



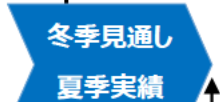


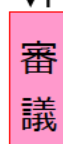



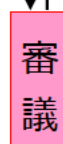
電力需給検証報告書について（概要）

2019年4月19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

■ 2018年度冬季の電力需給実績と2019年度夏季の猛暑H1需要発生時の電力需給の見通しを取りまとめたのでご審議いただきたい。

電力需給検証の検討スケジュール

			2018年度 第4Q	2019年度 第1Q	2019年度 第2Q	2019年度 第3Q	2019年度 第4Q	2020年度 第1Q
電力需給検証	広域機関	・見通し ・実績		 ★ 国に報告		 ★ 国に報告		 ★ 国に報告
	本委員会	内容の審議		 本日				

- 2018年度冬季の電力需給実績
2018年度冬季の事前の想定と実績を比較検証した。
- 2019年度夏季の電力需給見通し
猛暑となった場合の需要の想定、及び安定的に見込める供給力の積み上げを行い、安定供給が可能かどうか、需給バランスを検証した。

電力需給検証の概要について

需要	供給計画のH3需要想定をベースに猛暑・厳寒H1需要を想定
供給力	供給計画をベースに、エリアにおける小売電気事業者の供給力及び発電事業者の発電余力の積み上げ並びに一般送配電事業者の公募調達調整力等を反映
電力需給 バランスの検証	<p>猛暑・厳寒H1需要に対して予備率3%の確保の確認</p> <p>※ 電力需給検証は、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</p>

2018年度冬季の電力需給実績の検証

2018年度冬季：全国最大需要時の電力需給実績(1月10日9～10時) 4

■ 全国計の最大需要は1月10日9～10時に発生しており、各エリアの需要・供給力の実績は以下のとおり。
 ※1月10日は、中部エリアに向けて本機関指示による需給ひっ迫融通を実施

エリア	実績						厳寒H1想定 ^{※3}			
	最大需要日	時間	需要 (万kW)	火力需給停止分を 供給力に含めない場合 ^{※1}		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 ^{※2}		最大需要 (万kW)	供給力 ^{※4} (万kW)	予備率 ^{※4}
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	1月10日(木)	9-10時	422	527	25.0%	568	34.6%	525	567	8.0%
東北			1,261	1,581	25.4%	1,673	32.7%	1,465	1,541	5.3%
東京			4,856	5,278	8.7%	5,529	13.8%	5,355	5,636	5.3%
東3エリア			6,539	7,386	13.0%	7,769	18.8%	7,345	7,745	5.5%
中部			2,345	2,440	4.1%	2,684	14.5%	2,382	2,571	7.9%
北陸			485	558	15.1%	558	15.1%	543	572	5.2%
関西			2,432	2,536	4.3%	2,888	18.7%	2,574	2,778	7.9%
中国			999	1,065	6.7%	1,065	6.7%	1,109	1,197	7.9%
四国			448	475	5.9%	518	15.6%	508	548	7.9%
九州			1,276	1,510	18.4%	1,612	26.3%	1,577	1,702	7.9%
中西6エリア			7,984	8,584	7.5%	9,325	16.8%	8,694	9,368	7.7%
全国9エリア			14,522	15,969	10.0%	17,094	17.7%	16,039	17,112	6.7%
沖縄			82	137	65.8%	170	106.0%	116	163	40.4%
全国10エリア			14,605	16,106	10.3%	17,264	18.2%	16,154	17,275	6.9%

※1 本機関指示による需給ひっ迫融通後の値。(中部エリアは当日最大105万kWの融通を受けた)

※2 前回の電力需給検証実施時(2018年秋)に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。

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)

※3 前回の電力需給検証報告書(2018年11月)における2018年度冬季見通しの1月の値。

※4 連系線活用後(予備率均平化後)の供給力及び予備率。

※ 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。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

- 全国最大需要時における10エリア合計の供給力について、今冬の実績（1月10日9～10時）と昨年11月の電力需給検証での想定を比較したところ、▲1,169万kWの差であった。

(送電端 万kW)

電源	実績	想定	実績－想定	差の主な要因
全国合計	16,106	17,275	▲ 1,169	
原子力	891	787	+ 104	・伊方原発3号機 の稼働による増 ・川内原発・玄海原発の定格熱出力一定 運転による増
火力	11,258	12,784	▲ 1,526	計画外停止 ^{※1} ▲ 225 (▲ 1.8%) 需給停止 ^{※2} ▲ 1,157 火力増出力 未実施分 ▲ 92 その他 ^{※3} ▲ 51 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)等による減
水力	689	954	▲ 265	出水状況および貯水池運用による減 (計画外停止 ▲9万kW含む)
揚水	1,899	2,047	▲ 148	需給状況を考慮した日々の運用による減 (計画外停止 ▲10万kW含む)
太陽光	824	40 ^{※4}	+ 784	出力比率が想定以上になったことによる増 (想定では安定的に見込める量として 下位5日の平均値を採用)
風力	138	18	+ 120	
地熱	22	29	▲ 7	補修差等による減
その他 ^{※5}	385	617	▲ 232	

※1 計画外停止：突発的な事故あるいは計画になかった緊急補修など予期せぬ停止または出力抑制。
括弧内の計画外停止の比率は、「計画外停止225÷(実績11,258+計画外停止225+需給停止1,157)」より算出。

※2 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)

※3 補修差等を含む。

※4 事前の想定において、需要のピーク時間帯が午前としていたエリア(中部・北陸・中国)の太陽光供給力。(他のエリアは、18-19時などの時間帯のためゼロ計上)

※5 電力需給検証においてデータ収集を行わなかった事業者の供給力等。

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

2018年度冬季：各エリア最大需要時の電力需給実績

■ 各エリアの最大需要発生時における需要・供給力の実績は以下のとおり。

※1月10日は、中部エリアに向けて本機関指示による需給ひっ迫融通を実施

エリア	実績							厳寒H1想定 ^{※3}		
	最大需要日	時間	需要 (万kW)	火力需給停止分を 供給力に含めない場合 ^{※1}		火力需給停止分を 供給力に含めた場合 ^{※2}		最大需要 (万kW)	供給力 ^{※4} (万kW)	予備率 ^{※4}
				供給力 (万kW)	予備率	供給力 (万kW)	予備率			
北海道	2月8日(金)	9-10時	542	600	10.7%	600	10.7%	525	567	7.9%
東北	1月24日(木)	17-18時	1,367	1,616	18.2%	1,650	20.6%	1,465	1,541	5.3%
東京	1月10日(木)	18-19時	4,918	5,212	6.0%	5,406	9.9%	5,355	5,636	5.3%
東3エリア	—	—	6,827	7,428	8.8%	7,655	12.1%	7,345	7,745	5.4%
中部	1月10日(木)	9-10時	2,345	2,440	4.1%	2,684	14.5%	2,382	2,571	7.9%
北陸	2月1日(金)	9-10時	503	601	19.3%	624	24.0%	543	565	4.0%
関西	1月10日(木)	9-10時	2,432	2,536	4.3%	2,888	18.7%	2,574	2,778	7.9%
中国	1月10日(木)	9-10時	999	1,065	6.7%	1,065	6.7%	1,109	1,197	7.9%
四国	1月10日(木)	9-10時	448	475	5.9%	518	15.6%	508	548	7.9%
九州	1月17日(木)	18-19時	1,336	1,451	8.6%	1,552	16.2%	1,577	1,702	7.9%
中西6エリア	—	—	8,062	8,567	6.3%	9,332	15.8%	8,694	9,361	7.7%
全国9エリア	—	—	14,890	15,995	7.4%	16,987	14.1%	16,039	17,105	6.7%
沖縄	12月4日(火)	13-14時	115	150	30.1%	182	57.6%	112	153	36.8%
全国10エリア	—	—	15,005	16,145	7.6%	17,169	14.4%	16,150	17,258	6.9%

※1 最大需要日が1月10日となるエリアについては、本機関指示による需給ひっ迫融通後の値。
 ※2 前回の電力需給検証実施時(2018年秋)に冬季見通しを確認した発電事業者に対して冬季実績を確認した。その中で、火力需給停止をしていた供給力を発電機の接続エリアの供給力に加算したものを示している。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)

※3 前回の電力需給検証報告書(2018年11月)における2018年度冬季見通しの値。
 (各エリアで最大需要が発生した月を対象として事前の見通しを記載しているため、エリア毎に対象月が異なる)
 ※4 連系線活用後(予備率均平化後)の供給力及び予備率。
 ※ 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必要があることに留意する必要がある。

- 各エリアの冬季最大需要時の需要実績の合計は15,005万kWであり、厳寒を前提に想定した需要16,150万kWを1,146万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かったこと等による気温影響が▲1,109万kW、その他の要因による影響は▲37万kWであった。
- 北海道エリアを除き、事前の想定ほどの厳寒とはならなかった。

(送電端 万kW)

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
需要想定 ^{※1}	7,345	525	1,465	5,355	8,694	2,382	543	2,574	1,109	508	1,577	16,039	112	16,150
需要実績 ^{※2}	6,827 (6,539)	542 (422)	1,367 (1,261)	4,918 (4,856)	8,062 (7,984)	2,345 (2,345)	503 (485)	2,432 (2,432)	999 (999)	448 (448)	1,336 (1,276)	14,890 (14,522)	115 (82)	15,005 (14,605)
差分	▲ 517	+ 17	▲ 97	▲ 437	▲ 632	▲ 38	▲ 40	▲ 142	▲ 110	▲ 60	▲ 242	▲ 1,149	+ 4	▲ 1,146
気象影響	▲ 488	+ 17	▲ 99	▲ 407	▲ 624	▲ 69	▲ 49	▲ 156	▲ 113	▲ 30	▲ 206	▲ 1,112	+ 3	▲ 1,109
DR ^{※3}	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
その他	▲ 29	▲ 0	+ 1	▲ 31	▲ 8	+ 31	+ 9	+ 14	+ 3	▲ 30	▲ 35	▲ 37	+ 1	▲ 37

<想定的前提>

○2018年度の供給計画の需要をベースに、厳気象影響を考慮して想定。厳気象については、北海道エリアは2010年度並み、東北・東京・中部・北陸・関西・中国・四国・九州エリアは2017年度並み、沖縄エリアは2015年度並みの厳寒を想定。

※1 各エリアの最大需要が発生した月の想定値。

※2 括弧内の数値は、全国最大需要発生時（2019年1月10日9～10時）の需要実績値。

※3 電源I'発動によるDRの影響（2018年度冬季の各エリア最大需要発生時に電源I'は発動されていない）。

※ 需要には太陽光自家消費分は含まない。

※ 四捨五入の関係で差分や合計が合わない場合がある。

〔需要〕

- 2018年度冬季の需要想定にあたっては、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、北海道エリアを除き、事前の想定ほどの厳寒とはならなかった。全国最大需要時の需要実績は、事前の想定16,154万kWに対し、14,605万kWであった。
- 北海道エリアに関しては、エリアの最大需要発生日には札幌市の日平均気温が-11.5℃（34年振りの水準）を記録するなど、事前の想定以上の厳寒であった。想定以上の厳寒となった北海道エリアについては、今後の冬季の見通しを検討する際には、2018年度冬季の実績を反映した条件とするよう検討していく。

