

# 2021年度向け調整力公募に向けた課題整理について

2020年7月9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1 Q	2020年度第2 Q	2020年度第3 Q	2020年度第4 Q
一般送配電事業者	2021年度向け調整力の公募	公募準備		公募	契約手続き
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	必要量、要件等の検討 6/11 審議		※2022年度以降の調整力公募について検討 (需給調整市場に関する議論等と連携をとりながら検討)	
			本日		

※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。

1. 電源 I ' のエリア外調達について
2. 周波数制御機能付き調整力（電源 I -a）必要量について
3. 広域運用との関係性について
4. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方について
5. 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

1. 電源 I ' のエリア外調達について
2. 周波数制御機能付き調整力（電源 I -a）必要量について
3. 広域運用との関係性について
4. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方について
5. 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

- 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。

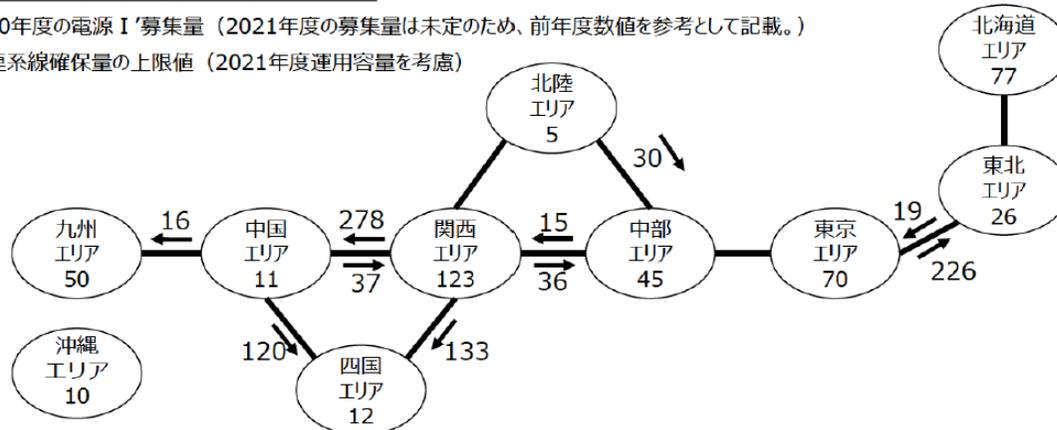
### 算出結果まとめ：2021年度の電源 I ' の連系線確保量の上限値

- 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)



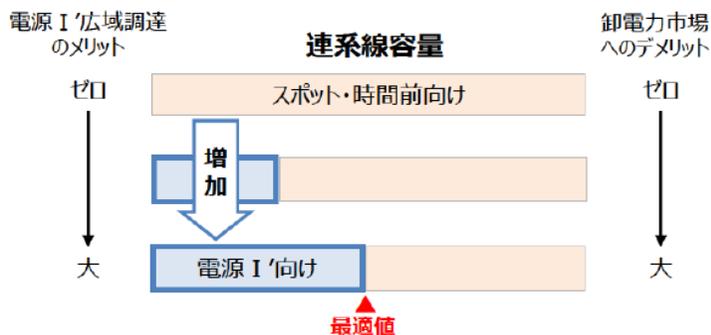
※域外からの応札の評価方法については、電力・ガス取引監視等委員会事務局から一般送配電事業者へに通知する。(昨年と同様)

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)

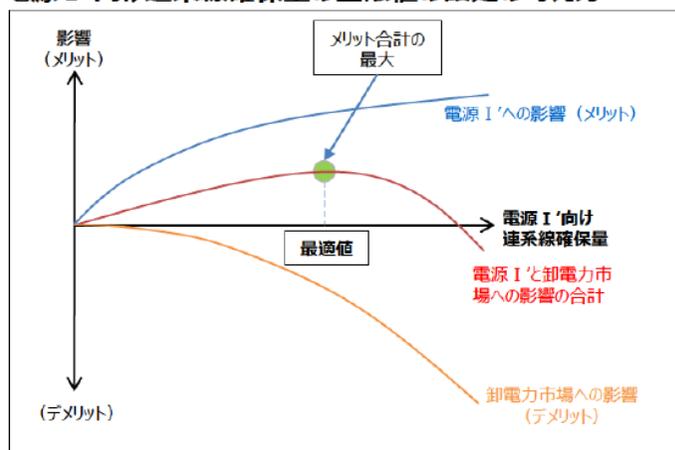
- 電源 I' の広域調達によるメリットと卸電力市場へのデメリットの和が最大となる点（社会便益が最大となる点）を、電源 I' 向けの連系線確保量の上限とすることを原則とし、連系線確保量上限値は算出されている。

## 電源 I' 向け連系線確保量の上限值の設定の考え方（前年度）

- 電源 I' 向け連系線確保量の上限值の設定の考え方は以下のとおり。
  - 電源 I' 向けの連系線確保量を増加させると、電源 I' の広域的な調達によるメリットが増加する一方、スポット・時間前においてエリア間の取引を制限することによるデメリットが増加する。
  - 両者の影響額（メリット）の和が最大となる点（社会便益が最大となる点）が最適な連系線確保量と考えられる。この量を、電源 I' 向けの連系線確保量の上限とする。



## 電源 I' 向け連系線確保量の上限值の設定の考え方



※ 電源 I' の必須稼働時間帯である、夏期（7～9月）及び冬期（12～2月）の平日9時～20時のみ連系線容量を確保する。  
 電源 I' 向けの連系線容量の上限值は、当該年度の連系線運用容量を超えない範囲とする。

- 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の確保については、対象となる連系線および方向について、区分 A0 のマーゼンとして設定することとしている。

※電源 I' の必須稼働時間帯である、夏期（7～9月）及び冬期（12～2月）の平日9時～20時に設定することを基本とする。

需給調整市場における調整力のマーゼン区分

8

- 需給調整市場における各調整力のマーゼンについては、以下の区分とすることとしたい。
  - 一次調整力、二次調整力①、二次調整力②は周波数制御に用いることから、B0区分。
  - 三次調整力①、三次調整力②は需給バランス調整に用いることから、A0区分。
- なお、一次調整力、二次調整力①、②、三次調整力①は広域調達・広域運用と連系線容量の確保が決まった段階でこの区分を適用する。

内は当該区分に該当する現状のマーゼン ※1 ( ) 内は広域調達・広域運用と連系線容量確保が決まった段階で適用

マーゼンの目的 マーゼンの分類	通常考慮すべきリスクへの対応			稀頻度リスクへの対応
	(参考) エリアが確保する調整力分 <sup>1</sup>	左記のうち、 エリア外調達分	エリア外期待分	エリア外期待分
「需給バランスに対応したマーゼン」 需給バランスの確保を目的として、連系線を介して他エリアから電気を受給するために設定するマーゼン	電源 I	<b>A0</b> ・電源 I' ・(三次調整力①)※1 ・三次調整力②	<b>A1</b> 旧① 旧② ・最大電源ユニット相当 ・系統容量3%相当	<b>A2</b> 旧⑤ ・系統容量3%相当
「周波数制御に対応したマーゼン」 電力系統の異常時に電力系統の周波数を安定に保つために設定するマーゼン  ※周波数制御(電源脱落対応を除く)のためにマーゼンを設定する場合は、「異常時」の表現の見直しが必要。	電源 I-a	<b>B0</b> ・北海道風力実証試験 ・(一次調整力)※1 ・(二次調整力①)※1 ・(二次調整力②)※1	<b>B1</b> 旧③ ・東京中部間連系設備 (EPPS: 逆方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 逆方向)	<b>B2</b> 旧③ ・東京中部間連系設備 (EPPS: 順方向) ・北海道本州間連系設備 (緊急時AFC: 順方向)

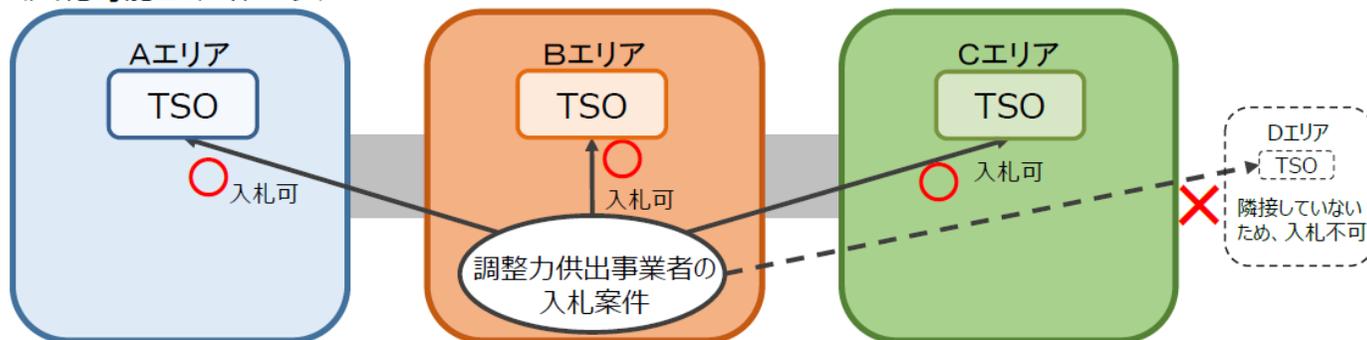
- エリア外調達した電源 I' については、数時間前までの発動判断であれば、既存のシステム等を活用して連系線を通じた運用が可能である。

