

# 2019年度 スケジュール・検討事項

2019年12月13日

# 1. スケジュール

2019年度		11月	12月	1月	2月	3月
マージン検討会 ◎			◎ 12/13		◎ 2/14	◎ 3/27
検討事項	翌年度以降分 マージン算出 (2020~2029年度分)	課題検討		マージン算出		2/下旬承認 ▽2/28公表
	長期・年間 空容量等公表 スケジュール			<p>(参考) 蓋然性のある値の範囲で設定するマージンについては、3/5にシステム改修により最大・最小で表示できるようになる。</p>		3/5▽システム改修 3/13▽年間空容量等公表 3/31▽長期空容量等公表
参考	需給状況監視のための計画(年間)	▽10/31 需調・発販計画提出締切				3/25▽供給区域需要・供給力等提出締切
	需要想定			▽1/末 需要想定公表 (第1~10年度)		
	作業停止計画(年間)	▽11/1 原案提出締切		▽1/6 調整案提出締切	2/13▽ 最終案提出締切	▽2/19承認 ▽2/28公表
	電源I' 広域調達		▽11/28 各一送落札結果公表			2末頃▽ 契約協議完了

項目	背景等	検討事項等
翌年度以降 マージン算出 (2020～ 2029年度分)	<p>【既存のマージンについて】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆2018年10月1日より間接オークションの導入され、業務規程で実需給断面におけるマージンが必要な場合を除き、原則マージンゼロと整理された。</li> <li>◆これを受けて、昨年度の第3回マージン検討会（2018/12/14）では、実需給断面におけるマージンが必要な連系線・連系設備については、間接オークション導入後のマージン設定実績および系統利用へ与える影響等も踏まえてマージン設定することとした。</li> <li>◆但し、間接オークション導入後の時間が経過していないことを踏まえ、マージン設定の実績、スポット分断の実績については確認を継続し、必要があれば見直し検討を行うと整理していた。</li> </ul>	<p>【検討事項①】</p> <p>間接オークション導入後1年間におけるマージン設定実績について確認し、確認結果を踏まえて、年間・長期断面におけるマージンについて、実需給断面におけるマージン設定の考え方およびマージンの設定について検討する。</p>
	<p>【電源Ⅰ' 広域調達、三次調整力②について】</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>◆2020年度から電源Ⅰ' 広域調達、2021年度からは需給調整市場に係わる調整力のうち三次調整力②の広域調達が開始されるが、それらに必要な連系線の容量はマージンとして確保されることになった。</li> </ul>	<p>【検討事項②】</p> <p>電源Ⅰ' 広域調達、三次調整力②の導入に伴う具体的なマージン設定方法および実需給断面における「マージン設定の考え方」の検討を行なう。</p>

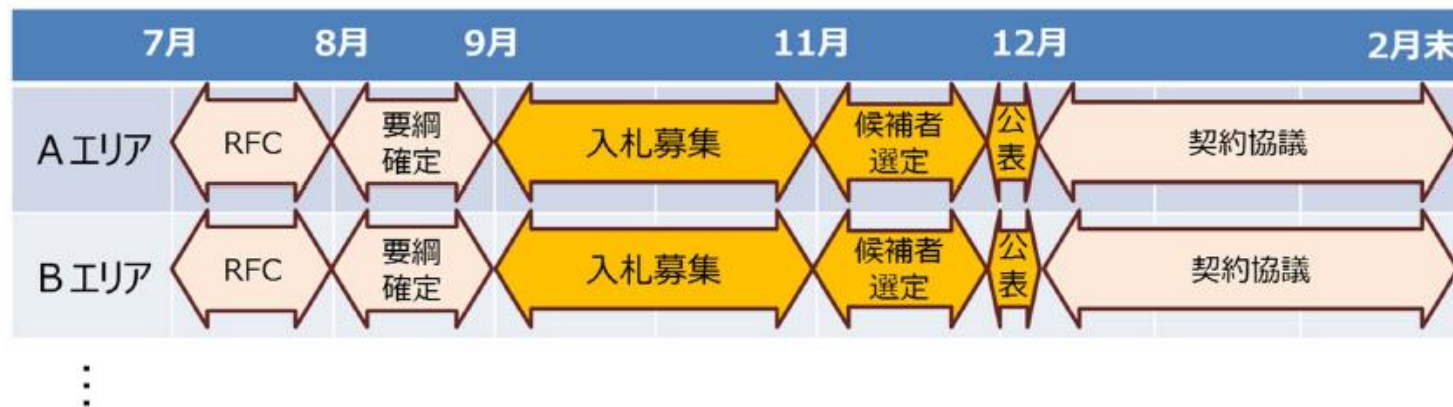
## (参考)

