

# 2021年度向け調整力公募に向けた課題整理について

2020年6月11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

		2020年度第1Q	2020年度第2Q	2020年度第3Q	2020年度第4Q
一般送配電事業者	2021年度向け調整力の公募				
本委員会	2021年度向け調整力の公募に向けた電源 I 必要量等の検討				

※昨年度の公募スケジュールをもとに記載。

一般送配電事業者の公募スケジュールに合わせて、本委員会で審議を行えるように検討を進める予定。

- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

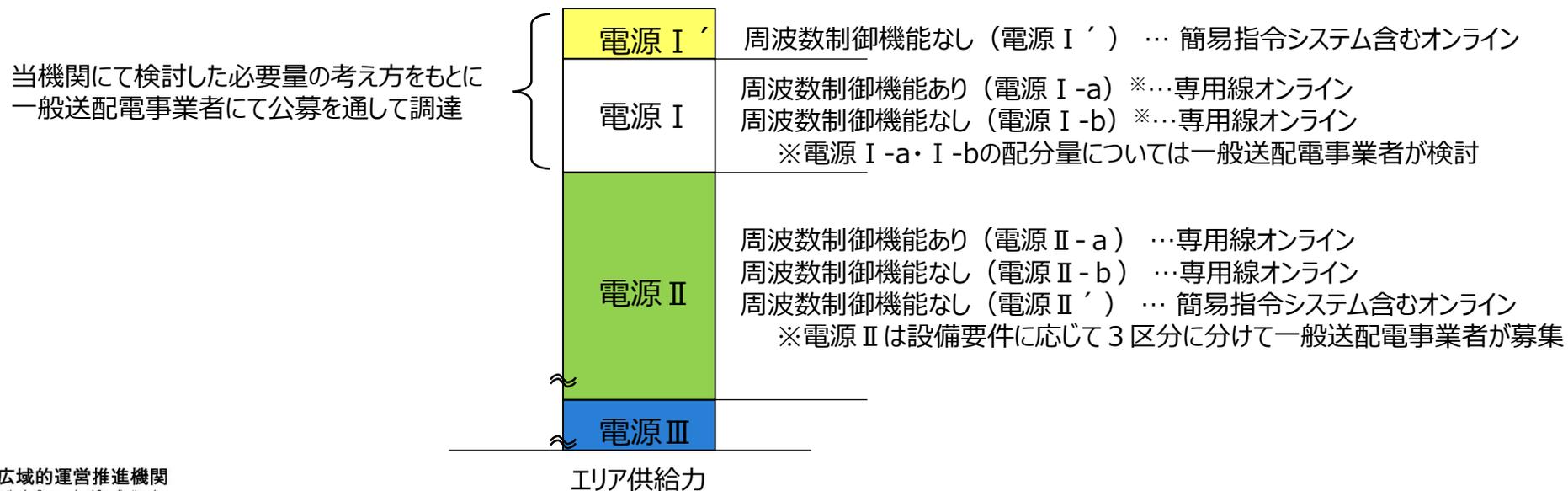
電源Ⅰ：一般送配電事業者の専用電源として、常時確保する電源等

電源Ⅱ：小売電気事業者の供給力等と一般送配電事業者の調整力の相乗りとなる電源等

- 調達の考え方の中で、電源Ⅱは「必要量の上限等を設定せずに募集する」と整理されていることから、当機関では電源Ⅰの必要量にかかる検討を行う。

- さらに、当機関は猛暑や厳寒に対応するための調整力（以下「電源Ⅰ′」）について、確保の必要性と必要量等について検討を行う。

※ 電源Ⅰ′は上述の「調達の考え方」の区分では電源Ⅰに該当すると考えられるが、確保の目的が異なることから、電源Ⅰ′として区別して記載する。



- 一般送配電事業者が、調整力をより効率的に調達・運用するための需給調整市場については、2021年度の開設に向けて準備が進められているところであり、開設以降、段階的に広域化が進められる予定である。
- 需給調整市場の商品において、三次調整力②は2021年度からの広域調達・広域運用が予定されている。
- 2021年度においては、需給調整市場で調達される三次調整力②以外の調整力は、電源Ⅰ、電源Ⅰ'、電源Ⅱを公募にて確保し、運用していく必要がある。
- なお、三次調整力①相当の調整力については2021年度からの広域運用が予定されている。広域運用との関係性については、次回委員会にて整理することとする。

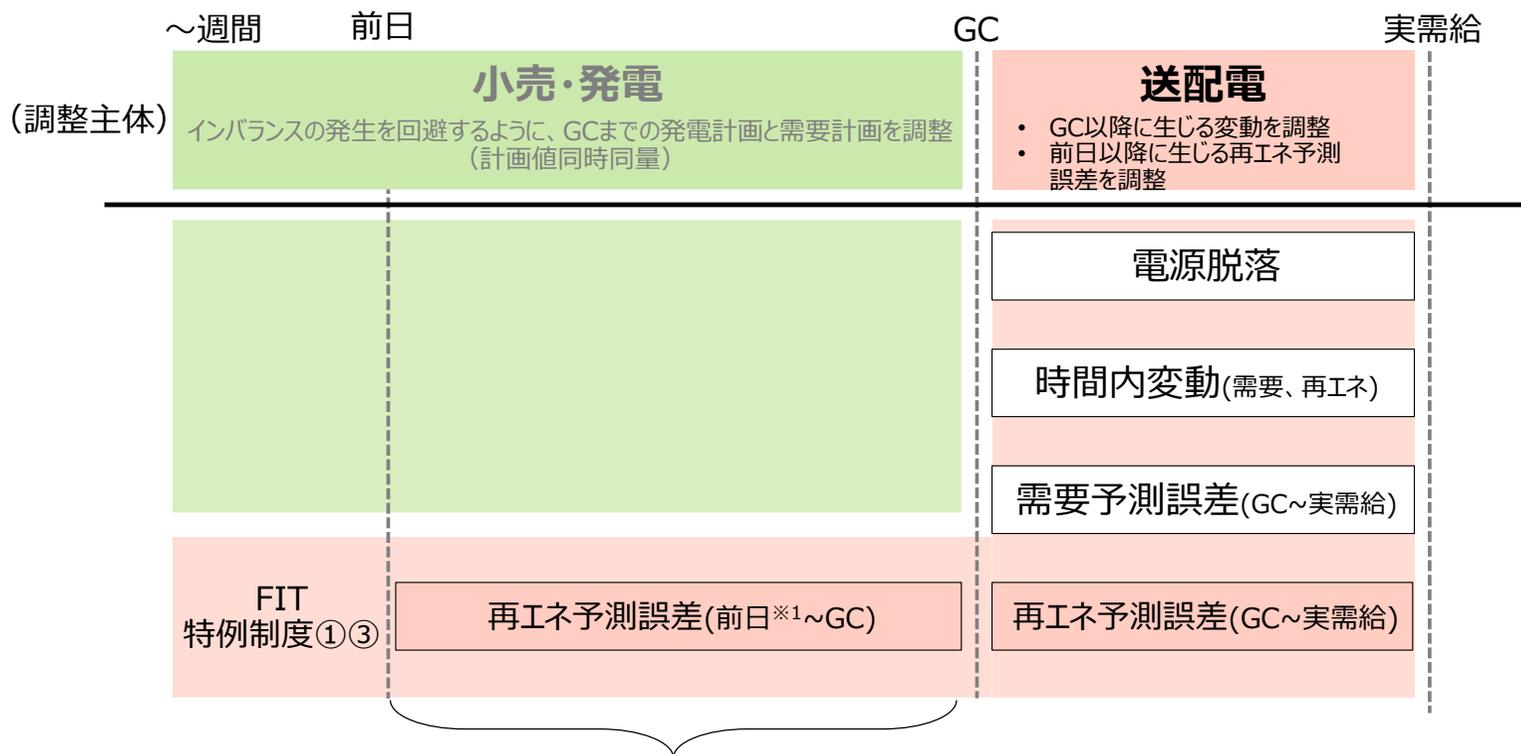
商品	年度	2019	2020	2021	2022	2023	2024～ (容量市場開設※)
需給調整市場	三次② (広域)			需給調整市場 (広域)			
	三次① (広域)			需給調整市場 (広域)			
	二次② (広域)					需給調整市場 (広域)	
	二次① (エリア内)					需給調整市場 (エリア内)	
						一次 需給調整市場 (開始時期検討中)	
電源Ⅰ-a (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源Ⅰ-b (kW)		エリア内公募 (年間)			広域調達 (年間)		容量市場
電源Ⅰ' (kW)		エリア内公募 (年間)					容量市場
電源Ⅱ		エリア内公募 (随時)					余力活用
電源Ⅱ'		エリア内公募 (随時)					余力活用

今回の  
公募対象年度

出所)第16回需給調整市場検討小委員会 (2020年1月29日) 資料2 一部追記

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019\\_jukyuchousei\\_16\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2019/2019_jukyuchousei_16_haifu.html)

- FIT特例制度①③に関しては、一般送配電事業者が前日※に再エネ出力を予測して小売電気事業者に配分し、小売電気事業者がそれを発電計画値として採用しており、実需給まで計画の見直しを行わない。
- このため、「前日から実需給の予測誤差」は一般送配電事業者が対応する事象であり、2020年度までは電源Ⅰ・電源Ⅱ(必要により電源Ⅱ事前予約)により対応しているが、2021年度から三次調整力②により対応することとなる。



**FIT特例制度により送配電が対応することとなる部分** ➡ **2020年度まで電源Ⅰ・電源Ⅱ(必要により電源Ⅱ事前予約)により対応**  
**2021年度から三次調整力②により対応**

- 2020年度供給計画の取りまとめにおいて、短期の需給バランスとしては、すべてのエリア・月で予備率8%以上を確保しているものの、月によっては8%に近い数値があり、供給力の確保に裕度がある状況ではないと考えられるか。

● 2021年度 各エリアの月毎の予備率（連系線活用後&工事計画書提出電源加算後）

※連系線活用後に同じ予備率になるエリアを同じ背景色で表示

	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道	31.0%	46.1%	54.6%	27.2%	24.2%	41.4%	19.4%	23.4%	21.5%	17.6%	18.8%	14.6%
東北	21.8%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	12.9%	15.3%	14.6%
東京	20.6%	26.5%	17.6%	9.5%	9.7%	16.1%	19.4%	12.1%	11.3%	10.8%	8.0%	10.5%
中部	24.3%	26.5%	22.6%	9.9%	10.3%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	8.6%	14.7%
北陸	24.3%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	16.1%	19.9%	16.0%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
関西	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
中国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
四国	26.0%	28.4%	22.6%	14.8%	13.9%	24.7%	29.0%	17.1%	11.3%	10.8%	9.7%	15.6%
九州	42.0%	29.3%	22.6%	14.8%	20.7%	34.0%	30.8%	19.0%	11.3%	10.8%	9.7%	17.2%
9社合計	25.1%	27.9%	21.5%	12.1%	12.5%	20.8%	23.1%	15.2%	11.6%	11.2%	9.8%	13.8%
沖縄	60.1%	55.7%	48.3%	42.9%	44.9%	40.7%	49.7%	55.9%	68.8%	60.9%	59.3%	72.1%
10社合計	25.4%	28.2%	21.8%	12.4%	12.8%	21.0%	23.3%	15.6%	12.0%	11.5%	10.2%	14.3%

(注) 本評価は、地域間連系線の空き容量の範囲内で供給力を振り替えた。空容量の算出は以下の式を使用した。

○空容量 = ① (運用容量) - ② (マージン) - ③ (8月15時断面の連系線計画潮流値)

①:「2020~2029年度の連系線の運用容量(年間計画・長期計画)(2020年2月26日:本機関)」による。

②:「2020・2021年度の連系線のマージン(年間計画)(2020年2月28日:本機関)」の考え方を基に算出した値。

③:2020年度供給計画届出書の「電気の取引に関する計画書(様式第36表)第2年度」に記載されている月毎の計画潮流値。

- 電源 I、電源 I' の必要量の考え方において、2021年度は、2020年度と大きく変更すべき項目はないと考えられるがどうか。次ページ以降で具体的に確認する。

必要量の考え方		2020年度	2021年度	
電源 I	必要供給予備力としての必要量	偶発的需給変動対応 当面は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源 I として確保する	同左	
	調整力としての必要量	時間内変動対応	2018年度データ分析	2019年度データ分析
		電源脱落対応	東エリア西エリア最大電源容量1%程度	同左(2020供計第2年度値で更新)
		需要予測誤差対応	2018年度データ分析	2019年度データ分析
	再エネ予測誤差対応	電源 I・電源 II(事前予約)により対応	三次調整力②により対応	
電源 I'	需要のエリア間不等時性	2019供計第2年度のデータ分析 東エリア：夏2.47%※、冬2.64% ※さらに夏は各エリア合計10万kW減少 中西エリア：夏2.6%、冬2.64%	2020供計第2年度のデータ分析	
	計画外停止率	火力の計画外停止率2.6%	同左	
	夏季と冬季の供給力差	計画停止量	2019年度供計第2年度値等より算出	2020供計第2年度値等より算出
		再エネ	L5 評価値	安定電源代替価値(調整係数)
		ガスタービン等	2019年度供計第2年度値等より算出	2020供計第2年度値等より算出
稀頻度リスク		平年H3の1%(特殊性を別途考慮)	同左	
広域調達 [監視等委検討]	各連系線確保量の上 限値を設定	卸市場への影響を踏まえた電源 I' エリア外調達のメリット評価により設定	同左(次回)	

1. 電源 I 必要量について
2. 電源 I ' 必要量について

以降スライドでは、電源 I および電源 I ' の必要量の考え方について、2020年度と大きく変更すべき項目はないとの前提のもと、2021年度向け調整力公募に向けて、各種数値データについて算出したものを掲載する。

## 1. 電源 I 必要量について

## 2. 電源 I ' 必要量について

考え方の更新；赤字、データ分析・数値更新；青字

必要量の考え方		2020年度	2021年度	
電源 I	必要供給予備力としての必要量	偶発的需給変動対応 当面は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源 I として確保する	同左	
	調整力としての必要量	時間内変動対応	2018年度データ分析	2019年度データ分析
		電源脱落対応	東エリア西エリア最大電源容量1%程度	同左(2020供計第2年度値で更新)
		需要予測誤差対応	2018年度データ分析	2019年度データ分析
	再エネ予測誤差対応	電源 II の事前予約等により対応	三次調整力②により対応	

- 2020年度の取りまとめを踏まえると供給力の確保に裕度がある状況ではないと考えられるため、昨年度と同様に、今回も、「当面は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)の必要供給予備力を電源 I として確保する必要がある」と考えられるか。

## 必要供給予備力確保策としての電源 I 必要量 (1)

13

- 電源 I はkW価値とΔkW価値を同時に調達するものであることから、電源 I 必要量は「必要予備力確保の観点」と「実需給断面で必要となる調整力の観点」から、これまでご議論いただいた。
- 必要予備力確保の観点では、本年3月に取りまとめた供給計画では、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%※を確保できる見通しとなった。  
※一般送配電事業者が確保した電源 I を含めた予備率
- しかし、旧一般電気事業者が離脱需要の増加に応じて保有する供給力を減少させていく一方で、シェアを増やした中小規模の小売電気事業者は調達先未定などにより自らが保有する供給力の割合が低い傾向は続いており、容量市場による容量確保が開始される2024年度までに、電源の休廃止がさらに増加する可能性も否定できない。したがって、確実に供給力を確保していくことが重要であり、小売電気事業者の供給力が不足した際の供給力確保（特別調達電源）の仕組みについて整理したところ。
- そのため、設備を維持するためのkW価値を電源 I で負担していることを踏まえ、**容量市場による容量確保が開始されるまでは、一般送配電事業者が少なくとも「必要供給予備力の量」(＝偶発的需給変動対応の必要供給予備力の量) を、エリア内で電源 I として確保する必要があるのではないか。**
- なお、電源 I の必要量は必要供給予備力の量を基準とし、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の方が必要供給予備力の量より大きい場合は、その量を電源 I で確保する必要があるのではないか。具体的な数値としては次回以降にお示しする。
- ただし、電源 I で不足する分の調整力を電源 II の余力に期待するだけでなく、確実に確保できるよう電源 II 事前予約の仕組みがあることを踏まえつつ、実需給断面で必要となる上げ調整力のうち電源 I として確保する量の検討を行うことかどうか。

## 必要供給予備力確保策としての電源 I 必要量 (2)

14

- 容量市場開設後(2024年度以降)の必要供給力については、電力レジリエンス等に関する小委員会でご議論いただき、厳気象対応分および稀頻度リスク対応分を考慮し、以下のとおり算定した。
  - ✓ 必要供給力 = 平年H3需要 × (100 + 1 [持続的需要変動対応] + 7 [偶発的需給変動対応] + 2 [厳気象対応] + 1 [稀頻度リスク対応]) %
- この必要供給力に相当するEUE(年間停電量の期待値)を、確率論的必要供給予備力算定方法により算定し、新たな供給信頼度基準として管理していくことと整理した。
  - ※EUEの算定は、必要供給力のうち、持続的需要変動対応分を除いて行う
- 容量市場開設後は、全国市場で連系線制約を考慮した上で、安価な電源から約定処理を行い、各エリアの供給信頼度基準(需要1kWあたりのEUE)を満たす電源を確保する方向で検討が進められている。
- 容量市場においては、EUEを用いた全国での供給信頼度基準の評価に基づいて、広域機関が全国で必要な供給力を一括して確保していくことになるものの、それまでは供給力の確保主体が発電・小売電気事業者と一般送配電事業者に分かれており、**当面※は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応の必要供給予備力として各エリアのH3需要の7%を電源 I として確保する必要があるのではないか。**
  - ※容量市場開設前であっても、供給信頼度基準評価の検討状況にあわせて見直しを検討する
- なお、必要供給力のうち、厳気象対応分と稀頻度リスク対応分は発動回数に制約のある電源等でも対応可能と考えられることから、電源 I'として確保することで良いのではないかと(詳細は後述)。

出所) 第39回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019年5月23日)資料3  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019\\_chousei\\_jukyu\\_39\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_39_haifu.html)

## 7. その他

供給計画の取りまとめにおいて抽出された現状の課題

### 1. 安定供給の確保へ向けた電源の補修停止調整の重要性

2020年度供給計画の取りまとめにおいては、連系線活用後の需給バランス評価において、短・長期ともに適正予備率である8%を確保できる見通しとなった。その一方で、新たな休廃止計画の計上により火力発電の供給力が減少するため、特に直近3ヶ年(2020~2022年度)の需給バランスが厳しくなる見通しとなった。第1年度、第2年度については、月別需給バランス評価の結果としても適正予備率は確保できたが、第3年度である2022年度については、次回の取りまとめにおいて月別需給バランスを評価することになる。その際、電気の安定供給に必要な供給力を確保すべく、月別需給バランス評価において、需要ピーク期に補修停止が重なることのないよう適切に調整することが必要となる。

万一必要な供給力が確保できない場合には、本機関としては、容量市場における供給力確保がなされる前であることから、やむを得ず特別調達電源として供給力を公募調達する仕組みを活用し、関連する一般送配電事業者と連携して必要な供給力の確保に万全を期す所存である。

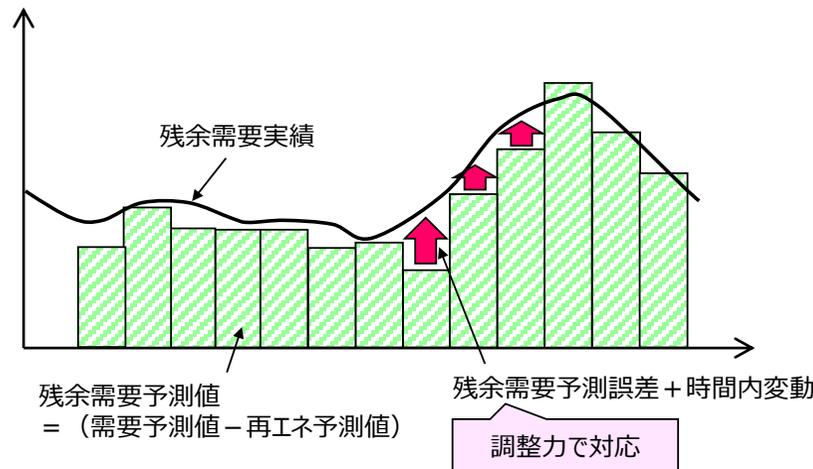
その際には「脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会(中間整理)」に基づき、その費用負担と託送料金上の扱いについての整理が必要となることを改めて申し添える。

- 昨年度と同様に、今回も、一般送配電事業者が、調整力を確保して対応する事象は、「需要に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」、「電源脱落に関するもの」とし、「予測誤差」「変動」に対応できる調整力をエリア内で確保することを基本として、実績データから上げ調整力必要量を算定する。

## 実需給断面で必要となる上げ調整力の考え方

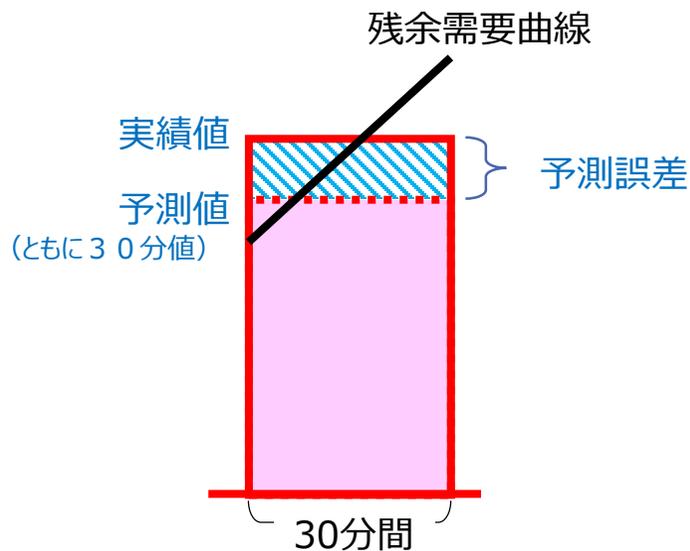
9

- 一般送配電事業者が、調整力を確保して対応する事象はこれまで整理してきたとおり、「需要に関するもの」、「再エネ出力変動に関するもの」、「電源脱落に関するもの」とし、以下の事象に対応できる調整力をエリア内で確保することを基本として、実績データから上げ調整力必要量を算定する。
  - 予測誤差 : 需要予測誤差、再エネ出力予測誤差 ⇒ 残余需要予測誤差
  - 変動 : 需要変動、再エネ出力変動 ⇒ 残余需要の時間内変動  
電源脱落 ⇒ 電源脱落 (直後)