### 「電源 I' の広域的調達」の連系線運用方法と入札可能エリア

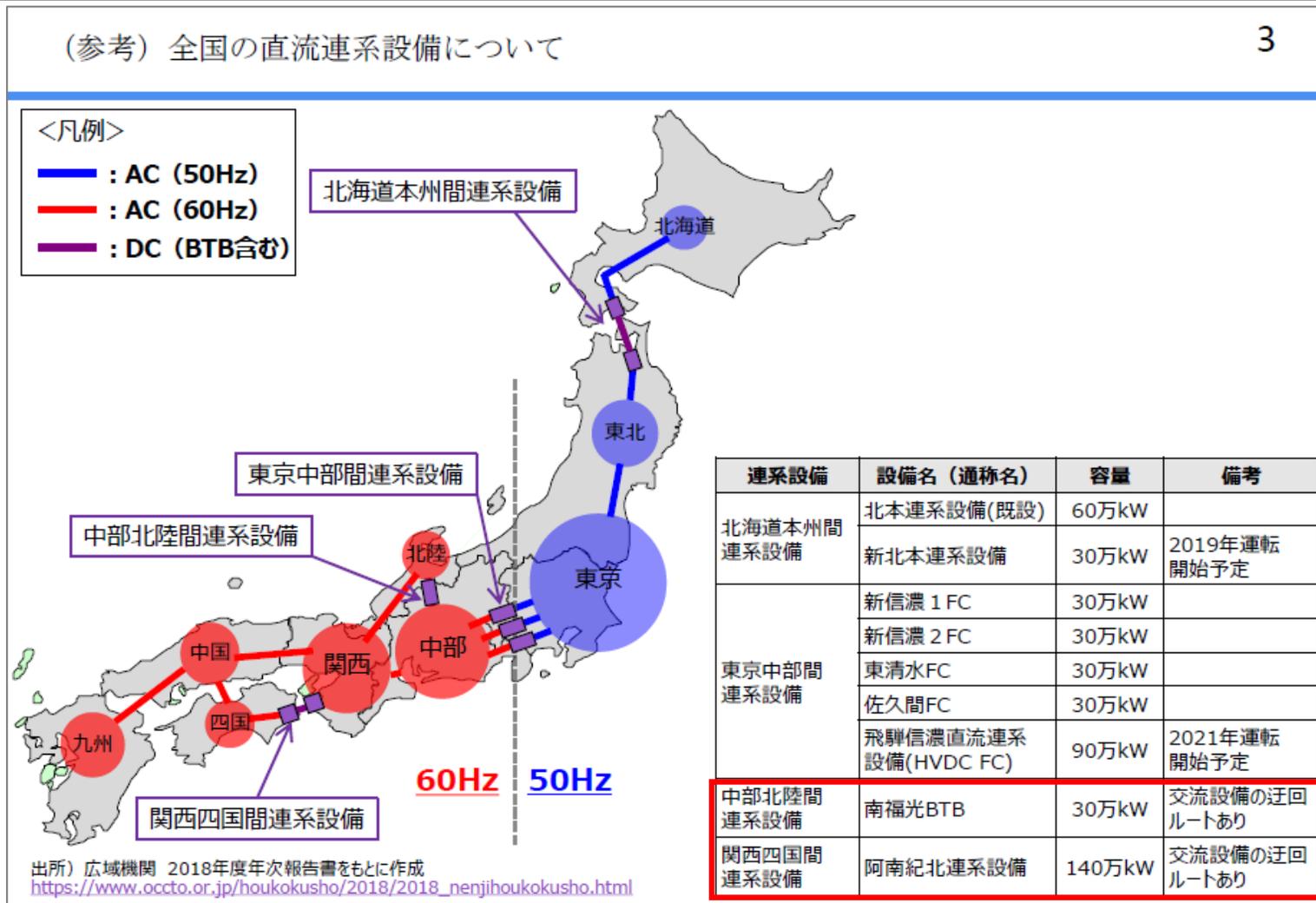
4

- エリア外からの電源 I' の調達にあたり、発動指令時の連系線の運用（P0変更）、ならびに調整力供出事業者への指令方法について、一般送配電事業者・広域機関共同で検討しました。
- その結果、数時間前（2～3時間程度前）までの発動判断であれば、既存のシステム等を活用して連系線を通じた運用が可能となる見通しを得ました。よって、数時間前に発動判断を行う電源 I' は広域的に調達が可能です。
- 「電源 I' の広域的調達」を行う場合、電源 I' を調達する一般送配電事業者の募集に、他エリアからの入札も行うことになります。
- 複数のエリアが同一の連系線を使った調達を行うと、連系線の使用順序などの課題がありますが、隣接エリアまでを対象とすれば使用順序などの課題はないと考えられます。このため、今回の公募では、電源 I' の募集を行っていないエリアも含め、隣接エリアからの募集であれば入札が可能と考えています。

<入札可能エリアイメージ>



- 2021年度向け公募における電源 I ' のエリア外調達の対象となる直流連系設備は、中部北陸間連系設備(南福光BTB)と関西四国間連系設備(阿南紀北連系設備)となる。



- 第9回需給調整市場検討小委員会(2019年3月5日)において、直流設備における調整力の広域運用可否について検討した結果、中部北陸間連系設備(南福光BTB)および関西四国間連系設備(阿南紀北連系設備)については、最低潮流制約や周辺系統電圧調整等の課題があるため、「原則、迂回ルートである交流設備を優先して運用する」こととしている。
- 2021年度向け公募においても、運用制約を考慮して「迂回ルートである交流設備を優先して運用する」こととする。

### 2021年度以降における各直流設備を用いた三次②、三次①、二次②の 広域運用可否について

4

- 三次②、三次①、二次②については、一部の直流設備が対応困難。その他の設備も制約事項を有すものの、これを考慮したうえで地点ごとの設備群として扱うことで運用可能となる。