〔供給力〕

- 全国最大需要時の供給力の合計は16,106万kW、予備率は10.3%※¹であり、計画外停止が245万kW※²（予備率への影響は▲1.7%）あったものの、安定供給確保に十分な供給力を確保していた。

〔その他〕

- 全国最大需要発生日の1月10日に関しては、天候の状況変化による需要増加及び太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったため、中部エリアに向けて、本機関指示による需給ひっ迫融通を実施した※³が、全国的には安定供給に十分な予備力を確保することができた。

※1 火力需給停止分を供給力に含めない場合の予備率

※2 火力発電以外の計画外停止を含む

※3 詳細は、第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019.2.19)

資料2-1 1月10日の中部エリア需給状況に関する分析について 参照

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_36_haifu.html

第36回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2019.2.19)
資料2-1 2019年1月10日の中部エリア需給状況に関する分析について 抜粋

2019年1月10日の中部エリアの需給状況 ～融通指示実績

3

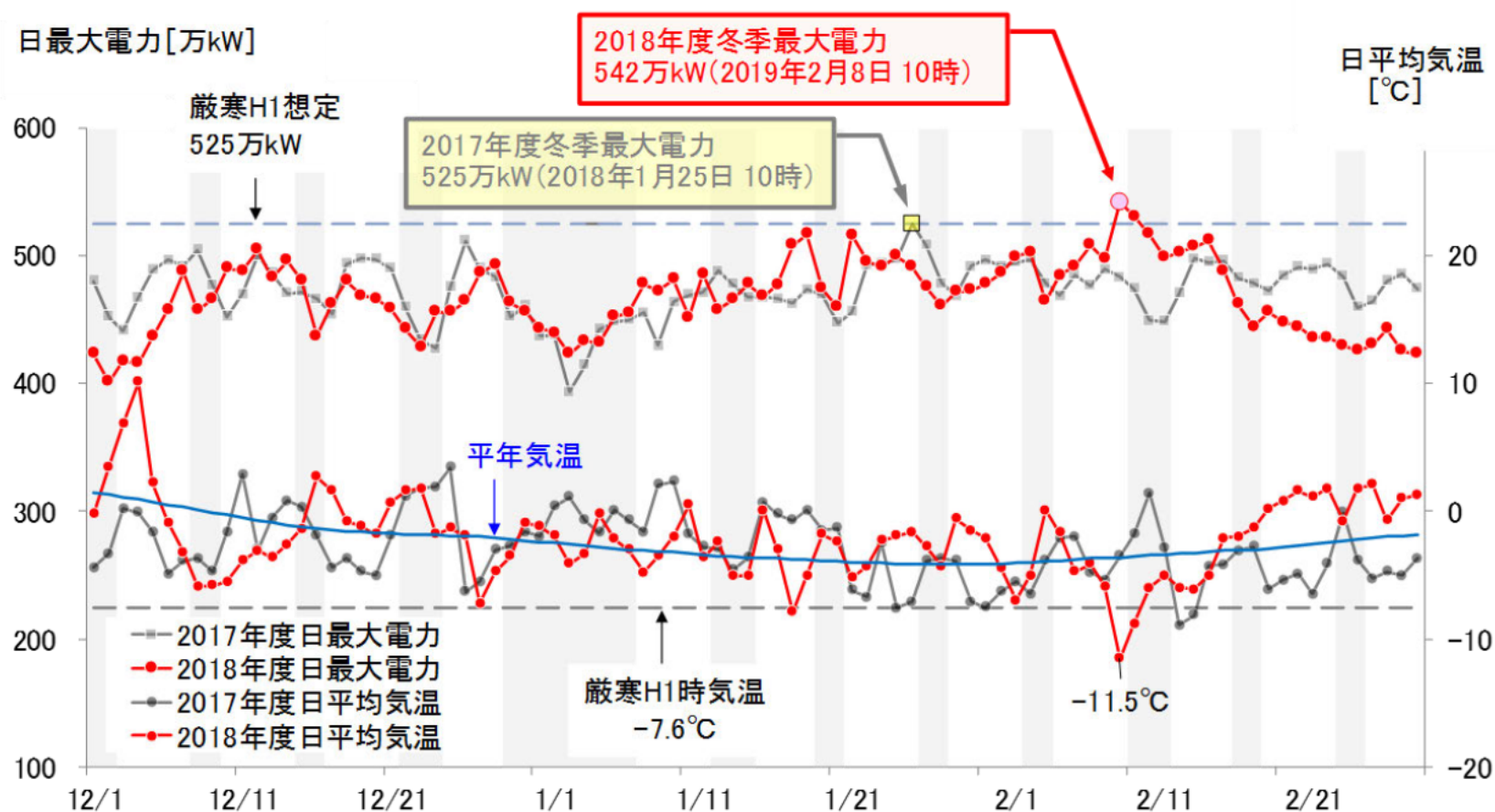
- 広域機関は、2019年1月10日に、中部電力供給区域(以下「中部エリア」)において天候の状況変化による需要増加及び太陽光発電の出力減少が見込まれ、広域融通を行わなければ需給の状況が悪化するおそれがあったことから、需給状況改善のため、業務規程で定めるところにより、一般送配電事業者に対し融通指示を行った
- 中部エリアは2019年1月10日9時～20時の間に約850万kWhの需給ひっ迫融通を、関西を除く7エリアから受電し、安定供給を維持することができた
- 当該融通指示に係る中部エリアの需給状況について分析結果を取りまとめたので、報告する

中部エリアへの9～10時の融通電力：105万kW

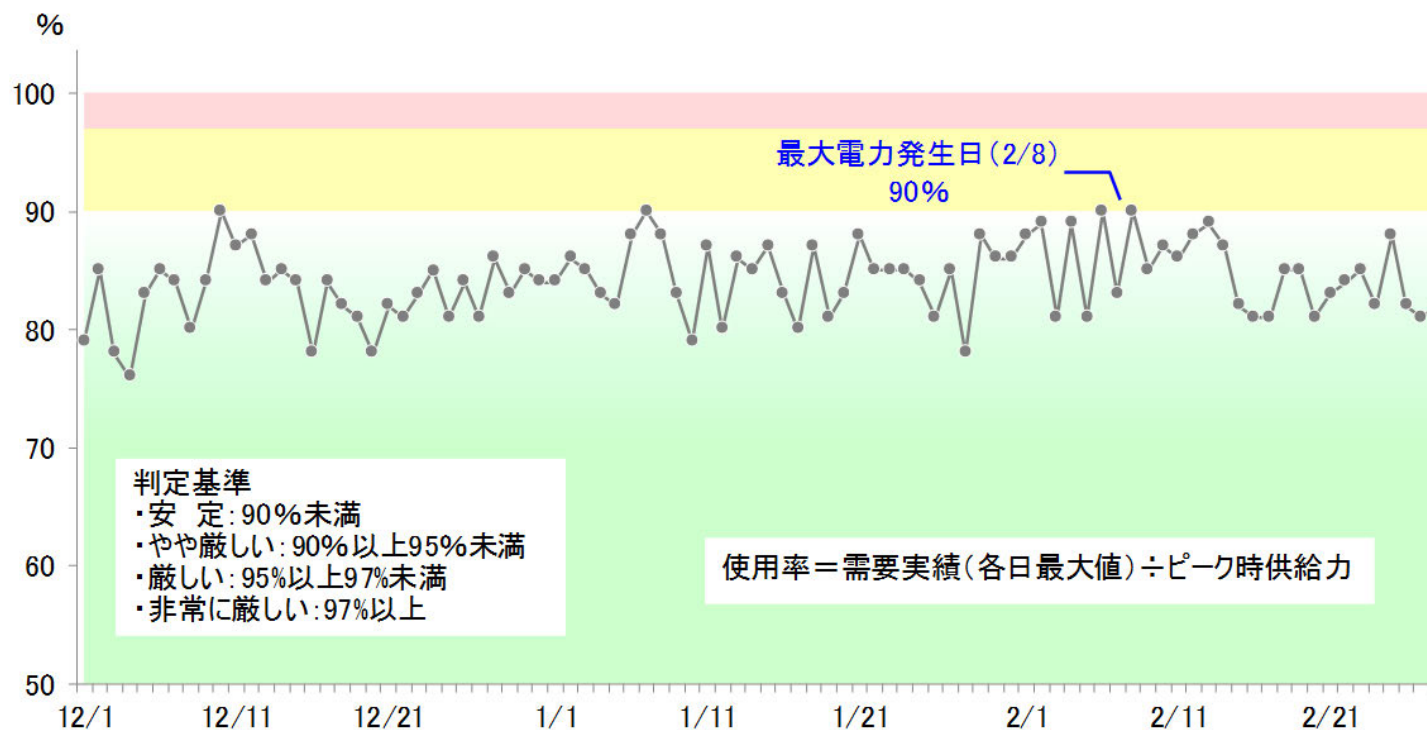
<2019年1月10日の融通指示>

指示時刻	送電エリア	受電エリア	開始時間	終了時間	融通最大電力	融通電力量
8:41	東北	中部	9:00	10:00	30万kW	30万kWh
	東京		9:00	12:00	100万kW	270万kWh
	北陸		9:00	12:00	5万kW	15万kWh
12:50	中国		13:00	13:30	20万kW	10万kWh
13:04	中国		13:30	14:00	20万kW	10万kWh
	四国		13:30	14:00	30万kW	15万kWh
13:41	北海道		14:00	20:00	10万kW	45万kWh
	東北		17:00	20:00	20万kW	30万kWh
	東京		14:00	20:00	50万kW	250万kWh
	北陸	14:00	20:00	10万kW	46.25万kWh	
	中国	14:00	17:00	20万kW	60万kWh	
	四国	14:00	16:00	15万kW	19.5万kWh	
	九州	14:30	20:00	15万kW	48万kWh	

- 期間中の需要は厳寒を前提に想定した525万kWを下回って推移したが、記録的な低気温となった2月8日に今冬の最大需要542万kW（9～10時）を記録し、事前の想定を17万kW上回った。
- 最大需要発生日は、前日夜からの急激な気温低下により9時40分に最低気温マイナス12.5℃（日平均気温マイナス11.5℃）を記録。暖房機器の稼働増加などから、需要は前2日に比べ大きく増加した。



- 供給力では一部火力の計画外停止があったものの、冬季期間を通じて10%程度の予備率を確保されていたことを確認した。
- 石狩湾新港発電所1号機は、2018年10月5日に試運転を開始し、2019年2月27日には営業運転を開始している。2018年11月下旬には試運転において発電出力100%に到達し、冬季期間中において大規模な供給力減少リスクが発現した際の緊急時の供給力として活用できる状況であったことを確認した。なお、事前の想定以上の厳寒となったエリア最大需要発生日には、試運転予定の変更による供給力の上積みにより予備率10.7%を確保した。
- 新北海道本州間連系設備は、2019年3月28日に運転開始している。