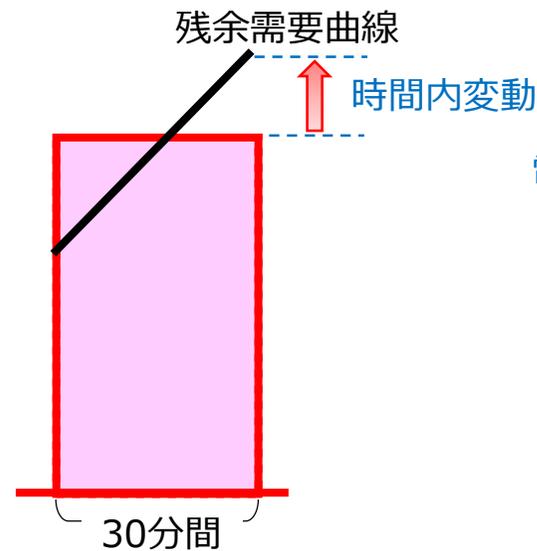


- 前ページの各事象のイメージは以下のとおり。
- なお、「需要予測誤差」と「再エネ出力予測誤差」は「残余需要の予測誤差」、「需要変動」と「再エネ出力変動」は「残余需要の時間内変動」として分析。

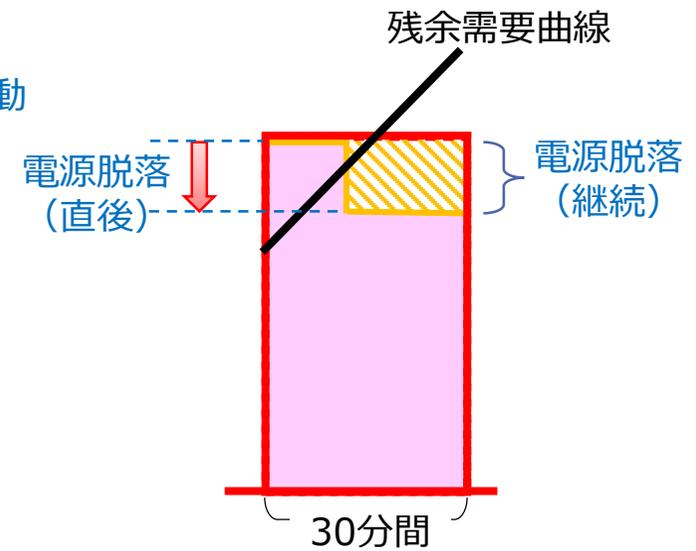
残余需要の予測誤差



残余需要の時間内変動



電源脱落 (直後・継続)



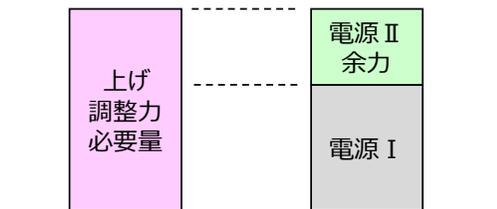
- 昨年度と同様、今回も、実需給断面では、一般送配電事業者は確保した電源 I とGC後の電源 II 余力を活用して対応することとなるが、H3需要など高需要時には電源 II 余力が生じにくいことから、一般送配電事業者が電源 II 余力に期待できないと考えられる残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を分析に用いることが適切と考えられる。
- したがって、これまで同様に今回も、「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量の算定を行った。

## 上げ調整力必要量のうち電源 I に対応する量の考え方

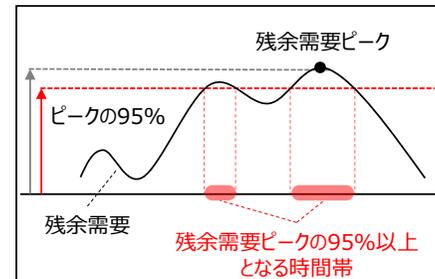
11

- 現在、こうした事象に対して、実需給断面においては、一般送配電事業者は年初段階で確保した電源 I とGC後の電源 II 余力を活用して対応している。
- 電源 II は小売電気事業者の供給力等と相乗りする電源等であり、残余需要の低い時間帯などには電源 II 余力が生じることがあるが、H3需要など高需要時には電源 II 余力が生じにくく、一般送配電事業者は電源 II 余力に期待できないと考えられる。そのため、一般送配電事業者は「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」を年間を通じて確保しておく必要がある。
- こうした必要な量を分析するためには、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を用いることが適切と整理してきた。
- そのため、今回もこれまで同様に、「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量の算定を行った。

上げ調整力必要量のうち  
電源 I と電源 II 余力に対応するイメージ

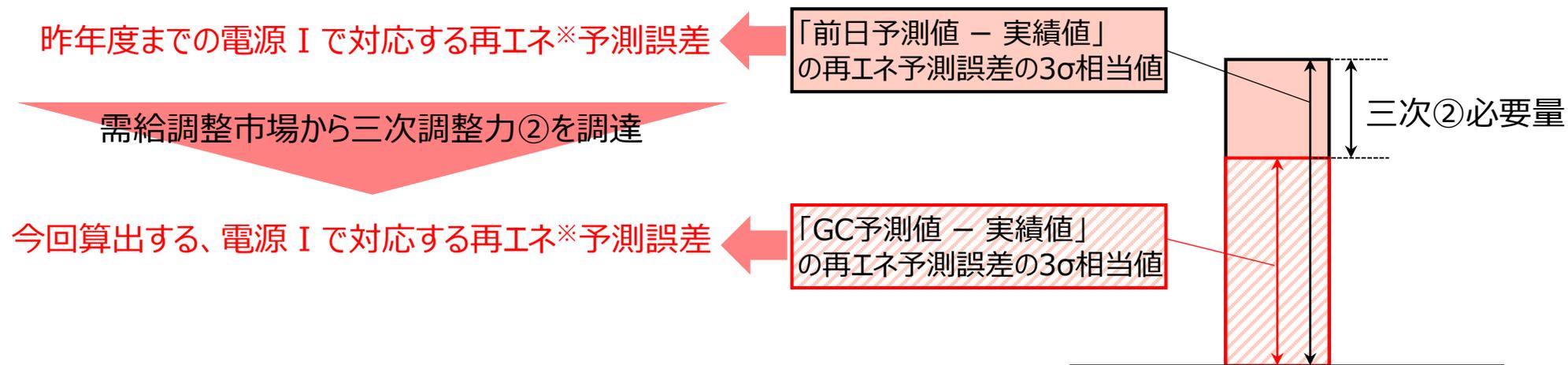


残余需要が残余需要ピークの95%以上  
となる時間帯のイメージ



- 昨年度までは、電源 I に対応する再エネ予測誤差は、FIT特例制度①③の予測誤差含む全ての再エネ予測誤差であり、具体的には「(前日予測値-実績値)の3σ」を上げ調整力必要量として算定してきた。
- 2021年度から需給調整市場が開設され、一般送配電事業者はFIT特例制度①③の予測誤差に対応する上げ調整力として三次調整力②を需給調整市場から調達する。
- 三次調整力②の必要量の算定式は「(前日予測値-実績値)の3σ - (GC予測値-実績値)の3σ」となる。
- 電源 I では、三次調整力②によって対応するFIT特例制度①③の予測誤差以外の再エネ\*予測誤差に対応することとなる。
- したがって、今回算出する上げ調整力必要量における、2021年度における電源 I に対応する再エネ\*予測誤差は、「(GC予測値-実績値)の3σ」となる。

※FIT特例制度①③とそれ以外の再エネすべてを示す



## ～実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量の算定～

- 実需給断面での調整力必要量のうち、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を、沖縄以外の9エリアについて以下のケースで算定した（算定のケース等は昨年度と同様）。
  - ✓ 対象データ：2019年4月～2020年3月
  - ✓ 「時間内変動 + 3σ相当値」、「残余需要予測誤差 + 2σ相当値」、「電源脱落(直後)」の合算値を算定
  - ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前(GC時点)計画値を使用
  - ✓ 昨年度までFIT特例制度①③太陽光・風力出力であったものを再エネ合算値とし、予測値は1時間前計画値を使用
    - ※昨年度まではFIT特例制度①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例制度③の予測値は前日予測値を使用
  - ✓ 小売電気事業者の需要予測誤差のゼロ点補正あり
  - ✓ 電源脱落(直後)は同一周波数連系系統の系統容量をもとに単機最大ユニット容量を按分した値を使用
    - ※単機最大ユニット容量は昨年と同じだが、系統容量が変わったため60Hzエリアで1.37%、50Hzエリアで1.42%に変更

	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4
分析対象日	366日	366日	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)	各月の残余需要が高い日3日 (3日×12ヶ月)
分析対象コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ	残余需要が残余需要ピークの95%以上	残余需要ピーク2コマ
サンプル数	約3,000～4,000	732	約300	72

- ※ 時間内変動については周波数制御機能付きの調整力に対応するものであり、必要な調整力をエリア内で確保すべきであるものの、年間で確保する電源Ⅰ必要量算定において、最大値まで評価するのは過大とも考えられることから、一定程度は電源Ⅱの余力に期待することとし、「+3σ相当値」を使用する。
- ※ 残余需要の予測誤差に対応する調整力もエリア内で確保することが基本であるが、当日の運用において予測誤差の傾向を把握できるため、電源Ⅰだけでは不足することが予想される場合には運用での対応が可能と考えられることから、電源Ⅱの余力および不足する場合はエリア外などに期待することを可能とし、「+2σ相当値」を使用する。

# H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2019年度のデータによる算定結果～

- 残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を算定した結果は下表のとおり。
- エリア別で見るとH3需要の7%を下回る結果も出ているが、大半はH3需要の7%を上回る結果となっている。
- 9エリア単純平均では、各ケースでH3需要の8～9%という算定結果となった。
- エリア別で見ると、北海道、中国、四国エリアは他エリアと比べると量が大きくなる傾向となっており、主に、北海道エリアは小売需要予測誤差による影響、中国、四国エリアは再エネ出力予測誤差による影響と考えられる。

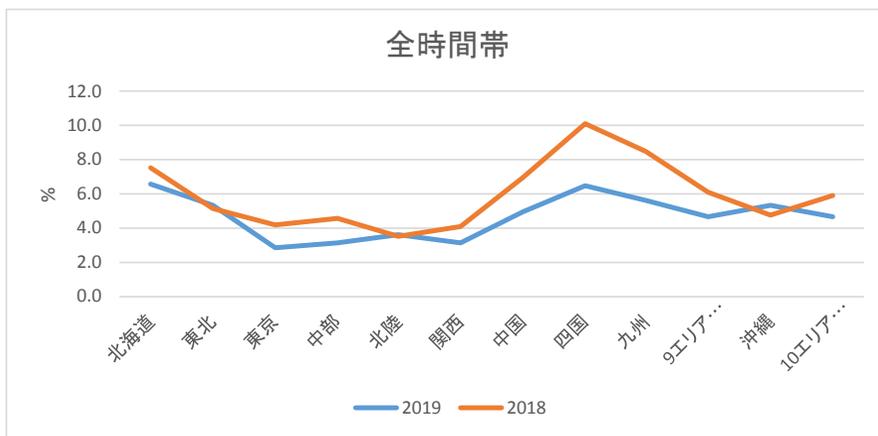
	対象日	対象ワ	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	366日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	10.8	9.0	6.0	7.5	7.5	7.2	9.7	9.1	8.0	8.3
ケース2	366日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	9.4	9.3	5.4	7.6	7.4	7.1	10.1	7.8	7.6	8.0
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	9.8	8.9	6.5	7.5	8.6	8.0	9.9	10.6	8.9	8.8
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	9.9	7.7	6.1	7.1	8.9	7.2	9.5	12.3	8.0	8.5
【参考】	366日	全時間帯	12.0	10.0	6.7	8.0	8.7	7.5	10.7	11.8	11.0	9.6

※1 残余需要ピーク

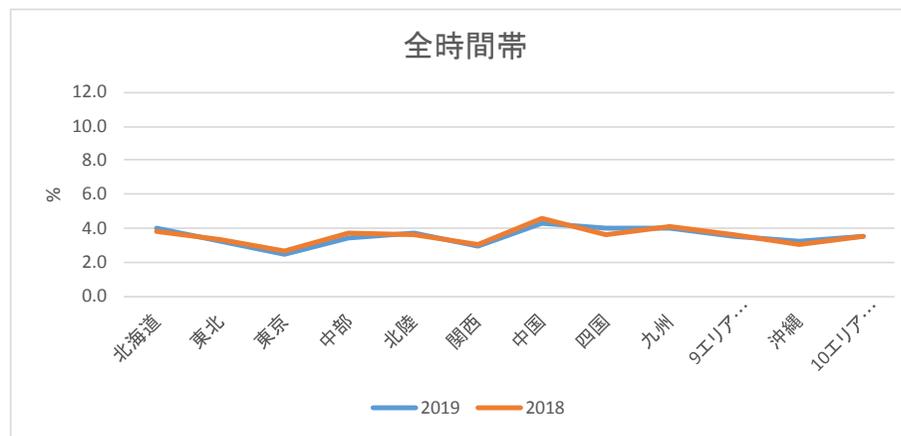
※ 2019年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値

- 全時間帯の全コマで見た場合、昨年度(2018年度)の結果と比較して小売需要誤差、時間内変動は各エリアともほぼ同じ傾向であった。
- 再エネ予測誤差については、FIT特例制度①③太陽光・風力の前々日・前日予測値から再エネ出力全体のGC予測値に変更した結果、昨年度(2018年度)の結果と比較して北陸以外おおよそ半減していた。この要因は後述する。

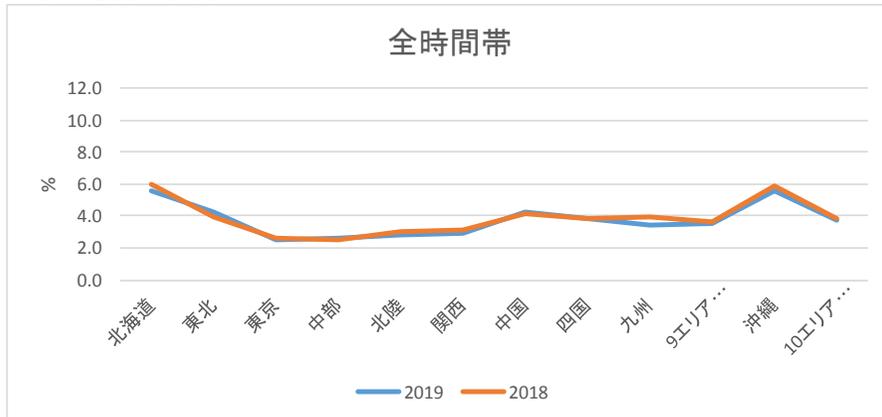
<残余需要予測誤差>



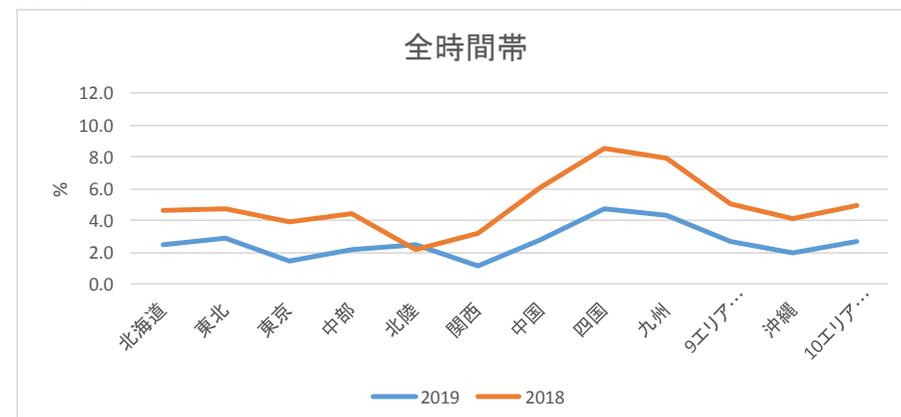
<時間内変動>



<小売需要予測誤差>

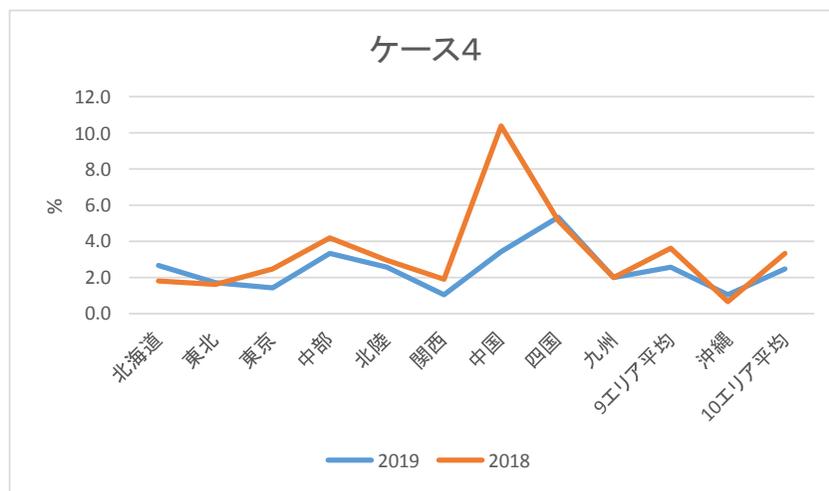
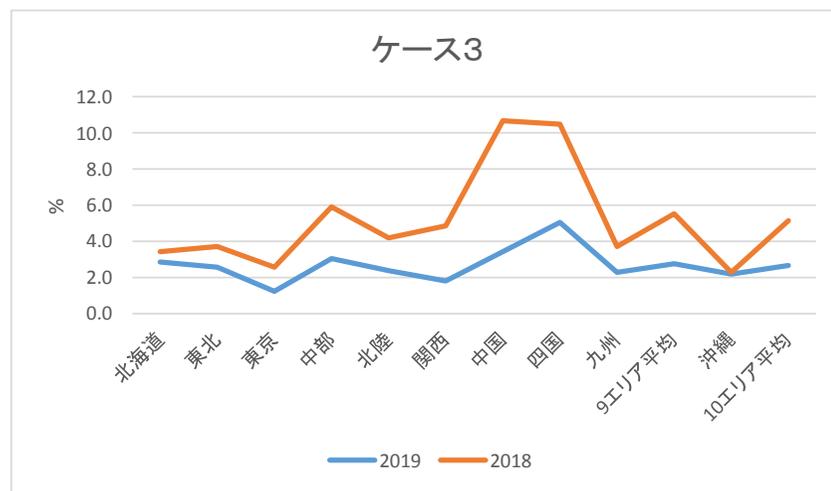
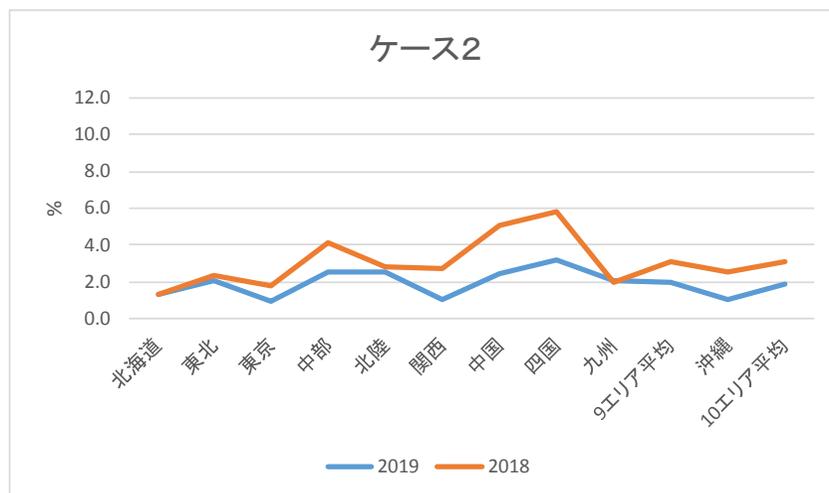
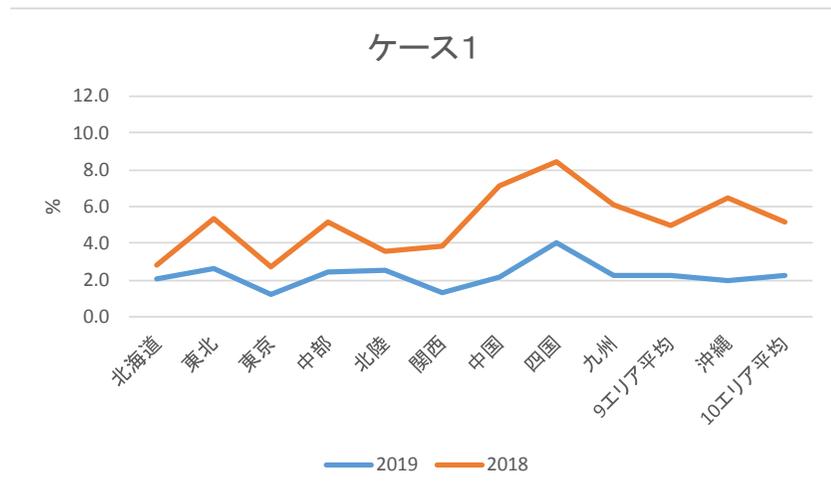