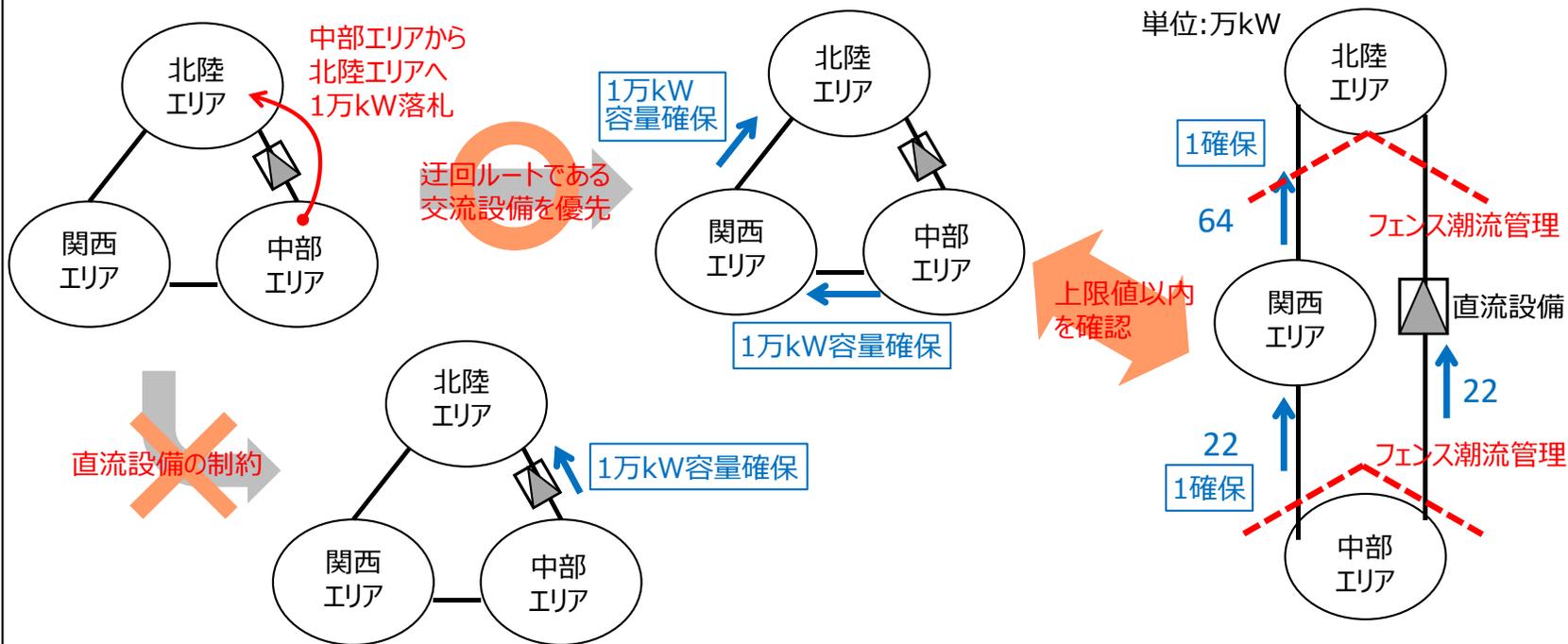
<凡例>○：運用可能、×：運用困難

連系名	設備名<通称名>	三次②	三次①	二次②	三次①と二次②における主な制約事項等
北海道本州間 連系設備	北本連系設備	○	○	○	・原則、比較的制約が少ない新北本連系設備を対象として、制約の範囲内で運用する。 新北本連系設備：段差制約 北本連系設備：段差制約、最低潮流制約、潮流反転制約
	新北本連系設備	○	○	○	
東京中部間 連系設備	新信濃1FC	×	×	×	・補助リレー接点摩耗やマージン運用からのソフト変更等の理由により、多頻度の潮流変更が困難である。(三次②も同様の理由)
	佐久間FC	×	×	×	・運用者が潮流を現地で設定をするため、多頻度の潮流変更が困難である。 ・なお、現時点のマージン設定対象設備である。(三次②も同様の理由)
	東清水FC	○	×	×	・計画潮流流量変化の大きい30分コマに合わせて、上位系統で事前に手動で電圧調整を実施する必要があるため、多頻度の潮流変更が困難である。
	新信濃2FC	○	×	×	・潮流頻度が多すぎると補助リレー接点が摩耗するため、多頻度の潮流変更が困難である。
	飛騨信濃直流連系 設備 (HVDC FC)	○	○	○	・調相設備の開閉頻度が極端に増加しない潮流変化(段差制約)内で運用する。
中部北陸間 連系設備	南福光BTB	○	○	○	・全て対応可能であるが、直流設備には最低潮流制約や周辺系統電圧調整等の課題があるため、原則、迂回ルートである交流設備を優先して運用する。
関西四国間 連系設備	阿南紀北連系設備	○	○	○	・同上

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値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

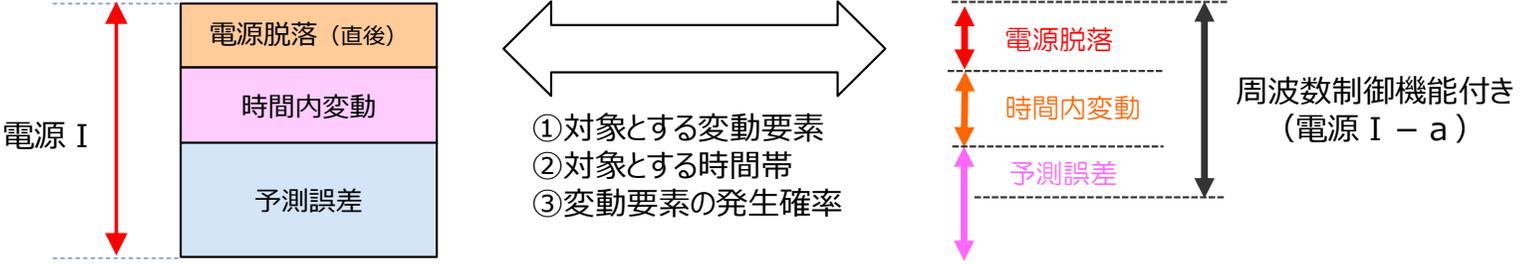
14

- 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。

1. 電源 I ' のエリア外調達について
2. 周波数制御機能付き調整力（電源 I -a）必要量について
3. 広域運用との関係性について
4. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方について
5. 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

- 沖縄エリア以外の電源 I のうち、周波数制御機能付き調整力(電源 I -a)は、「電源脱落(直後)」、「時間内変動」、「残余需要予測誤差の一部」に対応するための必要量として、各一般送配電事業者が算定し、公募調達を行っている。
- 沖縄エリア以外の9エリアにおいて、現時点で周波数調整に係る問題は特に生じていないことから、2021年度向けの調整力公募においても、これまでと同様の考え方で電源 I - a 必要量を算定することでどうか。(沖縄エリアは別頁で整理する)

【電源 I と電源 I - a のイメージ】



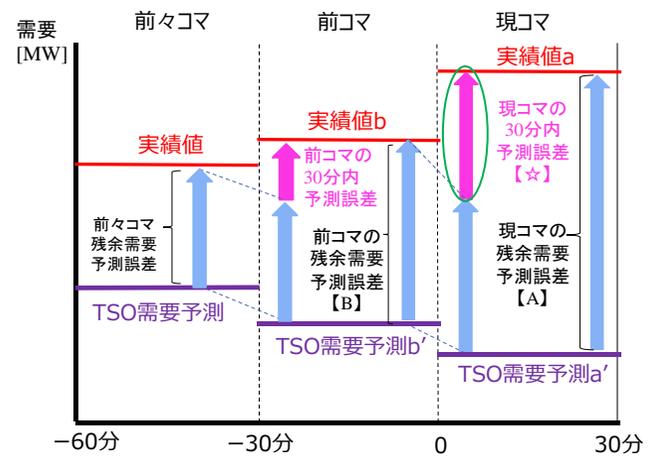
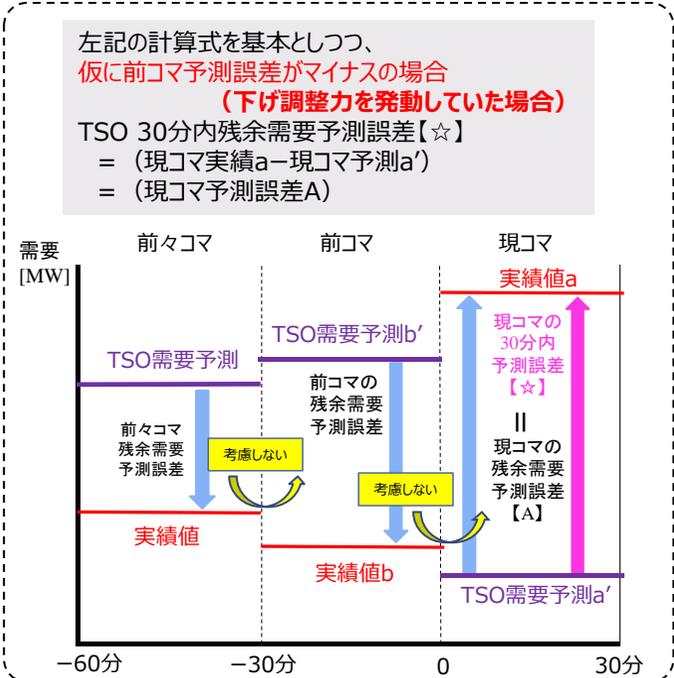
【電源 I - a の残余需要予測誤差算定イメージ】

TSO 30分内残余需要予測誤差【☆】

$$= (\text{現コマ実績}a - \text{前コマ実績}b) - (\text{現コマ予測}a' - \text{前コマ予測}b')$$

$$= (\text{現コマ実績}a - \text{現コマ予測}a') - (\text{前コマ実績}b - \text{前コマ予測}b')$$

$$= (\text{現コマ予測誤差}A) - (\text{前コマ予測誤差}B)$$



出所) 第31回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2018年7月25日)  
 資料 2 - 1 参考をもとに作成  
[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei\\_jukyu\\_31\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2018/chousei_jukyu_31_haifu.html)

## ～一般送配電事業者による電源 I - a 必要量の算定結果と募集量～

- 各一般送配電事業者が算定した電源 I - a 必要量および電源 I 必要量に基づき設定する電源 I - a 募集量は、以下のとおり5.4%～7.0%の数値となっている。（沖縄エリアは別頁で整理する）
- 電源 I の必要量 7%のうち、電源 I - a 募集量以外は電源 I - bとして確保する。（電源 I - bを募集するのは、東京・北陸・関西・沖縄の4エリアとなる。）

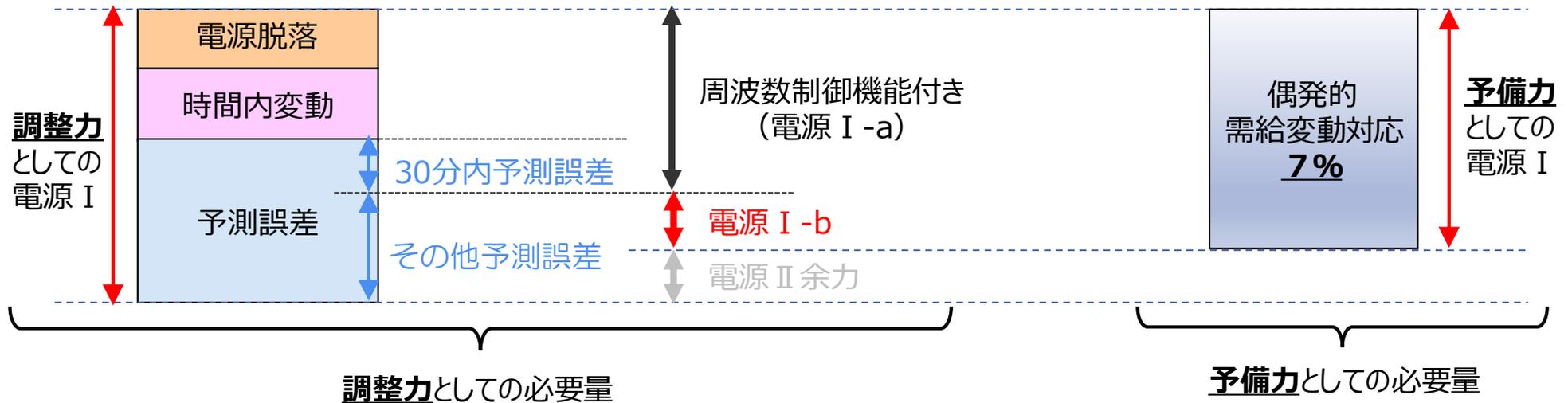
残余需要ピーク 95%	【参考】 2020年度 募集量	2021年度 試算（年間）	2021年度 募集量
北海道	7.0%	9.6%	7.0%
東北	7.0%	7.1%	7.0%
東京	5.2%	5.4%	5.4%
中部	7.0%	7.0%	7.0%
北陸	6.0%	6.8%	6.8%
関西	5.8%	5.8%	5.8%
中国	7.0%	9.2%	7.0%
四国	7.0%	8.6%	7.0%
九州	7.0%	7.3%	7.0%
沖縄 ※	57MW	7.1%	57MW