2019年度夏季の電力需給の見通し

(余白)

(1) 需要

- エリア別の最大電力需要（送電端）とする。
- エリア別の最大電力需要は、供給計画をベースに夏季・冬季において過去10年間で最も厳気象（猛暑・厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）を一般送配電事業者にて想定する。

(2) 供給力

本機関に提出された各電気事業者の供給計画のデータ、及び旧一般電気事業者と以下の対象となる事業者に対して追加的な報告を求め、得られたデータを基礎として分析を行う。

- ✓ 小売電気事業者（計103者）
⇒ 2018年度上半期の供給量が0.6億kWh以上（エリア全体の供給量の約99%以上をカバー）
 - ✓ 発電事業者（計68者）
⇒ 2019年度の供給計画における2019年度の年度末電源構成に基づく火力発電出力合計が10万kW以上（エリア全体の火力の設備量の約95%以上をカバー）
 - ✓ 一般送配電事業者（計10者）
- エリア内の供給力は、小売電気事業者の供給力・一般送配電事業者の供給力（調整力、離島供給力）・発電事業者の発電余力を合計したものに、電源 I' 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。
 - 小売電気事業者の供給力は、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、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）は、発電所所在エリア内の供給力として一旦計上する。

(3) 電力需給バランスの検証

- 評価基準としては、過去10年間で最も厳気象（猛暑・厳寒）であった年度並みの気象条件での最大電力需要（厳気象H1需要）の103%の供給力確保とする。
- また、以下の点を考慮の上、電力需給バランスを評価する。
 - ✓ 供給力は、地域間連系線を活用して、予備率が高いエリアから低いエリアへ、各エリアの予備率が均平化するように供給力を振り替えて評価する
 - ✓ 供給力は、全エリアであらかじめ計画外停止率を考慮する
 - ✓ 需要は、エリア間の最大需要発生の不等時性を考慮する
 - ✓ 予備率最小断面の電力需給バランスについても追加的に評価する

- 猛暑H1需要が発生した場合においても、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用により、全国で安定的な電力供給に必要な予備率3%を確保できる見通しである。
(連系線空容量の活用・最大需要発生時の不等時性・供給力の計画外停止を考慮)

最大需要断面

(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	10エリア
供給力	7,668	453	1,393	5,822	9,761	2,764	550	2,973	1,150	559	1,765	17,429	199	17,628
最大電力需要	7,285	431	1,323	5,531	9,256	2,621	522	2,819	1,091	530	1,674	16,541	159	16,700
供給予備力	383	23	70	291	505	143	28	154	60	29	91	888	41	928
供給予備率	5.3	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4	25.6	5.6
予備率3%確保 に対する過不足分	164	10	30	125	227	64	13	69	27	13	41	392	36	427

【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	10エリア
供給力	7,706	451	1,462	5,793	9,656	2,741	546	2,948	1,141	554	1,726	17,362	201	17,563
最大電力需要	7,357	431	1,396	5,531	9,196	2,611	520	2,808	1,086	528	1,644	16,554	159	16,712
供給予備力	348	20	66	262	460	131	26	140	54	26	82	808	42	850
供給予備率	4.7	4.7	4.7	4.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.9	26.5	5.1
予備率3%確保 に対する過不足分	128	7	24	96	184	52	10	56	22	11	33	312	37	349

【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	10エリア
供給力	7,237	460	1,370	5,406	8,948	2,525	517	2,729	1,035	544	1,598	16,185	199	16,384
最大電力需要	6,504	414	1,232	4,859	8,204	2,315	474	2,502	949	499	1,465	14,709	151	14,860
供給予備力	732	47	139	547	744	210	43	227	86	45	133	1,476	48	1,525
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	10.0	31.8	10.3
予備率3%確保 に対する過不足分	537	34	102	401	498	141	29	152	58	30	89	1,035	43	1,079

- ※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
- ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
- ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動

- ※ 連系線の空容量は、2019年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
- ※ 供給力は、電源 I'及び火力増出力を含む
- ※ 電源 I'については、電源・DRともに供給力として計上
- ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

2019年度 夏季見通し：予備率最小断面

- 夏季においては、太陽光発電の出力状況等により、夕方等の最大需要発生時以外の時間帯で予備率が低下する傾向を確認していることから、予備率が最小となる時間帯※の需給バランスも確認した。
- 予備率最小断面においても、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用により、全国で安定的な電力供給に必要な予備率3%を確保できる見通しである。

※ 太陽光・揚水以外の供給力は時間毎に変化が無いのものとして1日を通して需給バランスを算出し、全国で予備率が最小であった時間帯（17時）

予備率最小断面

(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	10エリア
供給力	7,522	450	1,372	5,701	9,408	2,630	527	2,902	1,103	541	1,706	16,931	195	17,126
最大電力需要	7,190	430	1,311	5,449	8,992	2,514	503	2,773	1,054	517	1,630	16,182	157	16,339
供給予備力	333	20	61	252	416	116	23	128	49	24	75	749	38	787
供給予備率	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	24.0	4.8
予備率3%確保 に対する過不足分	117	7	21	89	146	41	8	45	17	8	27	264	33	297

【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	10エリア
供給力	7,510	446	1,418	5,647	9,308	2,605	522	2,874	1,093	525	1,689	16,818	196	17,014
最大電力需要	7,247	430	1,368	5,449	8,981	2,514	503	2,773	1,054	506	1,630	16,228	156	16,384
供給予備力	264	16	50	198	327	91	18	101	38	18	59	590	40	630
供給予備率	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	25.4	3.8
予備率3%確保 に対する過不足分	46	3	9	35	57	16	3	18	7	3	10	104	35	138

【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	10エリア
供給力	7,085	442	1,351	5,292	8,812	2,450	505	2,707	1,021	532	1,597	15,897	195	16,093
最大電力需要	6,356	396	1,212	4,748	8,088	2,249	464	2,484	937	488	1,465	14,444	148	14,592
供給予備力	729	45	139	545	724	201	42	222	84	44	131	1,453	47	1,501
供給予備率	11.5	11.5	11.5	11.5	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	10.1	32.1	10.3
予備率3%確保 に対する過不足分	538	34	103	402	482	134	28	148	56	29	87	1,020	43	1,063

※ 供給力は、計画外停止を考慮して全国一律で2.6%（計画外停止率）を減じた値
 ※ 需要は、最大需要発生時の不等時性を考慮した値
 ※ 連系線の活用は、空容量の範囲内で各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動

※ 連系線の空容量は、2019年度の供給計画に計上されたエリア間取引により算定
 ※ 供給力は、電源 I'及び火力増出力を含む
 ※ 電源 I'については、電源・DRともに供給力として計上
 ※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

(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

37

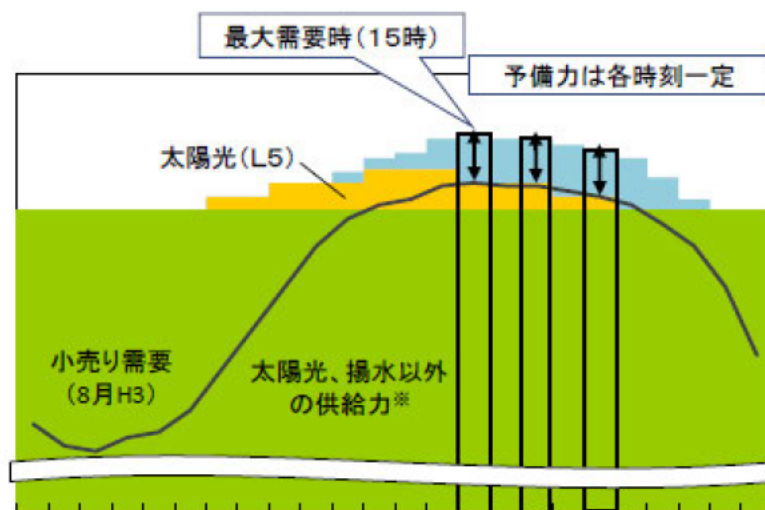
- 需給バランスの評価は、各エリアの最大需要が発生する月及び時刻(以下、最大需要発生時※)において、供給力と需要を比較することにより行っている。これは、電力需給は最大需要発生時に厳しくなる(供給予備率が低くなる)であろうという考え方により行ってきたものである。

※最大需要発生時

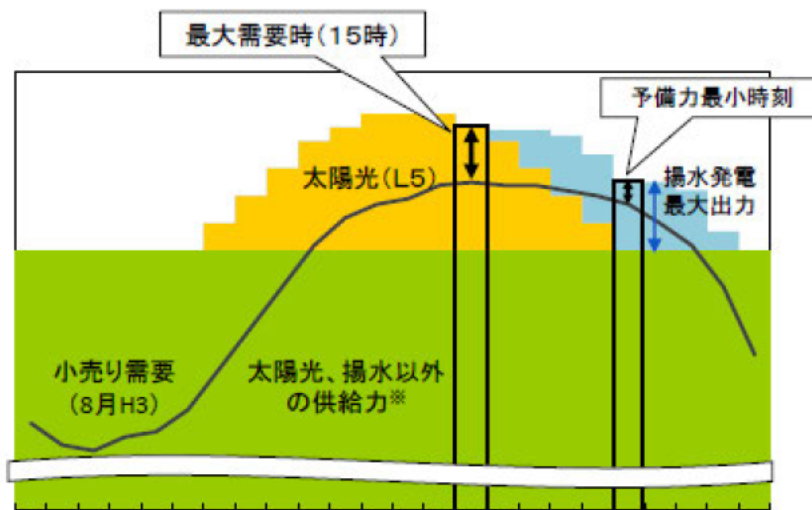
○北海道・東北:1月18時 ○東京・中部・北陸・関西・中国・四国:8月15時 ○九州エリア:8月17時

- 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)



2018年度夏季：各エリアの予備率最小時の需給実績

- 2018年度夏季（7～8月）における各エリアの予備率最小時の需給実績は以下のとおりであり、全国最大需要時※や各エリア最大需要時※以外にも予備率が厳しい断面も見受けられた。

※ 全国最大需要時、各エリア最大需要時の最小予備率については、スライド5、7参照

2018年度夏季における予備率最小時の需給実績

エリア	日時	需要 (万kW)	供給力 (万kW)	予備率 (%)
北海道	8月31日（金）15～16時	374	436	16.6
東北	7月2日（月）17～18時	1,240	1,366	10.2
東京	7月24日（火）16～17時	5,482	5,686	3.7 ^{※1}
中部	8月1日（水）16～17時	2,457	2,605	6.0
北陸	7月2日（月）15～16時	473	513	8.5
関西	7月17日（火）16～17時	2,763	2,855	3.4 ^{※2}
中国	8月10日（金）18～19時	888	940	5.8
四国	7月19日（木）18～19時	484	513	6.0
九州	7月23日（月）18～19時	1,463	1,556	6.4
沖縄	8月8日（水）19～20時	133	159	20.0