<再エネ予測誤差>



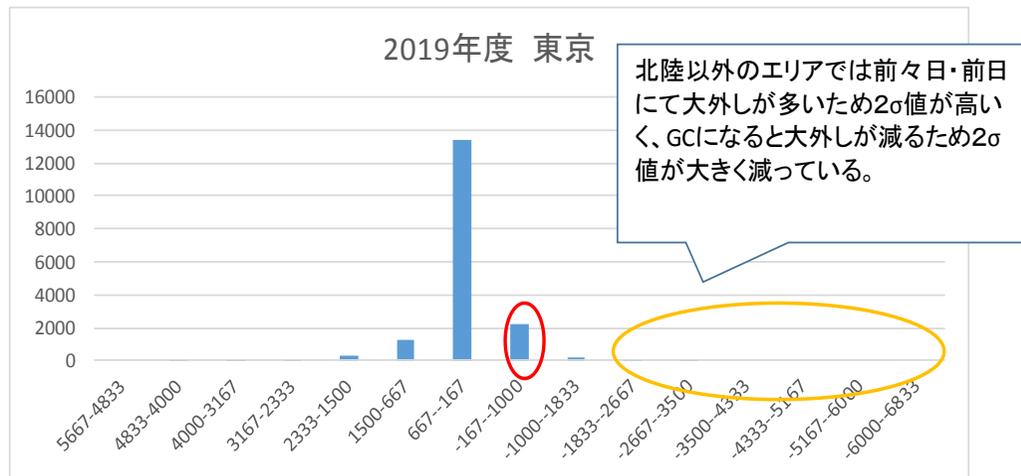
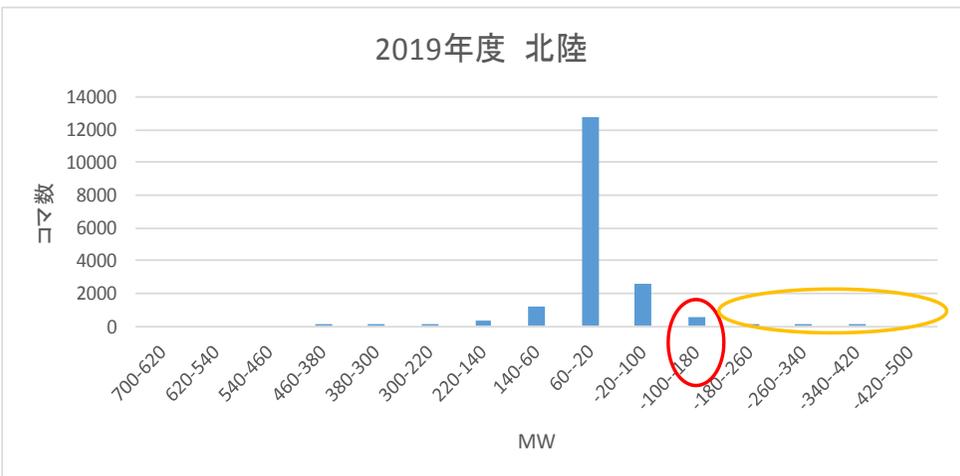
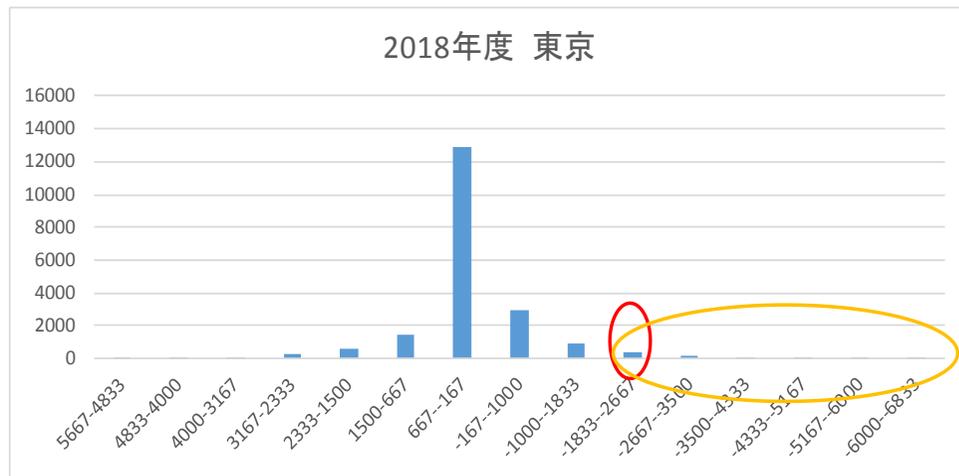
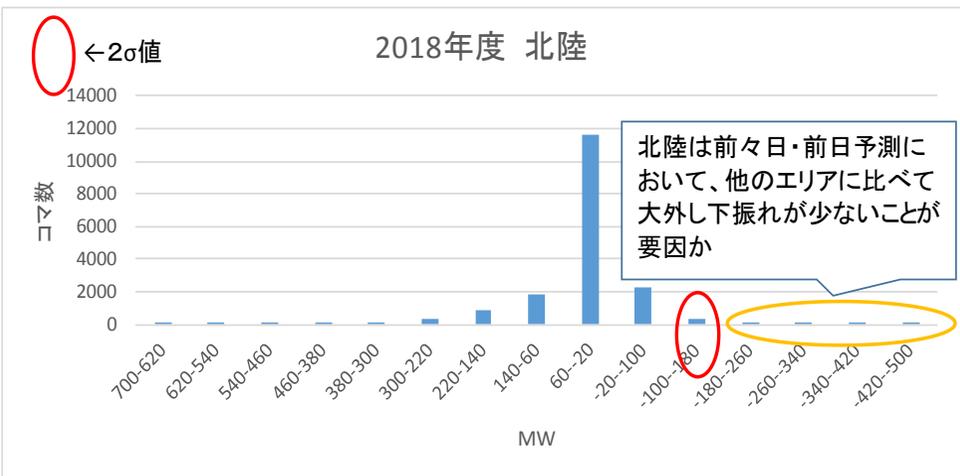
- ケース1,3は全時間帯の結果と近く、全エリアで昨年度(2018年度)より今年度の方が誤差は減少している。
- ケース2,4については昨年度に対して今年度の減少幅が小さい、あるいはむしろ大きくなっているエリアも見られた。この要因については、後述する。

<再エネ予測誤差>



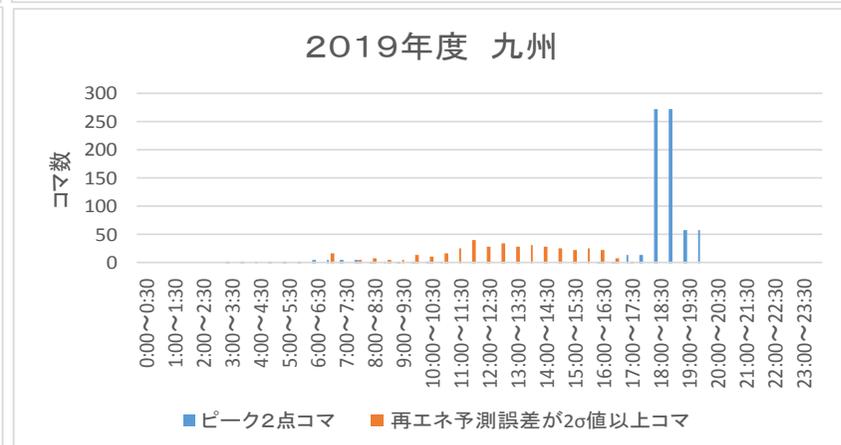
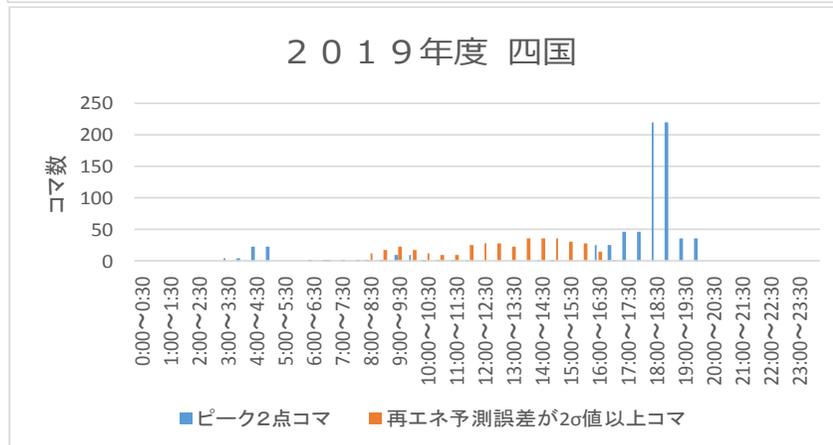
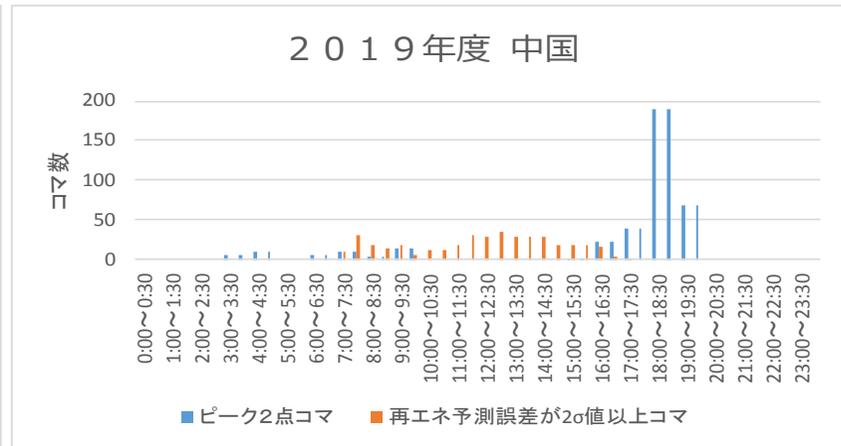
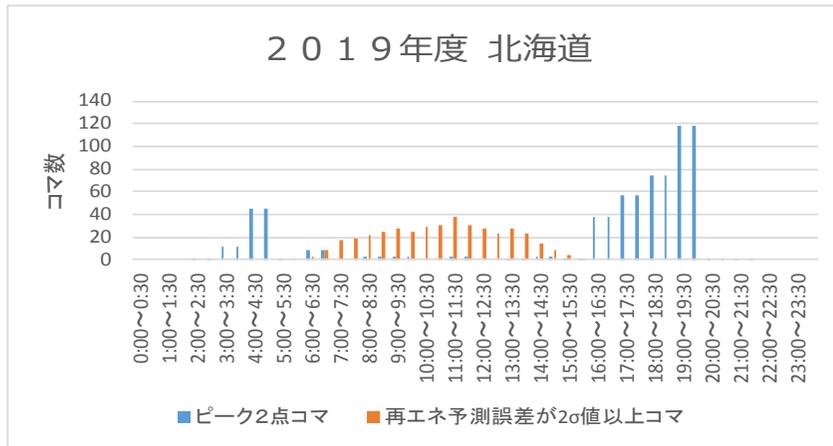
- 北陸は前々日・前日予測誤差が大きくなるコマ数(大外しコマ)がもともと少なく、GC時点の予測値に変わっても予測誤差の2σ値が小さくなる効果は限定的である。それに対して北陸以外のエリアでは、前々日・前日予測では大外しコマが多く、GC時点の予測値に変わったことで大外しコマが減ったことにより2σ値が大幅に小さくなったと考えられる。

例)北陸と東京の再エネ予測誤差の度数分布表



- ケース2,4が対象とするピーク2点コマの時間帯の傾向は、2018年度と比較して大きな変化はなかった。
- ピーク2点コマはどのエリアもおおよそ16時～20時が選ばれているが、再エネ予測誤差が2σ値を超える大外しとなるコマの分布はおおよそ7時～16時となっている。以上のことから、予測タイミングを前々日・前日からGC時点に変更したことによって2σを超えるような再エネ予測誤差大外しが減ったことに対する効果については、ケース2・ケース4の対象とするコマにはそれほど影響がないため、大きな変化が見られなかったと考えられる。

例)北海道・中国・四国・九州のピーク2点コマと再エネ大外しコマの分布



- 今回算出した「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、三次調整力②にて対応する再エネ予測誤差分が控除され、必要量は減少するものの、H3需要の7%を超える値も見られた。
- 一方で、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できていると考えられる。
- したがって、昨年度と同様に、今回も、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、一般送配電事業者が確実に活用できる電源Ⅰを、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないか。

## 実需給断面で必要となる調整力の観点からの電源 I 必要量

28

- 「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、H3需要の7%を超える値も見られ、前年度と比べると、上げ調整力必要量が増加する傾向が出ているエリアも見られる。
- しかし、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことを踏まえると、電源Ⅱ余力が生じにくい時間帯が対象となるように分析を行っているものの、この上げ調整力必要量の中には電源Ⅱ余力に期待できる量も含まれていると考えられる。
- つまり、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源Ⅱを適切に共用し、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源Ⅱ余力が十分に活用できているのではないかと。
- したがって、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、上げ調整力必要量が増加する傾向が見られるものの、一般送配電事業者が確実に活用できる電源Ⅰを、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えないのではないかと。

- 需給調整市場で調達する三次調整力②は、FIT特例制度①③予測誤差に対応する調整力であり、この調整力は2020年度までは電源Ⅰ・電源Ⅱにより対応しているが、仮に前日スポット市場後の電源Ⅱ余力想定量が不足する場合は、「電源Ⅱ事前予約」を実施し、必要な調整力を確保している。
- 三次調整力②を確保する2021年度以降は、「電源Ⅱの事前予約」の仕組みは不要となると考えられるか。

(1) 電源Ⅱの事前予約量の算出方法  
 ～一般送配電事業者の事前予約量の算出方法～

7

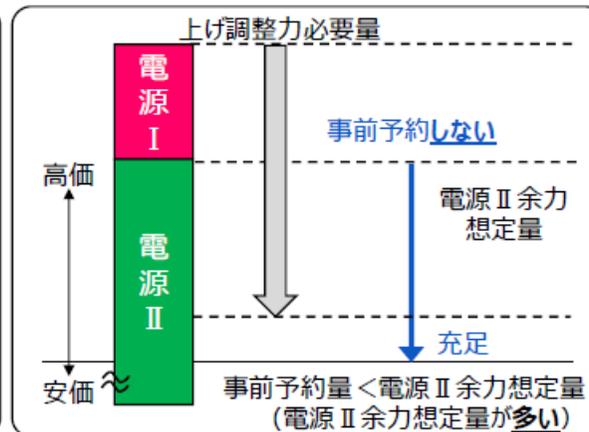
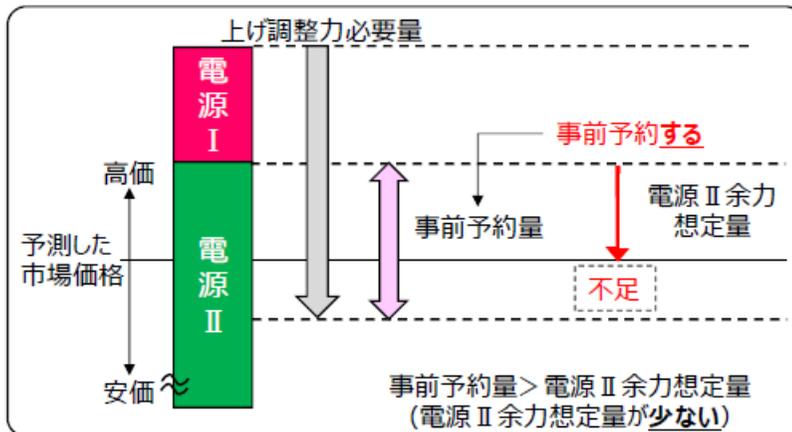
- これまでに事前予約を行った実績があるエリア（中部、四国、九州）の一般送配電事業者の事前予約量の算出方法が以下の通りであることを確認した。

事前予約量

= 上げ調整力必要量（各コマのエリア需要予測の7%+太陽光下振れリスク※1） - 電源Ⅰ・電源Ⅰ'※2確保量

◆ ただし、上式により算出した事前予約量が電源Ⅱ余力想定量※3を上回る場合のみに予約

- ※1 中部、四国、九州の各エリアは、風力発電の導入量が多くないことから、太陽光下振れリスクのみ考慮
- ※2 電源Ⅰ'は厳気象対応に影響を及ぼさない範囲で考慮
- ※3 一般送配電事業者が、事前予約を判断する時点で余力として残ると想定した、エリア内の電源Ⅱの量
  - ・スポット市場前の事前予約においてはスポット市場後、スポット市場以降の事前予約においてはGC後の余力を想定
  - ・実需給時点で出力調整が可能となる電源Ⅱを考慮



出所) 第34回調整力及び需給  
 バランス評価等に関する委員会  
 (2018年11月7日) 資料3  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei\\_jukyu\\_34\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_34_haifu.html)

- 以上のことから、昨年度と同様に、今回も、**2021年度向けの調整力公募においても、必要予備力の観点から確保することが必要とした偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)を電源 I 必要量とすることでどうか。**
  - 2020年度の取りまとめを踏まえると供給力の確保に裕度がある状況ではないと考えられるため、昨年度と同様に、今回も、「当面は一般送配電事業者が偶発的需給変動対応分(H3需要の7%)の必要供給予備力を電源 I として確保する必要がある」と考えられる。
  - 「実需給段面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」については、三次調整力②にて対応する再エネ予測誤差分が控除され、必要量は減少するものの、H3需要の7%を超える値も見られた。
  - 一方で、実運用においては、上げ調整力が不足するといった状況に陥っていないことから、小売電気事業者と一般送配電事業者間で電源 II を適切に共用することで、H3需要の7%を超えるような変動があっても、電源 II 余力が十分に活用できていると考えられる。
  - したがって、実需給断面で必要となる調整力の観点からは、一般送配電事業者が確実に活用できる電源 I を、現状のH3需要の7%から増やす必要があるとまでは言えない。
  - なお、「電源 II の事前予約」の仕組みは、需給調整市場から三次調整力②を調達する2021年度以降は不要となると考えられる。

## 1. 電源 I 必要量について

## 2. 電源 I ' 必要量について

考え方の更新；赤字、データ分析・数値更新；青字

必要量の考え方		2020年度	2021年度	
電源 I ' 必要量	需要のエリア間不等時性	2019供計第2年度等のデータ分析 東エリア：夏2.47%※、冬2.64% ※さらに夏は各エリア合計10万kW減少 中西エリア：夏2.6%、冬2.64%	2020供計第2年度等のデータ分析	
	計画外停止率	火力の計画外停止率2.6%	同左	
	夏季と冬季の供給力差	計画停止量	2019供計第2年度値等より算出	2020供計第2年度値等より算出
		再エネ	L5評価値	安定電源代替価値（調整係数）
		ガスタービン等	2019供計第2年度値等より算出	2020供計第2年度値等より算出
	稀頻度リスク	平年H3の1%(特殊性を別途考慮)	同左	
	広域調達 [監視等委検討]	各連系線確保量の上 限値を設定	卸市場への影響を踏まえた電源 I ' エリア外調達のメリット評価により設定	同左（次回）

- 昨年度と同様に、今回も、電源 I ' の主な確保目的は、「過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、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こと」となると考えられるか。

## 電源 I ' の主な確保目的

- 容量市場が開設されるまでの供給力確保策として、過去10年の中で最も猛暑・厳寒であった年度並みの気象を前提とした需要（厳気象H1需要）において、平均的な電源トラブルやそれを一定程度上回る供給力低下が発生しても、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ことを主な目的とした供給力等として、原則、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<sup>※1</sup>。
- 猛暑時や厳寒時の需要に対する供給力等の不足は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として、公募のうえ確保する。

※1 この措置によって猛暑等の発生時の小売電気事業者の供給力確保義務が免除される訳ではないことに留意が必要

出所) 第40回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019年6月14日)資料2 一部改変  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019\\_chousei\\_jukyu\\_40\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html)

- 電源 I' 必要量は、夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定する。

$$\text{電源 I' 必要量} = \text{厳気象 H1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大3日平均電力} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- ただし、最大3日平均電力（以下、「H3需要」という）が最大ではない季節（夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季）については、以下のとおり算定する。
  - a. H3需要が最大となる季節のH3需要×101%に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
  - b. 評価した供給力が当該季節のH3需要×101%を上回る場合は、上式の「最大3日平均電力×101%」をその値に置き換える。
  - c. 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
    - (a) 計画停止量の差
    - (b) 再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）の供給力の差
    - (c) ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は8月、冬季は1月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

## ■ 上式の各値は以下による。

- a. 厳気象H1需要は国の電力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。
- b. 最大需要発生<sup>1)</sup>の不等時性を考慮した需要減少率として以下の値を用いる。
  - 北海道・東北・東京：夏季 2.47%、冬季 2.64%
  - 中部・北陸・関西・中国・四国・九州：夏季2.60%、冬季2.64%
  - 北海道・東北・東京エリアの夏季においては、中西6エリアからの供給力移動に期待できる量を電源 I ' の募集量から控除する。 北海道 0.5万kW、東北 1.8万kW、東京 7.5万kW
- c. 厳気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して3%とする。
- d. 最大3日平均電力 (H 3 需要) については、以下の需要を用いる。
  - H 3 需要については2019年度供給計画の第2年度の想定需要を用いることを原則とする。
  - 第2年度における冬季のH3需要を供給計画において算出していないエリアについては、第1年度の想定需要をもとにして夏季の想定需要の推移を踏まえた補正等を行い、冬季のH3需要を算出する。
  - 2020年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、H3需要を2020年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
- e. 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率2.6%を用いる。
- f. 稀頻度リスク分は、H 3 需要が最大となる季節のH 3 需要の1%とする。  
※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。