※1. 沖縄エリアについては「事故時対応調整力」分は含まれない。  
 沖縄については、別頁で整理。

各エリア、残余需要ピーク95%以上の30分コマを対象として試算

- 一般送配電事業者が調達する調整力（調整力としての電源 I）は「電源脱落(直後)」、「時間内変動」、「予測誤差」に対応すべく必要量を算出している。
- 上記のうち、予測誤差は、電源 I -bで対応できず周波数制御機能付きの電源 I -aで対応すべく「30分内予測誤差※」と、電源 I -bで対応できる「その他予測誤差」に分類される。
- したがって、電源 I -aは、「電源脱落(直後)」、「時間内変動」、「30分内予測誤差※」に対応すべく必要量を算出している。
- 電源 I（電源 I -aと電源 I -bの合計）の必要量は、「調整力の観点」と「予備力の観点」から評価しており、平均的には、「調整力の観点」の必要量が「予備力の観点」の必要量よりも大きいものの、「調整力の観点」としては電源 II 余力に期待できることを踏まえ、電源 I（電源 I -aと電源 I -bの合計）の必要量は、「予備力の観点」から偶発的需給変動対応分の7%と整理している。
- 電源 II 余力において周波数制御機能付きのものは限られることから、電源 I -aとしての必要量を確保することとし、電源 I（7%）に対して電源 I -a確保量を控除した量を電源 I -bの量として確保する。

※30分内予測誤差は「(現コマ予測誤差) - (前コマ予測誤差)」を基本に算定



1. 電源 I ' のエリア外調達について
2. 周波数制御機能付き調整力（電源 I -a）必要量について
3. 広域運用との関係性について
4. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方について
5. 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

- 前回(第50回)本委員会にて、2021年度から実施される三次調整力①相当の調整力の広域運用との関係性については、本日(第51回)本委員会にて整理することとしていた。今回、その関係性を整理するとともに、それを踏まえた2021年度向け調整力公募について検討したため、ご議論いただきたい。

## 2021年度向け調整力公募に係る状況変化

4

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

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)

出所)第50回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 (2020年6月11日) 資料3

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei\\_jukyu\\_50\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/2020/chousei_jukyu_50_haifu.html)

- 第17回需給調整市場検討小委員会(2020年6月12日)において、一般送配電事業者による広域需給調整システム(運用)の開発状況について確認している。
- 2020年1月から試験運用を開始し、中部・北陸・関西エリアの間で30分間隔に続けて15分間隔の試験運用を行い、良好な結果を得られたことから、当初より1か月程度前倒して5月より15分間隔での本格運用を開始している。

2019.12.23 第15回 需給調整市場検討小委員会 資料3をもとに作成

## 01 | 試験運用の進め方

- 実システムでの初回の試験運用は、安定供給に与える影響が大きいことから、**卸電力取引市場と同様に30分間隔**で広域運用を行い、その対象範囲についても中部エリアと関西エリアの2エリア間に限定して開始。
- その後、北陸エリアを加えた3エリア間での試験運用に拡大し、業務運用・電力品質面共に問題がなく、広域運用の効果が生じていることを確認した上で、演算周期30分での本格運用を開始（2020年3月）。
- 本格運用を一定期間行った後、2020年4月からは、**演算周期を15分に短縮した試験運用**に移行。これまでの試験運用結果を踏まえ、試験計画の合理化を図り、当初よりも**1か月程度、運用開始を前倒し**。

対象調整力の 拡大スケジュール		演算周期30分						演算周期15分							
		1月		2月		3月		4月		5月		6月			
試験運用エリア		前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半	前半	後半		
中部・関西 エリア	STEP1	→		試験時間以外は 2エリア間で 広域運用を実施						3エリア間で 広域運用					
	STEP2	→													
	STEP3	→													
	STEP4	→													
中部・関西 北陸エリア	STEP1	→		→		→		→		→		→			
	STEP2	→		→		→		→		→		→			
	STEP3	→		→		→		→		→		→			
	STEP4	→		→		→		→		→		→			

3社30分  
運用開始

各ステップでの開始・終了時における  
ログ操作時に併せて実施

3社15分  
運用開始

前倒し

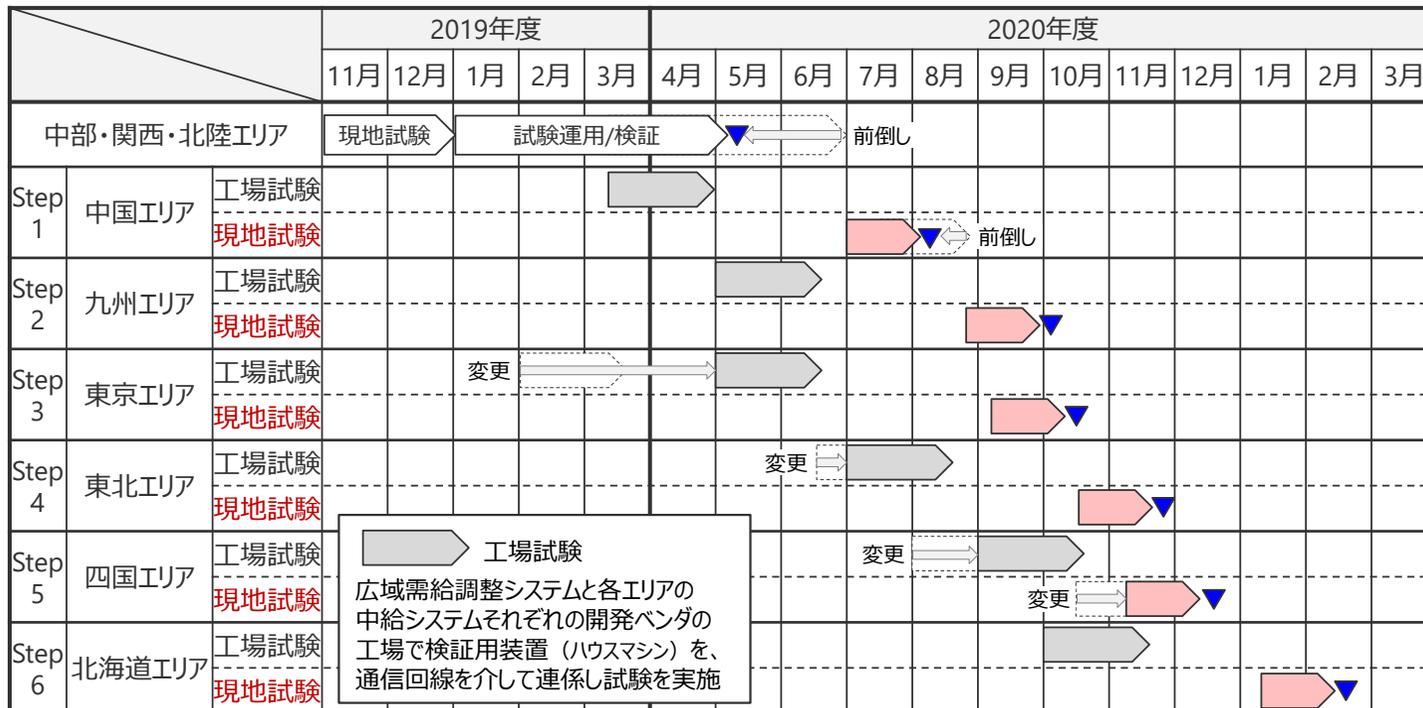
- 今後の広域需給調整システム(運用)の地理的範囲拡大に向けたスケジュールとしては、中国エリアが8月から、九州エリアが10月から本格運用開始となり、その後、東京、東北、四国、北海道エリアの順に進めていく予定である。

2019. 3.28 第10回 需給調整市場検討小委員会 資料5をもとに作成

## 01 | 地理的範囲拡大に向けたスケジュール

- 広域需給調整システムと各中給システムの開発ベンダ間での詳細な日程調整に伴い、一部のエリアで工場試験や現地試験の工程を当初計画から見直したものの、ステップや運用開始時期に大きな変更はない。

⇨: 当初計画からの変更 ▼: 運用開始目標



※ 「現地試験」は広域需給調整システムと各エリアの中給システムを連携した「対向試験」と、「試験運用」をさす。

- 第6回需給調整市場検討小員会にて、広域調達した後に広域需給調整システム(運用)のトラブル等が発生すると、他エリアで確保した調整力の運用ができなくなり、エリアで必要となる調整力が不足するリスクがあることから、このようなリスクを極力回避するため広域需給調整システム(運用)を用いた9社での広域運用を一定期間運用することにより、広域運用が安定的に行えることについて確認した後に、広域調達を開始することが望ましいとしていた。