※1 東京エリアにおいては、一般送配電事業者の調整力（電源Ⅰ、Ⅱ）のバランス停止なし

※2 関西エリアにおいては、一般送配電事業者の調整力（電源Ⅰ、Ⅱ）のうち、115万kWバランス停止中（起動操作中）

※ 調査対象：2018年7月2日（月）～8月31日（金）までの期間における平日

※ 関西エリアについては、本機関指示による需給ひっ迫融通受電時（2018年7月18日（水）16～17時）を除く

- 稀頻度リスク対応として必要な供給力の水準は、電力レジリエンス等に関する小委員会で議論中である。（26スライド参照）
- 今回、電源入札等の検討開始を判断する必要があるため、小委員会で提案している「平年H3需要の1%程度」を稀頻度リスクに対応するための供給力と仮定し、充足状況を試算した。
- 全国9エリアで見た場合、2019年度における平年H3需要（8月）の1%は「158万kW」である。これに対して、2019年度夏季（猛暑H1）における最大需要断面の予備率3%超過分（8月）は「312万kW」であり、最大需要断面では所要の供給力が確保されているといえる。その一方で、予備率最小断面では「104万kW」であり、約54万kWの不足となる。

平年H3需要（2019年度）

(万kW)

【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	10エリア
平年H3需要	7,025	420	1,294	5,311	8,733	2,488	504	2,635	1,050	503	1,553	15,758	149	15,907
平年H3需要 ×1%	70	4	13	53	87	25	5	26	11	5	16	158	1	159

予備率3%に対する超過分の供給力（最大需要断面、予備率最小断面）

(万kW)

【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	10エリア
【最大需要】 予備率3% 超過分	128	7	24	96	184	52	10	56	22	11	33	312	37	349
【予備率最小】 予備率3% 超過分	46	3	9	35	57	16	3	18	7	3	10	104	35	138

※ 連系線活用・不等時性・計画外停止の考慮後の値

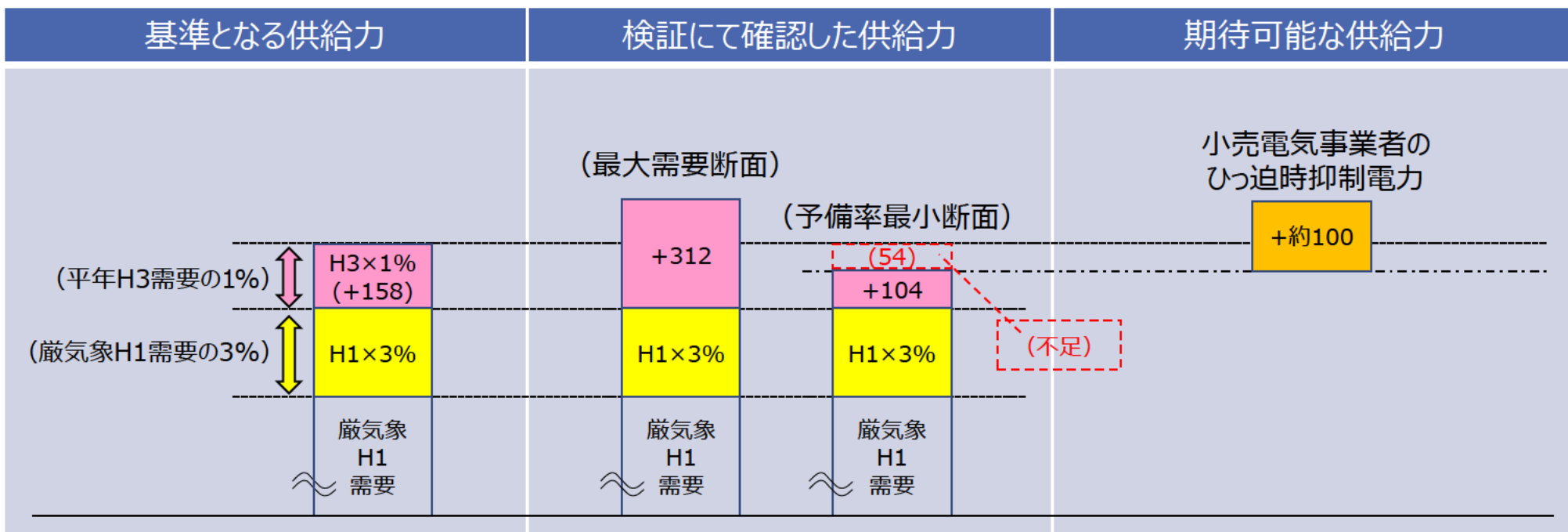
■ 「平年H3需要の1%程度」を稀頻度リスクに対応するための供給力と仮定した場合、予備率最小断面では約54万kWの不足となるが、以下のような予備力増加の効果が期待できる供給力を考慮すれば、安定供給に最低限必要な予備率の水準は確保できているといえるのではないか。

✓ 供給計画における需給バランス評価上では安定的に見込める供給力として計上していない小売電気事業者の「ひっ迫時抑制電力*」が全国9エリアで100万kW程度あること

※ 随時調整契約やDR等により、需給ひっ迫時等に一定の需要抑制効果が見込める電力

※ 一般送配電事業者と電源 I' として契約したものは含まれていない

(イメージ)



- 2019年度夏季の猛暑H1需要発生時の電力需給見通しを作成するにあたっては、供給計画の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。
 - ✓ 2019年度夏季が、過去10年間で最も厳しい気象条件となり、一定の電源の計画外停止が発生した場合でも、電源 I'・火力増出力運転・連系線の活用により、全国で安定的な電力供給に必要な予備率3%を確保できる見通しである。
 - ✓ また、太陽光発電の出力状況等により予備率が最小となる時間帯においても、全国で予備率3%を確保できる見通しである。
 - ✓ さらに、計画外停止などの一定の条件を上回るリスク（稀頻度リスク）が顕在化した場合でも、安定供給に最低限必要な予備率の水準を確保できる見通しである。

- 2018年度夏季の全国最大需要発生日（2018.8.3）における太陽光発電の供給力については、事前の計画（L5※）と実績では以下のような差があった（全国9エリア合計）。

〔15時〕 計画：1,205万kW 実績：2,587万kW 差：+1,382万kW

〔17時〕 計画：422万kW 実績：1,269万kW 差：+847万kW

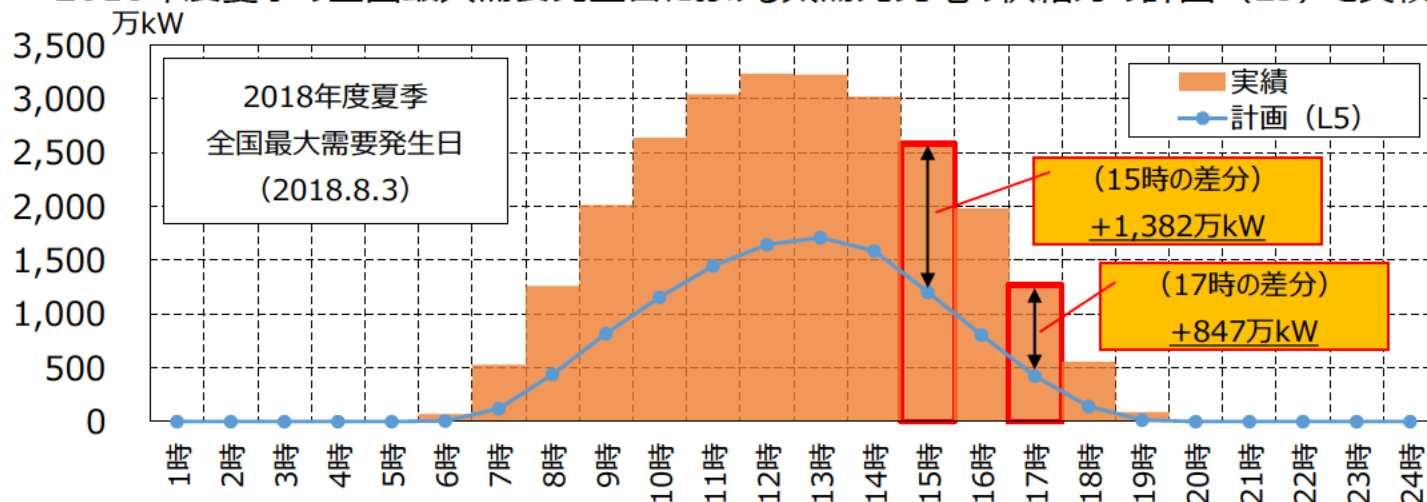
※ 過去20か年の最大3日平均電力発生日において、エリアの一般送配電事業者が指定する時刻の太陽光発電の発電出力比率推計データ（計60データ）から、下位5日の平均値を算定

- また、多くのエリアで厳気象更新※となった2018年度夏季において、各エリアの需要と太陽光供給力の実績を調べたところ、猛暑H1のような高需要時には、計画と実績の差が大きい傾向にある。（24,25スライド参照）