## ■ 沖縄エリアは単独系統であることから、需要減少率は0%とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

No.	エリア	発動日	発動時間	最大指令量 (MW)	指令量 (MWh)	応動実績 (MWh)	実行率 (MWh比)	理由
1	九州	9月7日(木)	10:30~17:00	147.5	744.0	712.8	95.8%	太陽光下振れ
2	東京	1月22日(月)	17:00~20:00	599.0	1065.5	1247.8	117.1%	高需要 (低気温による)
3	東京	1月23日(火)	17:00~20:00	496.7	1002.4	899.4	89.7%	高需要 (低気温による)
4	東京	1月24日(水)	9:00~12:00	496.7	1490.1	1502.9	100.9%	高需要 (低気温による)
5			17:00~20:00	496.7	1490.1	1202.6	80.7%	高需要 (低気温による)
6	東京	1月25日(木)	9:00~12:00	496.7	1490.1	784.0	52.6%	高需要 (低気温による)
7			17:00~20:00	496.7	1490.1	985.1	66.1%	高需要 (低気温による)
8	東京	1月26日(金)	9:00~12:00	496.7	1490.1	1349.3	90.6%	高需要 (低気温による)
9			17:00~20:00	496.7	1490.1	1295.6	86.9%	高需要 (低気温による)
10	東京	2月1日(木)	9:00~12:00	496.7	1490.1	538.9	36.2%	高需要 (低気温による)
11			17:00~20:00	496.7	1490.1	904.3	60.7%	高需要 (低気温による)
12	東京	2月2日(金)	9:00~12:00	599.0	1797.0	1116.4	62.1%	高需要 (低気温による)
13			17:00~20:00	496.7	1490.1	689.5	46.3%	高需要 (低気温による)
14	東京	2月22日(木)	17:00~20:00	595.0	1785.0	1496.6	83.8%	高需要 (気象急変による)

※ 「実行率」は、指令量に対する応動実績の比率として算出。(実行率 = 応動実績 ÷ 指令量)

No.	エリア	発動日	発動時間	最大指令量 (MW)	指令量 (MWh)	応動実績 (MWh)	実行率 (MWh比)	理由
1	関西	7月17日(火)	15:00~18:30	270.4	811.3	753.7	92.9%	高需要 (高気温による)
2	関西	7月18日(水)	15:00~18:00	270.4	811.3	517.1	63.7%	高需要 (高気温による)
3	東京	8月1日(水)	15:00~18:00	340.0	1020.0	1216.5	119.3%	高需要 (高気温による)
4	東京	8月2日(木)	15:00~18:00	340.0	1020.0	1252.6	122.8%	高需要 (高気温による)
5	東京	8月22日(水)	15:00~18:00	340.0	1020.0	2235.2	219.1%	高需要 (高気温による)
6	東京	8月27日(月)	14:00~17:00	340.0	1020.0	874.9	85.8%	高需要 (高気温による)
7	関西	1月10日(木)	17:00~20:00	9.4	28.1	28.2	100.4%	太陽光下振れ + 需要増

※ 「実行率」は、指令量に対する応動実績の比率として算出。(実行率 = 応動実績 ÷ 指令量)

No.	エリア	発動日	発動時間	最大指令量 (MW)	指令量 (MWh)	応動実績 (MWh)	実行率 (MWh比)	理由
1	東京	4月10日(水)	16:00~19:00	289.6	868.9	1511.2	173.9%	高需要 (低気温による)
2	東京	9月9日(月)	16:00~19:00	297.0	891.0	1025.8	115.1%	高需要 (台風通過後の高気温による)
3	東京	9月10日(火)	15:00~18:00	297.0	891.0	1134.9	127.4%	高需要 (台風通過後の高気温による)
4	関西		16:30~19:00	575.0	1437.5	1380.2	96.0%	他エリアへの融通原資 (広域要請)
5	九州		16:30~20:00	229.5	802.5	791.1	98.6%	高需要 (台風通過後の高気温による)
6	中部	9月11日(水)	15:30~17:30	277.0	554.0	1010.5	182.4%	高需要 (台風通過後の高気温による)
7	九州		17:00~19:00	215.1	284.2	263.6	92.8%	高需要 (台風通過後の高気温による)
8	九州	10月2日(水)	16:30~19:00	77.0	192.5	188.5	97.9%	高需要 (高気温による)

※ 「実行率」は、指令量に対する応動実績の比率として算出。(実行率 = 応動実績 ÷ 指令量)

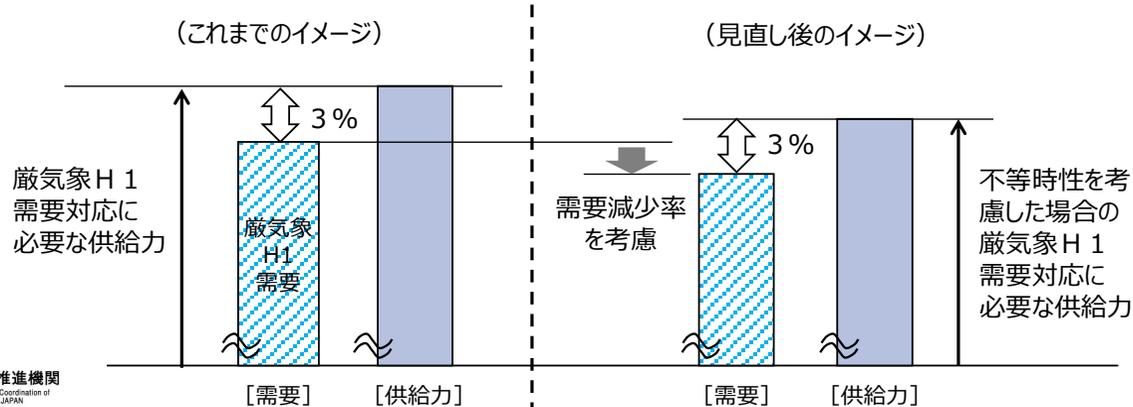
■ 昨年度と同様に、今回も、最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめ（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価することとしてはどうか。

## 最大需要発生時の不等時性の考慮（1）

44

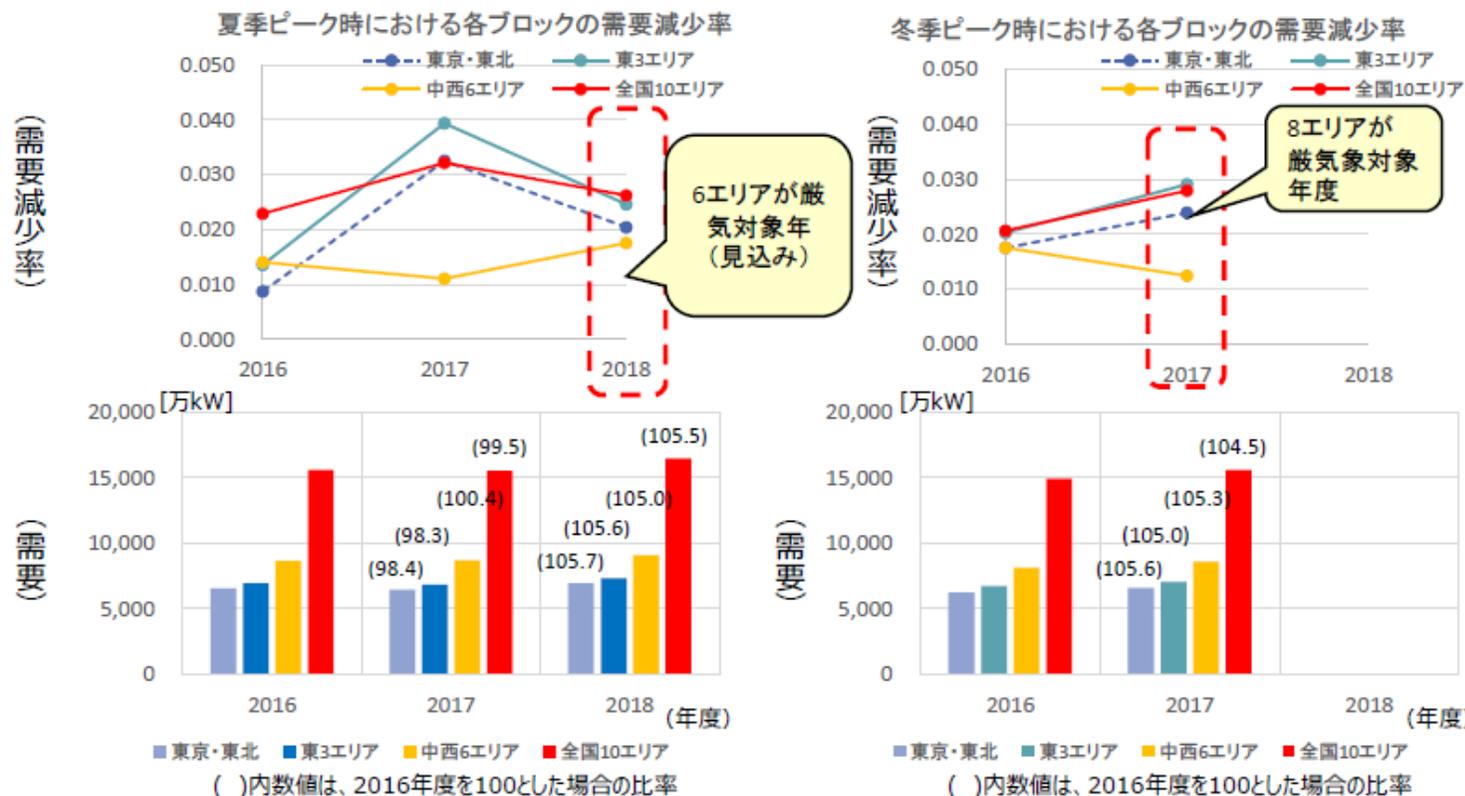
- 最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、対象となる複数エリアで同時間帯の需要を想定する必要があるが、需給検証においては、これまでの各エリアの厳気象H1需要を継続的に活用する観点から以下のような方法で不等時性を考慮している。
  - ✓ 不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめ（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価。
- 電源 I' 必要量においても同様の考えで算出した需要減少率を考慮することとする。
  - 電源 I' = 厳気象H1需要 ×  $\frac{1 - \text{需要減少率}}{103\%}$   
 - (平年H3需要 × 101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率)

### 【不等時性の考慮イメージ】



(参考) 最大需要発生の需要減少率の状況 (2016年度～2018年度夏季)

54



・夏季2018年度および冬季2017年度の需要は、絶対値でも直近の値と比較して高いレベルである。  
 (需要実績は各エリアのでんき予報の値。ここでは、需給検証や供給計画におけるこれまでの検討から、供給力移動で連系線制約が顕在化しやすいと思われるエリアでブロック化した場合を例示した。)

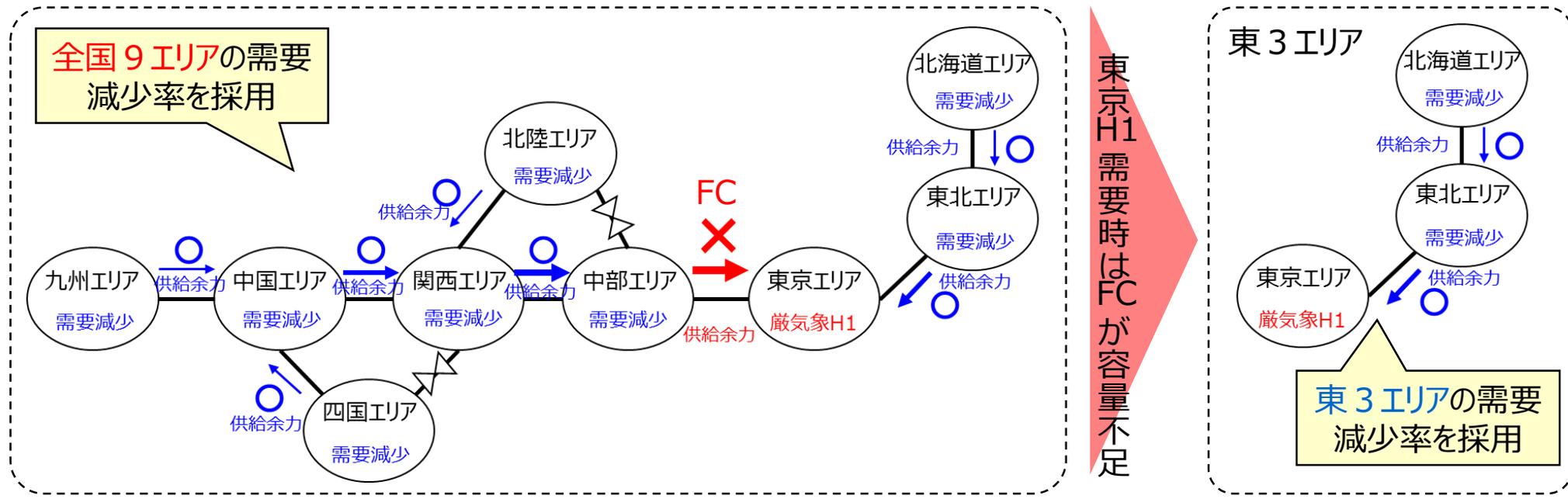
- 昨年度と同様に、今回も、一定の考え方により、断面を設定したうえで、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があるかを確認し、どのようなブロックで不等時性を考慮するかを評価する。
- 具体的には、ある1つのエリアが厳気象H1需要となるときには、その他のエリア需要が不等時性によって厳気象H1需要よりも低くなるとする場合に、そのときの他エリアの供給余力を融通受電することができる連系線の空容量があるかどうかを確認する。

## 不等時性を考慮するブロックの考え方（1）

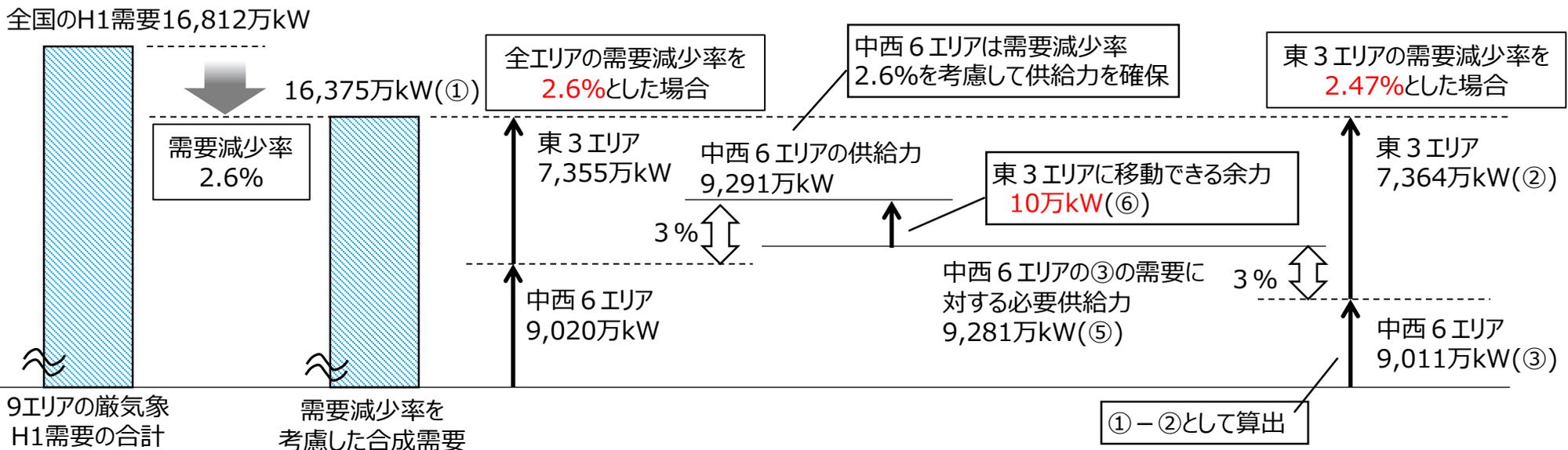
50

- 最大需要発生時の不等時性を考慮し、エリアごとに需要減少率を考慮した需要に対して予備率3%を確保する場合、エリアごとには厳気象H1需要に対して予備率3%を確保しないことになる。
- そのため、厳気象H1需要となったエリアは他エリアからの供給力の移動に期待することとなり、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があることが必要となる。したがって、連系線を活用できるかどうかで、どのようなブロックで不等時性を考慮するかが変わってくる。
- 容量市場開設後は、確率論的必要供給予備力算定手法において連系線制約を考慮した上で、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たすように全国にて安価な電源から約定処理を行い、電源を確保する方向で検討が進められていることから、容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の評価においては全国9エリアブロックの需要減少率を採用した。
- しかし、現状では、各エリアにて必要供給力を確保することとしているから、一定の考え方により断面を設定したうえで、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があるかを確認し、どのようなブロックで不等時性を考慮するかを評価することとしたい。

- ブロック分けについて具体的に検討した結果、東京エリア以外のエリアにおいては、全国の需要減少率を考慮した場合に、各連系線の空容量の範囲内で供給余力の移動が可能であった。
- したがって、2021年度向け公募においては、東京エリア以外のエリアでは、全国9エリアの需要減少率(夏季2.6%、冬季2.64%)を採用してはどうか。
- 一方で、東京エリアにおいては、全国の需要減少率を考慮した場合に、中西エリアの供給余力が東京中部間連系設備(FC)の空容量を超過していた。次に、東エリアの需要減少率を考慮した場合には、各連系線の空容量の範囲内で北海道エリア・東北エリアの供給余力の移動が可能であった。
- したがって、2021年度向け公募においては、東京エリアは、東エリアの需要減少率(夏季2.47%、冬季2.79%)を考慮することとなるか。詳細には次ページ以降で検討する。

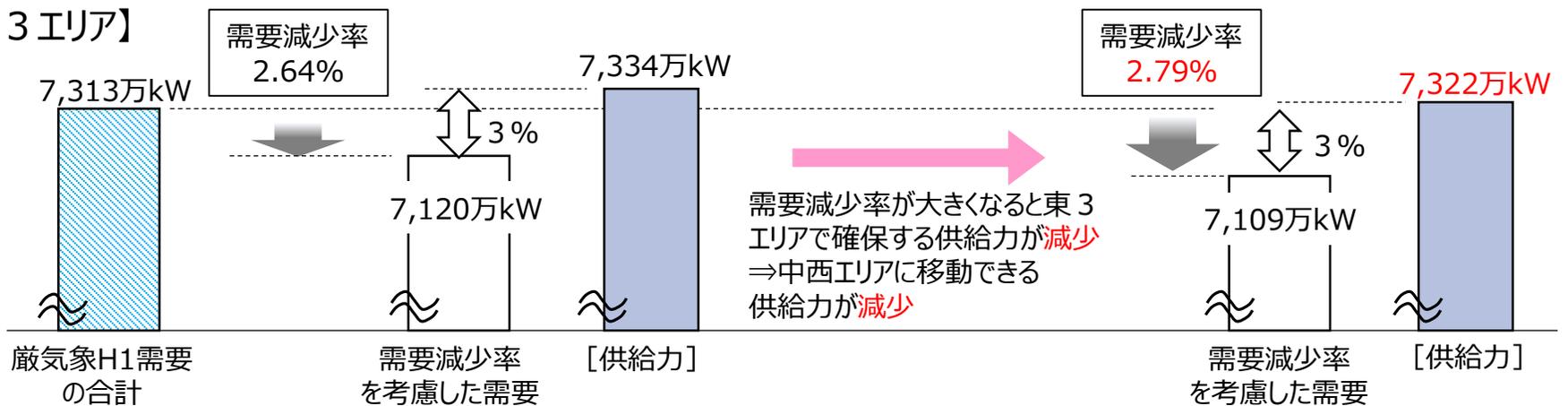


- 東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を東京エリアへ移動するためには、東京中部間連系設備(FC)の空容量が不足している。
- そのため、東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合は、中部→東京向けで分断とし、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用せず、東エリアの需要減少率(夏季:2.47%)を用いて検討を行うこととなるか。
- 一方で、FCについては、全国の需要減少率(夏季:2.6%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を夏季の厳気象H1需要となる東京エリアへ移動することはできないが、空容量の範囲内での供給余力の移動が少なからず考慮可能である。
- 具体的には、東エリアの需要減少率(夏季:2.47%)を採用した場合、中西エリアから移動できる供給余力は10万kWと算出され、FCには10万kW以上の空容量があることから、東京エリアを夏季の厳気象H1需要とする場合は、この中西エリアからの10万kWの供給余力の移動を考慮することとしてはどうか。



- 東京エリアを冬季の厳気象H1需要とする場合、全国の需要減少率(冬季:2.64%)を採用した場合の中西エリアの供給余力を東京エリアへ移動するためには、東京中部間連系設備(FC)の空容量が不足している。
- そのため、東京エリアを冬季の厳気象H1需要とする場合は、中部→東京向けで分断とし、全国の需要減少率(冬季:2.64%)を採用せず、東エリアの需要減少率(冬季:2.79%)を用いて検討を行うこととなるか。
- 一方で、冬季は、東エリアの需要減少率 (2.79%)の方が全国の需要減少率 (2.64%)より大きい。通常、不等時性を考慮するブロックが小さくなると、不等時性の効果が小さくなり、需要減少率は小さくなると考えられるが、冬季については、全国9エリア→東3エリアにした場合、需要減少率が大きく(2.64%→2.79%)なることから、このままの値を採用して東3エリアが供給力を確保した場合、中西エリアのある1つのエリアで冬季の厳気象H1需要とする場合に、東3エリアから中西エリアへ移動できる供給余力が減少することとなり、中西エリアの必要供給力を確保することができなくなる。
- したがって、昨年度と同様に、今回も、東3エリアで考慮する冬季の需要減少率は全国9エリアの冬季の需要減少率2.64%と同じ値を採用する必要があるのではないか。

