

2021年度向け調整力の公募にかかる 必要量等の考え方について

2020年7月15日

電力広域的運営推進機関

一般送配電事業者による調整力の確保は、原則として、公募等の公平性及び透明性が確保された手続により実施するものとされているが、その公募量については、当機関の検討結果を基本として一般送配電事業者が設定することとされている。本資料は、当機関が設置した中立者を含む委員会「調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」（以下、単に「委員会」という。）における議論を踏まえた当機関の検討結果を示すものである。

なお、本資料の内容は2021年度を調整力の提供対象期間として、2020年度に一般送配電事業者が実施する調整力の公募における必要量等の考え方を示したものであり、今後の当機関による検討結果や電力需給の状況等によって、次回以降の公募においては内容が異なり得ることに留意いただきたい。

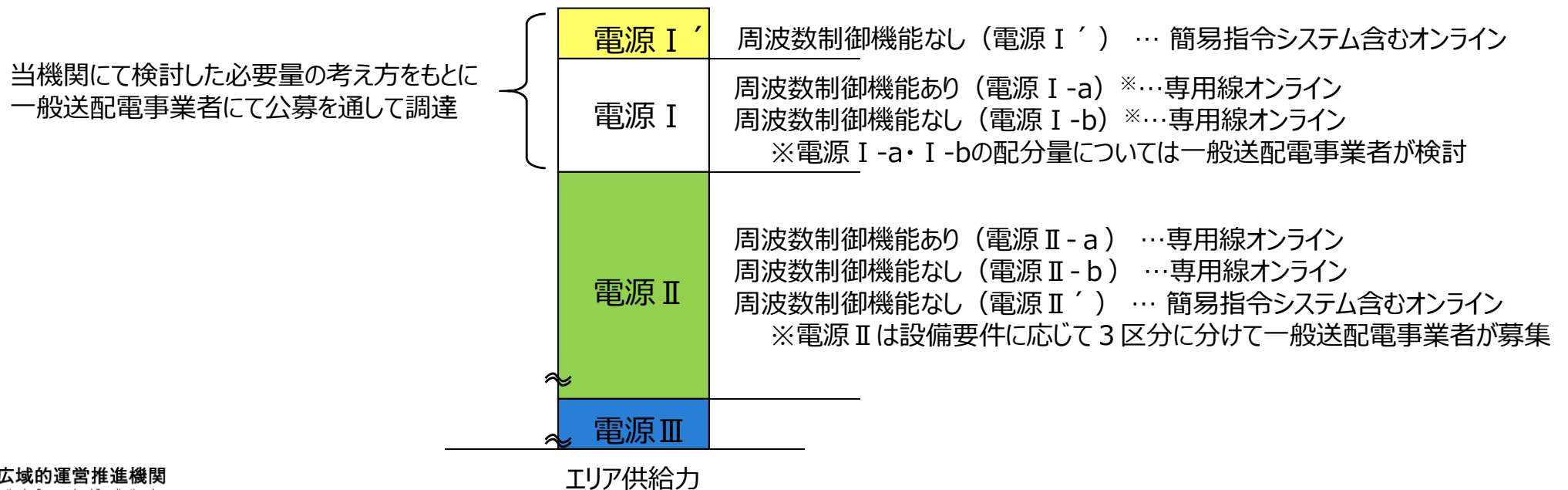
- 国の「一般送配電事業者が行う調整力の公募調達に係る考え方（2016年10月17日）」（以下、「調達の考え方」）において、一般送配電事業者による電源等の確保の形態は次の通り区分されている。

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結果を示す。
- さらに、後述（p.4）のとおり、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結果を示す。

※ 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。



■ 電源 I 必要量は次式による。

<沖縄エリア以外>

$$\text{電源 I} = \text{最大3日平均電力} \times 7\%$$

- ※ 「最大3日平均電力」の定義は当機関の需要想定要領によるものとし、上式においては2020年度供給計画の第2年度における想定需要とすることを原則とする。
- ※ 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、最大3日平均電力を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。

<沖縄エリア>

$$\text{電源 I} = \text{エリア内単機最大ユニット分} + \text{周波数制御機能あり調整力 (電源 I - a) 必要量}$$

- ※ 「エリア内単機最大ユニット」は、供給区域（エリア）内の電源のうち、出力が最大である単一の電源をいう。
- ※ 電源 I - a 必要量は現在、見直しを検討中であることから、暫定的に昨年度の57MWとする。

※ 上式による算定においては、離島分を除いて算定する

- 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※1。
- 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

- 電源 I ' 必要量は夏季と冬季のそれぞれについて、次式により算定し、いずれか大きい方を電源 I ' 必要量とする。

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

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

- 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）および揚水の供給力の差
※調整係数を用いる（沖縄エリア以外）
 - (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 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¹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. 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。
 - 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。
 - 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。
- 沖縄エリアは独立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。

■ また、以下の通り補正等を行う。

- a. 次年度に電源 I または電源 II として契約される蓋然性の高い電源において、火力電源の過負荷運転等による増出力運転分が期待できる場合においては、電源 I ' の募集量から控除できる。
- b. 「電力需給バランスに係る需要及び供給力計上ガイドライン」(資源エネルギー庁) に基づいて算定した厳気象 H 1 需要に対する供給力と H 3 需要に対する供給力が異なる場合、その差分を電源 I ' の募集量に反映させる。

参考資料

(調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における議論資料)

調整力及び需給バランス評価等に関する委員会における配布資料および議事録は当機関ウェブサイトに掲示しています。

<https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/index.html>

電源 I 必要量の考え方について

2021年度向け調整力公募に係る状況変化

- 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			
	三次① (広域)			需給調整市場			
	二次② (広域)					需給調整市場	
	二次① (エリア内)					需給調整市場	
	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