## 三次①および二次②の広域調達開始時期

10

- 三次①および二次②の広域調達の開始時期を検討するに際して、以下のような点を考慮してはどうか。
  - ✓ 三次①および二次②は応動時間が15分以下、指令頻度が数分以下であるため、運用者が手動により調整力の発動を指示することは困難であり、中給システムのEDC機能により自動制御することとしている。そのため広域運用についても、広域需給調整システム(運用)により自動的にエリア間の調整力配分を行うこととしている。
  - このため、広域調達した後に広域需給調整システム(運用)のトラブル等が発生すると、他エリアで確保した調整力の運用ができなくなり、エリアで必要となる調整力が不足するリスクがある。このようなリスクを極力回避するため広域需給調整システム(運用)を用いた9社での広域運用を一定期間運用することにより、広域運用が安定的に行えることについて確認した後に、広域調達を開始することが望ましいのではないかと懸念されている。
  - ✓ 2021年度以降の調整電源等の確保の仕組みについては、エリア内で調達されるもののうち年間を通じて必ず必要となる量（現在電源Ⅰ公募で固定費を負担している量）は電源Ⅰ（Ⅰ-a、Ⅰ-b）公募により年間で調達することとされた。この電源Ⅰ公募から広域調達へスムーズに移行するためには、移行のタイミングを「年度初め」とすることが望ましいのではないかと懸念されている。
  - ✓ 広域調達の開始時期とはその商品の市場調達の開始時期となることから、参入事業者にとって開始時期の予見性や準備期間を考慮すると、あらかじめその時期が示されている方が望ましいのではないかと懸念されている。
  - ✓ 中給改修も含めこれから行われるメーカーとの調整や、開発過程での不具合リスクなど開発のスケジュールに不確定な要素がある。
- 上記を踏まえ、広域運用の開始時期に不確定な要素があるものの、参入事業者に対して一定の予見性を与えるために、三次①および二次②の広域調達開始時期を以下のとおりとはどうか。
  - ✓ 三次①：広域調達開始時期を2022年度とする
  - ✓ 二次②：広域調達開始時期を2024年度とする
- ただし、システム開発トラブルなどにより大幅な遅延が見込まれるなど大きな状況変化があった場合には、開発主体からすみやかに報告し、広域調達開始時期の見直しを検討することとはどうか。

- 現在、一般送配電事業者による広域需給調整システムの開発が順調に進められ、一部エリアで15分間隔の広域運用を本格運用していることから、15分以内の応動が求められる電源 I -bを広域調達することが考えられる。
- しかし、広域調達した後に広域需給調整システム(運用)のトラブル等が発生するリスクを回避するため、当初検討内容のとおり、9社での広域運用を一定期間運用することにより、広域運用が安定的に行えることについて確認した後に、電源 I -bの広域調達を実施すべきと考えられるがどうか。
- 具体的には、2021年2月以降、9社での広域運用を一定期間運用した後、2022年度向け調整力公募に向けて電源 I -bの広域調達を検討することとしてはどうか。

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 (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

- 広域需給調整システムの試験運用における試験運用項目としては、「インバランスネットティング機能試験」、「インバランスネットティングと広域メリットオーダー機能試験」、「長時間運用試験」、「システムロック試験」を実施している。

### 03 | 試験運用における検証ステップ

- 現地据付後の総合試験でシステムの健全性を最終確認した後、2020年1月より中地域各社の間で実系統での試験運用を実施予定（まずは中部エリアと関西エリアの間で、演算周期30分から開始）。
- 試験運用は、実系統で運用した場合に、広域需給調整により期待される効果を評価するとともに、電力品質や業務運用に支障が生じないことを確認。
- また、インバランスネットティング、広域メリットオーダーの段階的な試験を実施し、ステップごとにシステム・運用面での確実な動作を検証しながら進めていく（試験運用の時間についても、まずは数時間から開始し、段階的に拡大）。

#### ● 中地域各社間における試験運用の進め方

	試験運用項目	目的と検証概要
STEP1	インバランスネットティング機能試験	「インバランスネットティング機能」のみで試験運用を実施し、 <u>エリア間でのインバランス想定量の相殺効果等</u> を評価するとともに、 <u>需給・周波数調整に影響が生じないこと</u> を確認する。
STEP2	インバランスネットティングと広域メリットオーダー機能試験	「インバランスネットティング機能」と「広域メリットオーダー機能」を組合わせて、 <u>広域需給調整により期待される効果</u> を評価するとともに、 <u>需給・周波数調整に影響が生じないこと</u> を確認する。
STEP3	長時間運用試験	
STEP4	システムロック試験	連系線故障や中給システムのトラブル等を想定し、予め定めた時刻に中給システムから広域需給調整システムにロック信号を送信した場合に、 <u>融通電力の変化に伴って、需給・周波数調整に影響が生じないこと</u> を確認する。

9

- 広域需給調整システムの試験運用では、広域需給調整により期待される効果が生じることを評価するとともに、電力品質や業務運用に支障が生じないことを確認している。
- 試験運用において、各判定項目を満たすことを確認し、終了判定を行ったのち、本格運用を開始している。

### 01 | 試験運用の終了判定と本格運用開始

- 試験運用では、責任体制を明確にした上で、広域需給調整により期待される効果が生じることを評価するとともに、電力品質や業務運用に支障が生じないことを確認してきた。
- 具体的には、各ステップで実績データの検証を行い、定量的にその効果や支障の有無を分析した上で、**下表の判定項目を満たすことを**一般送配電事業者間で確認するとともに、広域機関へ報告。
- 試験運用の終了判定ののち、30分間隔での本格運用は3月12日、15分間隔での本格運用は、予定より**1か月程度前倒して、5月13日から開始。**

判定項目	判定項目の概要	終了判定
1 期待される効果	広域需給調整を実施するエリア全体にかかる調整コストの低減効果がゼロ以上であること。	良
2 電力品質	地域要求量（AR）変動・周波数変動が平常時の管理目標以内であり、試験運用に伴い、大幅に増加していないこと。	
3 業務運用	・中央給電指令所の業務運用に支障をきたす事象が発生していないこと。 ・システムの運用に支障をきたす事象が発生していないこと。	
4 インバランスネットティング	インバランスネットティングに伴う融通量が当該エリアのインバランス想定量以下であること。	
5 広域メリットオーダー	広域メリットオーダーに伴う融通量が当該エリアから広域需給調整システムに送信したメリットオーダーリストの調整可能電力量以下であること。	
6 連系線	調整量 $\alpha$ が連系線空容量以内であること。	

6



- 今年度実施する2021年度向け調整力公募のスケジュール(案)としては、7月の募集要綱(案)の意見募集結果を踏まえ募集要綱を見直し・確定し、9月～10月にて入札募集を実施し、12月初めに落札者候補者を決定した後、2021年2月までに契約協議を進めることとしている。

## 2020年度公募スケジュール (案)

2020年度の調整力の公募については、以下の日程で行うことを予定しています。



※上記公募スケジュールについては予定であり、今後、諸事情により変更となる可能性があります。

- 2018年度向け調整力公募において、DR事業者から十分な募集期間を確保して欲しいとの要望を踏まえ、入札募集期間の延長を議論したものの、供給計画および需給検証のスケジュールとの整合が課題となった。

### 電源 I 'の募集期間について

- 電源 I 'の募集期間については、DR事業者から十分な募集期間を確保して欲しいとの要望が出されていたところ、一般送配電事業者としては、電源 I a 及び I b と同じスケジュールで実施したいとの方針。
- 電源 I 'は厳気象対応のための電源であり、夏と冬に必要となるものであることを踏まえると、他の電源とはスケジュールを別にするという柔軟な対応も考えられるのではないかと。
- なお、夏・冬の需給検証において、電源 I 'も含めて供給力が確保されているかが検証できるよう、公募や契約が行われている必要がある。

- DR事業者からの意見
  - DRの場合、需要家との調整に時間がかかるため、公募期間（公募要領の開示から締め切りまでの期間）を十分に確保して欲しい。
  - 応札時にすべての需要家の確定が必要である場合には、公募締め切りを極力遅らせて欲しい。
- 7月の本会合における委員からの意見
  - DRのリストについて、前回のような短期間で提出を求めることがないように十分に配慮が必要
  - 例えばリストを提出する時期を少しずらす、来年度以降、DRの公募時期を柔軟にずらすなど、DRが入りやすく、かつ安定供給に貢献できるように行うことが必要