## 【冬季の東3エリア】



- 検討結果より、最大需要発生時の不等時性を、下記のとおり、東京エリア以外のエリアと東京エリアとで分けて評価することとしてはどうか。
  - 2021年度向け公募においては、**東京エリア以外のエリアは全国9エリアの需要減少率（夏季2.60%、冬季2.64%）**を採用する。※詳細計算は参考スライドによる
  - **東京エリアにおいては、個別検討結果、需要減少率 夏季※2.43%、冬季2.64%**を採用する。  
なお、夏季の電源 I ' 必要量算定においては中西エリアからの供給力移動できる量として10万kWを考慮する。

- 昨年度と同様に、今回も、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、電源 I ' 必要量の算定においては、「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」の供給力に対して、一律で火力電源の計画外停止率2.6%を考慮することでどうか。

## 計画外停止率の考慮（1）

40

- 電源 I ' 必要量はこれまで以下の式にて算定しており、「廠気象 H 1 需要対応に必要な供給力」から「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」を控除した量としている。
  - これまでの電源 I ' 必要量算定式
 
$$\text{電源 I '} = \frac{\text{廠気象 H 1 需要} \times 103\%}{\text{廠気象 H 1 需要対応に必要な供給力}} - \left( \frac{\text{平年 H 3 需要} \times 101\%}{\text{小売電気事業者による確保見込み分}} + \frac{\text{電源 I 必要量}}{\text{一般送配電事業者による確保分}} \right)$$
- 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、需給検証においては、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こととし、主要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している。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、「小売電気事業者による確保見込み分」と「一般送配電事業者による確保分」が計画段階で確保される供給力に相当することから、**これらの供給力に対して、一律で火力電源の計画外停止率2.6%を考慮することでどうか。**

- 昨年度と同様に、今回も、電源 I ' の必要量算定においては夏季と冬季の計画停止量の差および、計画停止していても電源の特徴によって生じる供給力の差として、再エネ(太陽光発電、風力発電、一般水力)とガスタービン発電設備などの供給力の差を考慮することとしてはどうか。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、どのような値を考慮するかが課題となるが、昨年度と同様に、今回も、次頁以降に示すような考え方を参照しつつ、一般送配電事業者が算定することとしてはどうか。

## 夏季と冬季の小売電気事業者の供給力確保見込みの考え方

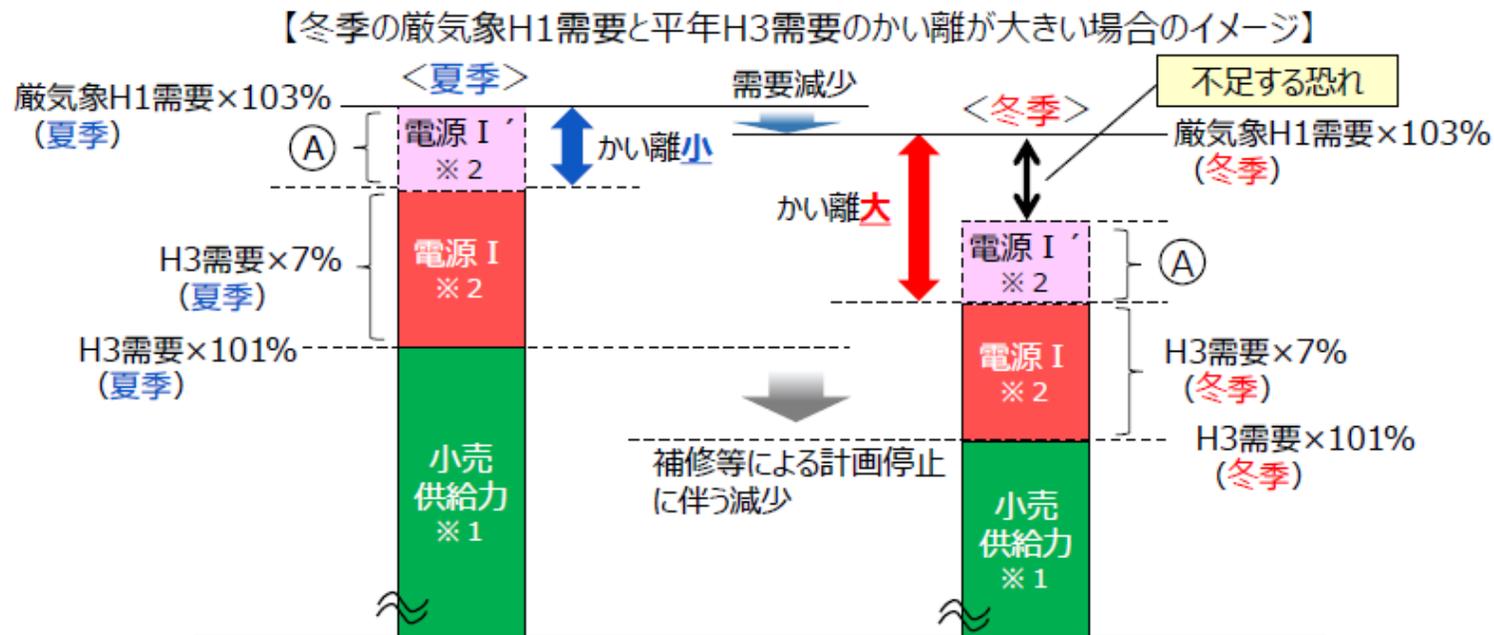
81

- 夏季と冬季のどちらの電源 I ' 必要量が多くなるかは、必要量算定において、小売電気事業者が確保する供給力を、どのように見込むかによって変わり得る。
- 具体的には、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の H 3 需要に応じて減少すると見込む場合には、厳気象 H 1 需要が最大ではない季節であっても、厳気象 H 1 需要と平年 H 3 需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、電源 I ' 必要量が多くなる。
- H 3 需要が最大ではない季節において、H 3 需要に基づいてのみ小売電気事業者の供給力を評価すると、電源 I ' 必要量が過大に評価される恐れもあるため、極力、実態に見合った評価となるように、**夏季と冬季の計画停止量の差および、計画停止していても電源の特徴によって生じる供給力の差として、再エネ(太陽光発電、風力発電、一般水力)とガスタービン発電設備の供給力の差を考慮**することとした。
- 電源 I ' 必要量の算定においては、どのような値を考慮するかが課題となるが、次頁以降に示すような考え方を参照しつつ、**一般送配電事業者が算定すること**でどうか。

厳気象に対応するための供給力確保における課題

34

- 現状、厳気象H1需要が最大となる月における需給バランスを保つことを目的に、一般送配電事業者が電源 I' を確保している。
- 一方で、小売電気事業者が確保する供給力が、電源の補修等によって各月の平年H3需要に応じて減少する場合には、厳気象H1需要が最大ではない月であっても、厳気象H1需要と平年H3需要の乖離が大きくなるほど需給が厳しくなる恐れがあり、どのように対応すべきかが課題となる。

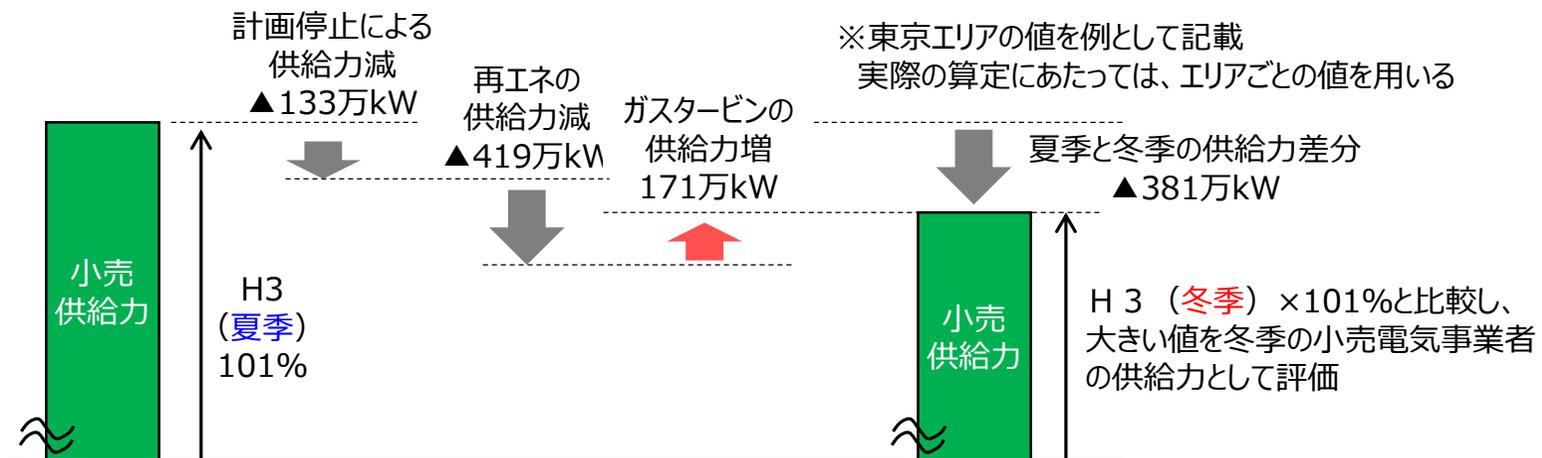


※ 1 エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力を含む  
※ 2 補修等による計画停止期間は一般送配電事業者が調整力提供者と協議のうえ決定することが可能

- 夏季と冬季の供給力の差分を合算することで、H3需要が最大ではない月については、このような値を考慮して、小売電気事業者の供給力確保見込み分を評価することでどうか。
- ただし、H3需要が最大ではない月においても、小売電気事業者が、少なくともH3需要×101%の供給力を確保することを前提とし、H3需要×101%といずれか大きい方の値を採用することでどうか。
- 昨年度と同様に、今回も、このような方法により、**夏季と冬季の電源I'必要量を算定し、いずれか大きい方を、当該エリアの電源I'必要量とすることでどうか。**

○夏季と冬季の供給力の差分

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力差分 (万kW)	▲ 98	▲ 75	▲ 381	▲ 14	▲ 5	▲ 82	▲ 100	▲ 5	▲ 74	▲ 28
	夏季 - 冬季		冬季 - 夏季							



- 昨年度と同様に、今回も、厳気象時に、平均的な計画外停止以上の供給力低下が起こるリスクに備えるための供給力(稀頻度リスク対応分)として、H3需要の1%を確保することが、第6回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019年4月26日)において整理されていることから、電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。
- なお、北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。

## 電源 I ' 必要量における稀頻度リスク対応分の考慮

50

- 容量市場開設後の厳気象対応に必要な供給力の検討や需給検証に用いた火力発電の計画外停止率2.6%は2014～2016年度の8,760時間の計画外停止実績から算定した平均的な値※である。厳気象時に、こうした平均的な計画外停止以上の供給力低下が起こるリスクに備えたるための供給力(稀頻度リスク対応分)としてH3需要の1%を確保することが、第6回電力レジリエンス等に関する小委員会(2019年4月26日)において整理された。
  - ※「第25回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2018年3月5日) 資料4 参考資料」参照
- また、容量市場開設前の供給力確保策として、特別調達電源の仕組みに加え、稀頻度リスク対応分を電源 I ' 公募にて調達することにより、「容量市場早期開設」を実施せず、安定供給を維持することが整理された。
- そのため、**電源 I ' 必要量は稀頻度リスク分としてH3需要の1%を織り込んで算定することとする。**
  - ※必要供給力の費用負担については、引き続き、国の審議会にて議論いただくこととした。

- 電源 I ' 必要量は、夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定する。 **赤字個所 ; 2020年度向けとの差異**

$$\text{電源 I '} = \text{厳気象 H 1 需要} \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$$

$$- \{ (\text{最大3日平均電力} \times 101\% + \text{電源 I 必要量}) \times (1 - \text{計画外停止率}) - \text{稀頻度リスク分} \}$$

- ただし、最大3日平均電力（以下、「H3需要」という）が最大ではない季節（夏季最大のエリアの場合は冬季、冬季最大のエリアの場合は夏季）については、以下のとおり算定する。
  - a. H3需要が最大となる季節のH3需要×101%に対して夏季と冬季の供給力の差を考慮して供給力を評価する。
  - b. 評価した供給力が当該季節のH3需要×101%を上回る場合は、上式の「最大3日平均電力×101%」をその値に置き換える。
  - c. 夏季と冬季の供給力の差は、以下の点を考慮して評価する。
    - (a) 計画停止量の差
    - (b) 再エネ（太陽光発電、風力発電、一般水力）および揚水の供給力の差  
※調整係数を用いる
    - (c) ガスタービン発電設備の供給力の差
- 夏季は8月、冬季は1月を対象として算定することを基本とする。その他の月に需給状況が厳しくなる恐れがある場合には考慮することとし、他の月を対象にした場合は、当該一般送配電事業者がその説明を行う。

■ 上式の各値は以下による。

赤字箇所 ; 2020年度向けとの差異

- a. 廠気象 H 1 需要は国の電力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。
- b. 最大需要発生~~の不等時性を考慮した~~需要減少率として以下の値を用いる。
  - 東京 : 夏季 2.43%、冬季 2.64%
  - 北海道・東北・中部・北陸・関西・中国・四国・九州 : 夏季2.60%、冬季2.64%
  - 東京エリアの夏季において、中西エリアからの供給力移動できる量として、10万kWを電源 I ' の募集量から控除する。
- c. 廠気象 H 1 需要に対する必要予備率は電力需給検証小委員会の考え方を準用して 3 %とする。
- d. 最大3日平均電力 (H 3 需要) については、以下の需要を用いる。
  - H3需要については2020年度供給計画の第2年度の想定需要を用いることを原則とする。
  - ~~「第2年度における冬季のH3需要を供給計画において算出していないエリアについては、第1年度の想定需要をもとにして夏季の想定需要の推移を踏まえた補正等を行い、冬季のH3需要を算出する。」~~
  - ※削除。供給計画で第2年度における冬季のH3需要を算出しているため。
  - 2021年度供給計画の第1年度における想定需要が著しく増加する場合、H3需要を2021年度供給計画の第1年度における想定需要に置き換える。
- e. 計画段階から実運用段階で見込めなくなる供給力を評価するための計画外停止率として、火力発電の計画外停止率2.6%を用いる。
- f. 稀頻度リスク分は、H3需要が最大となる季節のH3需要の1%とする。
  - ※北海道などエリアの特殊性がある場合は、それを考慮する。

■ 沖縄エリアは単独系統であることから、需要減少率は0%とし、稀頻度リスク分、エリア内単機最大ユニット分を考慮する。

---

以降、参考資料

参考 1. 電源 I の上げ調整力必要量算出バックデータおよび参考資料

参考 2. 電源 I ' 必要量算出バックデータおよび参考資料

# H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～2019年度と2018年度のデータによる算定結果～

- 今回算定した2019年度データと、昨年度算定した2018年度データの算定結果を比較すると、おおむね2019年度は低くなっている。これはFIT特例制度①③の予測値を前々日・前日から再エネのGC時点予測値に変更したことにより、再エネ予測誤差の2σ値が小さくなったことによると考えられる。
- エリア別で見ると、東北、北陸エリアでは2018年度の結果と比べてむしろ大きくなる傾向となっている。東北については、再エネは他エリアと同様小さくなっているが、小売需要予測誤差がそれと同等もしくは以上に大きくなっていることによると考えられる。北陸は再エネ予測が前々日・前日からGC時点になっても予測誤差の2σ値がほぼ変わらなかったことによると考えられる。
- ケース2・4において、昨年と比較し大きくなっているところもあれば小さくなっているところもある。

## 2019年度データと2018年度データによる算定結果の差異

	対象日	対象J7	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
ケース1	365日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	▲ 1.1	0.0	▲ 1.0	▲ 1.6	▲ 0.6	▲ 0.9	▲ 1.7	▲ 4.3	▲ 2.1	▲ 1.5
ケース2	365日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	▲ 1.8	1.8	▲ 0.2	0.3	0.4	0.5	0.5	▲ 4.2	0.4	▲ 0.3
ケース3	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> の95%以上	▲ 2.6	0.6	0.7	▲ 1.3	0.1	1.0	▲ 3.4	▲ 3.2	0.4	▲ 0.9
ケース4	各月の残余需要が高い3日	ピーク <sup>※1</sup> 2コマ	▲ 0.3	1.1	0.6	0.8	3.0	1.9	0.8	2.0	2.3	1.4
【参考】	365日	全時間帯	▲ 0.9	0.0	▲ 1.6	▲ 1.7	0.1	▲ 1.0	▲ 2.2	▲ 3.3	▲ 2.9	▲ 1.5

※1 残余需要ピーク

■ 電源脱落に対応する量は、各エリアで分担することができるため、50Hz及び60Hz毎の同一周波数連系系統の単機最大ユニット容量を同一周波数連系系統の各エリアの系統容量※をもとに按分した量とする。

※ 系統容量は供給計画の当該年度による

(参考) 同一周波数系統における単機最大ユニット容量 (2020年度供給計画 (第2年度) で計上されたユニットでの試算例)

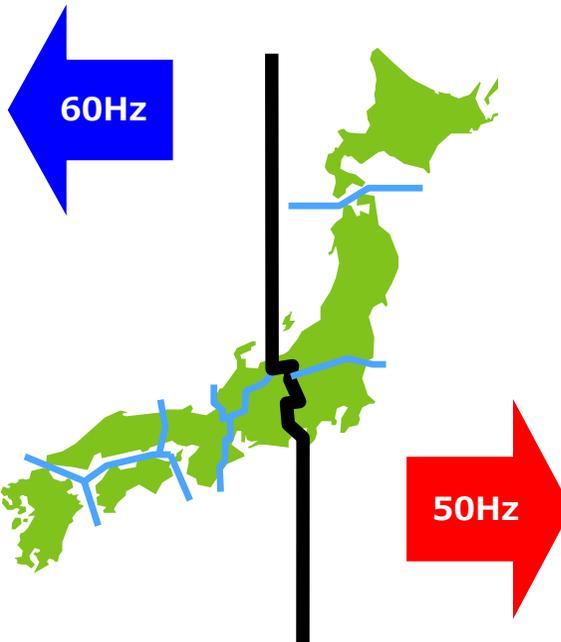
### 【60Hz地域】

系統容量 : 8,690万kW

単機最大ユニット容量 : 118万8千kW

系統容量に占める割合 : 1.37 %

60Hz地域	単機最大ユニット容量
中部エリア	118万8千kW
北陸エリア	70万kW
関西エリア	118万kW
中国エリア	100万kW
四国エリア	105万kW
九州エリア	118万kW



50Hz地域	単機最大ユニット容量
北海道エリア	70万kW
東北エリア	100万kW
東京エリア	100万kW

### 【50Hz地域】※1

系統容量 : 7,079万1千kW

単機最大ユニット容量 : 100万kW

系統容量に占める割合 : 1.42 %

系統容量は2020年度供給計画における当該年度見通しより

※1 : 北海道本州間連系設備は、緊急時AFC等を考慮

電源脱落の試算においては  
2020年度供給計画の当該年度見通しより

(参考) ケース1における上げ調整力必要量の内訳  
 -2019年度のデータによる算定結果-

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	6.4	5.4	2.9	3.9	3.7	3.7	4.9	5.2	4.0	4.5
(ii) 時間内変動	3.0	2.2	1.8	2.2	2.4	2.1	3.4	2.4	2.6	2.5
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	10.8	9.0	6.0	7.5	7.5	7.2	9.7	9.1	8.0	8.3
【参考】ゼロ点補正量	0.3	▲1.2	▲0.0	▲0.6	0.2	▲0.4	▲0.4	▲1.8	▲1.0	▲0.5

予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	5.5	4.4	2.8	2.8	2.8	3.3	4.3	3.8	3.0	3.6
(v) 再エネ予測誤差 <sup>※2,3</sup>	2.1	2.6	1.2	2.4	2.6	1.4	2.1	4.0	2.3	2.3

- ※ 2019年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「再エネ予測値 - 再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース2における上げ調整力必要量の内訳  
 -2019年度のデータによる算定結果-

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	5.5	5.0	2.7	3.9	3.8	3.6	5.3	4.4	3.6	4.2
(ii) 時間内変動	2.5	2.9	1.3	2.3	2.1	2.1	3.4	2.0	2.6	2.4
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	9.4	9.3	5.4	7.6	7.4	7.1	10.1	7.8	7.6	8.0
【参考】ゼロ点補正量	0.3	▲1.3	▲0.1	▲0.6	0.4	▲0.3	▲0.2	▲1.7	▲1.0	▲0.5

予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	5.1	4.1	2.9	2.7	2.8	2.9	4.3	3.6	2.9	3.5
(v) 再エネ予測誤差 <sup>※2,3</sup>	1.4	2.1	0.9	2.5	2.5	1.1	2.4	3.2	2.1	2.0

- ※ 2019年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「再エネ予測値 - 再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース3における上げ調整力必要量の内訳  
 -2019年度のデータによる算定結果-

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	6.0	5.6	3.2	4.1	4.7	4.4	5.2	6.7	4.8	5.0
(ii) 時間内変動	2.5	2.0	1.9	2.0	2.5	2.3	3.3	2.5	2.7	2.4
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	9.8	8.9	6.5	7.5	8.6	8.0	9.9	10.6	8.9	8.8
【参考】ゼロ点補正量	1.6	▲0.5	0.6	▲0.0	0.6	0.7	1.2	▲1.2	▲0.7	0.2

予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	3.9	4.3	3.3	3.3	4.0	4.1	4.5	4.7	3.6	4.0
(v) 再エネ予測誤差 <sup>※2,3</sup>	2.9	2.5	1.2	3.0	2.4	1.8	3.4	5.0	2.3	2.7

- ※ 2019年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「再エネ予測値 - 再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

