

(参考資料 7)

# 電源 I 'の広域的調達について



## 前回の議論

- 本年秋に行う2020年度向け調整力の公募から電源 I 'の広域的調達を実施する予定。隣接エリアから電源 I 'を調達した場合、それが確実に活用できるよう地域間連系線の容量を確保する必要があるところ、その上限について公募前に決めておく必要がある。
- 前回、事務局から2018年度の最低空容量を上限とする案を提示したところ、それでは広域調達のメリットを十分に享受できない可能性があり、広域調達のメリットと卸市場への影響を総合的に評価して決めるべきなどの意見があり、継続検討することとされた。

### 前回制度設計専門会合における委員ご発言

- 本来的には仮に連系線が詰まっているところがあったとすると、そこを押さえることによるコストも域外からの調達コストに加えるべき。このコストが域内で調達するコストよりも低ければ域外から調達するという。最終的にこのような形で展開するのが正しいが、今回は連系線を押さえることによるコストがほぼゼロであろうというところに限定して、まずスタートするというのは合理的なやり方ではないかと思う。
- 考え方として、卸市場で最大値の連系線容量を確保し、なお残る残量で広域調達を行うということだが、卸市場側に寄りすぎているのではないか。本来考えるべきは広域調達のメリットとそれによってエネルギー市場がどれくらい影響を受けるのかのバランスであるべき。
- 調整力の広域調達とスポット市場への影響の問題はどこが全体最適かというのをシミュレーションでもしない限りは、出ないのではないかと思う。ぜひシミュレーションをしていただきたい。
- (各エリアの電源 I 'の調達コストは) 平均コストを見ても意味が無い。域内でも安いコストのものは置き換わらず、高いコストのものから置き換わってくる。したがって、最高価格をみるべき。その場合、九州エリアの調達コストは依然として高く、これが中国エリアから調達できることになればメリットになる。まずはスモールスタートでも始めるべき。

## (参考) 電源 I' 向け連系線容量確保の必要性

- 隣接エリアから電源 I' を調達する場合、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が必要と考えられる。
  - 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時のみ連系線容量を確保する。
  - 連系線の利用について、卸取引向けと電源 I' 向けとで非等時性がある可能性があることから、必ずしも電源 I' の契約量と同量を確保する必要がない可能性もある。2021年度以降については、2020年度の運用状況を踏まえてあらためて検討することが適当。