2019年5月 第38回制度設計専門会合  
広域機関・送配電網運用委員会提出資料

### 「電源 I ' の広域的調達」のスケジュール

- 「電源 I ' の広域的調達」を実施する場合、調整力供出事業者は、一つの入札案件を複数エリアに入札できることとなります。このため、一般送配電事業者間で入札情報を一部共有して落札候補者の選定を行うべく、「入札募集」「候補者選定」「公表」のスケジュールを統一して対応します。
- 電源 I ' のために連系線を活用する範囲が6月はじめまでに決定されれば、2020年度向けの調整力公募において、「電源 I ' の広域的調達」を実施することは可能です。

#### <公募スケジュールイメージ>



## まとめ

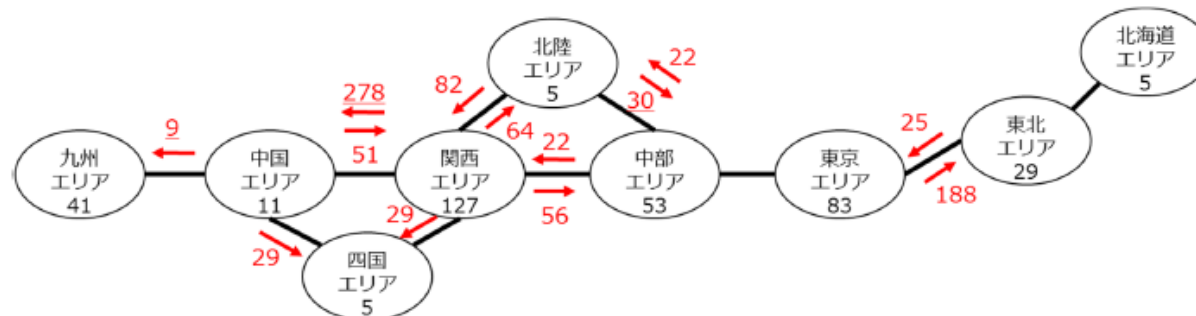
- 2020年度向け電源 I 'の調達について、広域的調達により隣接エリアの電源等と契約する場合、それが確実に活用できるよう、それと同量の連系線容量を確保することとする。その連系線確保量の上限は、広域機関から示された値（2020年度連系線運用容量考慮後）を用いることとする。
- 広域的調達における落札者の選定において、域外からの応札については、それを落札することによるコスト削減効果が連系線の容量を確保することによるコスト増を上回ると評価されるケースのみ落札することとする。（連系線の容量を確保することによるコスト増については、広域機関の手法により試算する。）
  - ※大規模電源や系統等の状況変化により、前提となる連系線の潮流に大きな変化が生じることが具体的に想定されることとなった場合には別途対応を検討する。
- 2021年度以降については、運用実績等の関連するデータを基に電源 I 'の広域的調達の経済メリット等を評価し、連系線確保量のあり方を検討する。
  - ※市場分断がエリアの小売市場の競争に与える影響も考慮する必要がある。