- 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。

上げ調整力必要量のうち電源 I で対応する量の考え方

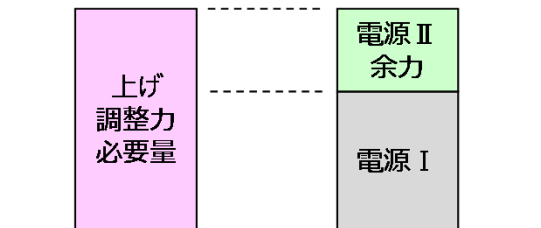
- 昨年度と同様、今回も、実需給断面では、一般送配電事業者は確保した電源 I とGC後の電源 II 余力を活用して対応することとなるが、H3需要など高需要時には電源 II 余力が生じにくいことから、一般送配電事業者が電源 II 余力に期待できないと考えられる残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量を分析に用いることが適切と考えられる。
- したがって、これまで同様に今回も、「実需給断面で必要な量のうち、H3需要など高需要時でも必要な量」として、残余需要の高い時間帯の上げ調整力必要量の算定を行った。

上げ調整力必要量のうち電源 I で対応する量の考え方

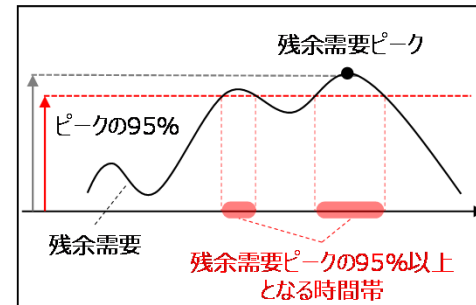
11

- 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 余力で対応するイメージ



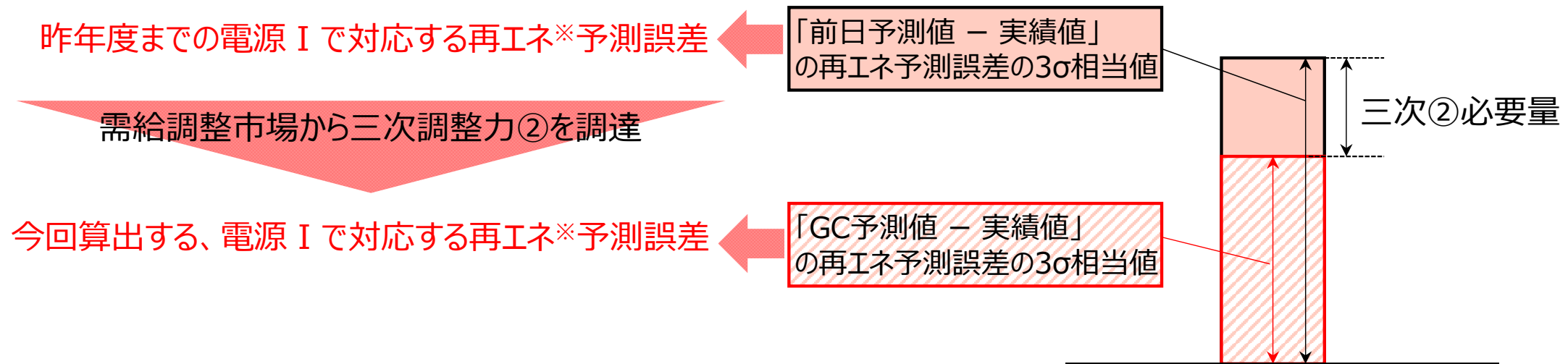
残余需要が残余需要ピークの95%以上
となる時間帯のイメージ



2021年度において電源 I に対応する再エネ予測誤差

- 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



H3需要など高需要時でも必要な上げ調整力の量 ～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+3 σ 相当値」、「残余需要予測誤差+2 σ 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で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、「+3 σ 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、「+2 σ 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～

【参考 p.7】

第50回委員会 資料3

- 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	対象コマ	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 ^{※1} 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 ^{※1} 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 ^{※1} 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 ^{※1} 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

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

第50回委員会 資料3

- 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と。

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。

- 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。

電源 I ' 必要量の考え方について

電源 I ' の主な確保目的

- 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※1。
- 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

最大需要発生時の不等時性の考慮

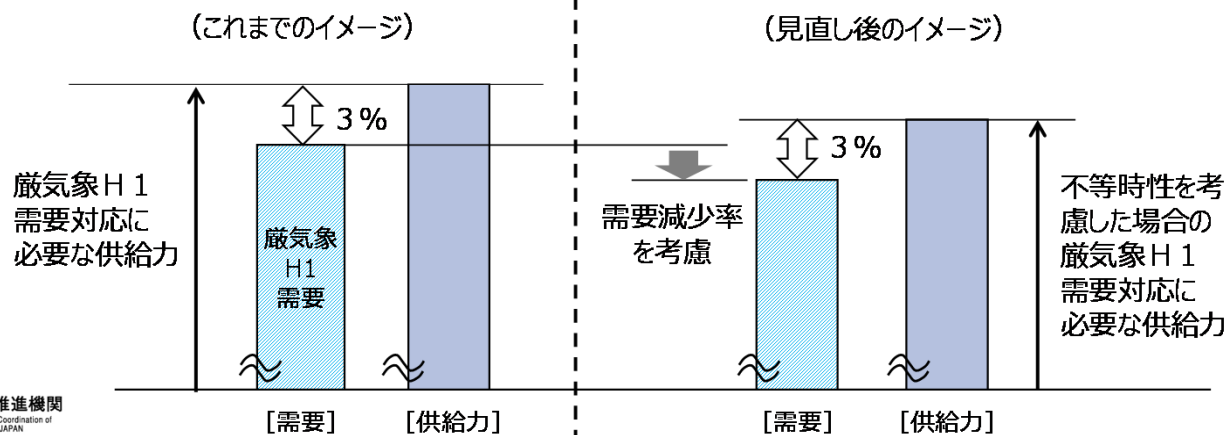
- 昨年度と同様に、今回も、最大需要発生時の不等時性を考慮する際には、不等時性を考慮するいくつかのエリアのまとめり（以下、「ブロック」とする）を想定し、過去の需要実績を踏まえ、ブロック内の各エリアの厳気象H1想定値の合計を過去の不等時性による需要の減少（需要減少率）を考慮し割り引いて評価することとしてはどうか。