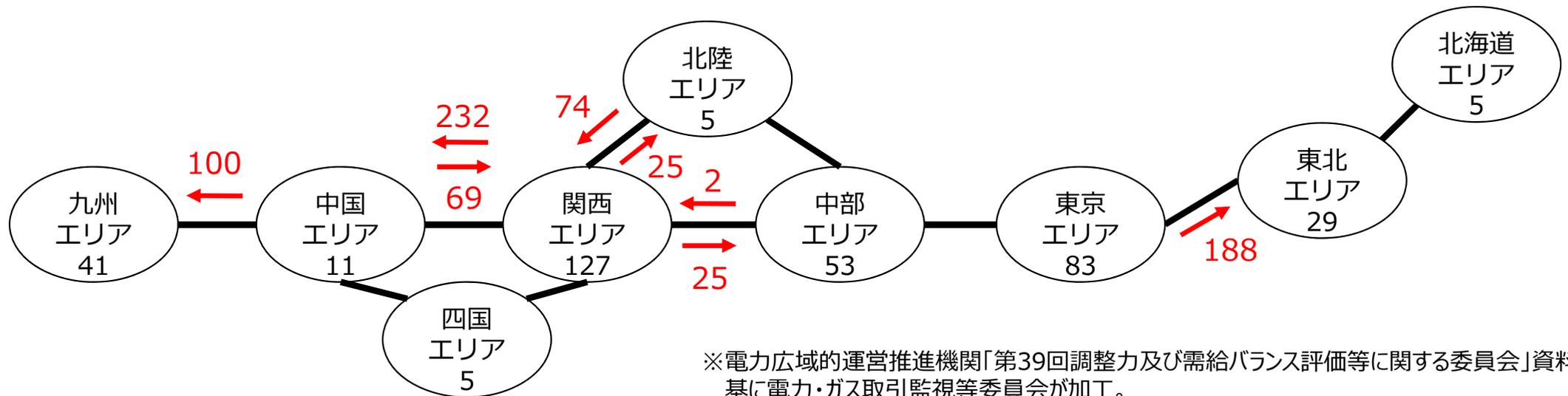
# (参考) 前回の提案内容：連系線確保量の上限値（案）

2019年5月 第38回制度設計  
専門会合 事務局資料

- 電源 I' 向けの連系線確保量の上限値については、広域調達のメリットと卸市場への影響とのバランスを考慮し決めるべきものであるが、2020年度については実施初年度であり評価するデータが十分に無いことから2018年度の該当期間における最小空容量を上限としてはどうか。
- 年度途中で、2018年度と比較して大きな潮流の変化を生じさせる事象が生じた際には卸市場への大きな影響もありえることから、こうした事象が生じた際には両者の経済メリット等を評価した上で、年度の途中でも連系線の確保量を変更できる仕組みも併せて準備することとしてはどうか。
- 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両者の経済メリット等を評価し、連系線確保量の最適配分を検討する。

## 各エリアの電源 I' 調達量（2020年度向け、推計値）及び各連系線の2018年度の最小空容量（単位：万kW）

赤字：地域間連係線の2018年度における最小空容量（夏季（7月～9月）・冬季（12月～2月）の平日（9時～20時））  
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。2020年度の募集量は未定。）



# (参考) 連系線の容量確保による卸市場への影響

2019年5月 第38回制度設計専門会合  
事務局資料

- 電源 I '向けに地域間連系線の容量を確保した場合、卸取引に用いることができる容量が減少し、卸市場における市場分断の可能性が高まる。
- その影響については、直近の年度（2018年度）における各連系線の利用実績から評価することとしてはどうか。例えば、2018年度の最小の空容量までであれば、卸市場に大きな影響はないと考えられるのではないか。

(参考) 2018年度の地域間連系線の最小空容量実績

電力広域的運営推進機関  
2019年5月23日 第39回調整力及び需給バランス  
評価等に関する委員会 資料

● 2018年4月～2019年3月（平日 9時～20時）における地域間連系線の最小空容量 [単位：万kW]

連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	45.4	29.2	42.4	0.0	0.0	0.0	35.0	30.0	53.6	53.6	52.7	42.6
	東北⇒北海道	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
東北東京間 連系線	東北⇒東京	0.0	18.2	0.0	5.2	0.0	0.7	61.4	101.3	24.0	94.9	2.0	0.0
	東京⇒東北	208.5	207.8	220.4	228.9	269.7	194.5	166.3	172.5	188.2	238.4	281.3	183.5
東京中部間 連系設備	東京⇒中部	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	56.4	20.0	109.3	59.9
	中部⇒東京	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
中部関西間 連系設備	中部⇒関西	0.0	0.0	10.4	2.3	14.6	119.8	82.2	113.1	87.7	115.4	90.6	67.7
	関西⇒中部	145.2	134.6	80.0	50.9	60.6	41.9	22.1	26.6	44.9	52.6	25.0	16.7
中部北陸間 連系線	中部⇒北陸	0.0	0.0	10.9	11.2	21.9	0.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
	北陸⇒中部	30.0	16.1	15.8	34.4	30.0	0.0	30.0	30.0	30.0	20.0	30.0	30.0
北陸関西間 連系線	北陸⇒関西	48.7	38.9	86.9	106.2	74.8	88.7	102.8	194.0	193.8	158.3	202.4	128.1
	関西⇒北陸	30.0	25.1	27.6	54.6	51.8	82.1	30.9	29.0	58.4	37.9	25.6	65.5
関西中国間 連系設備	関西⇒中国	146.7	194.4	193.9	250.6	232.3	239.5	375.8	367.6	274.9	319.8	258.2	250.0
	中国⇒関西	184.1	158.7	59.2	92.5	135.7	69.4	0.0	30.0	98.1	128.6	70.9	6.2
関西四国間 連系線	関西⇒四国	14.0	26.2	57.1	44.7	110.7	0.0	40.6	110.6	110.6	110.6	110.6	27.2
	四国⇒関西	3.9	73.9	3.9	3.9	7.8	0.0	0.0	0.0	8.0	0.0	0.0	1.7
中国四国間 連系線	中国⇒四国	0.0	0.0	24.5	0.01	17.1	61.5	25.8	81.3	62.1	69.1	96.2	21.2
	四国⇒中国	60.4	26.9	53.1	48.3	39.1	5.9	0.8	0.0	17.2	6.0	0.0	12.2
中国九州間 連系線	中国⇒九州	24.3	34.4	96.0	100.8	246.9	116.7	141.1	174.5	132.7	124.3	266.4	51.9
	九州⇒中国	7.3	19.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