※ 東北・東京・中部・関西・中国・四国の計6エリア

- 電力需給検証で対象としている猛暑H1需要発生日においては、相当程度、太陽光発電の計画外の供給力を見込めるのではないか。

2018年度夏季の全国最大需要発生日における太陽光発電の供給力の計画（L5）と実績

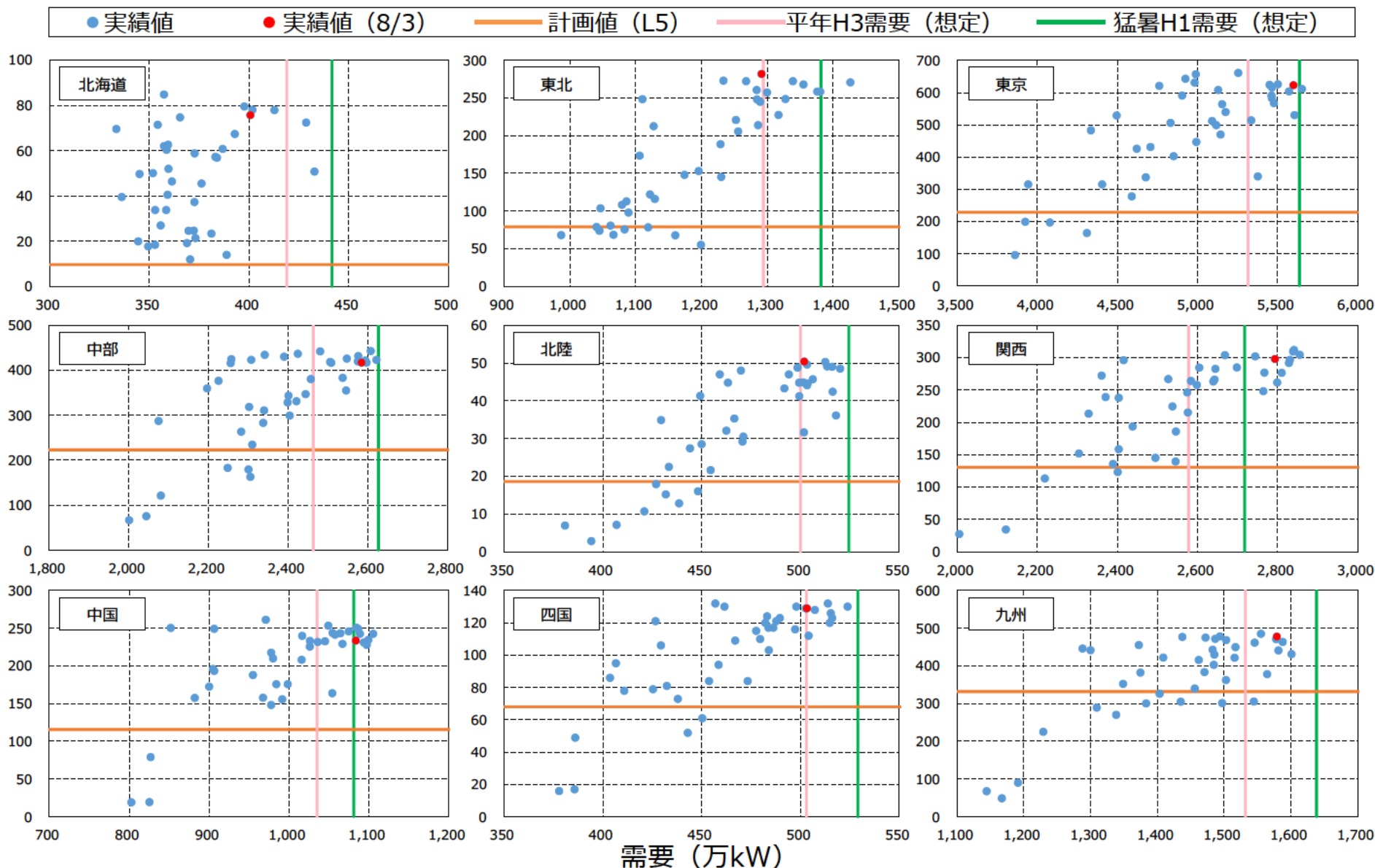


※ 実績・計画ともに全国9エリアの合計

※ 実績は各エリアのでんき予報の需給実績より引用

【参考】太陽光供給力（2018年度夏季:15時）

太陽光供給力（万kW）



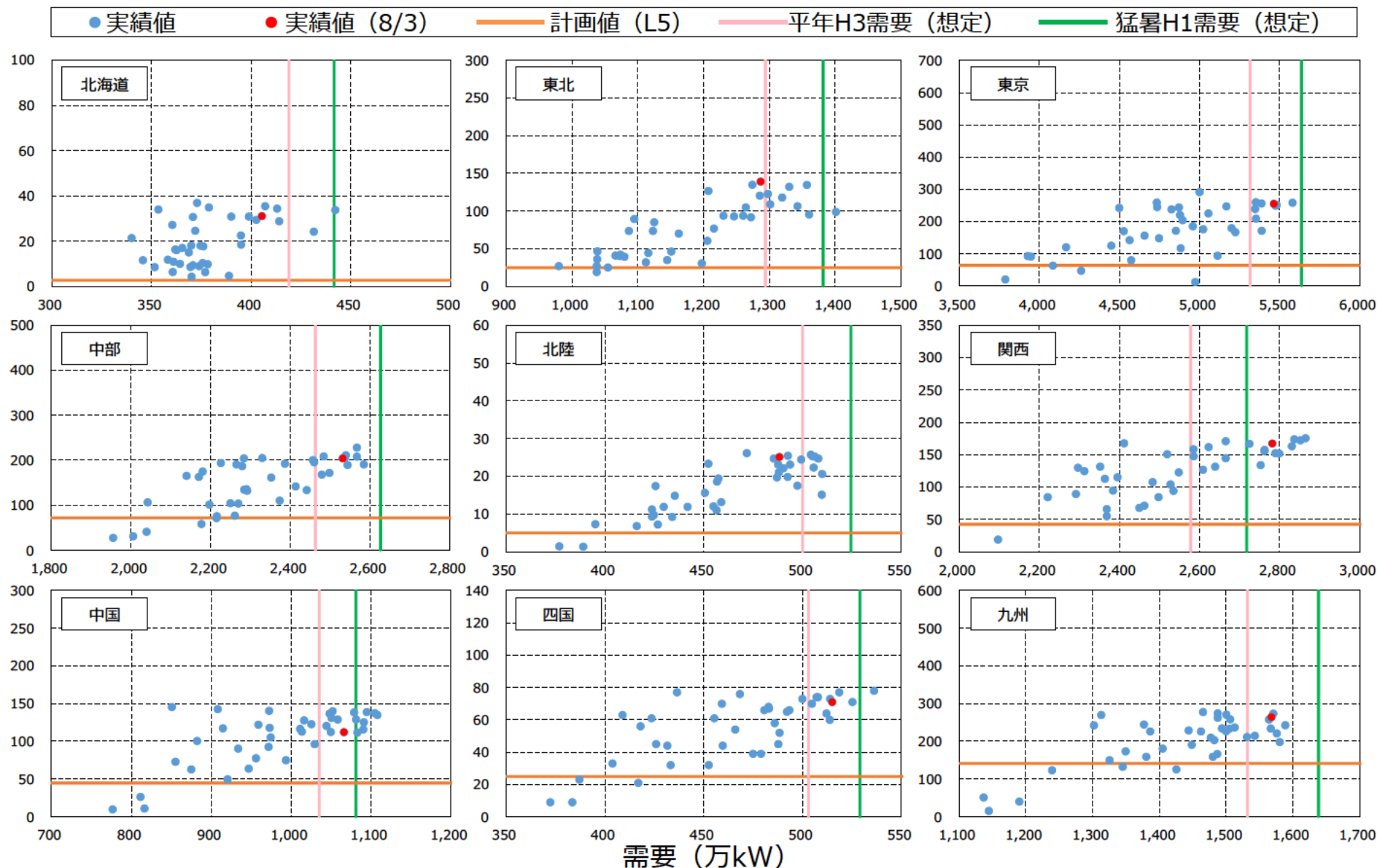
※ 実績に関して、需要は広域機関の系統情報サービス、太陽光は各エリアのでんき予報より引用

※ 2018年7月1日～8月31日を対象とし、休日・祝日・盆期間は除外

※ 太陽光供給力の計画値 (L5)・平年H3需要 (想定)・猛暑H1需要 (想定) は、2018年8月の値

【参考】太陽光供給力（2018年度夏季:17時）

太陽光供給力（万kW）



※ 実績に関して、需要は広域機関の系統情報サービス、太陽光は各エリアのでんき予報より引用

※ 2018年7月1日～8月31日を対象とし、休日・祝日・盆期間は除外

※ 太陽光供給力の計画値 (L5)・平年H3需要 (想定)・猛暑H1需要 (想定) は、2018年8月の値

3 稀頻度リスク対応として必要な供給力の算定

60

- 厳気象対応を踏まえた必要供給力については、「②-1 厳気象対応の見直し」にて示したように、厳気象需要（不等時性含む）および計画外停止率などの一定の条件のもと設定したものであり、当該条件を上回るリスクについて、稀頻度リスク対応として下記のN-1事象について検討した。
 - a. 単機最大ユニット脱落
 - b. 50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落
 - c. N-1送電線故障
- 上記a～cのN-1事象における供給力低下率は0.7%～1.4%程度であることから、稀頻度リスク対応として必要な供給力は、総じて平年H3需要に対して1%程度と評価できるのではないかと考えられる。
- なお、N-2以上の事象については、供給信頼度評価における停電コストと調達コストの経済性も踏まえて、対応要否を検討してはどうか。また、北海道などエリアの特殊性があるケースにおいては別途検討することでどうか。

想定されるリスク	供給力低下率（H3需要比率）
a.単機最大ユニット脱落	最大0.7%程度（全国H3需要比率）
b.50Hzエリア・60Hzエリアそれぞれで単機最大ユニット脱落	50Hzエリアで1.4%、60Hzエリアで1.3%程度(各エリアH3需要比率)
c.N-1送電故障	最大1.1%程度（全国H3需要比率）

【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『むしろ世の中としては、**なぜ今年の1月のH1の厳気象が起こった時に同時に発電所が壊れていたのか、なぜ今年の夏に猛暑が起きたときに電源が故障していたのか、こういうことについてきちんと対応をすべきか、すべきではないのか、**ということが聞きたいことなのではないか。当然今までの信頼性評価の中では、ある程度の、稀頻度でないものについては、対応が出来ているのだろうと思うが、**現にそういう事象が今年1年の中で起こっている。そういうことも踏まえて、早急に確保すべき供給力として、どこまでが最低限必要なのか**ということについて、停電コスト等も踏まえながらご検討いただきたい。』（鍋島オブザーバー）

(以降、需給バランス算定手順)

1. 最大需要断面
2. 予備率最小断面

- 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の各エリアの需給バランスは以下の通り。
- 四国エリア（9月）で予備率3%を下回る。

最大需要断面

(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	10エリア
供給力 (電源 I')	7,852 (45)	493	1,518 (15)	5,841 (30)	10,042 (158)	2,760 (28)	596	2,972 (98)	1,227	607	1,881 (32)	17,894 (203)	205	18,099 (203)
最大電力需要	7,470	442	1,357	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,831	159	16,990
供給予備力	382	51	161	170	681	103	67	113	121	70	207	1,063	46	1,109
供給予備率	5.1	11.6	11.9	3.0	7.3	3.9	12.6	4.0	10.9	13.0	12.4	6.3	29.0	6.5
予備率3%確保 に対する過不足分	158	38	120	0	400	23	51	28	88	54	157	558	41	600
【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	10エリア
供給力 (電源 I')	7,891 (45)	521	1,518 (15)	5,851 (30)	9,935 (158)	2,807 (28)	569	2,946 (98)	1,213	586	1,814 (32)	17,825 (203)	206	18,031 (203)
最大電力需要	7,544	442	1,431	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,905	159	17,064
供給予備力	347	80	87	180	573	149	40	88	107	49	141	921	47	968
供給予備率	4.6	18.1	6.1	3.2	6.1	5.6	7.6	3.1	9.6	9.2	8.4	5.4	29.9	5.7
予備率3%確保 に対する過不足分	121	67	44	10	293	69	24	2	73	33	90	413	43	456
【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	10エリア
供給力 (電源 I')	7,545 (45)	502	1,361 (15)	5,682 (30)	9,072 (158)	2,613 (28)	533	2,808 (98)	1,070	509	1,539 (32)	16,617 (203)	205	16,822 (203)
最大電力需要	6,669	424	1,263	4,982	8,351	2,357	482	2,547	966	508	1,492	15,020	151	15,171
供給予備力	876	77	98	700	721	256	51	262	104	1	47	1,597	53	1,650
供給予備率	13.1	18.3	7.8	14.1	8.6	10.9	10.5	10.3	10.8	0.2	3.2	10.6	35.3	10.9
予備率3%確保 に対する過不足分	676	65	60	551	471	185	36	185	75	-14	3	1,146	49	1,195