#### ○現在予定されているスケジュール

電源 I a、I b、I'	10月上旬公募開始～締め切り11月上旬
電源 II a、II b、II'	10月上旬公募開始。締め切りを設けず募集。

一般送配電事業者としては、供給計画提出時までに契約を固めることが必要という理由で本スケジュールにしている12

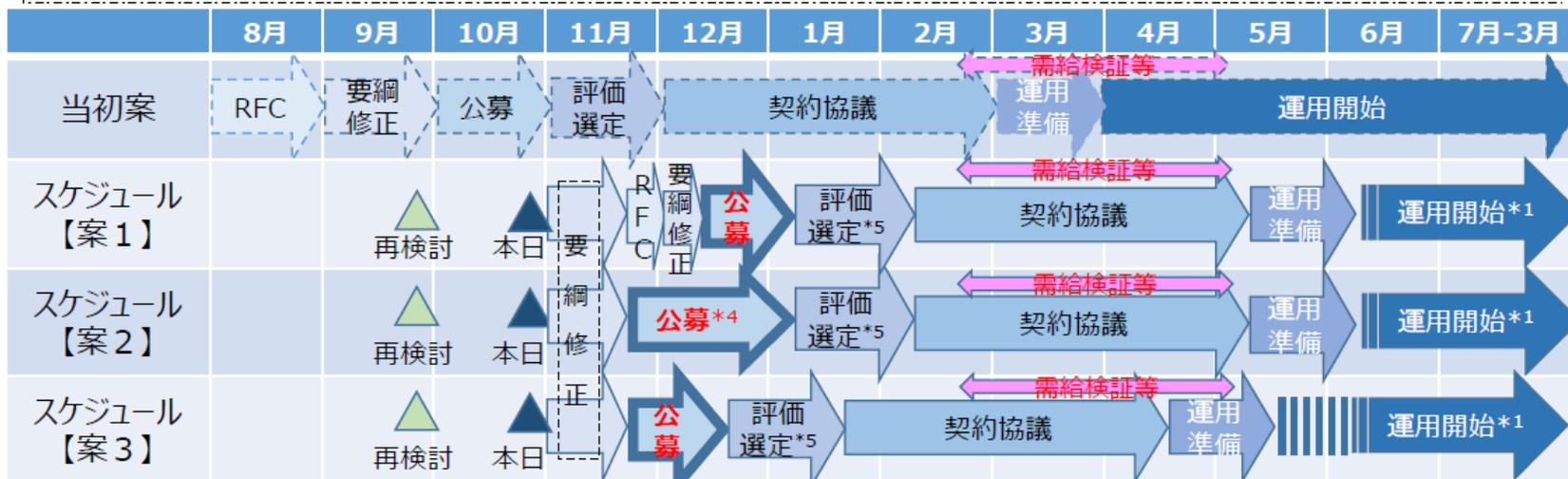
➤ 第22回 制度設計専門会合において、電源 I ' の募集期間について、十分な期間を確保するよう提言を頂いており、今回の要請事項に伴う募集要綱修正について、若干の前倒しを考慮しつつ、以下の条件付きとなるものの、3つのスケジュール案が考えられます。

- ❑ 条件 1 : 電源 I ' の運用開始を当初の4月から7月\*1へ変更する。
- ❑ 条件 2 : 供給計画、需給検証のデータ集約時期に契約が完了とならない可能性を認識いただく。

【案 1】ガイドライン\*2に記載の募集期間 (1ヶ月) を確保するため、R F Cは今回の要請事項に関する募集要綱の修正箇所を対象に短期間\*3で実施。

【案 2】募集期間を1.5ヶ月程度\*4確保するため、R F Cを省略。

【案 3】供給計画・需給検証対応として契約協議の開始を極力早くするため、R F Cを省略。



\*1 落札候補者との契約協議および運用準備完了次第速やかに運用開始。なお、次年度の公募スケジュールについては今後検討。

\*2 「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 (平成28年10月17日経済産業省)」

\*3 電源 I ' の募集要綱について落札評価方法等の一部修正に鑑み、短期間とする。

\*4 電力・ガス取引監視等委員会より募集期間をできるだけ長くできないか、別途の要請あり。

\*5 電力広域的運営推進機関との現時点調整においては、少なくとも2月中旬時点での落札候補者選定が必要。

- 2019年度向け調整力公募以降においては、2018年度の検討結果を踏まえ、DR事業者の要望および供給計画・需給検証のスケジュールとの整合を踏まえ、9月～10月を募集期間とすることとした。

### 公募スケジュールの前倒しについて

- 今年度は、9月初旬に募集を開始し、入札募集期間を2ヶ月とする。

2018年5月 第30回制度設計専門会合  
資料7-1を改変



\*電源 I (a.b)、電源 I'について同一の公募スケジュール(電源 II (a.b)、電源 II'は随時申込み)

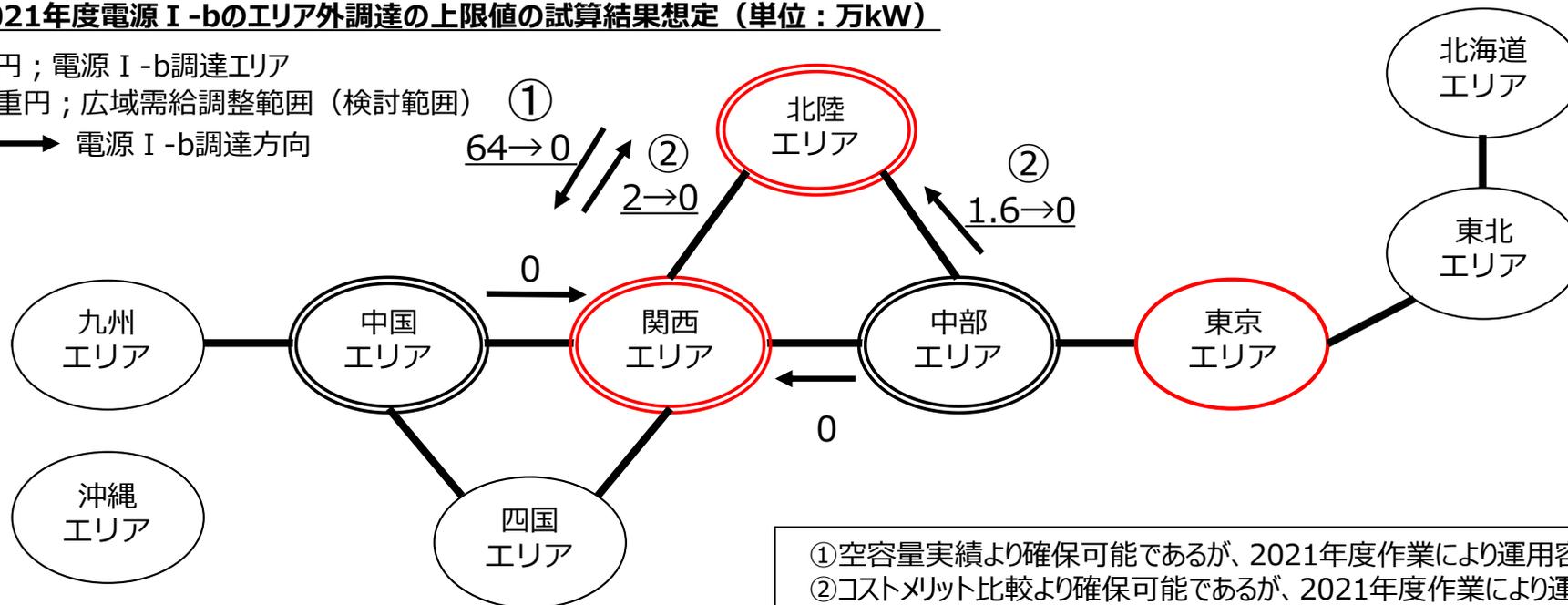
- 2019年度空容量実績と2020年度向け電源 I -bの公募結果、2021年度の運用容量から、2021年度の電源 I -bの連系線確保量の上限値想定について、電源 I 'と同じ手法を用いて試算した。
- 検討範囲は公募入札開始時点で広域需給調整が本格運用予定の中部・北陸・関西・中国の4エリアとした。
- 北陸→関西向き、中部→北陸向き、関西→北陸向きの連系線は、2021年度は作業停止により運用容量がゼロになる期間があり、その他の連系線は電源 I -bを広域調達するメリットと連系線空き容量が減少することによる卸取引市場のデメリットを比較した結果、電源 I -bを広域調達するメリットが下回ることが想定された。
- 以上のことから、電源 I 'と同様に2021年度の電源 I -bの連系線確保量の上限値を試算した結果、ゼロとなる可能性が高いと想定している。

**2021年度電源 I -bのエリア外調達の上限値の試算結果想定 (単位: 万kW)**

赤円; 電源 I -b調達エリア

二重円; 広域需給調整範囲 (検討範囲)

→ 電源 I -b調達方向



- ①空容量実績より確保可能であるが、2021年度作業により運用容量が0となる。
- ②コストメリット比較より確保可能であるが、2021年度作業により運用容量が0となる。

1. 電源 I ' のエリア外調達について
2. 周波数制御機能付き調整力（電源 I -a）必要量について
3. 広域運用との関係性について（電源 I -bのエリア外調達）
4. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方について
5. 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前に見込んでいた電源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。）

## (参考) 沖縄エリアの電源 I 必要量について

- 沖縄エリアは独立系統であることから、電源脱落事故等による停電が発生した場合に、供給支障を早期に復旧するため、常に最大単機容量の上げ調整力を確保できるように、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。 ※電源 I -bとして募集