# 広域機関における検討結果①

- 前回の議論を受けて、広域機関において、2018年度の実績を基に、電源 I 'の広域調達のメリットと卸市場への影響について評価が行われ、連系線確保量の上限値については、以下の値が適当であるとの結論が示された。

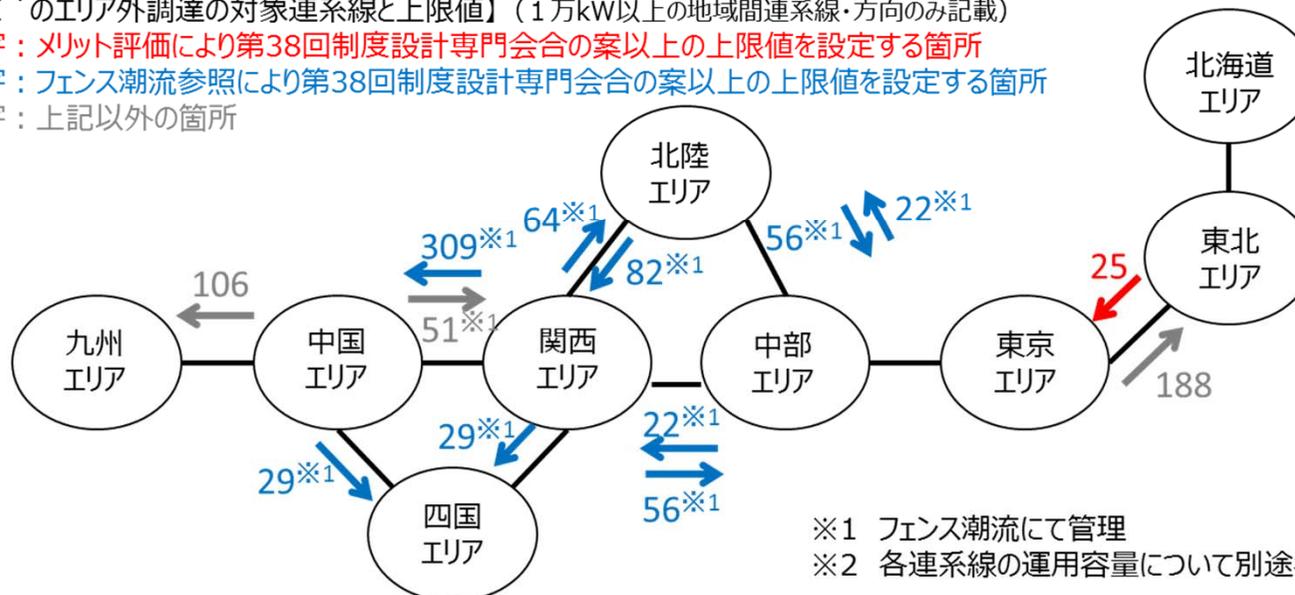
電力広域的運営推進機関  
2019年6月14日 第40回調整力及び需給バランス  
評価等に関する委員会 資料