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（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 × (1 - 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】



- 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

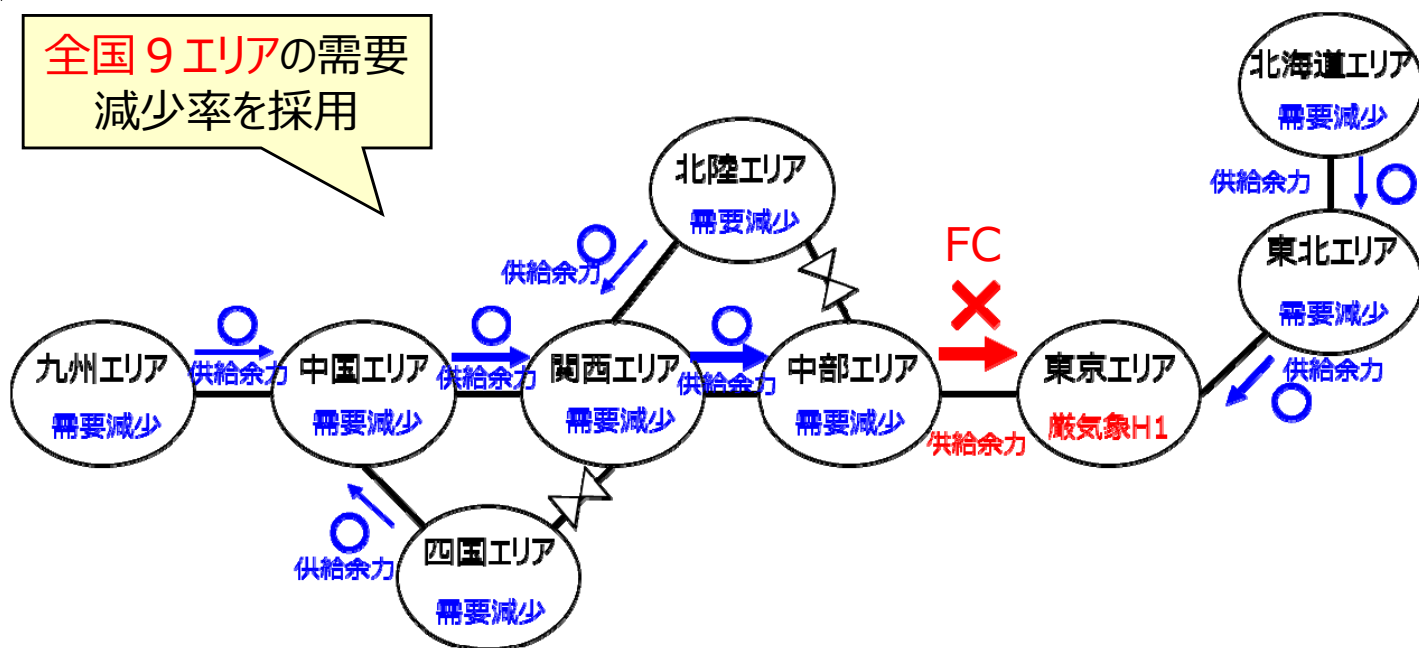
- 最大需要発生時の不等時性を考慮し、エリアごとに需要減少率を考慮した需要に対して予備率3%を確保する場合、エリアごとには厳気象H1需要に対して予備率3%を確保しないことになる。
- そのため、厳気象H1需要となったエリアは他エリアからの供給力の移動に期待することとなり、供給力を移動できるだけの連系線の空容量があることが必要となる。したがって、連系線を活用できるかどうかで、どのようなブロックで不等時性を考慮するかが変わってくる。
- 容量市場開設後は、確率論的 necessary 供給予備力算定手法において連系線制約を考慮した上で、各エリアの供給信頼度基準（需要1kWあたりのEUE）を満たすよ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。

2021年度向け公募における各エリアのブロック分けと採用する需要減少率

第50回委員会 資料3

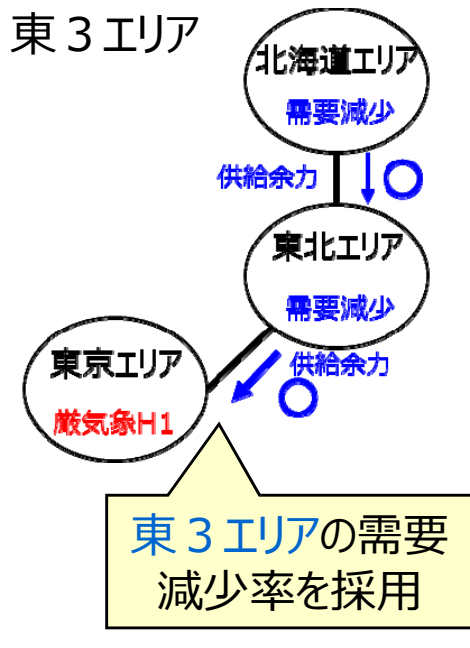
- ブロック分けについて具体的に検討した結果、東京エリア以外のエリアにおいては、全国の需要減少率を考慮した場合に、各連系線の空容量の範囲内で供給余力の移動が可能であった。
- したがって、2021年度向け公募においては、東京エリア以外のエリアでは、全国9エリアの需要減少率(夏季2.6%、冬季2.64%)を採用してはどうか。
- 一方で、東京エリアにおいては、全国の需要減少率を考慮した場合に、中西エリアの供給余力が東京中部間連系設備(FC)の空容量を超過していた。次に、東エリアの需要減少率を考慮した場合には、各連系線の空容量の範囲内で北海道エリア・東北エリアの供給余力の移動が可能であった。
- 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