### 電源 I 'のエリア外調達の対象連系線と上限値（単位：万kW）【再掲】

赤字：広域機関が示した連系線確保量の上限値：2020年度運用容量考慮後

黒字：2020年度の電源 I '募集量の推計値（電力・ガス取引監視等委員会が推計。実際の募集量は未定）

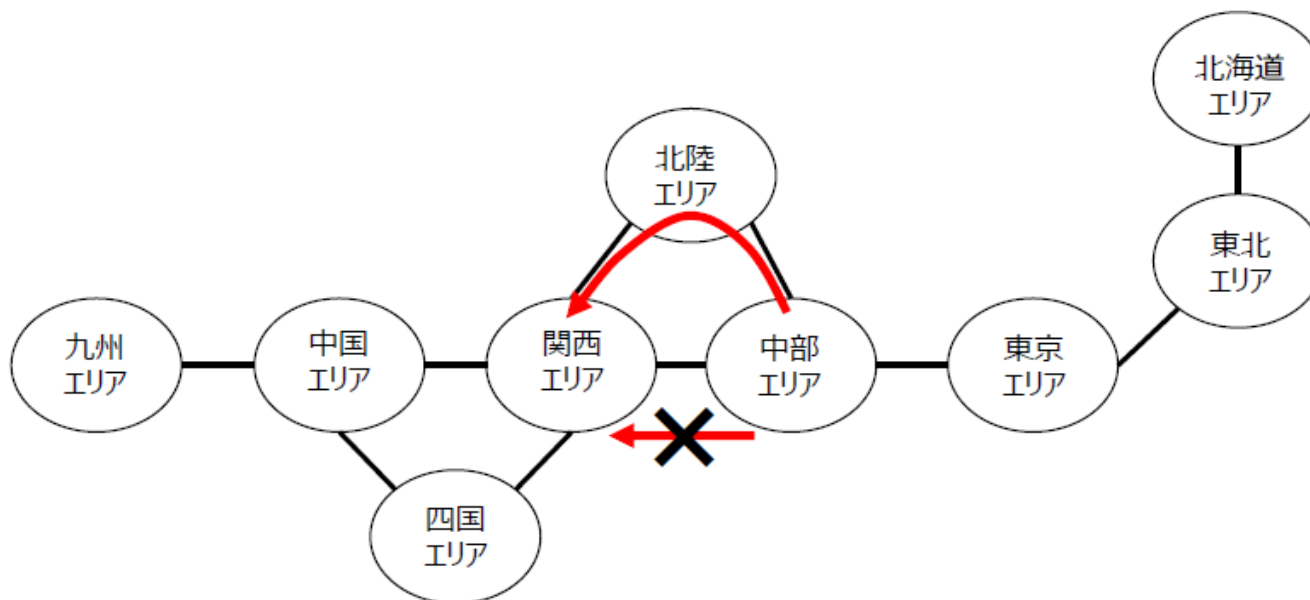
※東北東京間及び中国九州間連系線以外はフェンス潮流にて管理。複数ルート合計値で管理されるので各連系線の上限値はこれより小さい場合がある。



## エリア間に複数ルートの連系線がある場合に卸電力市場に与える影響

107

- 前回の本委員会では、個々の地域間連系線の空容量実績のみを示したが、電源 I ' のエリア外調達による卸電力市場への影響という観点で考えた場合、例えば、中部関西間連系線（中部→関西向き）に電源 I ' のエリア外調達のためのマージンを設定した結果として、仮に当該連系線が混雑したとしても、中部→北陸→関西のルートで電気を流すことにより市場分断には至らないことから、複数ルートがある場合には、フェンス潮流を考慮して検討を行う。



需給調整市場検討小委員会での検討状況

12

- 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および関西四国間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。
- 今回、2020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」ことを前提として電源 I ' エリア外調達について検討を行った。