### 【参考】当社系統における火力発電の運用について

当社系統は独立系統であり、他系統との連系線がないことから、電力安定供給確保のため、以下のような発電機運用を行っている。

- ①発電機脱落事故が発生した場合、大規模停電や並列発電機の連鎖脱落を回避するため、軽負荷期においても、総需要に対する1台あたりの出力配分を抑えて運用する必要がある。  
発電機1台(N-1)脱落事故時でも系統を安定に保つために、運転台数5台で分担する必要がある。
- ②並列発電機の構成は、調整力の確保や安定供給を考慮し、以下のとおり。
  - ・ 負荷変動に追従するため制御性の良い石油機を1台。
  - ・ LFC調整力確保およびBOG消費のためLNG機を1台。
  - ・ 事故時の周波数低下・上昇を抑制し、系統を安定化するためには、慣性が大きい大容量火力機を3台。
- ③下げ代余力必要量(6.0万kW)の確保について  
系統事故が発生した場合、停電や瞬時電圧低下に伴う負荷脱落等により、瞬時に需要が大幅に減少し、周波数が大きく上昇する場合がある。このような現象は、悪天候時の落雷による送電線事故に加え、晴れた日中においても事故が発生した実績を踏まえ、並列している発電機で下げ代余力必要量6.0万kW以上を分散保有して対応する必要がある。  
下げ代余力が不足した状況で上記のような系統事故が発生した場合、上昇した周波数を下げることができず、発電機の制御不調やトリップに至る恐れがあり、最悪の場合、大規模停電に至る可能性がある。
- ④発電機脱落事故時には大規模な停電が発生する場合もあるが、その供給支障を早期に復旧するため、並列発電機の上げ代と停止待機のガスタービン発電機で、最大単機容量を確保する必要がある。

第18回系統ワーキンググループ(2018年11月12日)  
資料1-7  
[https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shone\\_shinene/shin\\_energy/keito\\_wg/pdf/018\\_01\\_07.pdf](https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shone_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/018_01_07.pdf)

- 第25回電力・ガス基本政策小委員会(2020年6月11日)において、沖縄エリアの需給ひっ迫時の判断基準について、年間を通じて周波数調整に最低限必要となる調整力5.7万kW(57MW)を計画停電実施判断の水準の一つの参考とすることとし、必要に応じ、この判断基準の見直しを行うこととしている。

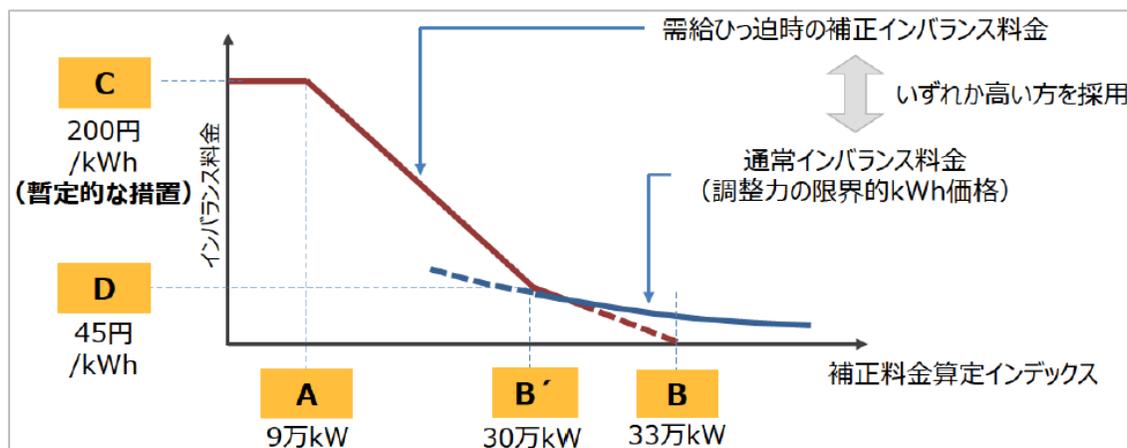
### 3. 沖縄エリアの需給ひっ迫時の判断基準について (2)

- 補正料金算定インデックスにおけるAの値は、「これ以上低下することは許されない水準として需要家に痛みのある協力を求めるタイミング」とされている。
- 沖縄エリアを除く9エリアは、需給ひっ迫警報を発令する予備率3%をAの値に準用している。引き続き需給のひっ迫状況が解消されず、予備率が1%を下回る見通しとなった場合には、計画停電実施を発表することとされており、その間に予備率約2%の幅を持たせている。
- 沖縄エリアでは、年間を通じて周波数調整に最低限必要となる調整力5.7万kWを確保しており、これを下回ると発電機の連鎖脱落の可能性があることから、一般送配電事業者による計画停電実施判断の水準としては、この5.7万kWが一つの参考になる。
- 沖縄エリアにおける需給ひっ迫警報の発令基準は、他エリアと同様の考え方に基づき、計画停電実施判断の水準の一つの参考である5.7万kWに、沖縄エリアにおける予備率約2%\*分の供給力を加えた9万kWが参考になるのではないか。
  - ※ 沖縄の厳気象H1需要は160万kW程度であるため、2%は3.2万kW程度に相当。
- なお、今後、沖縄エリアの需給状況等を踏まえ、必要に応じ、これらの判断基準の見直しを行うこととしてはどうか。

- 第48回制度設計専門会合(2020年6月30日)において、沖縄エリアの補正料金算定インデックスの横軸B' (確保済みの電源 I' の発動が確実となる水準)は、電源 I -a必要量に電源 I -b必要量を加えた30万kW(301MW)と設定されている。

## 沖縄エリアにおける電源 I' の発動が確実となる水準 (横軸B')

- 沖縄エリアにおける2020年度向けの電源 I' の運用開始にあたり、一般送配電事業者により電源 I' の発動が確実となる水準 (電源 I' が発動済みの水準) は以下のように検討された。
  - 最低限必要な周波数調整分 (電源 I a必要量) とエリア内単機最大ユニットの電源脱落分 (電源 I b必要量) は、電源 I' 発動時点で最低限維持すべき予備力と考え、電源 I' の発動が確実となる水準は、電源 I a必要量と電源 I b必要量を加えた値として、30万kWを参考とする。
- 補正料金算定インデックスの横軸B'については、上記を参考に30万kWとすることで良いか。

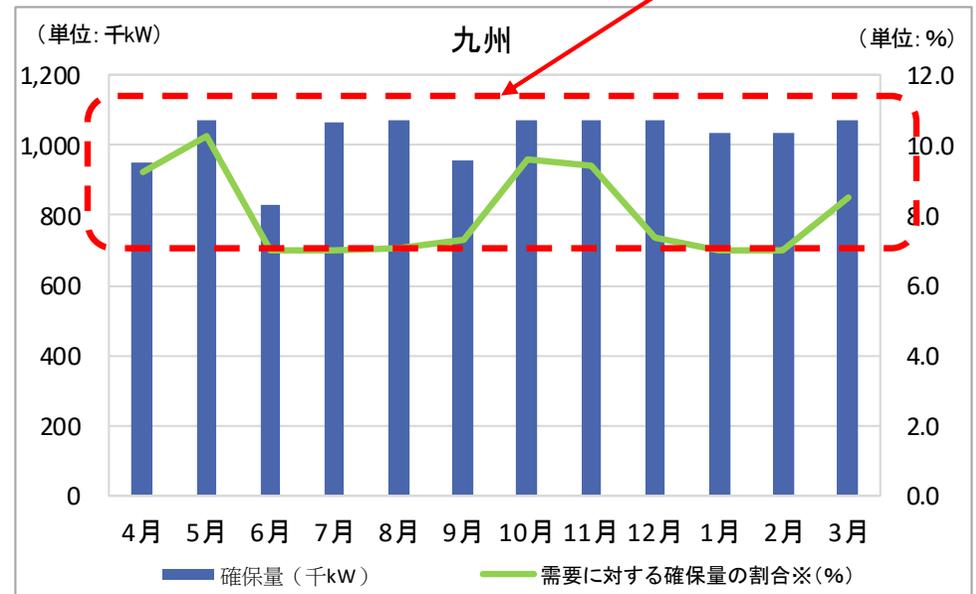
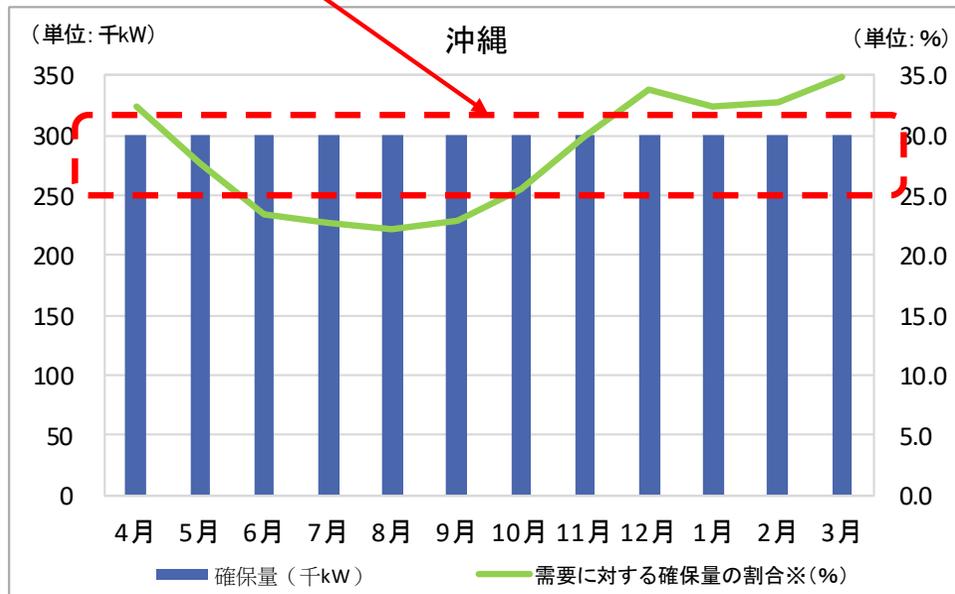