全国9エリアの需要
減少率を採用



東京H1需要時はFCが容量不足

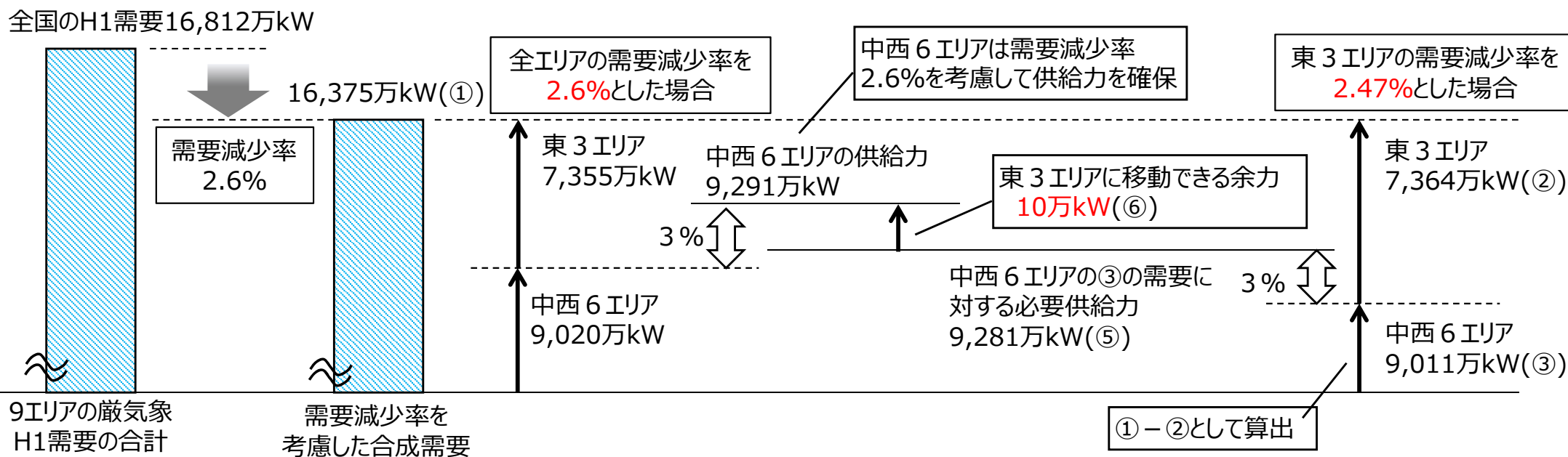
東3エリア



2021年度向け公募における東京エリアで採用する夏季の需要減少率

第50回委員会 資料3

- 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。

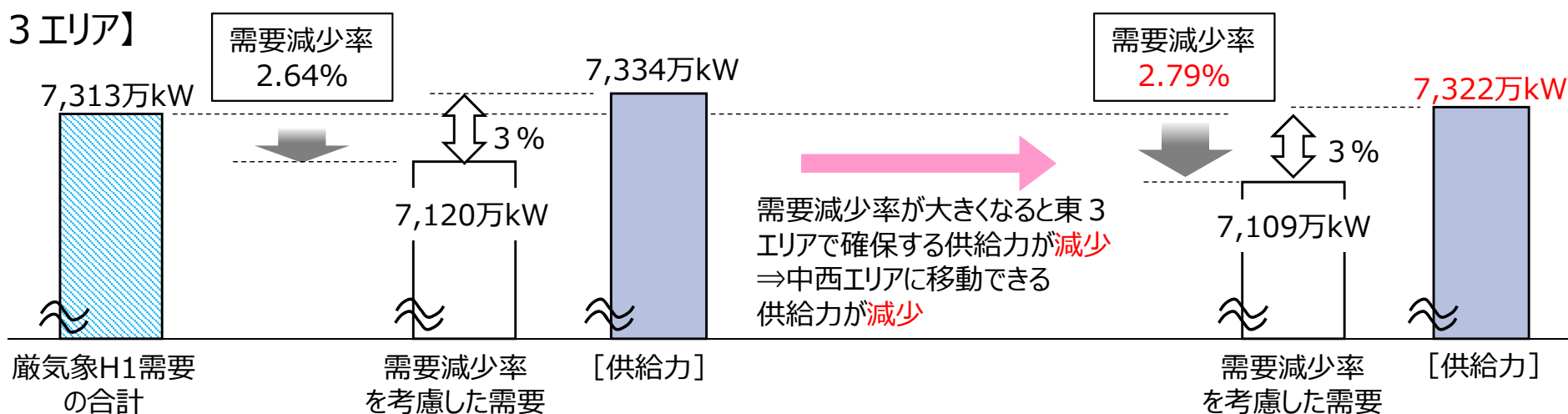


2021年度向け公募における東京エリアで採用する冬季の需要減少率

第50回委員会 資料3

- 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、「厳気象 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

$$\text{電源 I '} = \frac{\text{厳気象 H 1 需要} \times 103\%}{\text{厳気象 H 1 需要対応に必要な供給力}} - \left(\frac{\text{平年 H 3 需要} \times 101\%}{\text{小売電気事業者による確保見込み分}} + \frac{\text{電源 I 必要量}}{\text{一般送配電事業者による確保分}} \right)$$
- 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。**