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、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、 <u>多頻度の潮流変更が困難である。</u> （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、 <u>多頻度の潮流変更が困難である。</u> ・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、 <u>多頻度の潮流変更が困難である。</u>
	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、 <u>多頻度の潮流変更が困難である。</u>
	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、 <u>原則、迂回ルートである交流設備を優先して運用する。</u>
関西四国間連系設備	阿南紀北連系設備	○	○	○	・同上

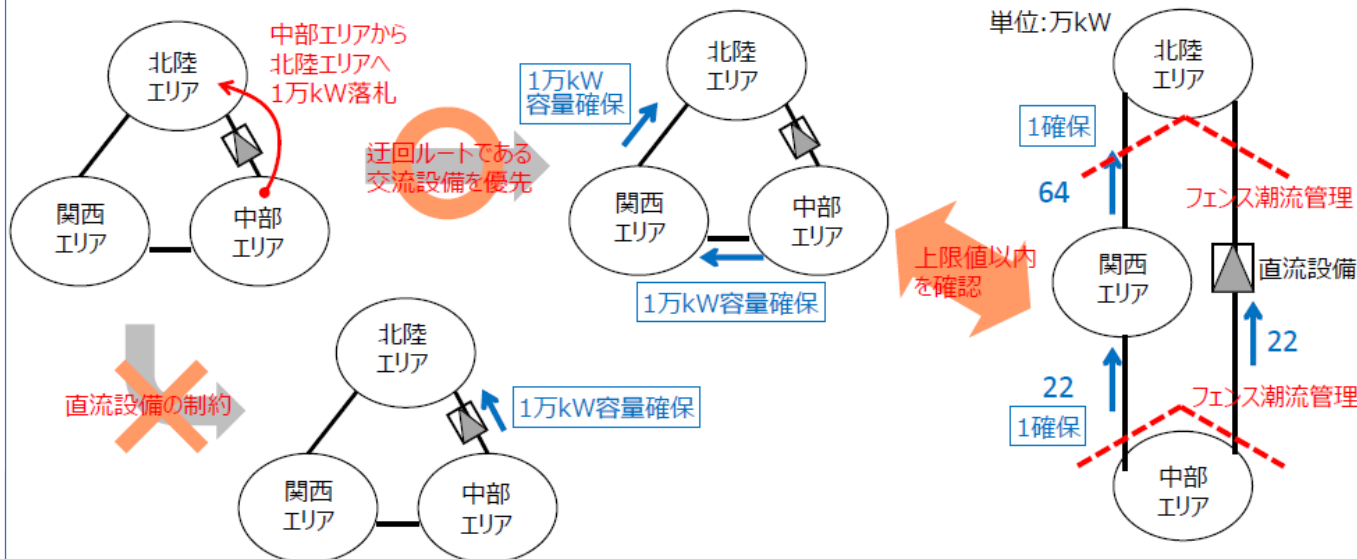
出所) 第9回需給調整市場検討小委員会（2019年3月5日）資料6（赤枠追記）

[https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018\\_jukyuchousei\\_09\\_haifu.html](https://www.occto.or.jp/iinkai/chouseiryoku/jukyuchousei/2018/2018_jukyuchousei_09_haifu.html)