- 連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させると以下のような結果となる。
- 全国9エリアで予備率を均平化しようと供給力を移動しても、東京中部間連系設備：FC（7～9月）と中国九州間連系線：関門連系線（7月）で十分な空容量が無く、その結果、エリアにより予備率の値が異なる状況となる。

※ なお、従来の手法（不等時性・計画外停止を考慮しない）による需給バランスの評価結果は、下表と同様のものとなる

最大需要断面

(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	10エリア
供給力 (電源I')	7,872 (45)	465	1,430 (15)	5,977 (30)	10,022 (158)	2,840 (28)	565	3,054 (98)	1,182	574	1,807 (32)	17,894 (203)	205	18,099 (203)
最大電力需要	7,470	442	1,357	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,831	159	16,990
供給予備力	402	24	73	306	661	182	36	196	76	37	134	1,063	46	1,109
供給予備率	5.4	5.4	5.4	5.4	7.1	6.9	6.9	6.9	6.9	6.9	8.0	6.3	29.0	6.5
予備率3%確保 に対する過不足分	178	11	32	135	380	103	20	110	43	21	83	558	41	600
【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	10エリア
供給力 (電源I')	7,911 (45)	463	1,501 (15)	5,947 (30)	9,915 (158)	2,815 (28)	560	3,027 (98)	1,171	569	1,773 (32)	17,825 (203)	206	18,031 (203)
最大電力需要	7,544	442	1,431	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,905	159	17,064
供給予備力	367	21	70	276	553	157	31	169	65	32	99	921	47	968
供給予備率	4.9	4.9	4.9	4.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.9	5.4	29.9	5.7
予備率3%確保 に対する過不足分	141	8	27	106	273	77	15	83	32	16	49	413	43	456
【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	10エリア
供給力 (電源I')	7,433 (45)	473	1,408 (15)	5,553 (30)	9,184 (158)	2,592 (28)	530	2,801 (98)	1,062	559	1,640 (32)	16,617 (203)	205	16,822 (203)
最大電力需要	6,669	424	1,263	4,982	8,351	2,357	482	2,547	966	508	1,492	15,020	151	15,171
供給予備力	764	49	145	571	833	235	48	254	96	51	149	1,597	53	1,650
供給予備率	11.5	11.5	11.5	11.5	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.6	35.3	10.9
予備率3%確保 に対する過不足分	564	36	107	421	583	164	34	178	67	35	104	1,146	49	1,195

- 最大需要発生時の不等時性を考慮して需要を評価する。具体的には次のような手順となる。
 - ✓ 前述の手順1-2における連系線活用（予備率の均平化）の結果より、各月でブロック化するエリアを判定（連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化）
 - ✓ 「ブロックの最大需要実績」と、「ブロックを構成する各エリアの最大需要実績の合計」から、不等時性による需要の減少率（以下、需要減少率とする）を算出する
 - ✓ 各エリアの厳気象H1需要想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる

各ブロックの需要減少率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	▲2.47 %			▲1.37 %					0 %	0 %
8月				▲1.76 %						
9月				▲1.76 %						

不等時性考慮前後の需要値（8月）

(万kW)

【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	10エリア
考慮前	7,544	442	1,431	5,671	9,361	2,658	529	2,858	1,106	537	1,674	16,905	159	17,064
考慮後	7,357	431	1,396	5,531	9,196	2,611	520	2,808	1,086	528	1,644	16,554	159	16,712
差分	▲ 186	▲ 11	▲ 35	▲ 140	▲ 165	▲ 47	▲ 9	▲ 50	▲ 19	▲ 9	▲ 29	▲ 351	0	▲ 351

各エリアの最大需要実績※（2018年度夏季）

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/18	7/23	7/24	7/26	8/9
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	16:00	17:00	17:00	15:00	17:00
需要※	442	1,426	5,653	2,622	520	2,866	1,108	536	1,601	143

ブロック化による需要減少率の例（2018年度夏季）

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3	ブロック4(参考)	ブロック5(参考)	補足
ブロック構成エリア	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)	中部・北陸・ 関西・中国・四国	東北・東京	全国9エリア	—
日付	8/2	7/24	7/23	8/2	8/3	—
時間帯	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	—
ブロック最大 (⑪)	7,336	9,089	7,547	6,934	16,338	ブロックの最大
各エリア最大の合計 (⑫)	7,522 $\Sigma(①\sim③)$	9,252 $\Sigma(④\sim⑨)$	7,651 $\Sigma(④\sim⑧)$	7,080 $\Sigma(②\sim③)$	16,774 $\Sigma(①\sim⑨)$	最大の合計
差分 (⑬)	▲186	▲163	▲105	▲145	▲437	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.47 %	▲1.76 %	▲1.37 %	▲2.05 %	▲2.60 %	⑬ ÷ ⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I' を発動していた時間帯については、電源 I' のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乗せすることで補正

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなることが考えられるため、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価する。
- 電力需給検証で考慮する計画外停止は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除する。

※2014～2016年度分の3か年実績から算定した値

(詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果 (2018.3.5) 参照)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

計画外停止考慮前後の供給力 (8月)

(万kW)

【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	10エリア
考慮前※	7,891	521	1,518	5,851	9,935	2,807	569	2,946	1,213	586	1,814	17,825	206	18,031
考慮後	7,686	508	1,478	5,699	9,676	2,734	554	2,869	1,181	571	1,767	17,362	201	17,563
差分	▲ 205	▲ 14	▲ 39	▲ 152	▲ 258	▲ 73	▲ 15	▲ 77	▲ 32	▲ 15	▲ 47	▲ 463	▲ 5	▲ 469

※ 予備率均平化前の供給力 (手順1-1)

■ 不等時性を考慮した需要（手順1-3）及び計画外停止を考慮した供給力（手順1-4）において、連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させると以下のような結果となる。

【再掲】	最大需要断面													(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	10エリア	
供給力	7,668	453	1,393	5,822	9,761	2,764	550	2,973	1,150	559	1,765	17,429	199	17,628	
最大電力需要	7,285	431	1,323	5,531	9,256	2,621	522	2,819	1,091	530	1,674	16,541	159	16,700	
供給予備力	383	23	70	291	505	143	28	154	60	29	91	888	41	928	
供給予備率	5.3	5.3	5.3	5.3	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4	25.6	5.6	
予備率3%確保 に対する過不足分	164	10	30	125	227	64	13	69	27	13	41	392	36	427	
【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	10エリア	
供給力	7,706	451	1,462	5,793	9,656	2,741	546	2,948	1,141	554	1,726	17,362	201	17,563	
最大電力需要	7,357	431	1,396	5,531	9,196	2,611	520	2,808	1,086	528	1,644	16,554	159	16,712	
供給予備力	348	20	66	262	460	131	26	140	54	26	82	808	42	850	
供給予備率	4.7	4.7	4.7	4.7	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	5.0	4.9	26.5	5.1	
予備率3%確保 に対する過不足分	128	7	24	96	184	52	10	56	22	11	33	312	37	349	
【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	10エリア	
供給力	7,237	460	1,370	5,406	8,948	2,525	517	2,729	1,035	544	1,598	16,185	199	16,384	
最大電力需要	6,504	414	1,232	4,859	8,204	2,315	474	2,502	949	499	1,465	14,709	151	14,860	
供給予備力	732	47	139	547	744	210	43	227	86	45	133	1,476	48	1,525	
供給予備率	11.3	11.3	11.3	11.3	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	9.1	10.0	31.8	10.3	
予備率3%確保 に対する過不足分	537	34	102	401	498	141	29	152	58	30	89	1,035	43	1,079	

【補足】7月の九州エリアの予備率について

上表において、7月の九州エリアの予備率は他の中西エリアと結果的には同じ値である。これは、計画外停止の考慮により供給力を減じたことで、予備率均平化による九州エリアから他エリアへ移動させる供給力が減少し、その結果、連系線を通る潮流も減少したためである（連系線制約も顕在化していない）。しかし、ここで再度、九州エリアも含めた中西6エリアでブロック化をして、九州エリアの需要を減じると、その分だけ九州エリアに余力が生まれ、再度均平化しようとする九州エリアから移動させる供給力が増え、連系線制約が顕在化する。つまり、連系線の空容量と均平化前の需給バランスの状況によっては、連系線制約とブロック化で無限ループとなることもある。そのため、最初に決めたブロック化（手順1-3）で固定して評価している。

(以降、需給バランス算定手順)

1. 最大需要断面
2. 予備率最小断面

(余白)

- 連系線活用・不等時性・計画外停止を考慮しない場合の各エリアの需給バランスは以下の通り。
- 中部（7月）・関西（7,8月）・四国（9月）・九州（8月）の各エリアで予備率3%を下回る。

予備率最小断面

(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	10エリア
供給力 (電源I')	7,724 (45)	493	1,467 (15)	5,764 (30)	9,659 (158)	2,656 (28)	579	2,873 (98)	1,158	600	1,792 (32)	17,382 (203)	200	17,583 (203)
最大電力需要	7,382	441	1,346	5,594	9,232	2,581	517	2,847	1,083	531	1,674	16,613	157	16,771
供給予備力	342	52	120	170	427	75	62	26	76	69	118	769	43	812
供給予備率	4.6	11.7	8.9	3.0	4.6	2.9	12.1	0.9	7.0	13.0	7.1	4.6	27.4	4.8
予備率3%確保 に対する過不足分	121	38	80	2	150	-2	47	-59	43	53	68	271	38	309

【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	10エリア
供給力 (電源I')	7,738 (45)	514	1,449 (15)	5,774 (30)	9,529 (158)	2,698 (28)	553	2,847 (98)	1,144	568	1,719 (32)	17,267 (203)	201	17,468 (203)
最大電力需要	7,440	441	1,405	5,594	9,221	2,581	517	2,847	1,083	520	1,674	16,661	156	16,817
供給予備力	298	73	45	180	308	118	36	▲0	62	48	46	606	45	651
供給予備率	4.0	16.5	3.2	3.2	3.3	4.6	6.9	▲0.0	5.7	9.2	2.7	3.6	28.7	3.9
予備率3%確保 に対する過不足分	75	59	2	13	32	40	20	-86	29	32	-5	106	40	146

【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	10エリア
供給力 (電源I')	7,390 (45)	503	1,319 (15)	5,568 (30)	8,932 (158)	2,550 (28)	528	2,770 (98)	1,047	498	1,539 (32)	16,322 (203)	201	16,522 (203)
最大電力需要	6,517	406	1,243	4,868	8,233	2,289	472	2,529	954	497	1,492	14,750	148	14,898
供給予備力	872	96	76	700	700	261	56	241	93	1	47	1,572	53	1,625
供給予備率	13.4	23.7	6.1	14.4	8.5	11.4	11.9	9.5	9.7	0.2	3.2	10.7	35.6	10.9
予備率3%確保 に対する過不足分	677	84	39	554	453	192	42	165	64	-14	3	1,129	48	1,178