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

第50回委員会 資料3

- 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

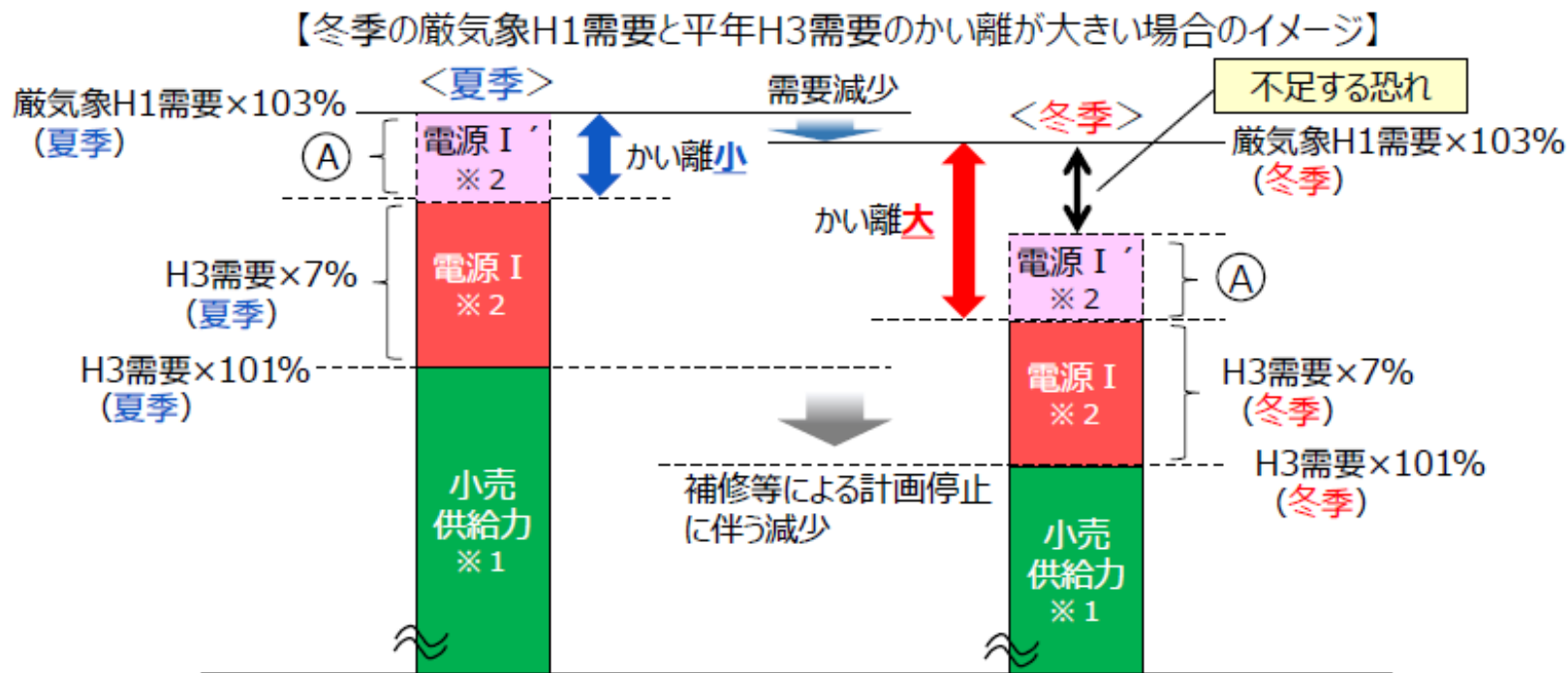
81

- 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。



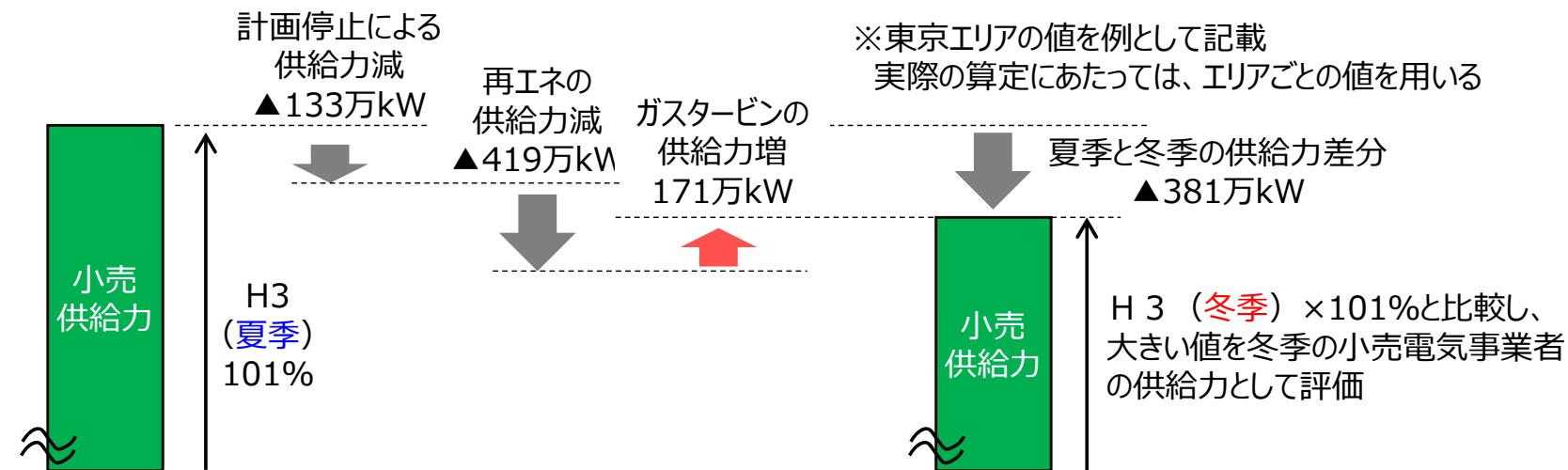
- ※1 エリア内に発電設備を保有する発電事業者が販売先未定で保有している供給電力を含む
 ※2 補修等による計画停止期間は一般送配電事業者が調整力提供者と協議のうえ決定することが可能

(参考) 夏季と冬季の供給力差分の考慮

- 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							



電源 I ' 必要量における稀頻度リスク対応分の考慮

- 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 ' のエリア外調達について

国での議論状況 ～電源 I ' エリア外調達時の連系線確保量上限値について

第51回委員会 資料2-1

- 第48回制度設計専門会合(2020年6月30日)において、2021年度向け調整力公募における電源 I ' のエリア外調達に伴う連系線確保量の上限値について示されたところ。
- 今後、上限値の範囲内で公募を行い、公募結果に基づき、エリア外で落札された電源 I ' の容量と同量の連系線容量を確保することとする。