## 電源 I 'のエリア外調達の対象連系線と上限値 (1)

- 今回、2018年度実績の数値（連系線状況、スポット市場状況、電源 I '公募状況）をもとに、電源 I 'をエリア外調達するメリットと卸電力市場への影響について検討を行った。
- 最小空容量実績がゼロの連系線であっても、エリア間で電源 I 'の価格に差がある場合には、連系線容量を確保して電源 I 'をエリア外調達することに、社会的にはメリットがある場合があることを示した。
- 具体的には、社会コストを低減する観点から、電源 I 'のエリア外調達に伴う電源 I 'の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となるエリア外調達量が、最小空容量実績を上回る場合には、その量をエリア外調達の上限とすることが考えられるのではないかと。【東北東京間連系線（東北→東京向き）】
- 今回の検討結果に基づき設定する場合の、エリア外調達（連系線確保容量）の上限値を下図※2に示す。これにより、2018年度実績からは、東北→東京および中部→関西においてエリア外調達されることが期待される。

【電源 I 'のエリア外調達の対象連系線と上限値】（1万kW以上の地域間連系線・方向のみ記載）

赤字：メリット評価により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所  
青字：フェンス潮流参照により第38回制度設計専門会合の案以上の上限値を設定する箇所  
黒字：上記以外の箇所