(参考) ケース4における上げ調整力必要量の内訳  
 -2019年度のデータによる算定結果-

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	6.1	4.7	3.6	4.3	5.8	4.0	5.0	8.8	3.8	5.1
(ii) 時間内変動	2.5	1.6	1.1	1.5	1.7	1.8	3.1	2.1	2.8	2.0
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	9.9	7.7	6.1	7.1	8.9	7.2	9.5	12.3	8.0	8.5
【参考】ゼロ点補正量	1.8	▲0.2	0.8	0.1	1.0	0.7	1.3	▲1.1	▲0.7	0.4

予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	4.2	4.3	3.3	3.3	3.9	4.1	4.4	4.9	3.6	4.0
(v) 再エネ予測誤差 <sup>※2,3</sup>	2.7	1.7	1.4	3.3	2.5	1.0	3.4	5.3	2.0	2.6

- ※ 2019年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「再エネ予測値 - 再エネ実績値」の +2σ相当値を記載

内訳	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(i) 残余需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	6.6	5.3	2.9	3.1	3.6	3.1	5.0	6.4	5.5	4.6
(ii) 時間内変動	4.0	3.3	2.5	3.5	3.7	2.9	4.3	4.0	4.0	3.6
(iii) 電源脱落(直後)	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合計 (i) + (ii) + (iii)	12.0	10.0	6.7	8.0	8.7	7.5	10.7	11.8	11.0	9.6
【参考】ゼロ点補正量	▲0.1	▲0.8	▲0.0	▲0.5	0.1	▲0.4	▲0.6	▲1.3	▲1.3	▲0.5

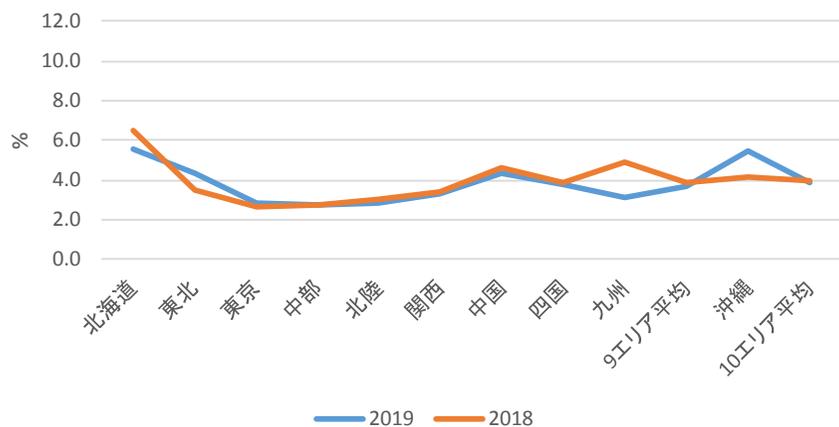
予測誤差	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	9エリア 単純平均
(iv) 小売需要予測誤差 <sup>※1,2</sup>	5.5	4.2	2.5	2.6	2.8	2.9	4.3	3.9	3.4	3.6
(v) 再エネ予測誤差 <sup>※2,3</sup>	2.5	2.9	1.5	2.2	2.5	1.2	2.8	4.8	4.3	2.7

- ※ 2019年度供給計画第1年度のエリアごとのH3需要に対する%値
- ※ 四捨五入の関係で上記2表の数値の小数点第1位が合わないことがある
- ※1 ゼロ点補正ありの数値を記載
- ※2 不等時性から、(iv) + (v) が (i) と一致しない
- ※3 「再エネ予測値 - 再エネ実績値」の+2σ相当値を記載

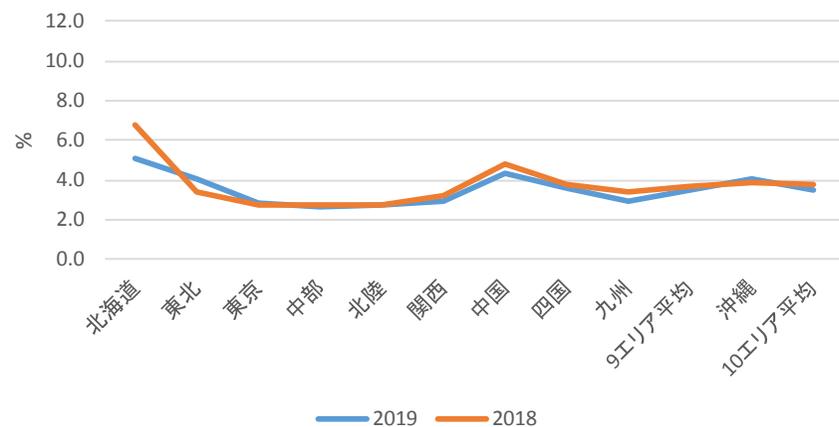
小売需要予測誤差については、昨年度(2018年度)と今年度(2019年度)で大きな変化は見られなかった。

<小売需要予測誤差>

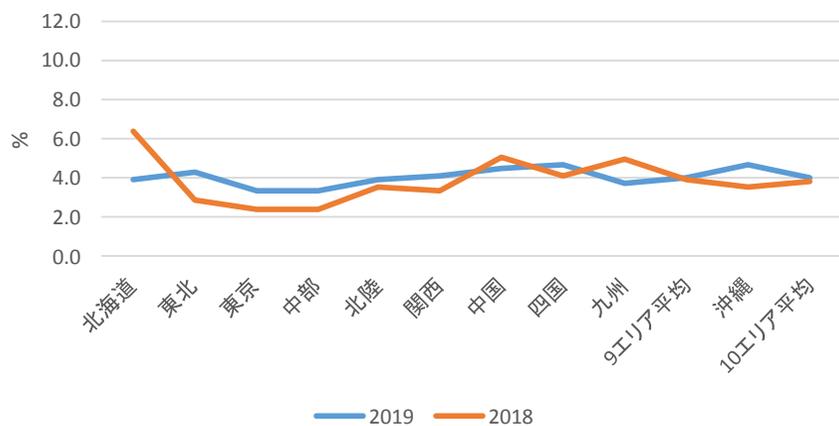
ケース1



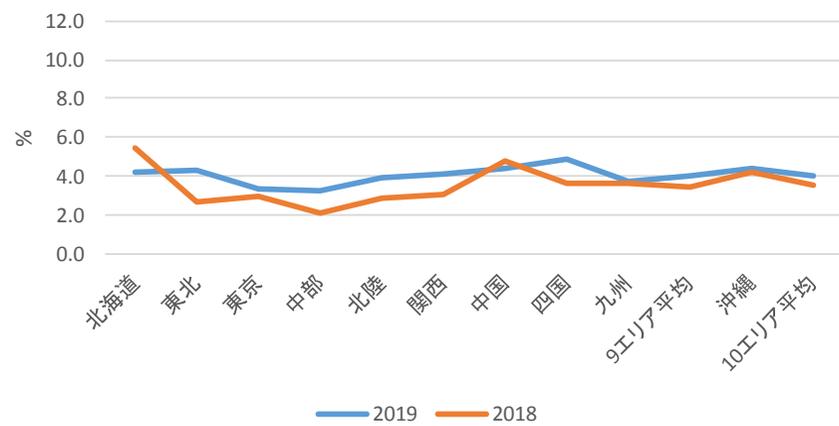
ケース2



ケース3

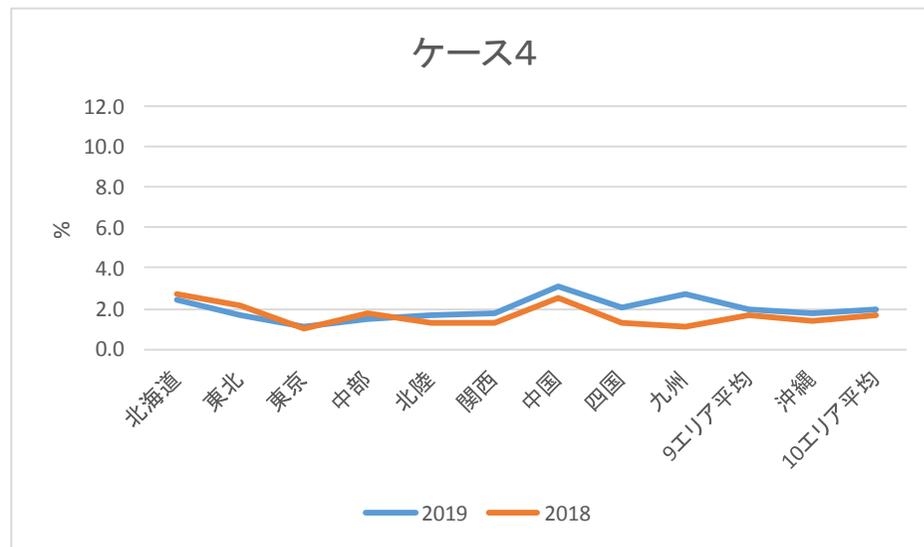
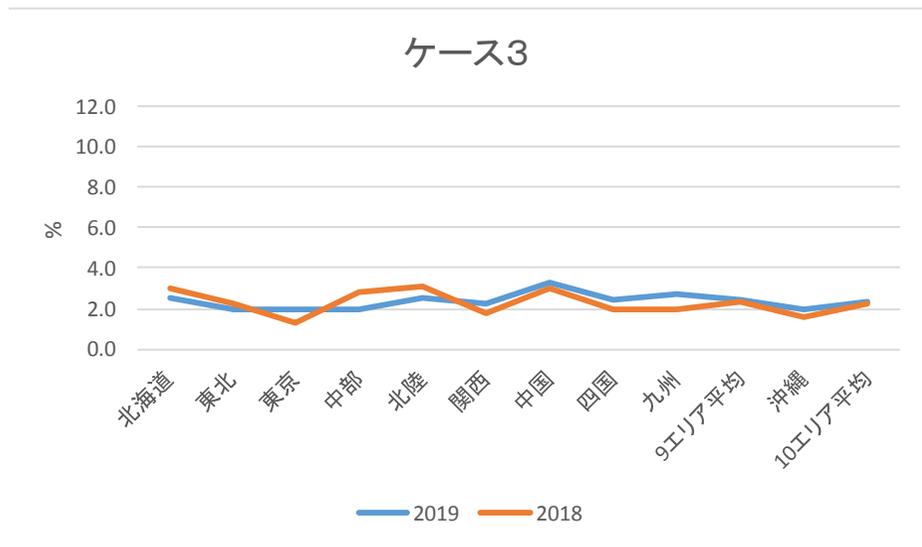
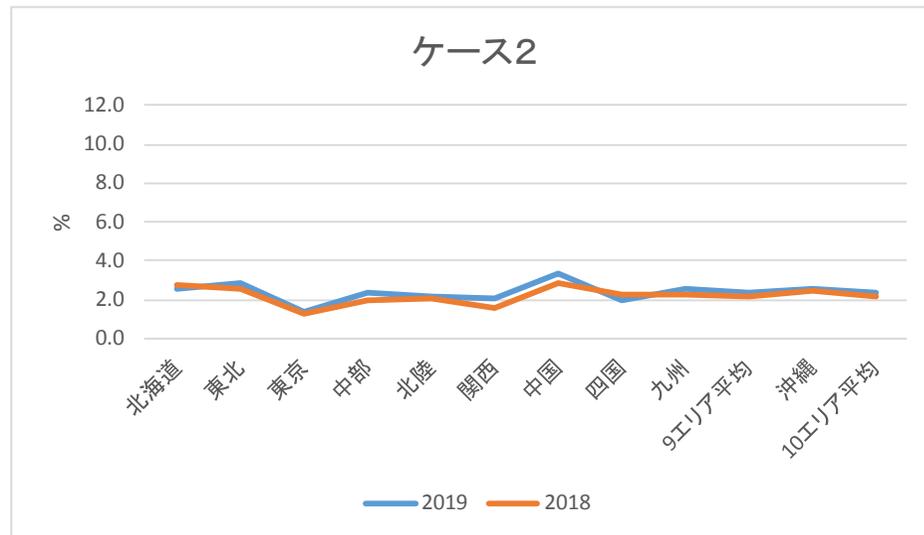
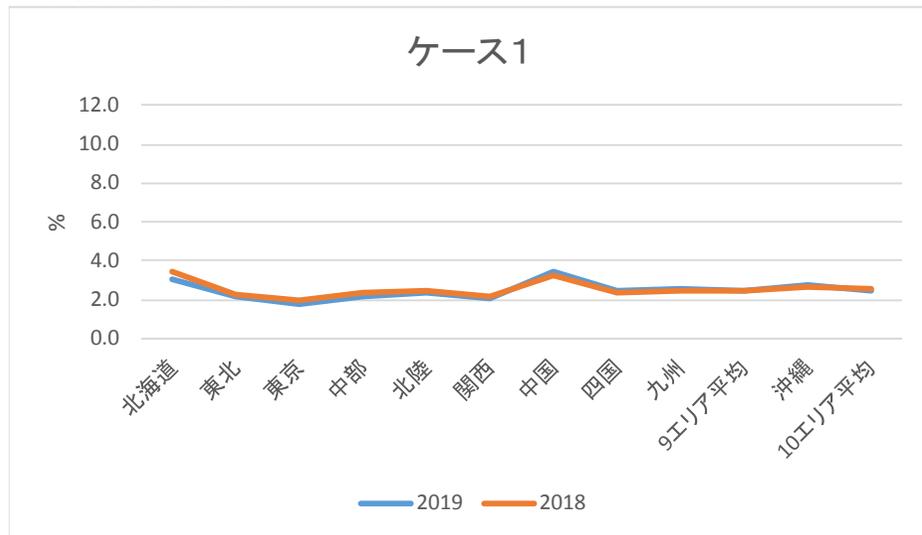


ケース4



■ 時間内変動は、昨年度と今年度にて大きな変化は見られなかった。

<時間内変動>



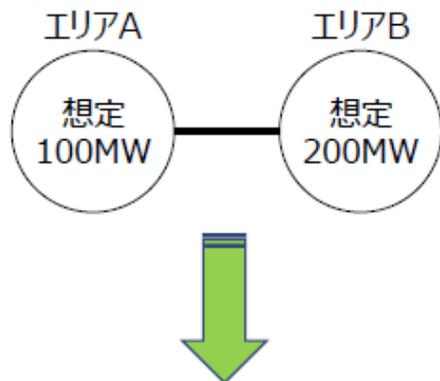
参考 1. 電源 I の上げ調整力必要量算出バックデータおよび参考資料

参考 2. 電源 I ' 必要量算出バックデータおよび参考資料

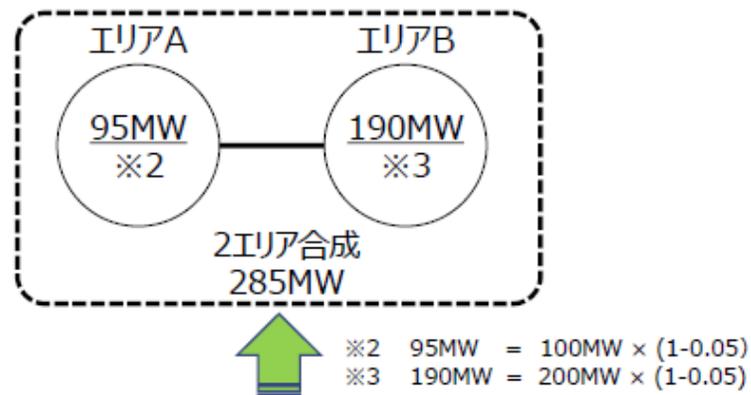
(参考) 不等時性考慮のイメージ

50

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定

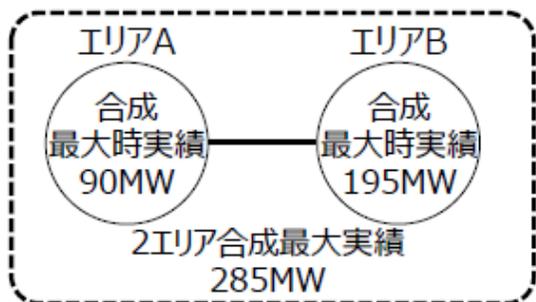


【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を算出  
⇒ 各エリアの厳気象H1需要に (1-需要減少率) を乗じて算出



【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



※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

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

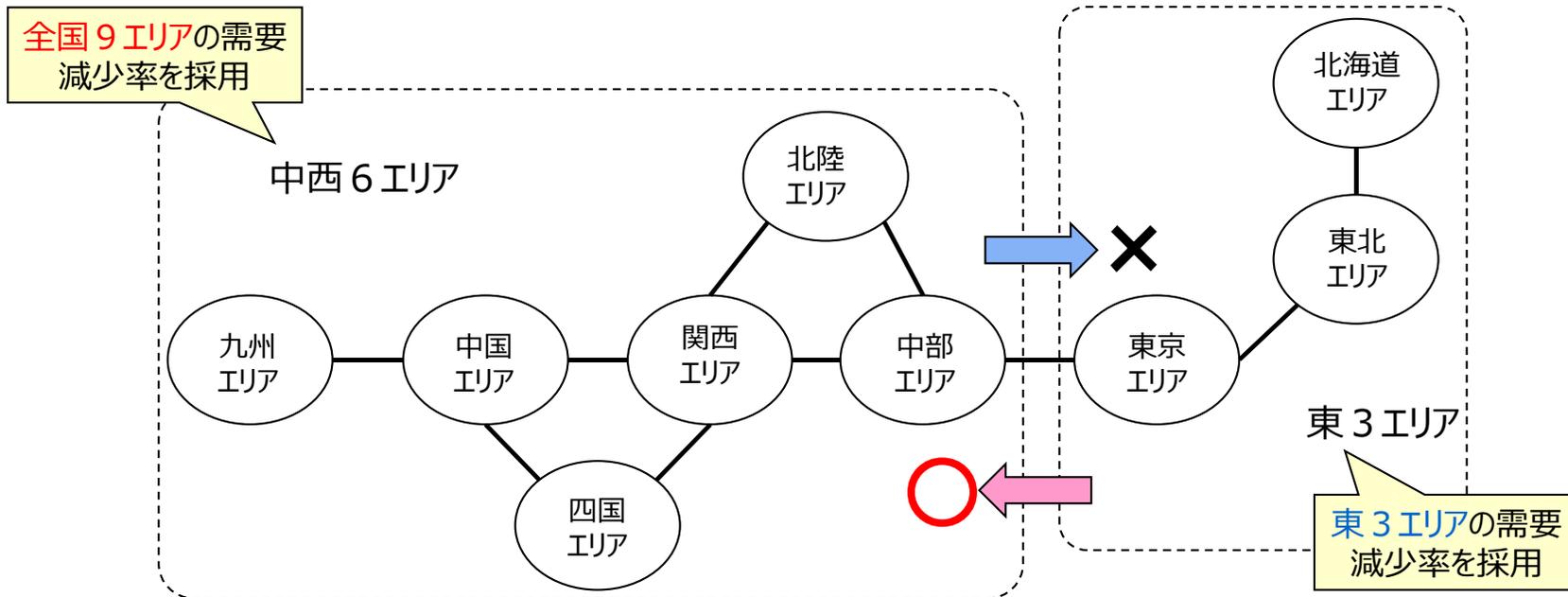
※ エリアA単独の最大需要実績は100MW  
エリアB単独の最大需要実績は200MW

### 不等時性を考慮するブロックの考え方 (2)

51

- 例えば、東3エリア（北海道・東北・東京）と中西6エリア（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）間で考えた場合、中西6エリア→東3エリアには必要な供給力を移動できるだけの空容量がないが、東3エリア→中西6エリアには必要な供給力を移動できるだけの空容量がある場合、中西6エリアは東3エリアからの供給力移動に期待できることから全国9エリアで不等時性を考慮し、東3エリアは中西6エリアからの供給力移動に期待できないことから東3エリアで不等時性を考慮するといったことが考えられるのではないかと。

※現状の需給検証の方法においては、上記のように連系線の空容量が不足した場合、東3エリアと中西6エリアを分けて、それぞれのブロックで不等時性を考慮することとしている。



## 不等時性を考慮するブロック分けのための各エリアの供給力の考え方

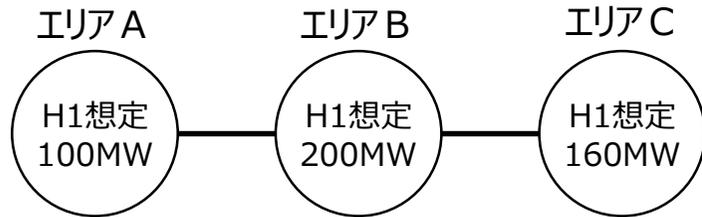
57

- 供給力を移動できるためには、連系線に空容量があるとともに、自エリアで必要な予備力を確保したうえで、他エリアに移動できるだけの余力があることが必要になる。
- 電源 I' の公募調達を通じて、少なくとも各エリアで需要減少率を考慮した需要に対して 3% の予備力を確保できるだけの供給力を確保していることを前提として、エリアの供給力の過不足を計算することでどうか。
- 具体的には、以下のように各エリアの供給力の過不足を計算し、空容量の範囲内で移動できるかを評価することでどうか。
  - 1つのエリアが厳気象 H 1 需要になると想定する。
  - 不等時性を考慮するブロックの合成需要は「厳気象 H 1 需要の合計 × (1 - 需要減少率)」となることから、ブロック内のエリアの需要の合計が合うように、厳気象 H 1 需要になったエリア以外の需要を、厳気象 H 1 需要の比率で按分して設定する。
  - この需要に対して 3% の予備力を確保することを基準として各エリアの供給力の過不足を評価し、この過不足分をもとに各連系線に流れる潮流を計算する。
  - 各エリアが厳気象 H 1 需要になるケースをそれぞれ計算し、連系線潮流が空容量の範囲内に収まるかどうかでブロック分けを決定する。

出所) 第40回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会(2019年6月14日) 資料2  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019\\_chousei\\_jukyu\\_40\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2019/2019_chousei_jukyu_40_haifu.html)