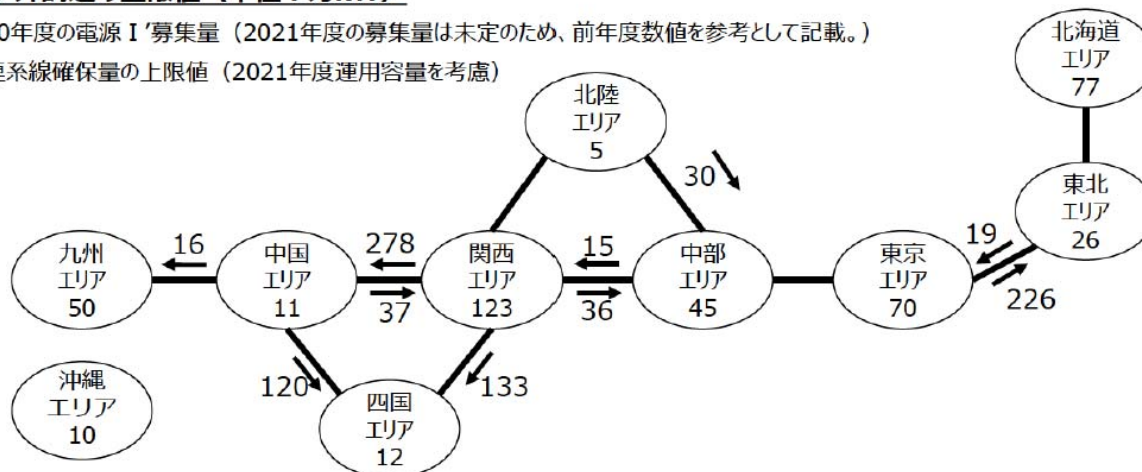
算出結果まとめ：2021年度の電源 I ' の連系線確保量の上限値

- 電源 I ' を広域的に調達することによるメリットとスポット・時間前のデメリットを考慮し、各連系線の、2021年度向け電源 I ' のエリア外調達上限値の算出結果は以下のとおり。2020年度の公募調達では、この値を上限値として公募を行うことでよいと考えるがどうか。
 - なお、昨年度の電源 I ' 募集量に対して上限値が大きくなっている連系線があるが、実際の連系線確保量は約定量となるため、約定した量以上に確保されることはない。
 - なお、公募後の落札者の選定においては、域外からの応札については、改めて価格差を考慮し、それを落札することによるメリットがスポット・時間前に与えるデメリットを上回ると評価されるケースのみ落札されることになる。

電源 I ' のエリア外調達の上限値 (単位：万kW)

円内数値：2020年度の電源 I ' 募集量 (2021年度の募集量は未定のため、前年度数値を参考として記載。)

黒字：電源 I ' 連系線確保量の上限値 (2021年度運用容量を考慮)



※域外からの応札の評価方法については、電力・ガス取引監視等委員会事務局から一般送配電事業者へ通知する。(昨年と同様)

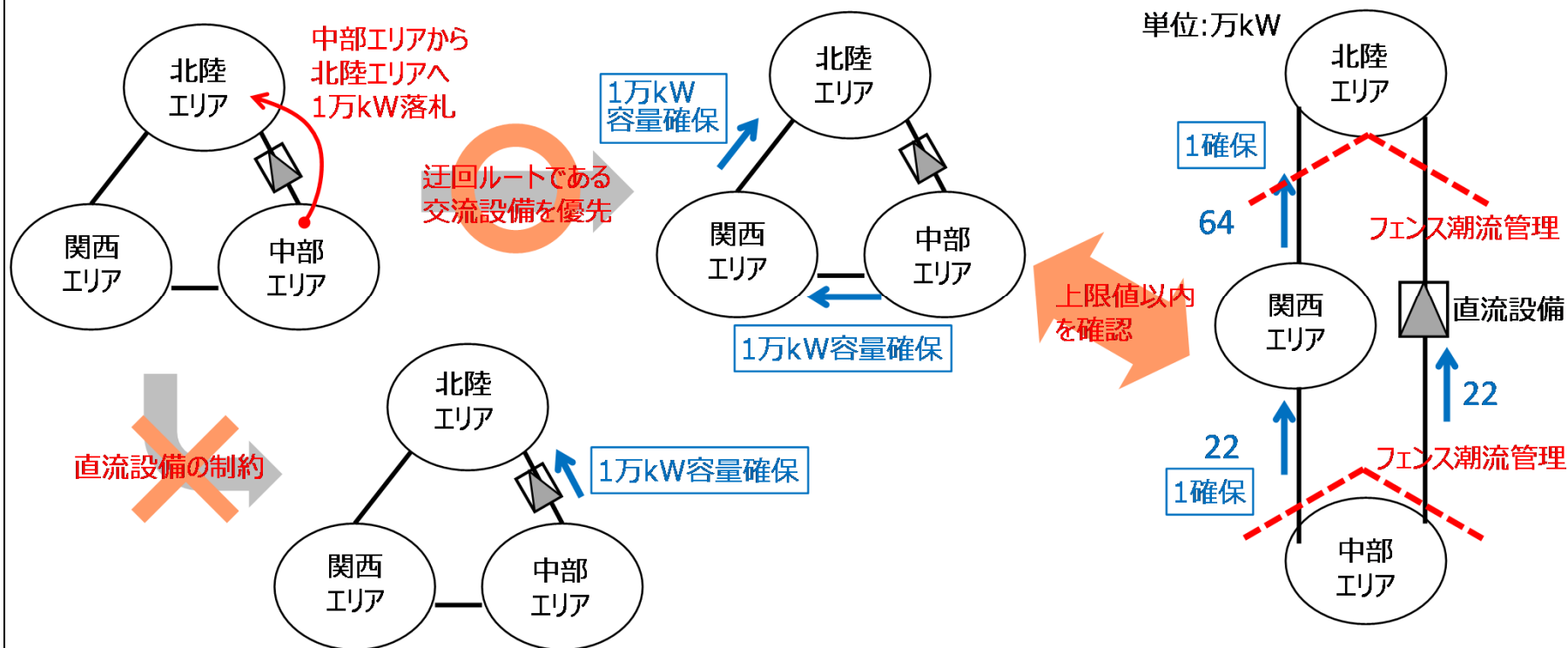
フェンス潮流で管理している連系線については、直流設備の制約を踏まえた上で落札者選定において、一般送配電事業者間で連系線利用量を確認し、合計値を超えないようにする。(昨年と同様)