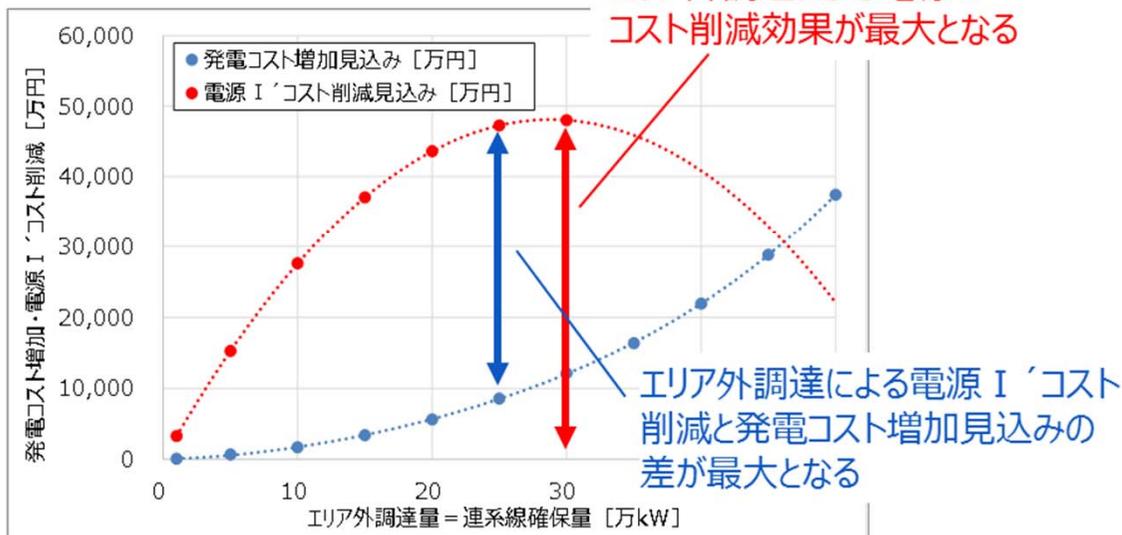


# (参考) 広域機関における検討結果② (参考資料抜粋)

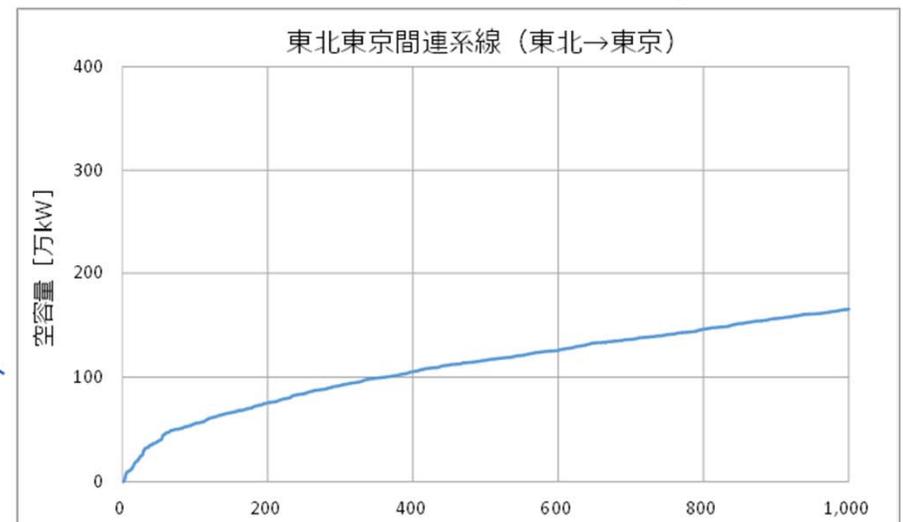
## 東北→東京向きに連系線容量を確保した場合の影響

- 東北・東京間については、東北東京間連系線（東北→東京向き）の2018年度のスポット市場後の最小空容量実績※については0万kWであった。
- ※ 7月～9月、12月～2月の平日（9時～20時）が対象
- そのため、最小空容量実績を上限とすると、電源 I ' のエリア外調達のために連系線を確保できないこととなるが、東北東京間連系線（東北→東京向き）に連系線容量を確保した場合の発電コスト増加見込みと、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みとを比較すると、下図のような関係になるとの試算となった。
- 社会コスト最小化の観点からは、電源 I ' のエリア外調達に伴う電源 I ' の調達コストの低減見込みと発電コスト増加見込みの差が最大となる量までを連系線確保容量の上限とすることが考えられる。

東北東京間連系線（東北→東京向き）の容量確保した場合の影響



東北東京間連系線（東北→東京向き）スポット市場後の空容量実績（空容量の小さい1,000コマ）



# 2020年度の運用容量を考慮した連系線確保量の上限値について

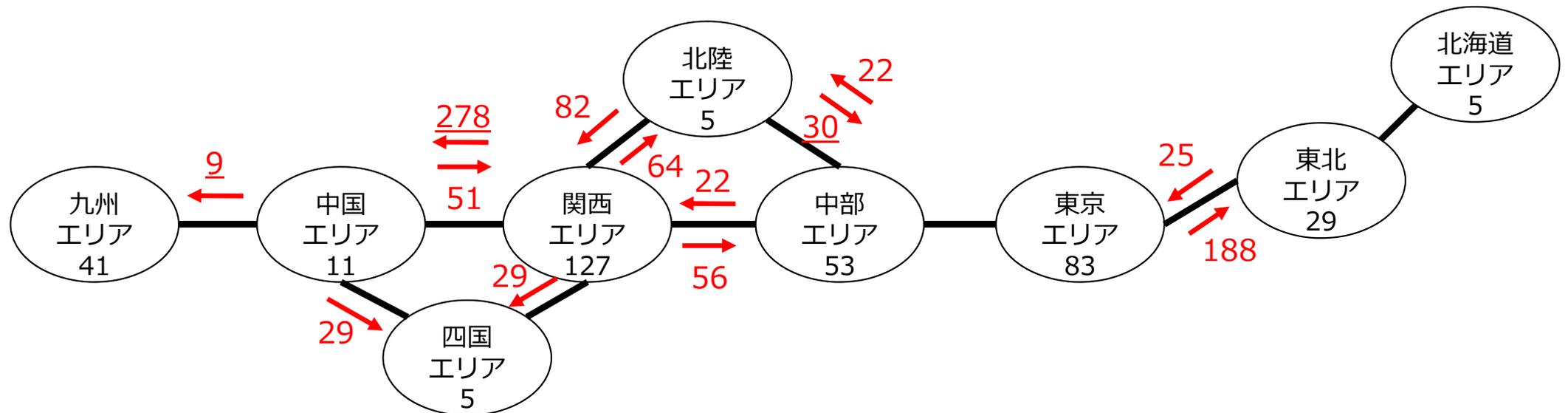
- 広域機関から示された連系線確保量の上限値について、2020年度の各連系線の運用容量を考慮すると以下のとおりとなる。