- 連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させると以下のような結果となる。
- 全国9エリアで予備率を均平化しようと供給力を移動しても、東京中部間連系設備：FC（9月）で十分な空容量が無く、その結果、エリアにより予備率の値が異なる状況となる。

予備率最小断面

(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	10エリア
供給力 (電源I')	7,723 (45)	462	1,409 (15)	5,853 (30)	9,659 (158)	2,700 (28)	541	2,979 (98)	1,133	556	1,751 (32)	17,382 (203)	200	17,583 (203)
最大電力需要	7,382	441	1,346	5,594	9,232	2,581	517	2,847	1,083	531	1,674	16,613	157	16,771
供給予備力	342	20	62	259	427	119	24	132	50	25	77	769	43	812
供給予備率	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	27.4	4.8
予備率3%確保 に対する過不足分	120	7	22	91	150	42	8	46	18	9	27	271	38	309
【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	10エリア
供給力 (電源I')	7,711 (45)	457	1,456 (15)	5,798 (30)	9,556 (158)	2,675 (28)	536	2,951 (98)	1,122	539	1,734 (32)	17,267 (203)	201	17,468 (203)
最大電力需要	7,440	441	1,405	5,594	9,221	2,581	517	2,847	1,083	520	1,674	16,661	156	16,817
供給予備力	271	16	51	204	335	94	19	104	39	19	61	606	45	651
供給予備率	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	28.7	3.9
予備率3%確保 に対する過不足分	47	3	9	36	59	16	3	18	7	3	11	106	40	146
【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	10エリア
供給力 (電源I')	7,278 (45)	454	1,388 (15)	5,436 (30)	9,044 (158)	2,515 (28)	519	2,778 (98)	1,048	546	1,639 (32)	16,322 (203)	201	16,522 (203)
最大電力需要	6,517	406	1,243	4,868	8,233	2,289	472	2,529	954	497	1,492	14,750	148	14,898
供給予備力	760	47	145	568	812	226	47	249	94	49	147	1,572	53	1,625
供給予備率	11.7	11.7	11.7	11.7	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	9.9	10.7	35.6	10.9
予備率3%確保 に対する過不足分	565	35	108	422	565	157	32	173	65	34	102	1,129	48	1,178

- 最大需要発生時の不等時性を考慮して需要を評価する。具体的には次のような手順となる。
 - ✓ 前述の手順2-2における連系線活用（予備率の均平化）の結果より、各月でブロック化するエリアを判定（連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化）
 - ✓ 「ブロックの最大需要実績」と、「ブロックを構成する各エリアの最大需要実績の合計」から、不等時性による需要の減少率（以下、需要減少率とする）を算出する
 - ✓ 各エリアの厳気象H1需要想定値に、ブロックの需要減少率分だけ需要を減じる

各ブロックの需要減少率

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
7月	▲2.60 %									0 %
8月										
9月	▲2.47 %			▲1.76 %						

不等時性考慮前後の需要値（8月：17時）

(万kW)

【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	10エリア
考慮前	7,440	441	1,405	5,594	9,221	2,581	517	2,847	1,083	520	1,674	16,661	156	16,817
考慮後	7,247	430	1,368	5,449	8,981	2,514	503	2,773	1,054	506	1,630	16,228	156	16,384
差分	▲ 193	▲ 11	▲ 37	▲ 145	▲ 240	▲ 67	▲ 13	▲ 74	▲ 28	▲ 14	▲ 44	▲ 433	0	▲ 433

各エリアの最大需要実績※（2018年度夏季）

(万kW)

	①北海道	②東北	③東京	④中部	⑤北陸	⑥関西	⑦中国	⑧四国	⑨九州	⑩沖縄
日付	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/18	7/23	7/24	7/26	8/9
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	16:00	17:00	17:00	15:00	17:00
需要	442	1,426	5,653	2,622	520	2,866	1,108	536	1,601	143

ブロック化による需要減少率の例（2018年度夏季）

(万kW)

	ブロック1	ブロック2	ブロック3(参考)	ブロック4(参考)	ブロック5	補足
ブロック構成エリア	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)	中部・北陸・ 関西・中国・四国	東北・東京	全国9エリア	—
日付	8/2	7/24	7/23	8/2	8/3	—
時間帯	15:00	15:00	15:00	15:00	15:00	—
ブロック最大 (⑪)	7,336	9,089	7,547	6,934	16,338	ブロックの最大
各エリア最大の合計 (⑫)	7,522 $\Sigma(①\sim③)$	9,252 $\Sigma(④\sim⑨)$	7,651 $\Sigma(④\sim⑧)$	7,080 $\Sigma(②\sim③)$	16,774 $\Sigma(①\sim⑨)$	最大の合計
差分 (⑬)	▲186	▲163	▲105	▲145	▲437	⑪ - ⑫
需要減少率	▲2.47 %	▲1.76 %	▲1.37 %	▲2.05 %	▲2.60 %	⑬ ÷ ⑫

※ 需要は、広域機関の「系統情報サービス」の需要実績を使用し、電源 I 'を発動していた時間帯については、電源 I 'のDRの実績値を系統情報サービスの需要実績に上乗せすることで補正

※ 四捨五入の関係で合計が合わない場合がある

- 計画段階で計上した供給力のうち、計画外停止等を要因に、ある程度は実運用段階で供給力として見込めなくなることが考えられるため、全エリアであらかじめ計画外停止を考慮して供給力を評価する。
- 電力需給検証で考慮する計画外停止は、主要な電源である火力発電の計画外停止率2.6%※を採用し、その分だけ全国の供給力から一律で控除する。

※2014～2016年度分の3か年実績から算定した値

(詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果 (2018.3.5) 参照)

https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2017/chousei_jukyu_25_haifu.html

計画外停止考慮前後の供給力 (8月：17時)

(万kW)

【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	10エリア
考慮前※	7,738	514	1,449	5,774	9,529	2,698	553	2,847	1,144	568	1,719	17,267	201	17,468
考慮後	7,537	501	1,412	5,624	9,282	2,628	538	2,773	1,115	553	1,675	16,818	196	17,014
差分	▲ 201	▲ 13	▲ 38	▲ 150	▲ 248	▲ 70	▲ 14	▲ 74	▲ 30	▲ 15	▲ 45	▲ 449	▲ 5	▲ 454

※ 予備率均平化前の供給力 (手順2-1)

■ 不等時性を考慮した需要（手順2-3）及び計画外停止を考慮した供給力（手順2-4）において、連系線の空容量の範囲内で、各エリアの予備率が均平化するように供給力を移動させると以下のような結果となる。

【再掲】 予備率最小断面

(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	10エリア
供給力	7,522	450	1,372	5,701	9,408	2,630	527	2,902	1,103	541	1,706	16,931	195	17,126
最大電力需要	7,190	430	1,311	5,449	8,992	2,514	503	2,773	1,054	517	1,630	16,182	157	16,339
供給予備力	333	20	61	252	416	116	23	128	49	24	75	749	38	787
供給予備率	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	4.6	24.0	4.8
予備率3%確保 に対する過不足分	117	7	21	89	146	41	8	45	17	8	27	264	33	297
【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	10エリア
供給力	7,510	446	1,418	5,647	9,308	2,605	522	2,874	1,093	525	1,689	16,818	196	17,014
最大電力需要	7,247	430	1,368	5,449	8,981	2,514	503	2,773	1,054	506	1,630	16,228	156	16,384
供給予備力	264	16	50	198	327	91	18	101	38	18	59	590	40	630
供給予備率	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	3.6	25.4	3.8
予備率3%確保 に対する過不足分	46	3	9	35	57	16	3	18	7	3	10	104	35	138
【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	10エリア
供給力	7,085	442	1,351	5,292	8,812	2,450	505	2,707	1,021	532	1,597	15,897	195	16,093
最大電力需要	6,356	396	1,212	4,748	8,088	2,249	464	2,484	937	488	1,465	14,444	148	14,592
供給予備力	729	45	139	545	724	201	42	222	84	44	131	1,453	47	1,501
供給予備率	11.5	11.5	11.5	11.5	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	9.0	10.1	32.1	10.3
予備率3%確保 に対する過不足分	538	34	103	402	482	134	28	148	56	29	87	1,020	43	1,063

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し (2) 不等時性

48

(2) 最大需要発生時の不等時性

【現状】 エリア間の最大需要発生時の不等時性は未考慮（全エリアで厳気象H1需要の同時発生）

【見直し案】 エリア間の最大需要発生時の不等時性を考慮（不等時性による需要減少率を考慮）

(考え方)

- ✓ 現状は、全エリアで厳気象H1需要が同時発生した場合の需給バランスを評価している。
- ✓ さらに需給検証では、連系線活用により供給力をエリア間で移動して評価していることも踏まえれば、需要の不等時性の実績を考慮に入れて評価を実施することは合理性があるのではないかと考えられる。
- ✓ 国の審議会においても、不等時性について検証することが示されている。

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し (2) 不等時性

49

(具体的な考慮方法)

- 不等時性を考慮する場合、その対象となる複数エリアにおける同時間帯の需要を想定する必要があるが、これまでの各エリアの厳気象H1需要想定を継続的に活用する観点からは、以下のような方法が考えられる。
 - 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとまり（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少を考慮し割り引いて評価する。（以下、不等時性による需要の減少率を単に「需要減少率」とする）
- その際のブロックの想定方法としては、以下の2案が考えられる。
 - ① 全国10エリアを一つのブロックとする
 - ② 連系線の制約を考慮したブロックで分ける
- 連系線制約が顕在化し、他エリアからの応援が困難なブロックで厳気象となるリスクを踏まえれば、上記②案で対応することが適切ではないか。
- なお、具体的なブロック分けについては、予め決めておくのではなく、需給バランスに係るデータ集約後、一旦、不等時性を考慮せず供給力移動を含めた評価を行い、連系線制約の顕在化の有無を考慮した上で、決定することどうか。
- また、今後の需給検証で適用する需要減少率の具体的な数値については、年度によってばらつきがみられるものの、多くのエリアが厳気象対象年となる2018年度夏季・2017年度冬季を採用し、対象ブロックの合成最大需要をベースとする需要減少率を各月一律に適用することどうか。（厳気象更新状況等によって適宜見直し。）

(参考) ブロック分けの例と需要減少率の実績

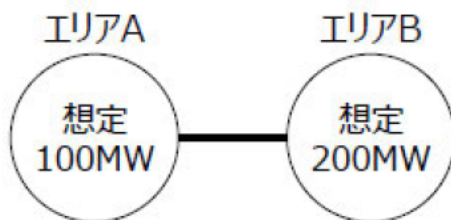
(注) 需要実績はでんき予報の値を使用。実際の需要減少率算出にあたっては、DR実績の考慮が別途必要。