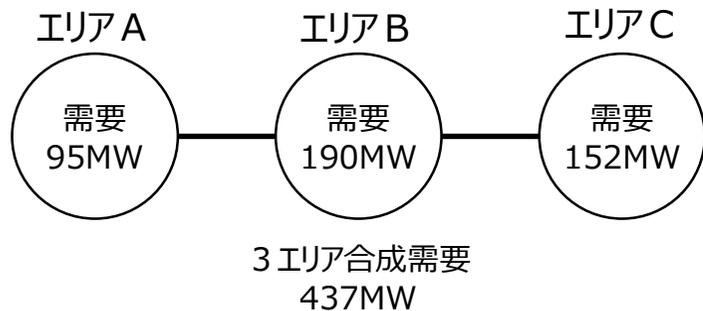
■ 具体的な手順は以下のとおり。

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定

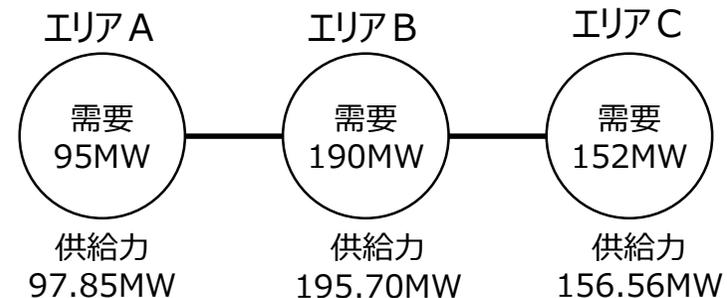


【ステップ2】不等時性を考慮した厳気象H1需要を想定  
→ 厳気象H1需要 × (1 - 需要減少率)

※ 需要減少率が0.05の場合のイメージ

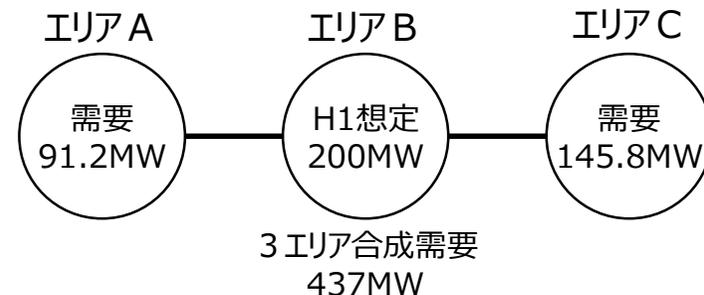


【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要に対して  
3%の予備力を確保できる供給力を想定  
→ 厳気象H1需要 × (1 - 需要減少率) × 103%

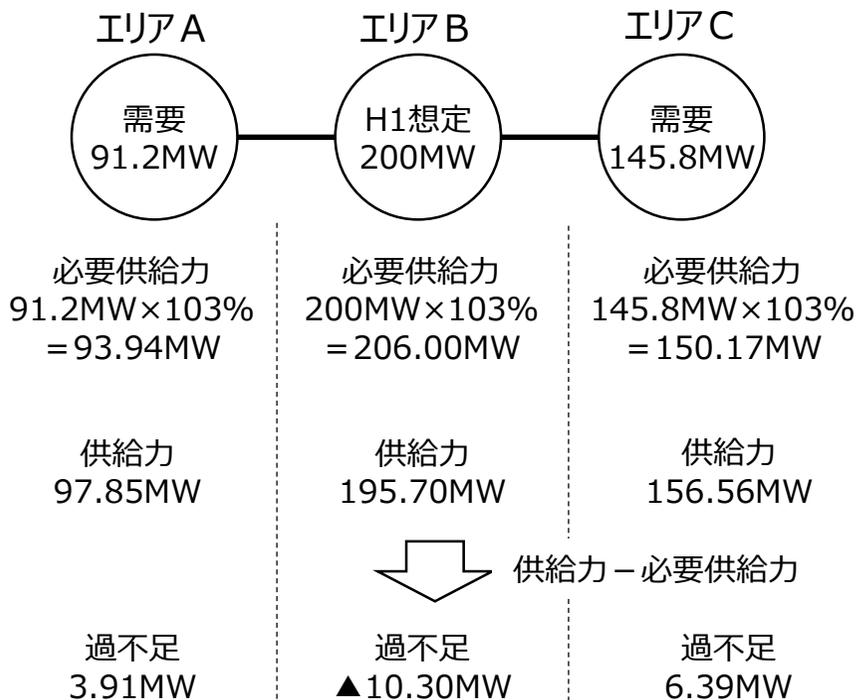


【ステップ4】1つのエリアの需要を厳気象H1需要とし、残りのエリアの需要を厳気象H1需要の比率で按分して設定  
→ (不等時性を考慮した合成需要 - エリアBの厳気象H1需要) × エリアA (またはC) の厳気象H1需要 ÷ (エリアAとエリアCの厳気象H1需要の合計)

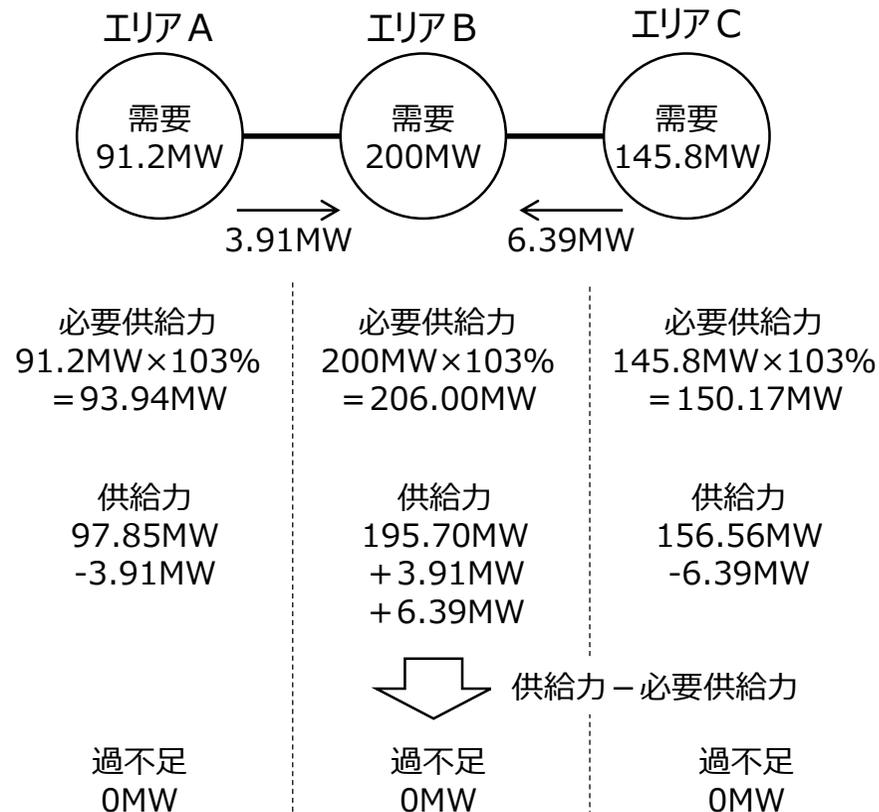
※ エリアBを厳気象H1需要とした場合のイメージ



【ステップ5】ステップ4で設定した需要に対する予備率3%確保を基準として、ステップ3で想定した供給力の過不足を計算

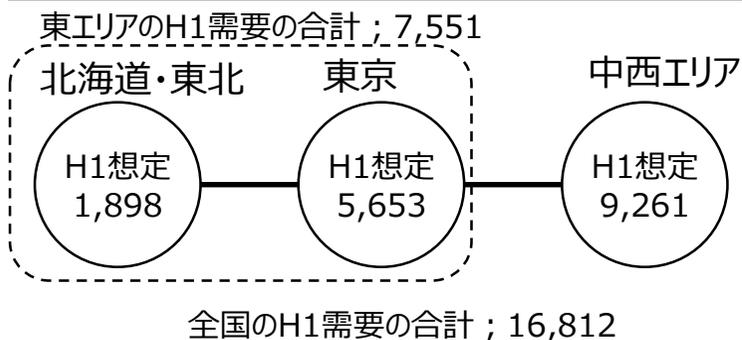


【ステップ6】ステップ5で計算した余力を不足エリアに流した場合の連系線潮流を計算



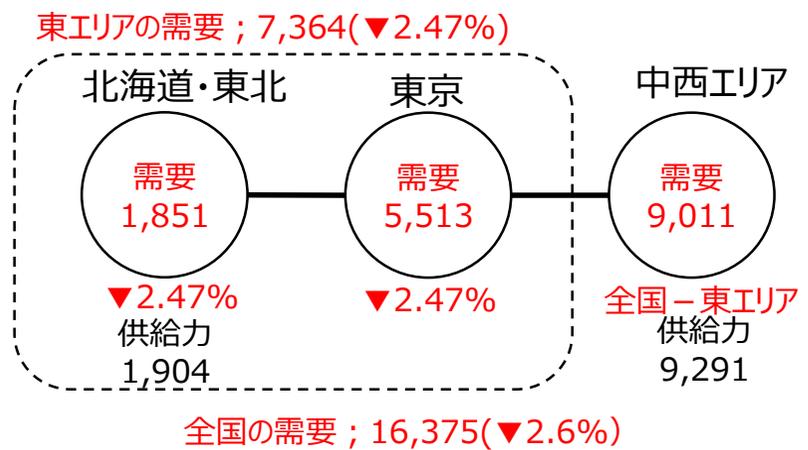
【ステップ7】エリアA、エリアCを厳気象H1需要としてステップ4～ステップ6を計算。ステップ6で計算した連系線潮流の最大値が空容量の範囲内に収まるかを確認。

【ステップ1】各エリアの厳気象H1需要を想定

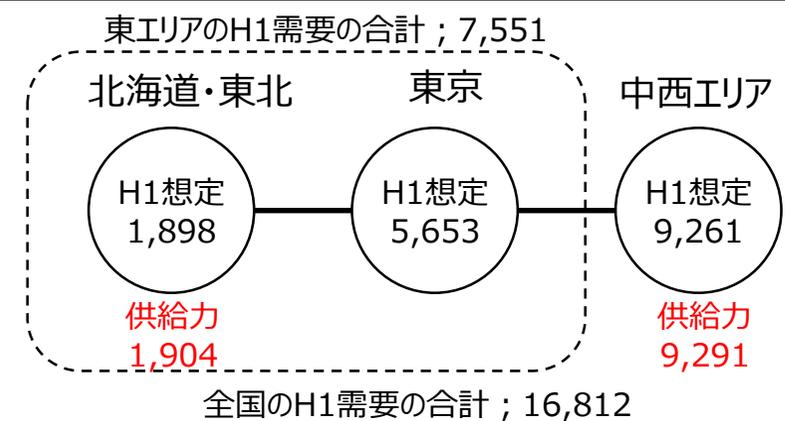


※東京—中部間の連系線が分断しているとして計算

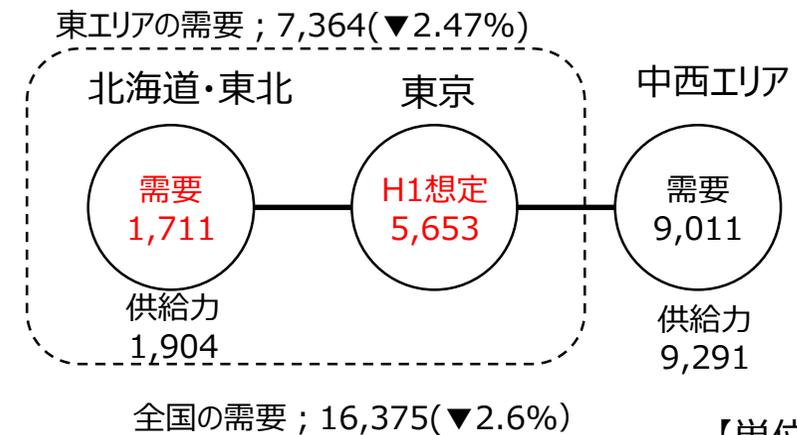
【ステップ3】不等時性を考慮した厳気象H1需要を想定  
→厳気象H1需要×(1-需要減少率)



【ステップ2】北海道・東北エリア、中西エリアが保持している供給力を想定。  
⇒厳気象H1需要×(1-全国需要減少率2.6%)×1.03  
※東京H1以外は連系線分断なしのため全国需要減少率を用いる

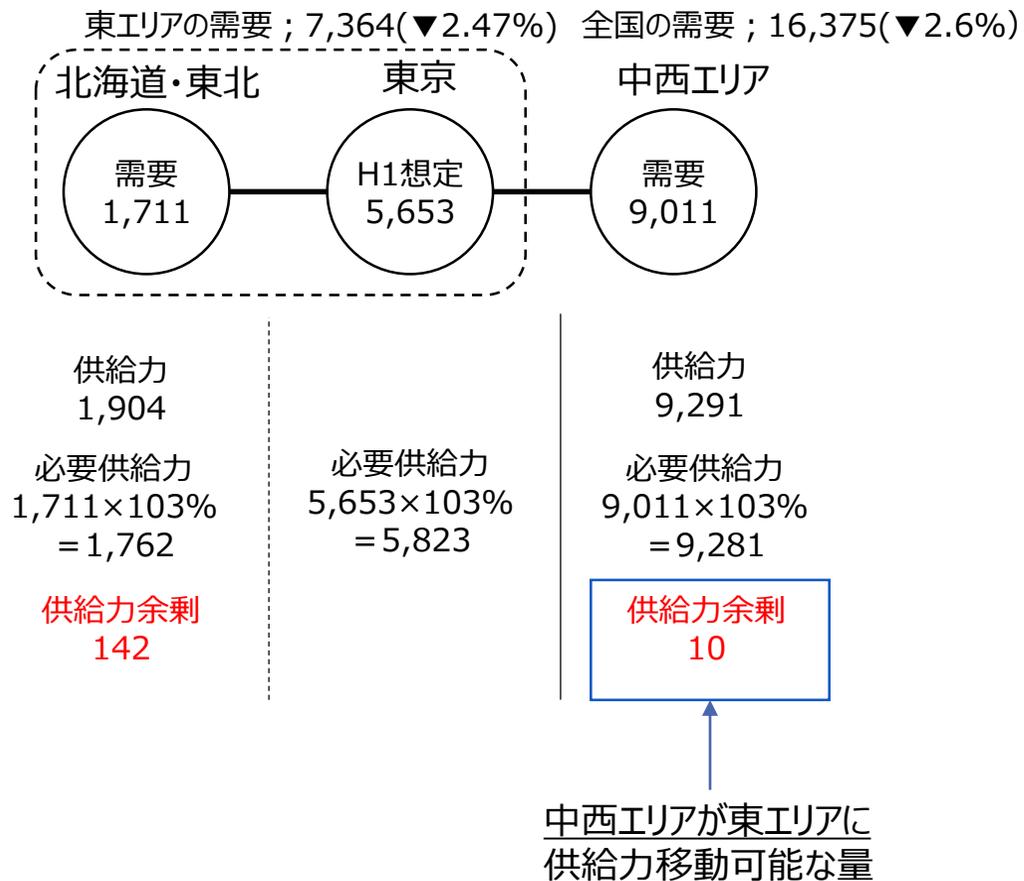


【ステップ4】東京を厳気象H1需要の想定に変更。  
北海道・東北エリアをその需要増加分減少。

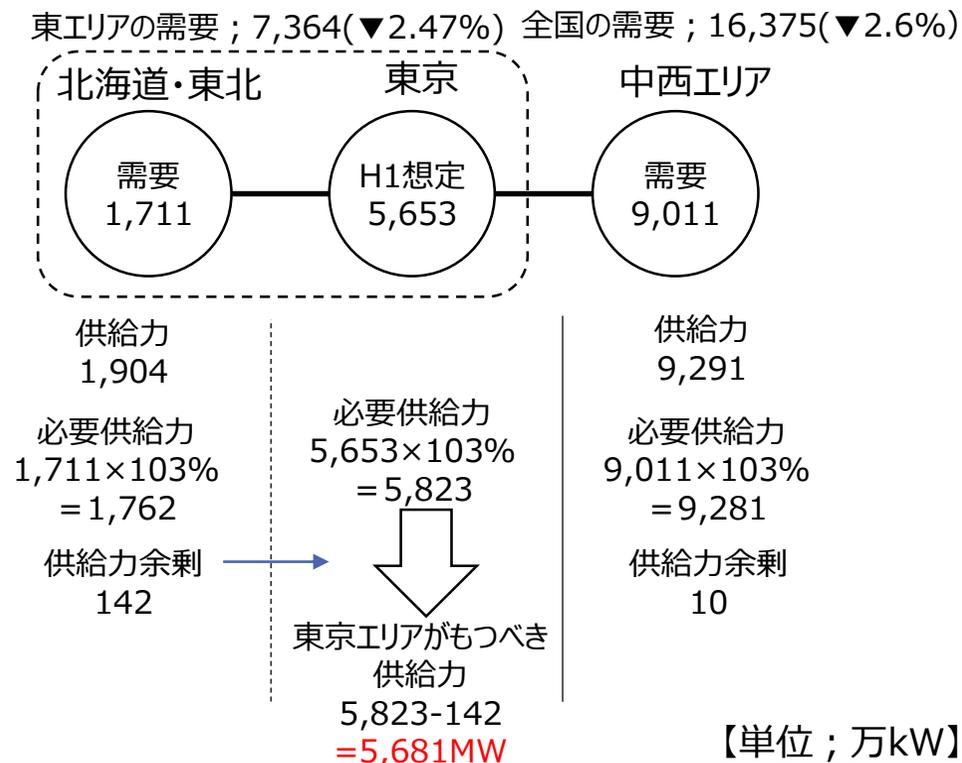


【単位 ; 万kW】

【ステップ5】ステップ4で設定した需要に対する予備率3%確保を基準として、北海道・東北エリアと中西エリアのステップ2で想定した供給力の余剰を計算



【ステップ6】東北・北海道エリアの供給力余剰を東京エリアに移動したとし、東京エリアがもつべき供給力を算出。



【ステップ7】東京が持つべき供給力から、需要減少率を逆算する。  
 供給力 = 厳気象 H 1 需要 × (1 - 需要減少率) × 103%  
 $5,681 = 5,653 \times (1 - \text{需要減少率}) \times 103\%$   
**東京の需要減少率 = 2.43%**

【東京を除く8エリアのうち、いずれかのエリアで夏季H1需要が発生したときの連系線想定潮流最大値】(単位：万kW)

連系線	北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
空容量	55.7	34.5	274.2	516.2	268.0	32.0	42.4	38.2	134.7	165.8	250.6	103.8	301.4	397.6	272.2	7.8	134.3	105.7	189.5	75.5
8エリア最大潮流	2.4	11.9	10.4	37.8	41.4	23.4	8.7	2.6	2.9	5.2	55.7	30.2	39.6	15.0	11.7	2.9	2.4	1.5	44.4	9.1

【東京エリアで夏季H1需要が発生したときの連系線想定潮流値】

連系線	北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
空容量	55.7	34.5	274.2	516.2	268.0	32.0	42.4	38.2	134.7	165.8	250.6	103.8	301.4	397.6	272.2	7.8	134.3	105.7	189.5	75.5
東京H1時潮流	6.1	0.0	25.7	0.0	0.0	125.6	0.0	7.1	0.0	0.0	0.0	83.1	0.0	37.2	0.0	7.1	0.0	0.0	0.0	22.5

	需要想定	厳気象H1需要	9エリア不等時性
北海道		446	434
東北		1,452	1,414
東京		5,653	5,506
中部		2,612	2,544
北陸		520	506
関西		2,857	2,783
中国		1,088	1,060
四国		527	513
九州		1,657	1,614
合計		16,812	16,375

(単位：万kW)

(需要減少率)  
 ・9エリア：2.60%  
 ・東3エリア：2.47%

※厳気象H1需要は  
 2020年度夏季の需要見通し  
 (電力需給検証報告書  
 (2020年5月)による)

【東京を除く8エリアのうち、いずれかのエリアで冬季H1需要が発生したときの連系線想定潮流最大値】 (単位：万kW)

連系線	北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
空容量	73.1	35.7	218.1	528.8	233.3	25.9	30	30	165.8	184.2	233.3	123.7	311.9	382.1	272.2	7.8	144.1	95.9	158.8	142.3
8エリア最大潮流	2.8	14.7	10.5	38.2	38.3	23.7	9.1	2.5	2.8	5.4	50.8	27.5	38.2	14.1	11.4	2.7	2.4	1.5	43.0	88.3

【東京エリアで冬季H1需要が発生したときの連系線想定潮流値】

(単位：万kW)

連系線	北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
空容量	73.1	35.7	218.1	528.8	233.3	25.9	30	30	165.8	184.2	233.3	123.7	311.9	382.1	272.2	7.8	144.1	95.9	158.8	142.3
東京H1時潮流	7.3	0.0	27.0	0.0	0.0	117.5	0.0	7.2	0.0	0.0	0.0	78.1	0.0	36.3	0.0	6.8	0.0	0.0	0.0	21.3

	需要想定	厳気象H1需要	9エリア不等時性
北海道		541	527
東北		1,459	1,420
東京		5,313	5,173
中部		2,383	2,320
北陸		535	521
関西		2,587	2,519
中国		1,108	1,079
四国		507	494
九州		1,581	1,539
合計		16,014	15,591

(単位：万kW)

(需要減少率)  
 ・9エリア：2.64%  
 ・東3エリア：2.79%

※厳気象H1需要は2020年度冬季の需要見通し  
 (第49回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会  
 (資料3 2020～2029年度を対象とした  
 電源入札等の検討開始の要否について(案)による)

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～北海道エリアH1需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	北海道H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	446	▲ 11.9																			
東北	1,413	1.1		1.1																	
東京	5,502	4.1		4.1	4.1																
中部	2,542	1.9		1.9	1.9	1.9															
北陸	506	0.4		0.4	0.4	0.4	0.4		0.4												
関西	2,781	2.1		2.1	2.1	2.1	2.1						2.1								
中国	1,059	0.8		0.8	0.8	0.8	0.8						0.8	0.8							
四国	513	0.4		0.4	0.4	0.4	0.4						0.4				0.4				
九州	1,613	1.2		1.2	1.2	1.2	1.2						1.2	1.2							1.2
合計				11.9	10.9	6.8	0.4						4.5	2.0		0.4					1.2