## 電源 I' のエリア外調達の対象連系線と上限値（単位：万kW）

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。複数ルートの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。



# (参考) 2020年度の連系線の運用容量 (平日: 昼間帯)

## II - 1. 2020年度の連系線の運用容量 (平日: 昼間帯)

7  
(万kW)

連系線	潮流方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間連系設備	北海道向	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
	東北向	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①) 【30(①)】	90(①)	90(①) 【30(①)】	90(①) 【60(①)】	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)	90(①)
東北東京間連系線	東北向	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)	236(①)
	東京向	505(②) 【435(②)】	<545(②)> 520(①) 【415(①)】	<545(①)> 445(②) 【470(②)】	<555(①)> 540(①)	<575(①)> 555(①)	540(①) 【540(①)】	<485(②)> 465(②) 【345(①)】	<505(②)> 485(②) 【485(②)】	<575(①)> 520(②)	<595(①)> 575(①)	<600(①)> 540(①)	<600(①)> 540(①)
東京中部間連系設備	東京向	120(①) 【60(③)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】
	中部向	120(①)	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①)	120(①)	120(①) 【90(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】	120(①) 【60(①)】
中部関西間連系線 注1)	中部向	250(④)	250(④)	250(④) 【21(④)】	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)	250(④)
	関西向	53(④)	60(④)	68(④) 【40(④)】	102(④)	103(④)	前半86(④) 後半77(④)	69(④)	前半73(④) 後半77(④)	92(④)	109(④)	87(④)	前半67(④) 後半58(④)
北陸フェンス	北陸受電向	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)
	北陸送電向	176(④)	183(④)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半180(④)
中部北陸間連系設備	北陸向	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】
	中部向	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①)	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】	30(①) 【0(①)】
北陸関西間連系線	北陸向	130(④)	130(④)	130(④) 【0(①)】	130(④)	130(④)	130(④) 【0(①)】	130(④) 【0(①)】	130(④)	130(④)	130(④)	130(④)	130(④) 【0(①)】
	関西向	176(④)	183(④)	190(②) 【0(①)】	190(②)	190(②)	前半190(②) 後半190(②) 【0(①)】	190(②) 【0(①)】	前半190(②) 後半190(②)	190(②)	190(②)	190(②)	前半190(②) 【0(①)】 後半180(④)
関西中国間連系線 注1)	関西向	389(③) 【304(③)】	389(③) 【329(①)】	389(③) 【278(①)】	414(③)	414(③)	前半414(③) 【329(①)】 後半389(③)	389(③) 【329(①)】	389(③) 【329(①)】	404(③)	404(③)	404(③)	前半404(③) 後半389(③)
	中国向	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)	278(①)
関西四国間連系設備	関西向	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
	四国向	140(①)	140(①)	140(①) 【70(①)】	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)	140(①)
中国四国間連系線	中国向	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
	四国向	120(①) 【25(④)】	120(①) 【24(④)】	120(①) 【25(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①) 【25(④)】	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)	120(①)
中国九州間連系線 注1)	中国向	227(④) 【227(④)】	218(④) 【218(④)】	232(④)	253(④)	246(④)	前半245(④) 後半234(④)	231(④)	前半238(④) 後半246(④)	258(④)	261(④)	273(④)	前半253(④) 後半240(④)
	九州向	0(④)	2(④)	5(④)	18(④)	18(④)	前半12(④) 後半9(④)	8(④)	前半8(④) 後半9(④)	18(④)	18(④)	13(④)	前半6(④) 後半4(④)