- 前回の本委員会における2020年度調整力確保計画の取りまとめ報告において、沖縄エリアの電源 I 確保量は年間一定となっていることを報告したところ。その理由としては、沖縄エリアでは、供給力(電源 II の余力を含む)がエリア外に流出することはなく、電源 II の余力が実需給でも調整力として期待できるため、年間を通して最低限必要な調整力として年間一定の電源 I を確保していると確認している。
- 他方で、沖縄エリア以外の他エリアでは、各月の需要等に応じて必要量を変化させている状況である。
- また、前述の通り、沖縄エリアの電源 I の必要量は補正料金算定インデックスの参考値として用いられている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

沖縄エリアは年間通じて確保量は一定

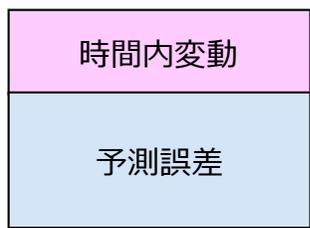
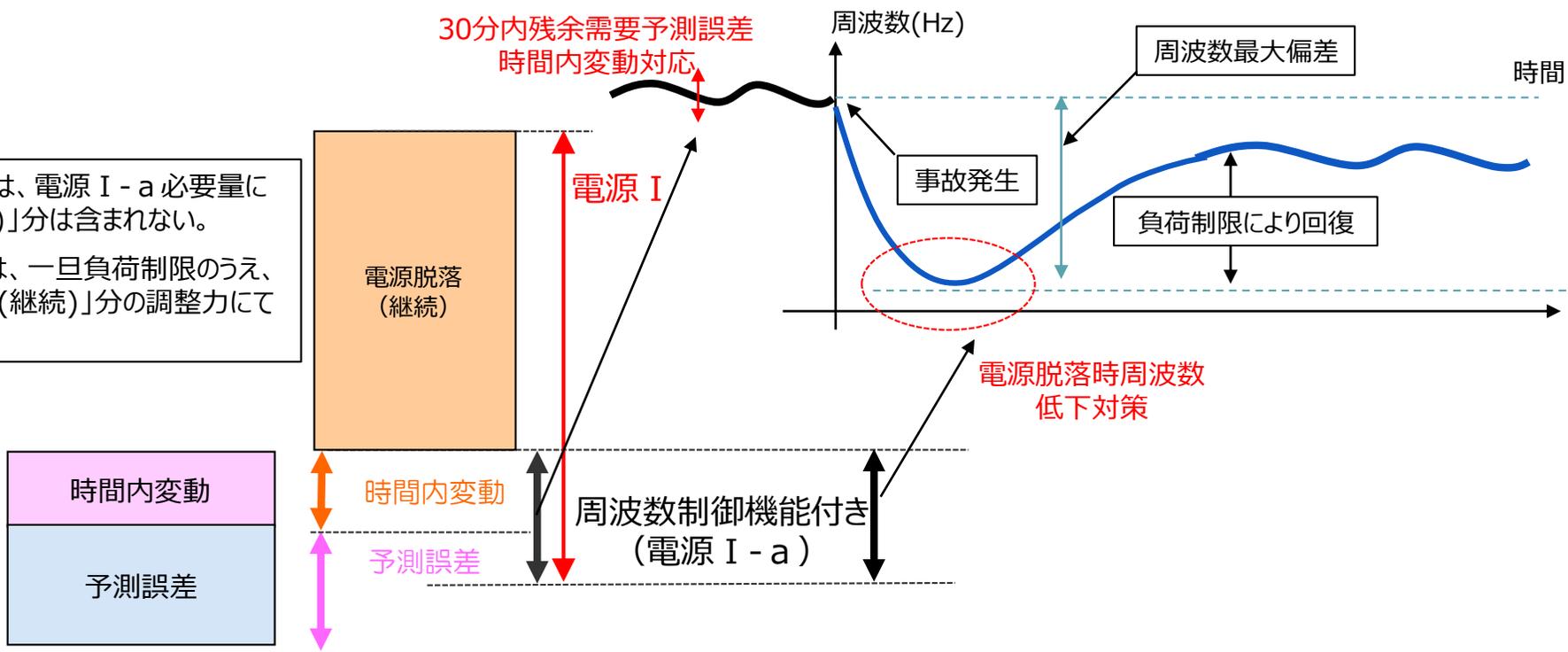
【2020年度調整力確保計画】

他エリアは需要(月)によって確保量は変動



- 電源 I - a による周波数調整の対象事象は、事故時における「電源脱落時周波数低下対応」と、平常時における「30分内残余需要予測誤差および時間内変動の対応」である。
- 「電源脱落時周波数低下対応の調整力」は、電源脱落時の周波数低下幅を抑える効果があり、その必要量については、需要の大きさの影響を受ける。また、平常時における「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」についても、需要や再エネ出力の大きさの影響を受ける。
- なお、電源 I の必要量の算定にあたっては、電源 II 余力の扱いについても合わせて整理することが必要である。

・沖縄エリアについては、電源 I - a 必要量には「電源脱落(直後)」分は含まれない。  
 ・電源脱落発生時は、一旦負荷制限のうえ、速やかに「電源脱落(継続)」分の調整力にて復旧することとなる。



- 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」を考慮することかどうか。

- 沖縄エリアは電源 I 必要量の考え方が他のエリアと異なるが、参考に、沖縄エリアについても、残余需要の高い時間帯における残余需要予測誤差・時間内変動等を算定した。
  - ✓ 対象データ：2019年4月～2020年3月
  - ✓ 「時間内変動 + 3 $\sigma$ 相当値」、「残余需要予測誤差 + 2 $\sigma$ 相当値」を算定
  - ✓ 小売電気事業者の需要予測は1時間前計画値を使用
  - ✓ FIT特例①の予測値は前々日予測値を使用、FIT特例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

	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2,300	732	約270	72

■ 2019年度の残余需要の高い時間帯における残余需要予測誤差・時間内変動等を算定した結果、残余需要予測誤差は5～7%程度、時間内変動は2～3%程度であった。

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	7.0	4.9	6.4	4.7	5.7
(ii) 時間内変動	2.8	2.6	2.0	1.8	3.2
(iii) 電源脱落	16.3	16.3	16.3	16.3	16.3
合計 (i) + (ii) + (iii)	26.1 (386MW)	23.8 (361MW)	24.8 (384MW)	22.9 (356MW)	25.3 (382MW)
【参考】ゼロ点補正量	▲0.3	0.4	1.0	0.9	0.3

予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iv) 小売需要予測誤差※1、2	5.5	4.1	4.7	4.3	5.6
(v) FIT①③予測誤差※2、3	6.2	4.6	4.1	3.8	5.5

※ 2019年度供給計画第1年度のH3需要に対する%値、( )内はMW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 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の + 2σ相当値を記載

■ 2018年度の残余需要の高い時間帯において、残余需要予測誤差・時間内変動等を算定した結果、残余需要予測誤差は4%程度、時間内変動は1～3%程度であった。

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	4.5	4.0	3.9	4.1	4.7
(ii) 時間内変動	2.7	2.5	1.6	1.4	3.0
(iii) 電源脱落	16.6	16.6	16.6	16.6	16.6
合計 (i) + (ii) + (iii)	23.8 (350MW)	23.1 (339MW)	22.1 (325MW)	22.2 (325MW)	24.4 (357MW)
【参考】ゼロ点補正量	0.6	0.5	0.8	1.1	0.6

予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iv) 小売需要予測誤差※1、2	4.1	3.8	3.6	4.2	5.9
(v) FIT①③予測誤差※2、3	6.5	2.6	2.2	0.6	4.2

※ 2018年度供給計画第1年度のH3需要に対する%値、( )内はMW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 「FIT再エネ予測値 - FIT再エネ実績値」の + 2σ相当値を記載

■ 2019年度と2018年度のデータによる算定結果を比較すると、各ケースにおいて、2019年度データの方が、残余需要予測誤差・時間内変動ともに大きい数値となった。

内訳	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(i) 残余需要予測誤差※1、2	2.4	0.9	2.5	0.6	1.0
(ii) 時間内変動	0.1	0.1	0.4	0.4	0.2
合計 (i) + (ii)	2.5	1.0	2.9	1.0	1.2
【参考】ゼロ点補正量	▲ 0.9	▲ 0.1	0.1	▲ 0.2	▲ 0.3

予測誤差	ケース1	ケース2	ケース3	ケース4	参考 (全時間帯)
(iv) 小売需要予測誤差※1、2	1.4	0.3	1.1	0.1	▲ 0.3
(v) FIT①③予測誤差※2、3	▲ 0.3	2.0	1.9	3.2	1.3

※ H3需要に対する%値

※ (2019年度データによる算定結果) - (2018年度データによる算定結果)

1. 電源 I ' のエリア外調達について
2. 周波数制御機能付き調整力（電源 I - a）必要量について
3. 広域運用との関係性について
4. 沖縄エリアの電源 I ・電源 I ' 必要量の考え方について
5. 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

- 前回までの議論内容、および本日の内容を踏まえ、2021年度向け調整力公募における「電源 I 必要量(沖縄エリア以外)」、「電源 I 必要量(沖縄エリア)」、「電源 I '必要量」の考え方について、資料 2 - 2「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（案）」のとおり取りまとめることとしたい。