14

直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達方法

13

- 例えば、中部エリアから北陸エリアへ電源 I ' が1万kW落札した場合、中部北陸間連系設備に1万kWの連系線容量を確保することが考えられるが、直流設備の制約を踏まえ、迂回ルートである中部関西間連系線および関西北陸間連系線にそれぞれ1万kWの連系線容量を確保することとしてはどうか。
- そして、落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間（中部・北陸・関西間）にてフェンス潮流で管理している各連系線の上限值を超えていないことを確認することとしてはどうか。
- これにより、実需給にて北陸エリアの一般送配電事業者が中部エリアの電源 I ' を発動するときは、中部→関西→北陸の迂回ルートである交流設備にて、電気を供給することとなる。



直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達方法

14

- 以上のことから、直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達については、運用上の制約がある場合には、迂回ルートである交流設備を優先して活用することとしてはどうか。
- その落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間にてフェンス潮流管理する各連系線の上限值を超えていないことを確認する。（迂回ルートを活用することで、複数の連系線の容量を確保することとなるが、フェンス潮流管理により、市場取引への影響は発生しない。）
- なお、中部北陸間および関西四国間の直流連系設備以外のエリア外調達については、市場取引への影響を踏まえ、2020年度向け調整力公募においては隣接エリア間に限定することとする。

沖縄エリアの電源 I・電源 I' 必要量の考え方

2020年度向け調整力公募までの沖縄エリアの電源 I、電源 I -a必要量の考

第51回委員会 資料2-1

- 2020年度向け調整力公募まで、沖縄エリアについては、独立系統であることを踏まえ、一般送配電事業者（沖縄電力）が算定する電源 I - a 必要量に、単機最大ユニット相当量を加算した量を電源 I 必要量としている。
- 具体的には、電源 I -a必要量は、2017年度向け調整力公募より変わらず、57MWとしている。

沖縄エリアの電源 I の考え方（他エリア；各月最大3日平均電力（離島除く）×7%）

電源 I 必要量 = エリア内単機最大ユニット分 + 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量

沖縄の2020年度電源 I 確保量；301MW（年間一定）

沖縄エリアの電源 I -aの必要量・・・57MW

【沖縄エリアの考え方】

第9回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（資料3-2）において、「沖縄エリアは独立系統であるため、供給力（電源Ⅱの余力を含む）がエリア外に流出することはない、当面の間はGC前で見込んでいた電源Ⅱの余力が実需給でも調整力として期待できる。よって、実需給運用実績を踏まえ、年間をとおして最低限必要な調整力となる57MW（送電端）を募集する。」ことを示した。今年度の募集においてもこれまでの実需給運用実績を踏まえ、昨年と同様に57MWを募集量とする。（57MWは送電端値。発電端は60MW。）

沖縄エリアの必要調整力の検討課題について

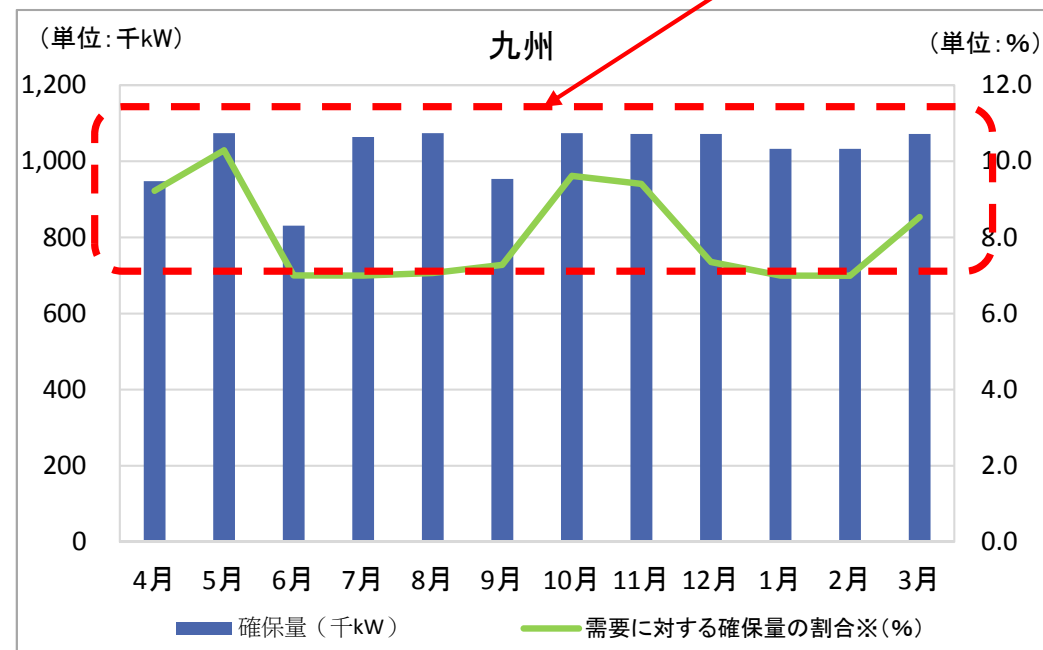
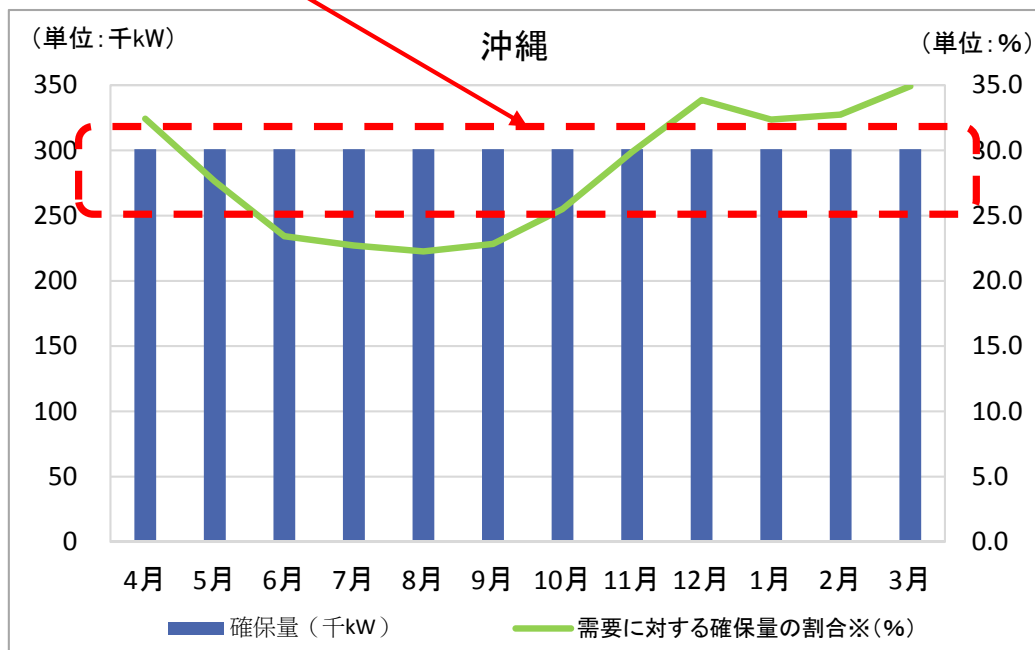
第51回委員会 資料2-1