## 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。



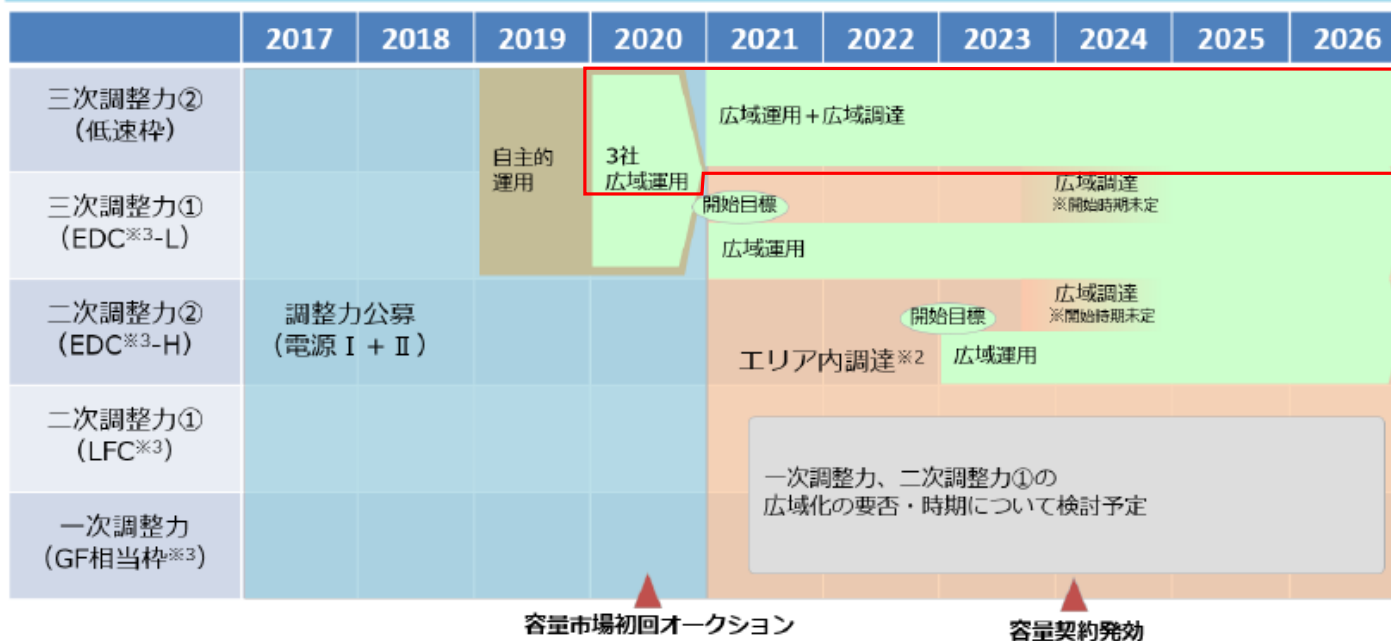
- 以上のことから、直流連系設備における隣接エリア間の電源 I ' エリア外調達については、運用上の制約がある場合には、迂回ルートである交流設備を優先して活用することとしてはどうか。
- その落札評価にあたっては、関係する一般送配電事業者間にてフェンス潮流管理する各連系線の上限値を超えていないことを確認する。（迂回ルートを活用することで、複数の連系線の容量を確保することとなるが、フェンス潮流管理により、市場取引への影響は発生しない。）
- なお、中部北陸間および関西四国間の直流連系設備以外のエリア外調達については、市場取引への影響を踏まえ、2020年度向け調整力公募においては隣接エリア間に限定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



## (参考) 変更前スケジュール

### 商品導入スケジュールについて

- 需給調整市場については、商品ごとに広域化を進め、段階的に広域化が進められる予定。
- 商品によっては、広域化に際し、中給システム改修を行うことが必要となる。※1



- ※1 需給調整市場の実現に向けて必要となる中給システム改修を適宜行う（各社の改修時期は未定）  
 (例：kWh単価の変更期限の後ろ倒し、最低入札単位の引き下げ、広域化商品の拡大...)
- ※2 年間を通じて必ず必要となる量は年間で調達し、発電余力を活用する仕組み（現行の電源Ⅱに相当する仕組み）を続ける。  
 詳細については今後検討。
- ※3 EDC（経済負荷配分制御）：全体の発電費用が最小となるように各発電機の出力を制御（小売電気事業者の経済負荷配分とは異なる）。  
 LFC（負荷周波数制御）：周波数維持を目的として数分から数十分程度までの需要の短時間の変動を対象とした制御。  
 GF（ガバナフリー制御）：発電機が自ら周波数変動に対して出力調整を行う制御。

2

出所：第24回制度検討作業部会 2018年7月17日より抜粋

6