( )内の数字は、運用容量決定要因 (①熱容量等, ②同期安定性, ③電圧安定性, ④周波数維持) を示す。【】内の数字は、作業時の最小運用容量を示す。  
 < >内の数字は、運用容量の最大を示す。(東北東京間連系線は流通設備等の作業停止を考慮して毎日に算出しているため、最小値とともに最大値も記載。)  
 具体的な日毎の運用容量は系統情報サービス参照  
 注1) 9月、11月、3月における「前半」: 15日まで、「後半」: 16日以降

# 連系線確保量の上限値に係る評価の考え方

- 広域機関の評価結果は、電源 I 'をエリア外から調達することによるコスト削減効果と、連系線容量を確保することによる市場分断の影響を、昨年度のデータから一定の仮定を置いて試算して比較したものであり、一定の妥当性があると考えられる。
- 2020年度については実施初年度であり、精緻な評価は困難と考えられることから、電源 I '向けの連系線確保量の上限は、広域機関の値を用いることとしてはどうか。(注1)
- なお、実際の応札価格が本試算から大きく異なった場合には、電源 I 'をエリア外から調達することによるコスト削減効果が本試算より大幅に縮小する可能性がある。したがって、域外からの応札については、それを落札するメリットが連系線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調達対象とすることとしてはどうか。(注2、3)

注1) 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。

注2) 昨年度の電源 I 'の公募は、エリアによって契約期間等の募集条件が異なっていた。2020年度向け公募において契約期間が統一されるなどの変更があった場合には、エリアによって応札価格が大きく変化する可能性がある。

注3) 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こととし、具体的な評価方法は、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に通知する。

## (参考) 2019年度向けの公募における電源 I' の募集条件

- 2019年度の各エリアの電源 I' の契約内容は、契約期間、ペナルティの対象となる調整力提供期間、想定発動回数等が異なっていた。今秋の公募でこれらの条件が変更された場合、応札価格が大きく変化する可能性がある。

### 電源 I' の契約内容 (2019年度向け公募調達)

	東北	東京	中部	関西	九州
募集容量	15万kW	30万kW	27.7万kW	101万kW	32.3万kW
契約期間	7/16～ 9/20、 12/16～ 2/20	4/1～3/31	7/1～9/30	4/1～3/31 (追加公募 分は、7/1～ 3/31)	4/1～3/31
提供期間 (ペナルティ対象)	同上	7～9月、 12～2月	同上	同上 (※)	7～9月、 12～2月
想定発動回数	3.6回	3.6回	1.8回	3.6回	3.6回
運転継続可能時間	4時間	3時間	2時間	3時間	4時間

※7～9月、12～2月の平日以外は、停止は可能な要件とした上で調整力供出事業者が計画停止しない (= 供出可能) 状態において、計画外停止または契約電力未達の場合、ペナルティの算定を行う。

