時以外で予備率最低となるエリアと予備率(%)

エリア	夏季最大需要発生時予備率※ (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	△0.9	—	—
東北	10.1	8.5	△1.6	—	—
東京	1.6	—	—	—	—
中部	1.6	—	—	—	—
北陸	4.2	—	—	—	—
関西	7.3	6.1	△1.2	—	—
中国	22.6	—	—	—	—
四国	18.6	—	—	—	—
九州	7.8	—	—	3.2	△4.6
沖縄	43.7	—	—	39.1	△4.6

### (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

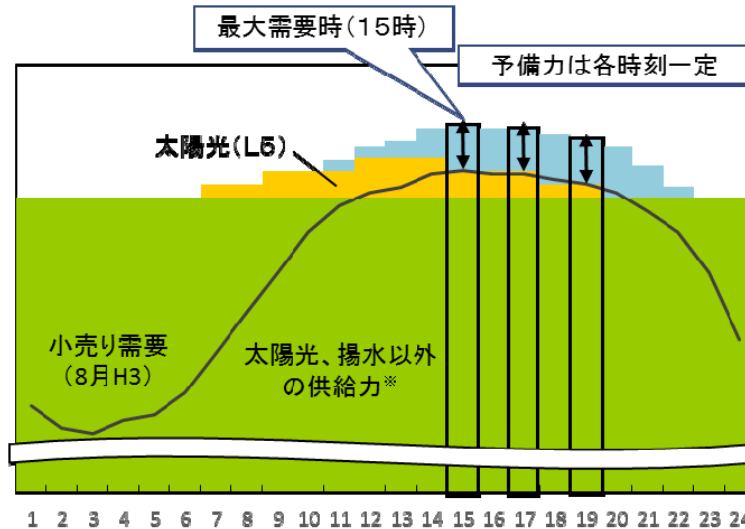
- 需給バランスの評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻(以下、最大需要発生時\*)において、供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しくなる(供給予備率が低くなる)であろうという考え方により行ってきたものである。

※最大需要発生時

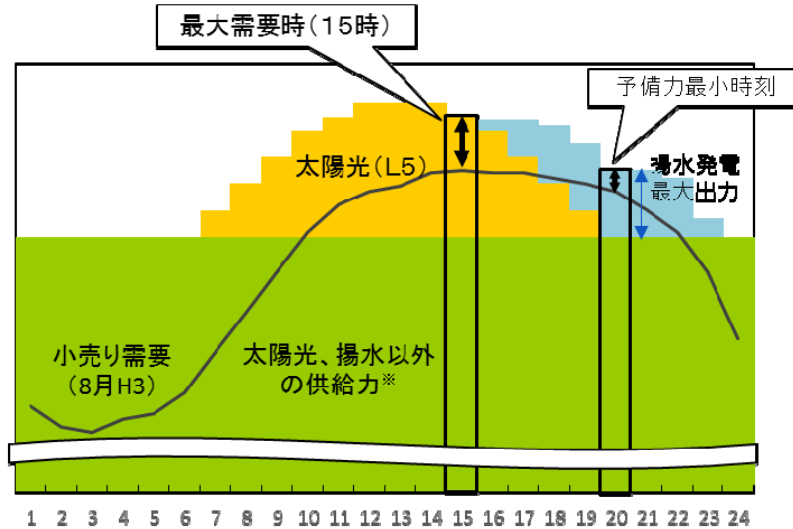
○北海道・東北:1月18時    ○東京・中部・北陸・関西・中国・四国:8月15時    ○九州エリア:8月17時

- 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。

従来の各時刻の供給力策定状況  
(予備力一定)



近年の各時刻の供給力策定状況  
(予備力最小時刻が夕刻へシフト)



※太陽光・揚水以外は、時間毎の供給力に変化が無いものとして計上

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、詳細なデータを主要な事業者を対象に収集するという形で取りまとめ、以下を確認した。

- 今夏が、至近10か年で最も猛暑と同等の気象となった場合でも、全国の各エリアで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。
- 東京・中部エリアについては、電源I'、火力増出力運転及びエリア間取引で供給予備率3%は確保できることを確認した。
- 追加検証として、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、本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、全国の各エリアで予備率3%を確保できることが確認できた。

---

(白紙)