- 前回本委員会における2020年度調整力確保計画の取りまとめ報告において、沖縄エリアの電源Ⅰ確保量は年間一定となっていることを報告したところ。その理由としては、沖縄エリアでは、供給力(電源Ⅱの余力を含む)がエリア外に流出することはない、電源Ⅱの余力が実需給でも調整力として期待できるため、年間を通して最低限必要な調整力として年間一定の電源Ⅰを確保していると確認している。
- 他方で、沖縄エリア以外の他エリアでは、各月の需要等に応じて必要量を変化させている状況である。
- また、前述の通り、沖縄エリアの電源Ⅰの必要量は補正料金算定インデックスの参考値として用いられているところ。
- 以上のことから、沖縄エリアにおいても、電源Ⅰ確保量(最低限必要な調整力)が需要等に応じて変化しないか再確認していくことが必要ではないか。

沖縄は年間通じて確保量は一定

【2020年度調整力確保計画】

他エリアは需要(月)によって確保量は変動



沖縄エリアの電源 I の必要量の考え方について

第51回委員会 資料2-1

- 沖縄エリアにおいて、電源 I 確保量(最低限必要な調整力)が需要等に応じて変化しないか再確認していくにあたり、「電源脱落時周波数低下対応の調整力」と「30分内残余需要予測誤差および時間内変動対応の調整力」の検討にあたっては、周波数シミュレーションなどにより詳細に確認することが必要であり、一定程度の時間を要することから、検討スケジュールとしては、今年度中に検討を実施し、その結果を本委員会に報告することとしてはどうか。
- 上記を踏まえ、2021年度向け調整力公募においては、暫定的に、昨年度と同様な考え方を継続することとし、電源 I -a必要量は57MWとし、電源 I 必要量は電源 I -aに単機最大発電機容量の244MWを加算した301MWとしてはどうか。

沖縄エリアの調整力必要量の再検討スケジュール（案）

	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
第51回本委員会	★本日の委員会								
電源脱落時周波数低下対応の調整力検討 (周波数シミュレーション)	ケース検討（各月・需要・運転台数・UFR他）→データ設定→シミュレーション→結果分析								
30分残余需要誤差と時間内変動対応の調整力との突き合わせ									
条件再整理・追加検討									
公募方法の検討									
検討結果を本委員会へ報告								★	

沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

第51回委員会 資料2-1

- 沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方については、昨年度と同様に、計画外停止率および稀頻度リスク分を考慮することとしてはどうか。

- 電源 I ' 必要量

= 厳気象H1需要×103%

- { (H3需要×101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }

沖縄エリアの電源 I ' 必要量の考え方

132

- 電源 I ' 必要量の考え方については、確保目的の見直しにあわせて、以下のとおりとすることでどうか。
- 沖縄エリアは単独系統であることから需要の不等時性は考慮する必要がない（考慮できない）。他エリアと同様に電源の計画外停止率*を考慮すると、以下のとおりとなる。

※他エリアで考慮する火力電源の計画外停止率2.6%の算定においては、沖縄エリアの電源も含まれている

- 電源 I ' 必要量

= 厳気象H1需要×103%

- { (H3需要×101% + 電源 I 必要量) × (1 - 計画外停止率) - 稀頻度リスク分 }

- 他エリアで考慮している稀頻度リスク分は、N-1事象における供給力低下を全国H3需要比率で評価した結果としてH3需要の1%程度としたものであり、沖縄エリアの算定に適用するのは適切ではないと考えられる。
- 沖縄エリアでは、電源 I 必要量に「エリア内単機最大ユニット分」を織り込んでいるが、アデカシーの観点からも稀頻度リスク分として「エリア内単機最大ユニット分」を考慮することでどうか。