# 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。

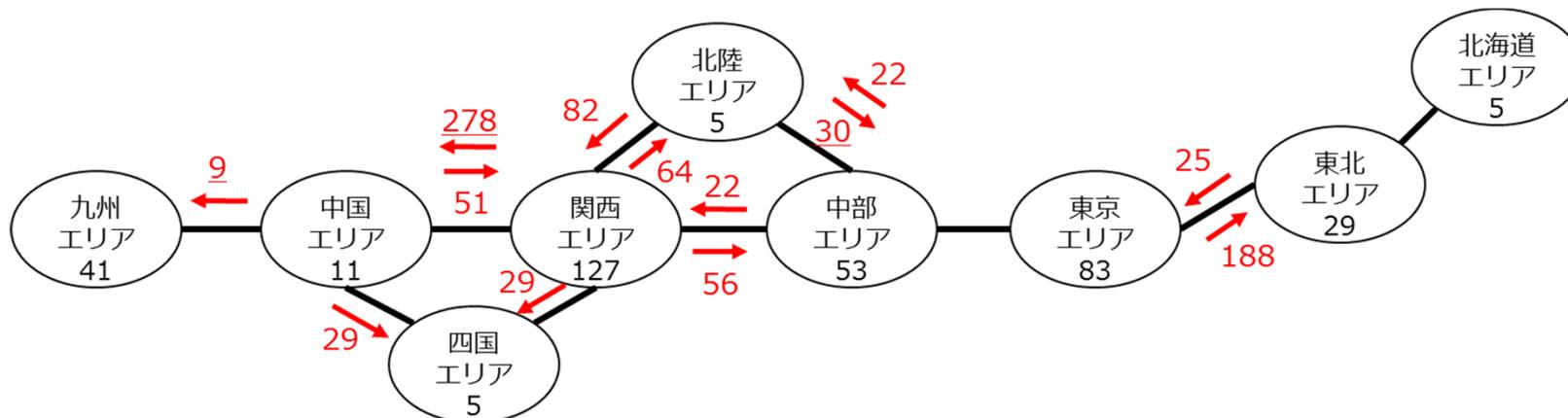
※市場分断がエリアの小売市場の競争に与える影響も考慮する必要がある。

## 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）

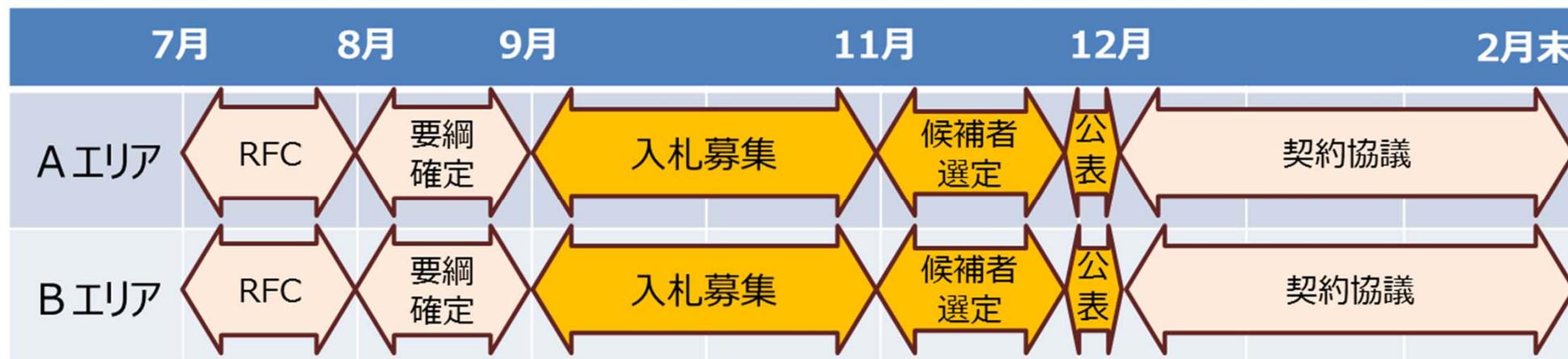
※東北東京間及び中国九州間連系線以外はフェンス潮流にて管理。複数ルート合計値で管理されるので各連系線の上限値はこれより小さい場合がある。



## 「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>



⋮