ブロック	2017年度冬季実績	2018年度夏季実績
東北・東京	0.0239	0.0204
中西6エリア	0.0123	0.0175

（参考）不等時性考慮のイメージ

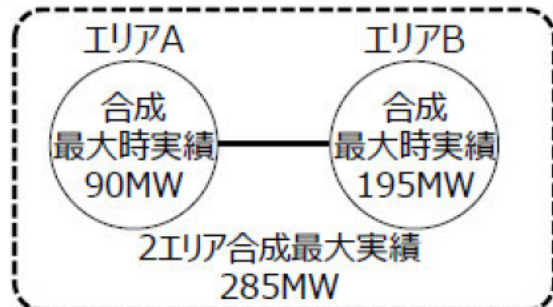
50

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定



【ステップ2】需要減少率を算出（※1）

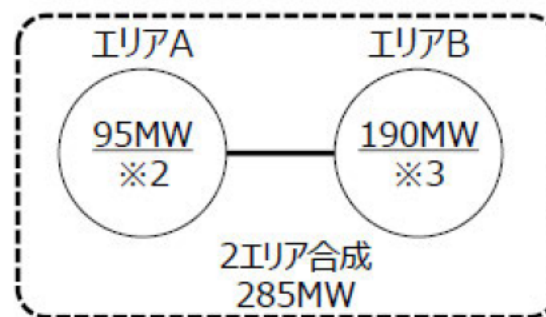
⇒ A・Bの2エリア合計の最大需要実績（合成最大需要実績）と、A・Bそれぞれのエリアの最大需要実績の合計より算出



※ エリアA単独の最大需要実績は100MW
エリアB単独の最大需要実績は200MW

【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出

⇒ 各エリアの厳気象H1需要に（1-需要減少率）を乗じて算出



※2 95MW = 100MW × (1-0.05)
※3 190MW = 200MW × (1-0.05)

※1

$$\text{需要減少率} = 1 - \left[\frac{\text{ブロックの合成最大需要実績}}{\text{各エリアの最大需要実績の合計}} \right]$$

左図の場合、需要減少率は

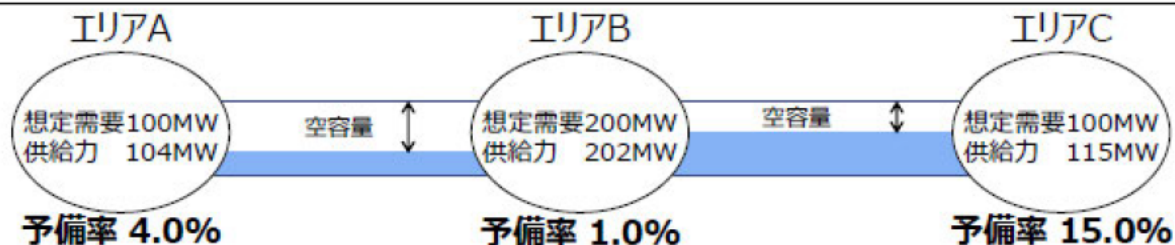
$$1 - (90 + 195) / (100 + 200) = 0.05$$

（参考）ブロック分けのイメージ

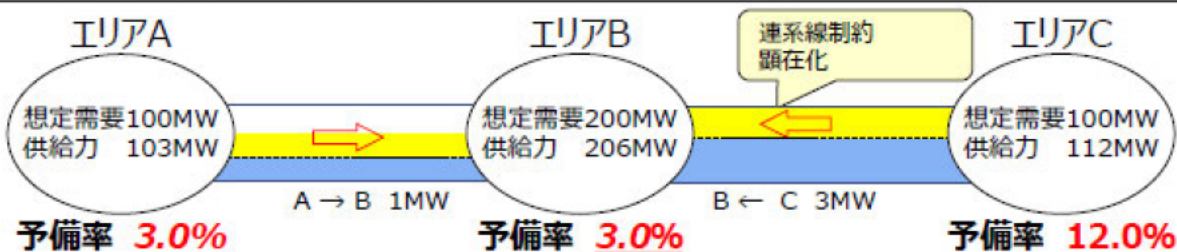
51

【ステップ1】 各エリア不等時性・連系線活用を考慮せず※1 需給バランスを集約

※1 契約等に基づく、事業者計画分は考慮

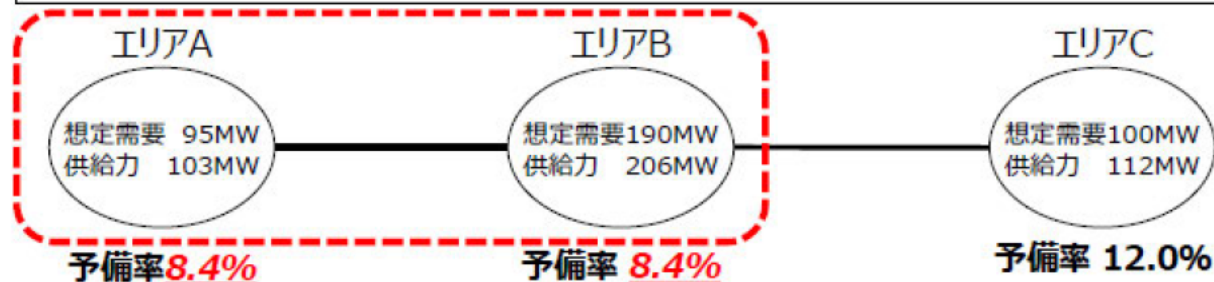


【ステップ2】 各エリア連系線を活用して予備率を均平化



【ステップ3】 連系線制約が顕在化しないエリアをブロック化し、不等時性を考慮※2

※2 仮に、ステップ3でブロックABの予備率がエリアCを上回る場合には、再度、ABCのブロック化などの別案について検討する。



・エリアCからのこれ以上の応援が期待できないことから、A,Bエリアをブロックとして、評価。
・エリアA,Bをブロックとした場合の需要減少率が0.05であれば、均平化後の予備率が3.0%から8.4%となる。

【不等時性考慮】

エリアA 想定需要100MW×(1-0.05)=95MW

エリアB 想定需要200MW×(1-0.05)=190MW

第2回 電力レジリエンス等に関する小委員会（2019.1.22）
資料2 更なる供給力等の対応力確保策の検討 抜粋

（参考）各エリアの最大需要発生日時と10エリア合成需要実績（2018年度夏季分） 52

- 2018年度夏季の各エリアの最大需要発生日時は以下の通りであり、必ずしも同時発生していない。
- 全国の最大需要は8/3 14～15時で発生しており、各エリアの最大需要合計との差分は▲445万kW（▲2.6%）

各エリアの最大需要と発生日時（2018年度夏季）

（単位：万kW）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	各エリア最大の合計
日付	7/31	8/23	7/23	8/6	8/22	7/19	7/23	7/24	7/26	8/9	—
時間帯	17:00	15:00	15:00	15:00	15:00	17:00	17:00	17:00	15:00	17:00	—
需要	442	1,426	5,653	2,622	521	2,865	1,108	536	1,601	143	16,918

10エリア合成需要と各エリア需要（2018年度夏季）

（単位：万kW） ▲445

	日時	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア合成需要※1
1	8/3 15:00	401	1,291	5,600	2,584	503	2,794	1,084	503	1,579	135	16,473
2	7/23 15:00	354	1,230	5,653	2,607	513	2,831	1,089	507	1,517	135	16,436
7	7/23 17:00	371	1,206	5,581	2,567	505	2,852	1,108	514	1,513	134	16,351
14	7/24 17:00	379	1,230	5,482	2,540	489	2,837	1,105	536	1,564	138	16,299
19	7/19 17:00	375	1,298	5,348	2,537	493	2,865	1,095	519	1,571	134	16,234
33	8/6 15:00	357	1,089	5,336	2,622	471	2,799	1,094	516	1,588	132	16,004
53	8/22 15:00	387	1,381	5,255	2,424	521	2,699	1,036	484	1,435	138	15,759
86	8/23 15:00	383	1,426	5,145	2,301	519	2,546	1,054	443	1,497	138	15,451
93	7/31 17:00	442	1,357	5,114	2,330	491	2,623	1,016	455	1,380	139	15,348
104	7/26 15:00	384	1,268	4,496	2,401	507	2,810	1,099	515	1,601	139	15,220
193	8/9 17:00	374	1,145	4,657	2,460	451	2,384	972	453	1,488	143	14,526

※需要実績は各エリアのでんき予報より引用

※1 24h × 92（7～9月の暦日数） = 2,208h の10エリア合計需要のランキング

3. 需給検証における需給バランスの評価方法の見直し (1) 計画外停止

46

(1) 供給力評価時における計画外停止

【現状】 未考慮

【見直し案】 全エリアで計画外停止率を考慮

(考え方)

- ✓ 計画断面で計上した供給力のうち、幾何かは、計画外停止等を要因に、実運用断面では供給力に見込めなくなると考えられる。また、連系線活用により供給力をエリア間で移動して評価していることも踏まえれば、全エリアあらかじめ計画外停止率を考慮し、供給力を減じて評価すべきではないかと考えられる。
- ✓ 当面の需給検証において考慮する計画外停止率は主要な電源である火力発電の2.6%とし、全国の供給力計から一律で控除した上で需給バランスを評価することとしてはどうか。
- ✓ これまで追加的に稀頻度リスク評価として、各エリア追加的電源脱落時の需給バランス評価を実施してきた。国の制度検討作業部会においても、稀頻度リスク対応について検討していくこととされたことを踏まえて、稀頻度リスクに備えた調達について本小委での検討事項としているところ。従来の追加的電源脱落時の需給バランス評価については、今後、本小委員会で検討・整理いただく稀頻度リスクに包含すると考えられるため、上記の計画外停止率の反映と重疊的に実施することは不要ではないか。

（参考）計画外停止率について

47

- 2018年度夏季の需給検証で見込んだ供給力の電源種別の比率は、火力70%、揚水12%、水力（揚水以外）6%、太陽光7%、原子力1%、風力・地熱他※4%であり、火力発電がほとんどを占めている。供給力合計17,896万kWに対し、仮に、2.6%を適用した場合の供給力減少量は、465万kWとなる。
- なお、過去の全国最大需要日においては、太陽光や風力発電の実績が想定より大きくなる傾向が見られることから、今後、その扱いについて検討していく。

※ 電源種別不明分を含む。

計画外停止率

		2017年度 調査結果
水力	自流水・調整池式	3.7%
	貯水式	0.7%
	揚水	1.0%
	火力	2.6%
	原子力	2.6%
再エネ	風力	-
	太陽光	-
	地熱	2.6%

過去の全国最大需要時の計画外停止の状況

季節	年度	計画外停止※1 (万kW)	供給力合計の 実績－想定※2 (万kW)
夏季	2018	▲500	+891 (+1,336)
	2017	▲164	+970 (+1,064)
冬季	2017	▲465	▲56 (+143)
	2016	▲304	▲167 (+106)

※EUE算定に対応した計画外停止率の調査結果

（火力・水力については2014～2016年度の3カ年実績から算定。
原子力、地熱については、火力値を準用。）

※詳細は、第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料4参考資料 電源の計画外停止率の調査結果（2018.3.5）参照

※1 火力以外も含む。

※2 火力需給停止分は供給力に含む。また（ ）内は太陽光・風力の実績と想定との差分。
電力需給検証報告書（2017年4月、10月、2018年5月、11月）をもとに作成