冬季	北海道H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	541	▲ 14.7																			
東北	1,419	1.4		1.4																	
東京	5,168	5.1		5.1	5.1																
中部	2,317	2.3		2.3	2.3	2.3															
北陸	520	0.5		0.5	0.5	0.5	0.5		0.5												
関西	2,516	2.5		2.5	2.5	2.5	2.5						2.5								
中国	1,078	1.1		1.1	1.1	1.1	1.1						1.1	1.1							
四国	493	0.5		0.5	0.5	0.5	0.5						0.5				0.5				
九州	1,538	1.5		1.5	1.5	1.5	1.5						1.5	1.5							1.5
合計				14.7	13.3	8.3	0.5						5.5	2.6		0.5					1.5

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～東北エリアH1需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	東北H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	433	1.1	1.1																		
東北	1,452	▲ 38.9																			
東京	5,492	14.3				14.3															
中部	2,538	6.6				6.6	6.6														
北陸	505	1.3				1.3	1.3	1.3													
関西	2,776	7.2				7.2	7.2						7.2								
中国	1,057	2.8				2.8	2.8						2.8	2.8							
四国	512	1.3				1.3	1.3						1.3				1.3				
九州	1,610	4.2				4.2	4.2						4.2	4.2							4.2
合計			1.1			37.8	23.4	1.3					15.5	6.9		1.3					4.2

冬季	東北H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	525	1.5	1.5																		
東北	1,459	▲ 39.7																			
東京	5,159	14.5				14.5															
中部	2,313	6.5				6.5	6.5														
北陸	519	1.5				1.5	1.5	1.5													
関西	2,512	7.1				7.1	7.1						7.1								
中国	1,076	3.0				3.0	3.0						3.0	3.0							
四国	492	1.4				1.4	1.4						1.4				1.4				
九州	1,535	4.3				4.3	4.3						4.3	4.3							4.3
合計			1.5			38.2	23.7	1.5					15.8	7.3		1.4					4.3

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～東京エリアH1 需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	東京H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	429	6.1	6.1		6.1																
東北	1,395	19.7			19.7																
東京	5,653	▲ 151.4																			
中部	2,510	35.4						35.4													
北陸	500	7.1						7.1	7.1												
関西	2,745	38.8						38.8						38.8							
中国	1,045	14.8						14.8						14.8	14.8						
四国	506	7.1						7.1						7.1			7.1				
九州	1,592	22.5						22.5						22.5	22.5						22.5
合計			6.1		25.7	0.0		125.6		7.1				83.1	37.2		7.1				22.5

FC空容量32.0万kW超過

125.6

冬季	東京H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	520	7.3	7.3		7.3																
東北	1,401	19.7			19.7																
東京	5,313	▲ 144.5																			
中部	2,288	32.2						32.2													
北陸	514	7.2						7.2	7.2												
関西	2,485	34.9						34.9						34.9							
中国	1,065	15.0						15.0						15.0	15.0						
四国	487	6.8						6.8						6.8			6.8				
九州	1,519	21.3						21.3						21.3	21.3						21.3
合計			7.3		27.0	0.0		117.5		7.2				78.1	36.3		6.8				21.3

FC空容量25.9万kW超過

117.5

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～中部エリアH1 需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	中部H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	432	2.2	2.2		2.2		2.2														
東北	1,407	7.2			7.2		7.2														
東京	5,479	27.8					27.8														
中部	2,612	▲ 69.9																			
北陸	504	2.6								2.6											
関西	2,769	14.1											14.1								
中国	1,055	5.4											5.4	5.4							
四国	511	2.6											2.6			2.6					
九州	1,606	8.2											8.2	8.2							8.2
合計			2.2		9.3		37.2			2.6			30.2	13.5		2.6					8.2

冬季	中部H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	524	2.6	2.6		2.6		2.6														
東北	1,414	6.9			6.9		6.9														
東京	5,148	25.3					25.3														
中部	2,383	▲ 64.8																			
北陸	518	2.5								2.5											
関西	2,507	12.3											12.3								
中国	1,074	5.3											5.3	5.3							
四国	491	2.4											2.4			2.4					
九州	1,532	7.5											7.5	7.5							7.5
合計			2.6		9.5		34.8			2.5			27.5	12.8		2.4					7.5

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～北陸エリアH1 需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	北陸H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	434	0.4	0.4		0.4		0.4		0.4												
東北	1,413	1.2			1.2		1.2		1.2												
東京	5,501	4.8					4.8		4.8												
中部	2,542	2.2							2.2												
北陸	520	▲ 13.9																			
関西	2,780	2.4										2.4									
中国	1,059	0.9										0.9			0.9						
四国	513	0.5										0.5					0.5				
九州	1,613	1.4										1.4			1.4						1.4
合計			0.4		1.6		6.5		8.7			5.2			2.3		0.5				1.4

冬季	北陸H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	526	0.5	0.5		0.5		0.5		0.5												
東北	1,419	1.4			1.4		1.4		1.4												
東京	5,168	5.0					5.0		5.0												
中部	2,317	2.2							2.2												
北陸	535	▲ 14.5																			
関西	2,516	2.4										2.4									
中国	1,078	1.0										1.0			1.0						
四国	493	0.5										0.5					0.5				
九州	1,538	1.5										1.5			1.5						1.5
合計			0.5		1.9		6.9		9.1			5.4			2.5		0.5				1.5

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～関西エリアH1需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	関西H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	432	2.4	2.4		2.4		2.4						2.4								
東北	1,407	8.0			8.0		8.0						8.0								
東京	5,476	31.0					31.0						31.0								
中部	2,530	14.3											14.3								
北陸	504	2.9									2.9										
関西	2,857	▲ 76.5																			
中国	1,054	6.0													6.0						
四国	510	2.9															2.9				
九州	1,605	9.1													9.1						9.1
合計			2.4		10.4		41.4				2.9		55.7		15.0		2.9				9.1

冬季	関西H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	中国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	524	2.8	2.8		2.8		2.8						2.8								
東北	1,413	7.6			7.6		7.6						7.6								
東京	5,146	27.8					27.8						27.8								
中部	2,307	12.5											12.5								
北陸	518	2.8									2.8										
関西	2,587	▲ 70.3																			
中国	1,074	5.8													5.8						
四国	491	2.7															2.7				
九州	1,531	8.3													8.3						8.3
合計			2.8		10.5		38.3				2.8		50.8		14.1		2.7				8.3

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～中国エリアH1 需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	中国H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																				
北海道	434	0.8	0.8		0.8		0.8						0.8		0.8							
東北	1,412	2.7			2.7		2.7						2.7		2.7							
東京	5,496	10.5					10.5						10.5		10.5							
中部	2,539	4.8											4.8		4.8							
北陸	506	1.0									1.0				1.0							
関西	2,778	5.3													5.3							
中国	1,088	▲ 29.1																				
四国	512	1.0																			1.0	
九州	1,611	3.1																				3.1
合計			0.8		3.5		14.0				1.0		18.8		25.1						1.0	3.1

冬季	中国H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	中部 ↓ 関西	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																				
北海道	526	1.1	1.1		1.1		1.1						1.1		1.1							
東北	1,418	3.0			3.0		3.0						3.0		3.0							
東京	5,162	10.7					10.7						10.7		10.7							
中部	2,315	4.8											4.8		4.8							
北陸	520	1.1									1.1				1.1							
関西	2,513	5.2													5.2							
中国	1,108	▲ 30.1																				
四国	493	1.0																			1.0	
九州	1,536	3.2																				3.2
合計			1.1		4.0		14.8				1.1		19.6		25.9						1.0	3.2

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～四国エリアH1 需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	四国H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	434	0.4	0.4		0.4		0.4						0.4			0.4					
東北	1,413	1.3			1.3		1.3						1.3			1.3					
東京	5,501	4.9					4.9						4.9			4.9					
中部	2,542	2.3											2.3			2.3					
北陸	506	0.5								0.5						0.5					
関西	2,780	2.5														2.5					
中国	1,059	0.9																	0.9		
四国	527	▲ 14.1																			
九州	1,613	1.4																	1.4		1.4
合計			0.4		1.6		6.5			0.5			8.8			11.7		2.4			1.4

冬季	四国H1		北海道 ↓ 東北	東北 ↓ 北海道	東北 ↓ 東京	東京 ↓ 東北	東京 ↓ 中部	中部 ↓ 東京	中部 ↓ 北陸	北陸 ↓ 中部	北陸 ↓ 関西	関西 ↓ 北陸	関西 ↓ 中部	関西 ↓ 中国	中国 ↓ 関西	関西 ↓ 四国	四国 ↓ 関西	中国 ↓ 四国	四国 ↓ 中国	中国 ↓ 九州	九州 ↓ 中国
	需要	過不足																			
北海道	526	0.5	0.5		0.5		0.5						0.5			0.5					
東北	1,419	1.3			1.3		1.3						1.3			1.3					
東京	5,168	4.7					4.7						4.7			4.7					
中部	2,318	2.1											2.1			2.1					
北陸	520	0.5								0.5						0.5					
関西	2,516	2.3														2.3					
中国	1,078	1.0																	1.0		
四国	507	▲ 13.8																			
九州	1,538	1.4																	1.4		1.4
合計			0.5		1.8		6.5			0.5			8.6			11.4		2.4			1.4

(参考) 不等時性を考慮した評価 ～九州エリアH1 需要の場合～

(単位：万kW)

夏季	九州H1		北海道	東北	東北	東京	東京	中部	中部	北陸	北陸	関西	中部	関西	関西	中国	関西	四国	中国	四国	中国	九州	
	需要	過不足	↓ 東北	↓ 北海道	↓ 東京	↓ 東北	↓ 中部	↓ 東京	↓ 北陸	↓ 中部	↓ 関西	↓ 北陸	↓ 関西	↓ 中部	↓ 中国	↓ 関西	↓ 四国	↓ 関西	↓ 四国	↓ 中国	↓ 中国	↓ 九州	↓ 中国
北海道	433	1.3	1.3		1.3		1.3						1.3		1.3								1.3
東北	1,410	4.3			4.3		4.3						4.3		4.3								4.3
東京	5,490	16.6					16.6						16.6		16.6								16.6
中部	2,537	7.6											7.6		7.6								7.6
北陸	505	1.5									1.5				1.5								1.5
関西	2,775	8.4													8.4								8.4
中国	1,057	3.2																					3.2
四国	512	1.5																				1.5	1.5
九州	1,657	▲ 44.4																					
合計			1.3		5.6		22.1				1.5		29.8		39.6							1.5	44.4

冬季	九州H1		北海道	東北	東北	東京	東京	中部	中部	北陸	北陸	関西	中部	関西	関西	中国	関西	四国	中国	四国	中国	九州	
	需要	過不足	↓ 東北	↓ 北海道	↓ 東京	↓ 東北	↓ 中部	↓ 東京	↓ 北陸	↓ 中部	↓ 関西	↓ 北陸	↓ 関西	↓ 中部	↓ 中国	↓ 関西	↓ 四国	↓ 関西	↓ 四国	↓ 中国	↓ 中国	↓ 九州	↓ 中国
北海道	525	1.6	1.6		1.6		1.6						1.6		1.6								1.6
東北	1,416	4.3			4.3		4.3						4.3		4.3								4.3
東京	5,157	15.8					15.8						15.8		15.8								15.8
中部	2,313	7.1											7.1		7.1								7.1
北陸	519	1.6									1.6				1.6								1.6
関西	2,511	7.7													7.7								7.7
中国	1,076	3.3																					3.3
四国	492	1.5																				1.5	1.5
九州	1,581	▲ 43.0																					
合計			1.6		6.0		21.8				1.6		28.9		38.2							1.5	43.0

## (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<sup>※</sup>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%

※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

## 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 <sup>※1</sup> (万kW)	供給力合計の 実績-想定 <sup>※2</sup> (万kW)
夏季	2018	▲500	+891 (+1,336)
	2017	▲164	+970 (+1,064)
冬季	2017	▲465	▲56 (+143)
	2016	▲304	▲167 (+106)

※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

- 至近5ヶ年（2016～2020年度）の供給計画における火力発電所の補修計画をもとに、エリア別の月ごとの計画停止量を調査した。

※月ごとに計画停止量にバラつきがあることから、7・8月を夏季、1・2月冬季とし、2ヶ月間の平均値をもとに夏季と冬季の計画停止量の差を確認した。

- 冬季にH3需要が最大となる北海道・東北エリアについては夏季の方が計画停止が多くなっている。一方、夏季にH3需要が最大となる、その他のエリアについては、必ずしも冬季の方が計画停止が多いとは限らず、また、夏季と冬季の計画停止量の差が小さくなる傾向も見られる。

※2019年度および2020年度供給計画策定にあたり、本機関から各事業者に対して、電源の計画停止を夏季・冬季の需要ピーク時を極力避けていただくよう要請を行った

- 昨年度と同様に、今回も、こうした至近の実績をもとに、夏季と冬季の計画停止量の差を考慮する方法が考えられるのではないか。

### ○夏季と冬季の計画停止量の差

(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
2016年度	▲ 67	3	▲ 317	▲ 119	5	▲ 10	62	▲ 11	▲ 40	▲ 32
2017年度	▲ 103	▲ 88	▲ 138	▲ 104	11	25	▲ 60	21	4	▲ 28
2018年度	▲ 66	▲ 115	▲ 151	▲ 8	▲ 13	▲ 92	17	76	▲ 29	▲ 39
2019年度	▲ 95	▲ 61	▲ 114	10	15	▲ 68	2	68	4	▲ 16
2020年度	▲ 85	▲ 95	▲ 152	53	6	▲ 10	41	7	▲ 2	▲ 21
5年平均	▲ 70	▲ 71	▲ 174	▲ 34	5	▲ 31	12	32	▲ 13	▲ 27
2年平均※	▲ 90	▲ 78	▲ 133	32	11	▲ 39	22	38	1	▲ 19
	冬季－夏季			夏季－冬季						

※2019年度・2020年度の平均

## (参考) 供給計画における再エネ発電他の算定方法の見直し

- 供給計画においては、太陽光発電をはじめとする再エネ発電について、2019年度まではL5出力から算出していたが、2020年度からは調整係数を用いることとなった。
- また、揚水についても、2019年度までは潜在出力から算出していたが、2020年度からは調整係数を用いることとなった。
- 2021年度向け公募においては、電源 I ' の供給力評価において、再エネは調整係数を用いてはどうか。また、揚水についても調整係数を用いてはどうか。（沖縄は供給計画でもL5を継続して用いていることから、L5を用いる）

## 太陽光・風力・自流式水力・揚水式水力の供給力算定方法の見直し 5

電源種別		2019年度供給計画以前	2020年度供給計画以降	
太陽光	全量	設備量 × L5(出力比率)	設備量※1 × 調整係数 (全量も余剰※2も同一)	
	余剰	設備量 × L5(供給力比率)		
風力		設備量 × L5	設備量 × 調整係数	
自流式水力	L5	水力L5出力 + 調整能力	設備量(発電端値) × 調整係数 + 調整能力 - 停止電力 - 所内電力	
	L5以外※3	調整池使用計画	現在と同様	
貯水池式水力		貯水池使用計画	現在と同様	
揚水式水力 ※4※5	純揚水		発電能力 - 潜在出力	設備量 × 調整係数※6
	混合揚水	潜在計算有り	発電能力 - 潜在出力 + 調整能力	設備量 × 調整係数※6※7
		潜在計算無し	貯水池式水力に準じる	現在と同様

- ※1 設備量は基本的には送電端値(自流式水力のみ発電端値。太陽光・風力は発電端値 = 送電端値とみなす)  
 ※2 自家消費分の控除は不要(調整係数の算定時に考慮済)  
 ※3 調整係数を用いるかどうかは各社判断(これまでのL5と同様)  
 ※4 計画補修がある場合の供給力の算定方法はP7、8参照  
 ※5 供給力評価にあたり、考慮すべきリスク(溢水回避のための裕度、有効水位減による発電出力減等)がある場合は、各発電事業者が考慮すべきリスクを踏まえて運転継続時間を選択する  
 ※6 補修や上池の水位制約を考慮した運転継続時間にあった値を使用。なお、純揚水と混合揚水の調整係数は同一。  
 ※7 自流分は池容量に加算したうえで運転継続時間を算出

(参考) 火力や新エネルギー(バイオマス、地熱、廃棄物)の供給力の算定方法は2019年度供給計画と同様

出所) 2020年度供給計画届出書記載についての参考資料

[http://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/sankoushiryou\\_2020.html](http://www.occto.or.jp/kyoukei/teishutsu/sankoushiryou_2020.html)

- 供給計画における旧一般電気事業者のデータから、夏季と冬季の火力発電設備の発電能力から供給力の差分を評価すると、以下ようになる。
- 旧一般電気事業者以外にもガスタービン発電設備を有しているものの、代表して、このような値を考慮することが考えられるのではないか。
- また、一般送配電事業者が、電源Ⅰまたは電源Ⅱ契約している電源等について、こうした夏季と冬季の供給力の差を把握できる場合には、その値を考慮することも考えられるのではないか。

○火力発電※<sup>1</sup>の発電能力※<sup>2</sup>の差分（2020年度供給計画 第1年度）

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
供給力差分 (万kW)	▲ 21	▲ 38	171	121	12	80	2	6	32	2
	夏季－冬季		冬季－夏季							

※ 夏季は8月、冬季は1月の値（新設・廃止時期を考慮して一部データを補正）

※ 1 旧一般電気事業者の火力発電設備

※ 2 安定して発電し得る最大の能力を示し、設備容量から、コンバインドサイクルなどでは、大気温の影響による能力減分を差し引いたもので示す。（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による）

## 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。
- 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）

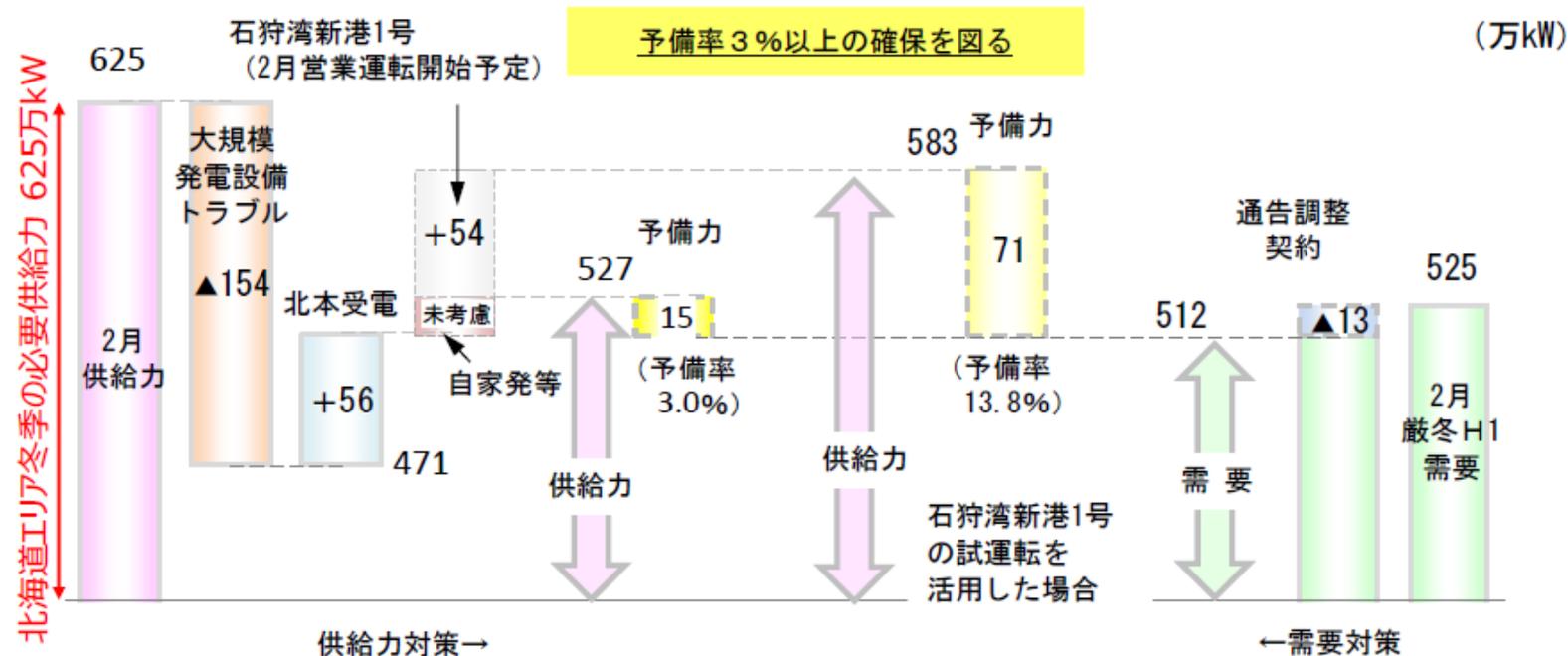
## 【第1回電力レジリエンス等に関する小委員会（2018年12月18日）議事録抜粋】

『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）

### 3. 北海道エリアの現状の供給信頼度の考え方 (平成30年度地震発生以降)

7

- さらに、昨年度の北海道胆振東部地方地震発生時の電源脱落实績を踏まえ、154万kWの大規模電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保できることを確認している。
  - 北海道エリアの供給信頼度の考え方としては、上記地震発生時の状況から、154万kWの電源脱落を踏まえた供給力を確保することとしてはどうか。
- 154万kW電源脱落時にも厳寒H1需要の103%の供給力を確保するためには、北海道エリアの供給力は625万kW程度必要



第33回 調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料2-1参考資料3をもとに作成